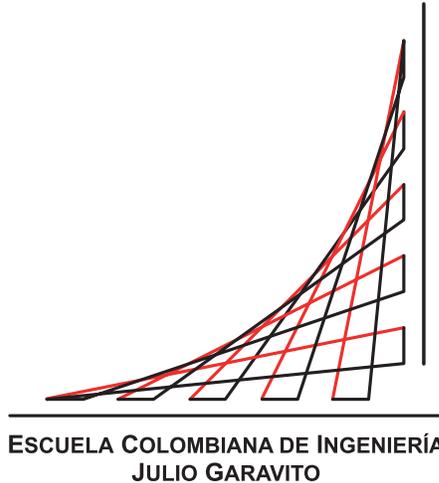


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Evaluación del esquema de coordinación de protecciones ante la inclusión de generación fotovoltaica en Bogotá

Autor:

Andrés Felipe García Quijano, Ingeniero

Director:

Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Bogotá D.C, Colombia

Febrero, 2020

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Evaluación del esquema de coordinación de protecciones ante la inclusión de generación fotovoltaica en Bogotá

Andrés Felipe García Quijano

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Sistemas de Potencia

Director(a):

Agustín Rafael Marulanda Guerra, PhD

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

Febrero, 2020

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Evaluación del esquema de coordinación de protecciones ante la inclusión de generación fotovoltaica en Bogotá** , presentado por **Andrés Felipe García Quijano**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en sistemas de potencia.

Director(a): Rafael Agustín Marulanda Guerra, PhD

Jurado: Omar Enrique Monroy Garzón, Ingeniero protecciones eléctricas

Jurado: Paulo Manuel De Oliveira-De Jesus, PhD

Bogotá D.C, Colombia
Febrero, 2020

Este trabajo es dedicado a mi familia, quienes han estado como un apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida personal, académica y laboral, a mis tutores y amigos quienes aportaron su conocimiento y tiempo para lograr hacer este trabajo.

Agradecimientos

Este es un momento muy especial de mi vida académica ya que termino una etapa importante con la cual se abrirán muchas puertas en el ámbito laboral y académico, por tanto, es fundamental agradecer a todos aquellos que me apoyaron y ayudaron a cumplir este sueño.

Gracias a mi familia por ser el motor de todos mis sueños, por su apoyo incondicional en todo momento. Gracias a mi madre por dedicar su tiempo ante cualquier tipo de necesidad que tuviera en la universidad, a mi padre por sus acertados consejos y a mi hermana por siempre desear lo mejor para mí.

Gracias a la *Escuela Colombiana de Ingeniería* y sus docentes; quienes han aportado durante 12 años a mi formación profesional, brindando su tiempo y herramientas para alcanzar todos los objetivos que me he trazado tanto académica como laboralmente incluyendo este trabajo con el cual concluyo mi mayor logro académico.

Resumen

El uso de energías limpias como fuentes de generación eléctrica es un tema que en el transcurso de los últimos años se ha visto como una buena alternativa por parte de los usuarios y generadores del sistema eléctrico en Colombia, más ahora que se han creado nuevas leyes que facilitan su construcción e implementación. Uno de los tipos de energía que más llama la atención es la energía solar fotovoltaica debido a que los tipos de terreno y las características de radiación que se tienen en diferentes partes del país se prestan para que su instalación sea más fácil y eficiente que otros tipos de energía.

La inclusión de nuevos tipos de generación en el sistema hace que las características de este cambien, teniendo en cuenta que la ubicación de estas nuevas fuentes de potencia en la red es distribuida en diferentes puntos causando que el flujo de corriente cambie de forma drástica.

Con base en lo anterior, se tienen nuevos retos para los ingenieros electricistas en diferentes campos de estudio entre los que se encuentra el de la coordinación de protecciones. Este trabajo pretende evaluar el comportamiento del esquema de protecciones actual de las redes de distribución de la ciudad de Bogotá teniendo en cuenta que, con la inclusión de fuentes basadas en energía solar fotovoltaica, se tienen cambios en las direcciones y las características de las corrientes que fluyen en la red. Estas nuevas características hacen necesario considerar nuevas variables en los estudios de protecciones eléctricas.

Abstract

The use of clean energies as sources of electricity generation is an issue that in the course of recent years has been seen as a good alternative by users and generators of the electrical system in Colombia, even more taking into account that new laws have been created to facilitate its construction and implementation. One of the most attractive type of clean energy is photovoltaic because the radiation characteristics and the types of terrains that are available in different parts of the country. Those characteristics makes an easier installation and more efficient than other types of energy.

The inclusion of new types of generation in the system leads to changes in its characteristics, considering that the location of these new sources of power in the network is distributed at different points causing the current flow to change dramatically.

Based on the above, there are new challenges for electrical engineers in different fields of study, including protection coordination. This work intends to evaluate the behavior of the current protection scheme of the distribution networks of Bogotá. With the inclusion of sources based on photovoltaic solar energy, there are changes in the directions and characteristics of the currents flowing in the network. These new characteristics lead to consider new variables in the studies of electrical protections.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VI
Abstract	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIX
Lista de abreviaturas	XXI
1. Introduccion	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Estado del arte	2
1.3. Objetivo general	4
1.3.1. Objetivos específicos	4
1.4. Organización del documento	5
2. Marco teórico	7
2.1. Coordinación de protecciones	7
2.1.1. Técnicas de ajuste de curva	9
2.1.2. Teoría gráfica	10
2.1.3. Métodos analíticos	12
2.2. Generadores a base de inversores	15
2.3. Respuesta a fallas de generadores a base de inversores	16
2.3.1. Esquema de control de corriente	17
2.3.2. Esquema de control de voltaje	22
2.4. Corriente de falla de redes de distribución con puesta a tierra por medio de resistencia	27
3. Metodología	29
3.1. Modelamiento de la red	29

3.1.1.	Cálculo de equivalente de red	30
3.1.2.	Cálculo de impedancias de secuencia de conductores en redes de distribución	31
3.1.3.	Fuentes distribuidas	36
3.2.	Planteamiento de los casos de estudio	36
3.3.	Realizar estudios necesarios para cada caso	37
3.4.	Conclusiones	38
4.	Modelos del sistema	39
4.1.	Modelo de la red	39
4.1.1.	Equivalente de red	40
4.1.2.	Transformador de potencia	42
4.1.3.	Conductores de la red de distribución	42
4.1.4.	Cargas del sistema	43
4.1.5.	Protecciones asociadas a los circuitos	44
4.2.	Modelo de Fuentes de generación distribuida	48
5.	Casos de estudio	51
5.1.	Caso base - Estado actual de la red	54
5.2.	Casos de estudio 1 a 7	55
6.	Análisis de resultados	59
6.1.	Caso base - Estado actual de la red	59
6.2.	Caso 1 - Generación distribuida en nodo TB29_LOAD1	67
6.3.	Caso 2 - Generación distribuida en nodo TB29_LOAD2	75
6.4.	Caso 3 - Generación distribuida en nodo TB29_LOAD6	83
6.5.	Caso 4 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1 y TB29_LOAD2	91
6.6.	Caso 5 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1 y TB29_LOAD6	98
6.7.	Caso 6 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6	105
6.8.	Caso 7 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1, TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6	112
6.9.	Análisis general	119
7.	Conclusiones y recomendaciones	121
7.1.	Conclusiones	121
7.2.	Aportes	122
7.3.	Recomendaciones	123
7.4.	Trabajos futuros	123

Referencias	125
8. Anexos	129
8.1. Impedancias de tramos de red	129
8.2. Datos de corto circuito	136
8.3. Modelo red Escuela Colombiana de Ingeniería	137
8.3.1. Red de alimentación - Equivalente de red	137
8.3.2. Red de alimentación - Transformador de potencia	139
8.3.3. Red de alimentación - Conductores	139
8.3.4. Fuentes de generación distribuida ECI	140

Lista de Figuras

2.1.	Ejemplo selección protección sobrecorriente principal y respaldo - Red radial.	8
2.2.	Ejemplo selección protección sobrecorriente principal y respaldo - Red con generación distribuida.	9
2.3.	Ejemplo método gráfico de coordinación de protecciones [1].	11
2.4.	Matriz B_f método gráfico $\mu = 9 - 4 = 5$ y $e = 9$ [1].	11
2.5.	Ejemplo - Falla en nodo ficticio N_x [2].	13
2.6.	Ejemplo - Protecciones principal y respaldo para falla en X [2].	13
2.7.	Esquema de Control de corriente [3].	17
2.8.	Modelo en secuencia de <i>IIDG</i> con control de corriente constante [4].	17
2.9.	Diagrama de control genérico para <i>IIDG</i> con control de corriente constante [4].	18
2.10.	Falla $2\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control de corriente constante [4].	18
2.11.	Modelo en secuencia de <i>IIDG</i> con control de PQ [4].	19
2.12.	Diagrama de control genérico para <i>IIDG</i> con control de PQ [4].	19
2.13.	Corrientes de falla $3\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control PQ [3].	21
2.14.	Corrientes de falla $2\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control PQ [3].	21
2.15.	Corrientes de falla $1\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control PQ [3].	22
2.16.	Esquema de Control de Voltaje [3].	23
2.17.	Modelo en secuencia de <i>IIDG</i> con control de voltaje [4].	23
2.18.	Diagrama de control genérico para <i>IIDG</i> con control de V/F [4].	24
2.19.	Circuito equivalente <i>IIDG</i> con control de V/F [4].	24
2.20.	Corrientes de falla $3\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control V/F [3].	25
2.21.	Corrientes de falla $2\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control V/F [3].	26
2.22.	Corrientes de falla $1\phi - T$ de un <i>IIDG</i> con control V/F [3].	26
2.23.	Puesta a tierra punto de neutro.	27
2.24.	Equivalentes de secuencia cero.	28
3.1.	Diagrama de flujo general.	29
3.2.	Variación del factor K en función de la relación R/X	30

4.1. Modelo de red a estudiar.	40
4.2. Equivalente de red en software.	41
4.3. Modelo de protecciones en <i>DigSilent</i>	44
4.4. Crear equipos de medición.	45
4.5. Crear modelos de protección ANSI 67P.	46
4.6. Crear modelos de protección ANSI 67N.	46
4.7. Configuración ajustes relé - <i>DigSilent</i>	48
4.8. Modelo paneles fotovoltaicos (Fuente DC).	49
4.9. Modelo inversor.	49
4.10. Modelo fuente de generación fotovoltaica.	49
5.1. Selección de nodos de GD.	52
5.2. Red definitiva a estudiar.	52
5.3. Puntos críticos de falla.	53
5.4. Red circuito Almendros - Caso base.	55
5.5. Red circuito Almendros - Caso 1.	56
5.6. Red circuito Almendros - Caso 2.	56
5.7. Red circuito Almendros - Caso 3.	57
5.8. Red circuito Almendros - Caso 4.	57
5.9. Red circuito Almendros - Caso 5.	57
5.10. Red circuito Almendros - Caso 6.	58
5.11. Red circuito Almendros - Caso 7.	58
6.1. Caso base - Perfil de tensiones.	59
6.2. Caso base - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB29_RC1632.	61
6.3. Caso base - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB29_RC1472.	61
6.4. Caso base - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB_11.4kV_B2.	62
6.5. Caso base - Falla trifásica ubicada en el Nodo TB_11.4kV_B2.	62
6.6. Caso base - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	63
6.7. Caso base - Falla Monofásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB29_RC1632.	63
6.8. Caso base - Falla Monofásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB29_RC1472.	64
6.9. Caso base - Falla Monofásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB_11.4kV_B2.	64
6.10. Caso base - Falla Monofásica ubicada en el Nodo TB_11.4kV_B2.	65
6.11. Caso base - Falla Monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	65
6.12. Caso 1 - Perfil de tensiones.	67
6.13. Caso 1 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protección hacia adelante.	68

6.14. Caso 1 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472 - Curvas de protecciones hacia adelante.	69
6.15. Caso 1 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2 - Curvas de protecciones hacia adelante.	69
6.16. Caso 1 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	69
6.17. Caso 1 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	70
6.18. Caso 1 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	70
6.19. Caso 1 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472. .	71
6.20. Caso 1 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. .	71
6.21. Caso 1F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	71
6.22. Caso 1R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	72
6.23. Caso 1F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	72
6.24. Caso 1R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	72
6.25. Caso 2 - Perfil de tensiones.	75
6.26. Caso 2 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.	77
6.27. Caso 2 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472 - Curvas de protecciones hacia adelante.	77
6.28. Caso 2 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. . .	77
6.29. Caso 2 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	78
6.30. Caso 2 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	78
6.31. Caso 2 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	78
6.32. Caso 2 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472. .	79
6.33. Caso 2F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	79
6.34. Caso 2R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	79
6.35. Caso 2F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	80
6.36. Caso 2R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	80
6.37. Caso 2F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	80
6.38. Caso 2R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	81
6.39. Caso 3 - Perfil de tensiones.	83
6.40. Caso 3 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.	84
6.41. Caso 3 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472. . . .	85
6.42. Caso 3 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. . .	85
6.43. Caso 3 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	85
6.44. Caso 3 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	86
6.45. Caso 3 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	86

6.46.Caso 3F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	87
6.47.Caso 3R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	87
6.48.Caso 3F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	87
6.49.Caso 3R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	88
6.50.Caso 3F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	88
6.51.Caso 3R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	88
6.52.Caso 3F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	89
6.53.Caso 3R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	89
6.54.Caso 4 - Perfil de tensiones.	91
6.55.Caso 4 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.	93
6.56.Caso 4 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472 - Curvas de protecciones hacia adelante.	93
6.57.Caso 4 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. . .	93
6.58.Caso 4 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	94
6.59.Caso 4 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	94
6.60.Caso 4 - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	94
6.61.Caso 4 - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472. .	95
6.62.Caso 4F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	95
6.63.Caso 4R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	95
6.64.Caso 4F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	96
6.65.Caso 4R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	96
6.66.Caso 4F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	96
6.67.Caso 4R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	97
6.68.Caso 5 - Perfil de tensiones.	98
6.69.Caso 5 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.	99
6.70.Caso 5 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472. . . .	100
6.71.Caso 5 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. . .	100
6.72.Caso 5 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	100
6.73.Caso 5 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	101
6.74.Caso 5 - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	101
6.75.Caso 5F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	101
6.76.Caso 5R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	102
6.77.Caso 5F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	102
6.78.Caso 5R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	102
6.79.Caso 5F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	103

6.80. Caso 5R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	103
6.81. Caso 5F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	103
6.82. Caso 5R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	104
6.83. Caso 6 - Perfil de tensiones.	105
6.84. Caso 6 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.	106
6.85. Caso 6 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472. . . .	107
6.86. Caso 6 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. . .	107
6.87. Caso 6 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	107
6.88. Caso 6 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	108
6.89. Caso 6 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	108
6.90. Caso 6F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	108
6.91. Caso 6R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	109
6.92. Caso 6F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	109
6.93. Caso 6R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	109
6.94. Caso 6F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	110
6.95. Caso 6R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	110
6.96. Caso 6F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	110
6.97. Caso 6R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	111
6.98. Caso 7 - Perfil de tensiones.	112
6.99. Caso 7 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.	113
6.100 Caso 7 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472. . . .	114
6.101 Caso 7 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2. . .	114
6.102 Caso 7 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	114
6.103 Caso 7 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2. .	115
6.104 Caso 7 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632. .	115
6.105 Caso 7F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	115
6.106 Caso 7R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.	116
6.107 Caso 7F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	116
6.108 Caso 7R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.	116
6.109 Caso 7F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	117
6.110 Caso 7R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.	117
6.111 Caso 7F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	117
6.112 Caso 7R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.	118
8.1. Model red ECI.	137

8.2. Conexión paneles fotovoltaicos - ECI. 141

Lista de tablas

2.1.	Valores de α , β y L para diferentes tipos de curvas de sobrecorriente [5], [6], [7].	10
3.1.	Resistividad y coeficiente de temperatura según tipo de material [8].	32
3.2.	Factores de corrección por efecto piel y proximidad del cobre y el aluminio [8].	33
3.3.	Factor w_k dependiendo de la frecuencia [9].	34
4.1.	Nivel de corto circuito en 115 [kV] de subestación Tibabuyes.	40
4.2.	Datos de placa transformadores subestación Tibabuyes.	42
4.3.	Impedancias de tramos - Circuito Almendros.	43
4.4.	Carga promedio subestación Tibabuyes.	44
4.5.	Datos de protecciones subestación Tibabuyes.	45
4.6.	Ajustes de protecciones subestación Tibabuyes - ANSI 51P.	47
4.7.	Ajustes de protecciones subestación Tibabuyes - ANSI 51N.	47
5.1.	Casos de generación distribuida.	53
5.2.	Cantidad de inversores conectados en paralelo para cada caso.	54
6.1.	Corto circuito trifásico en CFP - Caso base.	60
6.2.	Corto circuito monofásico en CFP - Caso base.	60
6.3.	Ajustes de protecciones ANSI 51P - Caso base.	66
6.4.	Ajustes de protecciones ANSI 51N - Caso base.	66
6.5.	Corto circuito trifásico en CFP - Caso 1.	67
6.6.	Corto circuito monofásico en CFP - Caso 1.	68
6.7.	Ajustes mínimos permitidos por las protecciones [10], [11], [12].	74
6.8.	Ajustes de protecciones ANSI 51P-Reversa Caso 1.	74
6.9.	Ajustes de protecciones ANSI 51N-Reversa Caso 1.	74
6.10.	Corto circuito trifásico en CFP - Caso 2.	76
6.11.	Corto circuito monofásico en CFP - Caso 2.	76
6.12.	Ajustes de protecciones ANSI 51P-Reversa Caso 2.	82

6.13. Ajustes de protecciones ANSI 51N-Reversa Caso 2.	82
6.14. Corto circuito trifásico en CFP - Caso 3.	83
6.15. Corto circuito monofásico en CFP - Caso 3.	84
6.16. Ajustes de protecciones ANSI 51P-Reversa Caso 3.	90
6.17. Ajustes de protecciones ANSI 51N-Reversa Caso 3.	90
6.18. Corto circuito trifásico en CFP - Caso 4.	92
6.19. Corto circuito monofásico en CFP - Caso 4.	92
6.20. Corto circuito trifásico en CFP - Caso 5.	98
6.21. Corto circuito monofásico en CFP - Caso 5.	99
6.22. Corto circuito trifásico en CFP - Caso 6.	105
6.23. Corto circuito monofásico en CFP - Caso 6.	106
6.24. Corto circuito trifásico en CFP - Caso 7.	112
6.25. Corto circuito monofásico en CFP - Caso 7.	113
8.1. Datos conductor ASCR 4/0 [13].	130
8.2. Datos conductor 300 <i>MCM CU XLPE</i> [14].	132
8.3. Impedancias de secuencia - conductores red.	135
8.4. Niveles de corto simétrico circuito 115 [kV] subestaciones.	136
8.5. Niveles de corto asimétrico circuito 115 [kV] subestaciones.	136
8.6. Nivel de corto circuito en 115 [kV] de la subestación Torca.	138
8.7. Datos de placa transformador Torca.	139
8.8. Impedancias de tramos - Circuito Arrayanes.	139
8.9. Datos lado AC - Inversores ECI [15].	140
8.10. Datos lado DC - Inversores ECI [15].	141

Lista de abreviaturas

<i>CFP</i>	Punto crítico de falla
<i>BPS</i>	Relés de punto de quiebre
<i>RSM</i>	Matriz de secuencia relativa
<i>IIDG</i>	Generadores a base de inversores
<i>Dial</i>	Tiempo de retardo de operación que se ajusta en las protecciones.
<i>GD</i>	Generación Distribuida.

Capítulo 1

Introduccion

A lo largo de este capítulo se expondrá el problema a resolver en este documento, el estado del arte de la problemática a resolver, los objetivos junto con la metodología para llevarlos a cabo y finalmente un resumen de cómo está organizado este documento.

1.1. Planteamiento del problema

El incremento en el uso de energías limpias a nivel global ha llevado a que los usuarios del servicio eléctrico vean como buena alternativa generar su propia electricidad a través de este tipo de energía. En el caso de Colombia, específicamente en la ciudad de Bogotá, el tipo de energía limpia más atractiva es la solar fotovoltaica; debido a que los tipos de terreno y las características de la radiación de la zona facilitan su instalación obteniendo mayor eficiencia con respecto a otros tipos de energía. Teniendo en cuenta lo anterior, los usuarios de tipo residencial, industrial y comercial según lo indicado en la norma *CREG 030 de 2018* pueden instalar plantas de generación fotovoltaica con el fin de suplir la energía que consumen, y en algunos casos tener la posibilidad de entregar sus excedentes de energía a la red eléctrica.

Las diferentes plantas de generación fotovoltaica distribuidas en distintos nodos de la red de distribución pueden inyectar energía sin importar el nivel de tensión al cual estén conectadas. Por lo tanto, es necesario evaluar la forma en que se estudian y analizan los fenómenos que se presentan en la dicha red bajo este nuevo escenario. Entre los principales estudios que se realizan en la operación de sistemas de distribución se encuentran flujos de carga, estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones.

En los estudios de corto circuito se hace necesario tener en cuenta los nuevos aportes de corrientes de falla de las fuentes de generación distribuida con respecto a la capacidad de los equipos de la red como transformadores de distribución, en el caso que la fuente de generación esté instalada en baja tensión, y conductores de la red de media tensión.

En el caso de los estudios de coordinación de protecciones, es necesario evaluar los esquemas actuales de coordinación teniendo en cuenta el cambio en el comportamiento de las

corrientes de falla; debido a que ahora existen nuevos puntos de inyección de corrientes en las redes de media y baja tensión, por las fuentes de generación distribuida. Esto cambia el concepto tradicional que la corriente de falla fluye en un solo sentido.

Por otro lado, la empresa de distribución de energía de la ciudad de Bogotá, tiene planificado modificar la conexión del neutro de los transformadores de las subestaciones que entregan energía a los alimentadores principales. Tradicionalmente, estos transformadores tienen la configuración delta-estrella o estrella-estrella con el punto neutro del secundario conectado sólidamente a tierra. Bajo el nuevo esquema propuesto por la empresa, la conexión del neutro a tierra se realizará por medio una resistencia, esto con el objetivo de disminuir los niveles de cortocircuito.

Al reducir los niveles de cortocircuito en la red, la inyección de corrientes de falla debido a las fuentes distribuidas a base de inversores podría hacerse más relevante en los estudios de coordinación de protecciones.

La inminente llegada de fuentes de generación eléctrica a partir de energía fotovoltaica que se conectan a la red de distribución en los niveles de media y baja tensión hace necesario evaluar si el esquema de coordinación de protecciones usado actualmente seguirá funcionando de manera selectiva y segura teniendo en cuenta las nuevas inyecciones de corriente que habría ante la presencia de fallas en el sistema eléctrico.

1.2. Estado del arte

El estudio de coordinación de protecciones en las redes de distribución tuvo su inicio cuando se empezaron a usar dispositivos electrónicos de fácil instalación en las redes aéreas, ya que, con dichos dispositivos se pueden despejar fallas en la red eléctrica de forma selectiva y segura. Una correcta coordinación de protecciones en las redes de distribución significa que, ante el evento de una falla en el sistema de potencia, se afectarán la menor cantidad posible de usuarios del sistema. Por tanto, este tema representa un gran reto para los ingenieros de protecciones, quienes con el paso del tiempo y los avances tecnológicos han desarrollado diferentes formas para definir los ajustes óptimos a programar en las diferentes funciones de protección usadas por los relés instalados en redes de distribución [16].

La función de sobrecorriente es la más usada para proteger redes de distribución, debido a su fácil implementación y bajo costo. Esta función se basa en la medición constante de las corrientes del sistema, de tal forma que cuando se presenta un valor de corriente superior al valor programado, ya sea debido a una falla en la red o una sobrecarga del sistema, la protección se encargue de aislar la parte de la red afectada sin dejar fuera de servicio clientes lejanos a dicho tramo de red. Existen diferentes tipos de funciones de sobrecorriente como las de tiempo inverso, tiempo definido, instantáneos, entre otras, en las cuales se puede ajustar

tanto el valor de corriente como el tiempo en el cual se desea que opere la protección con el objetivo de obtener selectividad entre las diferentes protecciones instaladas [2].

La coordinación de protecciones de sobrecorriente se hacía inicialmente encontrando los tiempos de actuación de las protecciones para diferentes valores de corriente y verificando que, para dichos valores de corriente, existiera selectividad entre las diferentes protecciones. Sin embargo, gracias a varias investigaciones se empezaron a aplicar nuevos métodos de coordinación de protecciones como el modelamiento matemático y gráfico del funcionamiento de los relés protecciones y las técnicas de optimización lineal y no lineal con el fin de encontrar los ajustes de protección óptimos que hacen que los relés despejen las fallas de forma selectiva y en el menor tiempo posible [16]. Dichos avances se han usado para obtener ajustes de coordinación de protecciones en redes de distribución más complejas como las que unen varios sistemas de potencia o las que cuentan con varias fuentes de generación.

En los últimos años se han realizado estudios de coordinación de protecciones planteando problemas de programación lineal como en el caso de [17] donde se hace el estudio de protecciones en una red que puede llegar a tener diferentes topologías dependiendo de las necesidades operativas. En dicha red se tienen protecciones de sobrecorriente direccionales las cuales se coordinan por medio de un algoritmo de análisis de intervalos el cual consiste en formular el problema de coordinación de protecciones como un problema de programación lineal usando una gran cantidad de restricciones de desigualdad.

Otra forma de realizar coordinación de protecciones es la que se usa en [2], donde se obtienen inicialmente los puntos críticos de falla de la red a estudiar y a partir de estos se hace un análisis de diferentes fallas con el fin de obtener los ajustes de protecciones *óptimos*, ya que, estos ajustes funcionan selectivamente para fallas en cualquier otro punto de la red.

Por otro lado, teniendo en cuenta la necesidad de evaluar la forma en que se hace la coordinación de protecciones en redes con generación distribuida, es necesario tener en cuenta el comportamiento de las fuentes de generación a base de inversores cuando se presentan fallas en la red, en [18] se hace el análisis del comportamiento de los tipos de inversores usados en las fuentes fotovoltaicas ante diferentes tipos de falla en una red de distribución, a partir de dicho análisis se concluye que los inversores de control de voltaje tienen un nivel de corto circuito mayor que los de control de corriente debido a la forma en que realizan el control de los parámetros de salida del inversor haciendo que los del tipo de control de corriente sean más apropiados para esta aplicación.

Aunque recientemente no se cuenta con muchos estudios de coordinación de protecciones en redes con presencia de generación distribuida se puede partir de la información sobre estudios de coordinación de protecciones en redes de distribución y del comportamiento de inversores ante fallas en la red para realizar este tipo de estudios como se evidencia en [19] donde se plantea un algoritmo para realizar coordinación de protecciones en redes con

generación distribuida a partir de la ubicación de los puntos críticos de falla.

Igualmente, en [20] se plantea un método para preservar la coordinación de protección considerando la inclusión de sistemas fotovoltaicos, con diferentes ubicaciones y ante cualquier nivel de penetración, en una red de distribución de Isfahan. Cabe resaltar que dicho método no se basa en la inclusión de equipos de comunicación en las protecciones sino que, sin cambiar los equipos de sobrecorriente de la red, usa un algoritmo iterativo que consiste en aumentar el nivel de penetración y evaluar si, para cada nivel, se mantiene la selectividad de las protecciones basándose en los niveles de corto circuito y haciendo un modelamiento matemático y gráfico de las protecciones a partir del cual modifican las curvas características de los dispositivos o se limita la corriente de salida de las fuentes de fotovoltaicas.

Finalmente, es necesario revisar cómo se hacen los estudios de coordinación de protecciones en el caso de las redes de distribución de Bogotá; esto servirá como base para realizar el estudio correspondiente a este trabajo. La coordinación de protecciones en las redes de Bogotá actualmente se hace a partir del modelamiento matemático y gráfico de las funciones de los relés de protección y, a partir de dicho modelamiento y de criterios de coordinación definidos por el operador de red, se obtienen los ajustes a programar en los relés. Este método se usa en principio debido a que no se requiere de un gran esfuerzo de cálculo para obtener una coordinación de protecciones adecuada, es fácil de simular en software especializado y a que en la actualidad existen muy pocos circuitos con fuentes generación distribuida en el sistema de distribución de la ciudad de Bogotá.

1.3. Objetivo general

Evaluar el funcionamiento del esquema de protección actual de un circuito de distribución de 11.4 [kV] de la ciudad de Bogotá ante la inyección de potencia de fuentes fotovoltaicas distribuidas, mediante su simulación en software especializado.

1.3.1. Objetivos específicos

- Caracterizar los equipos y elementos que componen la red de distribución a estudiar, las fuentes de generación distribuida y los nodos en donde se conectarán las fuentes de generación distribuida a partir de la ubicación de los equipos de protección que componen la red.
- Plantear $2^n - 1$ escenarios de generación distribuida (donde n es el número de nodos donde se conectarán fuentes de generación distribuida) en los que se harán los estudios de flujo de carga, corto circuito y coordinación de protecciones por medio de simulaciones en software especializado.

- Realizar el estudio de flujo de cargas, corto circuito y coordinación de protecciones de la función de sobrecorriente para los $2^n - 1$ escenarios de generación distribuida planteados.

1.4. Organización del documento

El presente documento está organizado de la siguiente forma: En el capítulo 1 se presenta la introducción del documento en donde principalmente se describe el problema y la forma en que se buscará solución al mismo. Posteriormente, en el capítulo 2 se muestra el marco teórico donde se describe cómo se han hecho los estudios de coordinación protecciones a lo largo del tiempo, el estado del arte de las fuentes de generación distribuida a base de inversores y su respuesta a fallas en el sistema. Por otro lado, se describe el comportamiento de las corrientes de falla en las redes de distribución con características como las de la red a estudiar y el método adecuado para el cálculo de impedancias de secuencia de los conductores de las redes de distribución. En el capítulo 3 se explica detalladamente la metodología a seguir en este trabajo. En el capítulo 4 se presentan los modelos de todos los componentes de la red a estudiar que se realizaron con el fin de hacer las simulaciones indispensables en los estudios de flujo de carga, corto circuito y coordinación de protecciones. Además, en el capítulo 5 se exponen todos los casos de estudio a evaluar y en el capítulo 6 los resultados de cada caso junto con su análisis respectivo, con el fin de cumplir lo indicado en los objetivos específicos. Finalmente, en el capítulo 7 se tienen las conclusiones obtenidas a partir del análisis de resultados previo y los aportes y recomendaciones que se dan como resultado de este trabajo.

Cabe resaltar que este documento cuenta con varios anexos en los cuales se muestran:

- Los cálculos necesarios para realizar los modelos del capítulo 3.
- Los niveles de corto circuito entregados por el operador de red.
- Caso de estudio de la red de la Escuela Colombiana de Ingeniería

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se expondrá la teoría necesaria que se usará como base para realizar los estudios de coordinación de protecciones que soportarán las conclusiones de este trabajo.

Inicialmente se mostrarán las diferentes técnicas que se han usado para hacer coordinación de protecciones a lo largo del tiempo desde los primeros análisis matemáticos hasta la inclusión de métodos gráficos y de optimización. Por otro lado, se tiene la respuesta que tiene los diferentes tipos de inversores ante la presencia de fallas en la red eléctrica dependiendo del tipo de control con el que se diseñan además de cómo se comportan las corrientes de fallas en la red de Bogotá a estudiar dada su configuración. Finalmente, teniendo en cuenta que para realizar los estudios de coordinación de protecciones es necesario realizar modelos de red que sean lo más cercano posible a la realidad se muestra como se realizan equivalentes de redes de alimentación junto con los modelos de los transformadores que se tienen actualmente en las redes de Bogotá, además se expondrán los métodos de modelamiento de conductores necesario para realizar las simulaciones para los estudios de coordinación de protecciones.

2.1. Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones eléctricas ha generado grandes retos para los ingenieros electricistas a lo largo del tiempo debido a que esta labor puede ser compleja dependiendo de las funciones de protección a implementar y de las características de cada tipo de red. Es por lo anterior, que durante las últimas décadas se han desarrollado y estudiado diferentes técnicas para realizar la coordinación de protecciones de los diferentes esquemas que se pueden llegar a implementar en las redes eléctricas, con el fin de garantizar la seguridad del sistema y de los seres vivos siendo selectivo ante la ocurrencia de fallas en la red, por tanto, el problema se traslada a la selección adecuada de los parámetros que componen cada una de las funciones de protección a usar [21].

Dependiendo de la configuración de la red, los criterios de coordinación de protecciones y las funciones a usar cambian. En las redes de transmisión y subtransmisión es común encon-

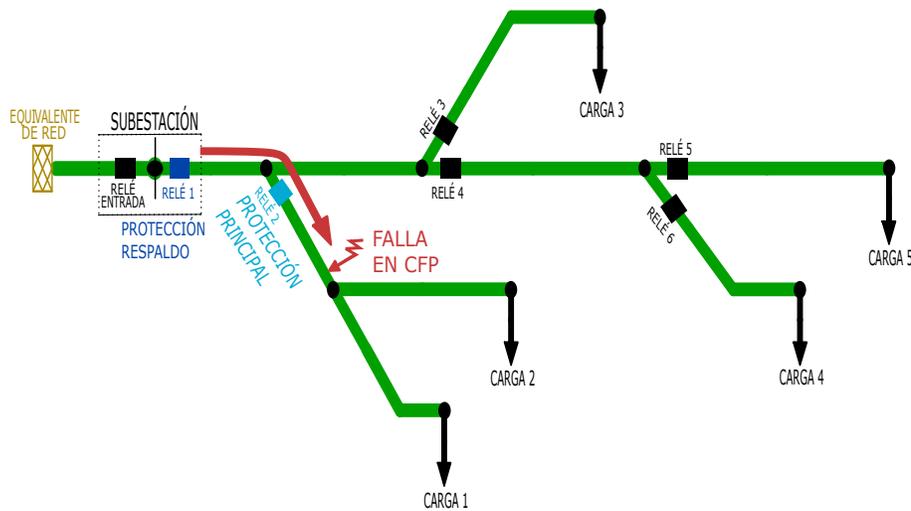


Figura 2.1: Ejemplo selección protección sobrecorriente principal y respaldo - Red radial.

trar funciones de protección basadas en el cálculo de impedancias y funciones diferenciales de línea como protección principal, mientras que la función de protección de respaldo las hacen los relés de sobrecorriente direccional [22]. Por otro lado, para el caso de las redes de distribución es usual usar relés con función de sobrecorriente tanto como protección principal como de respaldo; dependiendo de la topología y de los equipos conectados en la red, la función de sobrecorriente se escoge direccional o no direccional [19].

Además, generalmente los sistemas de distribución de energía eléctrica son radiales, por tanto, solo cuentan con una fuente de energía eléctrica que se encarga de alimentar todas las cargas conectadas al sistema [23]. En esta configuración es usual utilizar únicamente protecciones de sobrecorriente no direccionales (**ANSI 51/51N/50/50N**) teniendo en cuenta que la dirección en que existirá corriente de falla es única en el circuito; esto significa que la selección de la protección que hará las veces de principal y respaldo para cada ubicación de falla es sencilla y además existe únicamente un punto crítico de falla en cada caso (*CFP* por sus siglas en inglés, es el punto donde la diferencia en el tiempo de operación entre la protección principal y de respaldo es mínimo [2]). En este caso, el *CFP* se ubica al frente de la protección principal como se puede apreciar en el ejemplo de la figura 2.1 (punto más cercano aguas abajo de la protección principal).

Por otro lado, se tienen retos diferentes cuando se trata de una red de distribución que está interconectada con otra red o cuando se tiene más de una fuente de generación ubicadas en diferentes puntos de la red, debido a que la dirección de corriente que es medida por cada protección es diferente dependiendo de la ubicación de la falla, haciendo que puedan existir más de una protección principal y de respaldo poniendo en riesgo el sistema con esquemas de coordinación de protecciones usados típicamente en una red radial como se puede apreciar

en la figura 2.2 [19].

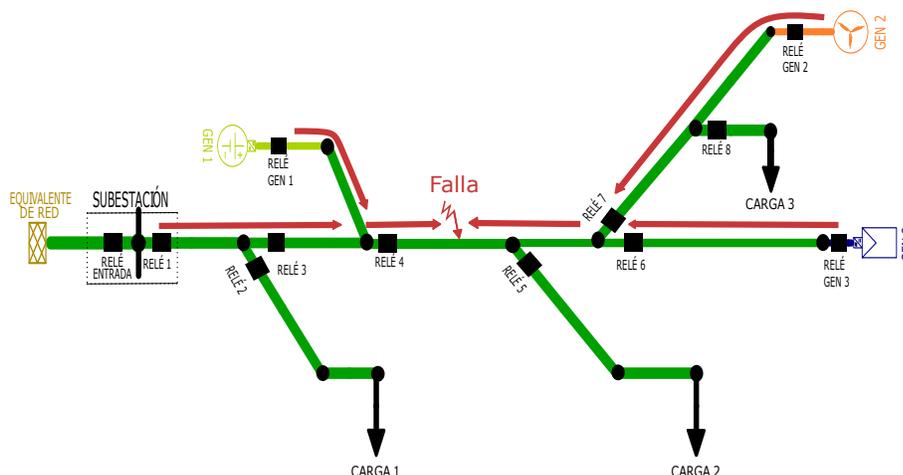


Figura 2.2: Ejemplo selección protección sobrecorriente principal y respaldo - Red con generación distribuida.

La coordinación de las protecciones de sobrecorriente en circuitos de transmisión y distribución, tanto direccionales como no direccionales, ha sido de gran interés desde que se generalizó su implementación en las redes eléctricas y por tanto la forma de ajustar y coordinar dichas protecciones ha ido avanzando a lo largo del tiempo, dichos avances se resumen en tres grupos de técnicas o teorías de coordinación [19]:

2.1.1. Técnicas de ajuste de curva

El método de ajuste de curva es la base de los estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente, debido a que a partir de este método se empezaron a realizar ajustes matemáticos de las respuestas de las protecciones (curvas de tiempo inverso) [19]. Dichos ajustes llegaron al punto de generalizar las características de operación de los relés con la ecuación 2.1, la cual describe el tiempo de operación a partir de 5 parámetros (α , β , $I_{Pick-up}$, L y TDS - Time Delay Setting) [2], [5]:

$$t = \frac{\alpha * TDS}{\left(\frac{I_{Falla}}{I_{Pick-up}}\right)^\beta - 1} + L \quad (2.1)$$

Donde, $I_{Pick-up}$ corresponde a la corriente de arranque de la protección y TDS es el tiempo de retardo de actuación, estos parámetros se seleccionan según el estudio de coordinación de protecciones. Por otro lado α y β describen el tipo de curva a usar y L es una constante que depende del tipo de curva a usar, la tabla 2.1 muestra los valores típicos de α , β y L según normas **IEEE**, **IEC** y **ANSI**.

Tabla 2.1: Valores de α , β y L para diferentes tipos de curvas de sobrecorriente [5], [6], [7].

Curva Característica	Estándar	β	α	L
Moderadamente Inversa	IEEE	0.02	0.0515	0.1140
Muy Inversa	IEEE	2.00	19.610	0.4910
Extremadamente Inversa	IEEE	2.00	28.200	0.1217
Moderadamente Inversa	IEC	0.02	0.140	0
Muy Inversa	IEC	1.00	13.500	0
Extremadamente Inversa	IEC	2.00	80.000	0
Moderadamente Inversa	ANSI	0.02	0.0103	0.0228
Muy Inversa	ANSI	2.00	3.922	0.0982
Extremadamente Inversa	ANSI	2.00	5.640	0.0243

Gracias a los diferentes avances en electrónica, actualmente se usan relés de protecciones digitales los cuales basan su funcionamiento en los diferentes modelos matemáticos que se obtienen de la tabla **2.1**.

Teniendo en cuenta que los relés de protección basan su funcionamiento en estos modelos matemáticos, es necesario encontrar los *CFP* de la red para los cuales debe existir un tiempo de operación adecuado de todas las protecciones de la red y un margen de coordinación óptimo. Es por lo anterior, que se han desarrollado diferentes estudios que definen técnicas para hacer la coordinación de protecciones como es el caso de los métodos descritos a continuación.

2.1.2. Teoría gráfica

Este método es utilizado principalmente en redes que cuentan con lazos cerrados (comúnmente redes de transmisión) y se basa en la selección adecuada de un conjunto de relés conocido como “relés de punto de quiebre” o *BPS* por sus siglas en inglés (*break point set*). Dicha selección es crucial para la convergencia rápida de la solución de problemas de coordinación de protecciones [19]. En redes con lazos cerrados es necesario organizar los relés de protección en secuencia para garantizar su coordinación de protecciones, el primer relé de cada secuencia es conocido como el BPS [1], la ubicación de los puntos de quiebre se selecciona de tal forma que todos los lazos cerrados se rompan con la apertura del menor número de dispositivos y la cantidad de elementos existentes en nuevo lazo abierto sea mínimo.

Para determinar los puntos de quiebre, inicialmente se define el árbol principal de la red a partir del cual se pueden obtener todos los posibles lazos cerrados, un ejemplo de esto se puede apreciar en [1] donde se plantea la red de la figura **2.3a** la cual se modela gráficamente como se muestra en figura **2.3b**.

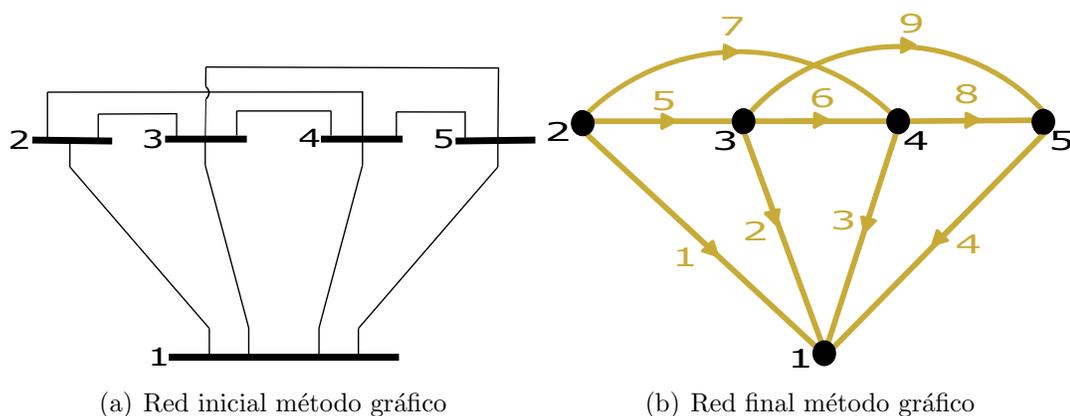


Figura 2.3: Ejemplo método gráfico de coordinación de protecciones [1].

Como se puede apreciar en la figura 2.3b el método consiste inicialmente en enumerar las diferentes líneas y nodos de la red, dándole a las líneas una dirección arbitraria, con el fin de construir la matriz de circuitos fundamentales o matriz B_f . Dicha matriz contiene la información de cuáles son las líneas que componen los lazos cerrados fundamentales de la red (ver figura 2.4), es de orden $\mu \times e$, donde μ es el número líneas que no hacen parte del árbol principal (*líneas nulas*) y e es el número total de líneas. En la figura 2.3b el árbol principal está compuesto por las líneas 1, 2, 3 y 4 ya que tienen un nodo en común y además hacen parte de todos los posibles lazos cerrados.

$$\begin{matrix}
 & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 \end{matrix} \\
 \begin{matrix} -1 \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{bmatrix}
 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1
 \end{bmatrix}
 \end{matrix}$$

Figura 2.4: Matriz B_f método gráfico $\mu = 9 - 4 = 5$ y $e = 9$ [1].

La matriz B_f se descompone en m número de vectores de orden $1 \times e$ los cuales contienen la información de las líneas que componen un lazo cerrado del circuito, por tanto, m será el número total de lazos cerrados que se pueden obtener en la red. A partir de dichos vectores se construye la matriz L_D como se indica en [1]. Con la matriz L_D se pueden encontrar las líneas que al no estar en la red hacen que no se puedan formar lazos cerrados (*líneas críticas*), y por tanto, se obtienen los *BPS*. Un ejemplo claro de cómo obtener los m vectores se encuentra en [1].

Avances en este tema llevaron a la formulación la matriz de secuencia relativa o *RSM* por sus siglas en inglés (*relative sequence matrix*) la cual se usa para determinar el punto mínimo de quiebre de los relés, así como el relé que hará las veces de principal y respaldo [19].

2.1.3. Métodos analíticos

Los métodos de coordinación de protecciones analíticos se basan determinar los *CFP*, presentes en la red de distribución, ya que, si existe una óptima coordinación de protecciones para todos los *CFP* de la red significa que habrá una óptima coordinación de protecciones para todas las demás fallas que se puedan presentar [19]. Sin embargo, se debe tener en cuenta que ante la existencia de diferentes condiciones de operación que se pueden llegar a presentar en una red, los *CFP* cambian y por tanto, las protecciones deben coordinar de forma óptima para todos los que se puedan encontrar en la red [2].

Es ideal que las protecciones de sobrecorriente operen selectivamente para todos los tipos de falla, en todos los posibles escenarios de operación, ante diferentes tipos de contingencias y para todos los posibles cambios de topología [2]. Dado lo anterior, la forma en que se encuentra el *CFP* en las redes de distribución radiales no aplica para las redes interconectadas o con generación distribuida, por tanto, se han desarrollado diferentes formas de encontrar los *CFP*.

Uno de los métodos más utilizados para encontrar lo *CFP* es el de los seis pares de corriente, el cual consiste en buscar la falla más crítica que se puede presentar para cada par de relés principal y respaldo entre las siguientes seis posibilidades:

- Close-in fault
- Far-end fault
- Circuit breaker failure
- Arc resistances
- Instantaneous trip
- Line outages

Sin embargo, aun analizando dichas posibles fallas puede que en la red exista alguna que genere una descoordinación de protecciones. Es por lo anterior que en [2] se presenta un método analítico que se basa en encontrar la matriz de impedancia en condiciones de falla y a partir de dicha matriz se encuentran los *CFP*. Encontrando los *CFP* y con la ayuda del algoritmo genérico planteado en [24] se encuentran los ajustes óptimos de protección.

Para el cálculo de la matriz de impedancia ante diferentes puntos de falla es necesario asumir que en el punto de falla existe un nodo ficticio N_x como se muestra en la figura 2.5. Conociendo la longitud de la línea ($L_{N_i N_j}$) que une los nodos N_i y N_j , se asume que las distancias entre los nodos y la falla serán $xL_{N_i N_j}$ y $(1 - x)L_{N_i N_j}$ respectivamente con el fin de poder cambiar la ubicación de falla para cada caso [2].

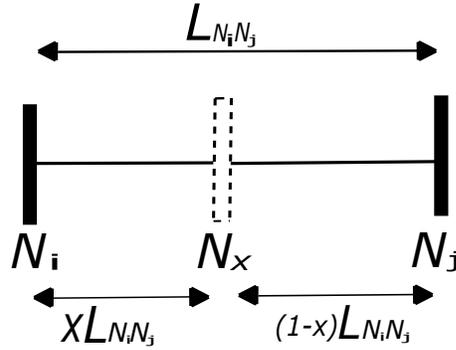


Figura 2.5: Ejemplo - Falla en nodo ficticio N_x [2].

Partiendo de lo anterior, y de que se conoce la matriz Z_{Bus} de la red en condiciones normales, la nueva matriz Z_{Bus_n} , que incluye el nodo ficticio N_x , se construye agregando una nueva fila y una nueva columna a la matriz Z_{Bus} cuyos valores estarán dados por las ecuaciones 2.2 y 2.3 como se demuestra en [2].

$$z_{xp} = z_{px} = xz_{jp} + (1 - x)z_{ip} \quad (2.2)$$

$$z_{xx} = x^2 z_{jj} + (1 - x)^2 z_{ii} + 2x(1 - x)z_{ij} + x(1 - x)Z_{NiNj} \quad (2.3)$$

Donde, p hace referencia a cualquier nodo de la red, x hace referencia al nodo ficticio ubicado en la línea que une los nodos N_i y N_j . Cabe resaltar que en todos los casos cuando se refiere a una impedancia como Z_{NaNb} corresponde a la impedancia de la línea que une físicamente los nodos a y b , mientras que cuando se usa z_{ab} hace referencia al valor de la posición ab en la matriz Z_{Bus} .

Teniendo la matriz Z_{Bus_n} se puede determinar la corriente de falla total en el nodo N_x como se hace en el análisis normal de sistemas de potencia a partir de la matriz Z_{Bus} [2]:

$$I_F = \frac{V_x}{z_{xx}} \quad (2.4)$$

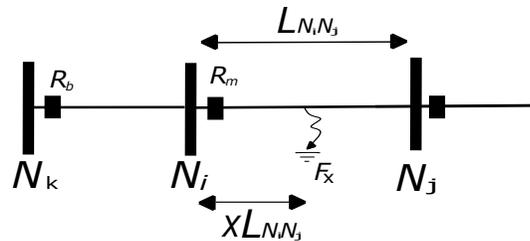


Figura 2.6: Ejemplo - Protecciones principal y respaldo para falla en X [2].

En el caso en que la protección principal (R_m) estuviera en el nodo N_i y la de respaldo (R_b) en el nodo N_k como muestra la figura **2.6** la corriente de falla que mediría cada relé estaría dada por:

■ **Relé principal**

$$I_{F_m}(x) = \frac{V_{i_{pos-falla}}}{xZ_{N_iN_j}} = \frac{V_i - z_{ix}I_F}{xZ_{N_iN_j}} \quad (2.5)$$

Entonces,

$$I_{F_m}(x) = \frac{z_{ii}I_{F_i}}{xZ_{N_iN_j}} - \left(\frac{xz_{ij} + (1-x)z_{ii}}{xZ_{N_iN_j}} \right) \quad (2.6)$$

$$\left(\frac{xz_{jj}I_{F_j} + (1-x)z_{ii}I_{F_i}}{x^2z_{jj} + (1-x)^2z_{ii} + 2x(1-x)z_{ij} + x(1-x)Z_{N_iN_j}} \right) \quad (2.7)$$

■ **Relé respaldo**

$$I_{F_b}(x) = \frac{V_{k_{pos-falla}} - V_{i_{pos-falla}}}{Z_{N_kN_i}} \quad (2.8)$$

Entonces,

$$I_{F_b}(x) = \frac{z_{kk}I_{F_k} - z_{ii}I_{F_i}}{Z_{N_kN_i}} - \left(\frac{xz_{kj} + (1-x)z_{ki}}{Z_{N_kN_i}} - \frac{xz_{ij} + (1-x)z_{ii}}{Z_{N_kN_i}} \right) \quad (2.9)$$

$$\left(\frac{xz_{jj}I_{F_j} + (1-x)z_{ii}I_{F_i}}{x^2z_{jj} + (1-x)^2z_{ii} + 2x(1-x)z_{ij} + x(1-x)Z_{N_iN_j}} \right) \quad (2.10)$$

Por tanto, a partir de los métodos indicados se puede realizar la coordinación de protecciones buscando tiempos de despeje de falla mínimos manteniendo la selectividad en la operación de las protecciones, para esto es necesario plantear un problema de optimización como el que se plantea en [24]:

$$OF = \alpha_1 \sum (t_1)^2 + \alpha_2 \sum (\Delta t_{mb} - \beta_2 (\Delta t_{mb} - |\Delta t_{mb}|))^2 \quad (2.11)$$

Con:

$$\Delta t_{mb} = t_b - t_m - CTI \quad (2.12)$$

Donde,

- α_1 , α_2 y β_2 son constantes que dan peso a cada factor de la ecuación (Tiempo de operación y tiempo de coordinación)
- t_i es el tiempo de operación del i -ésimo relé para una falla cerca del interruptor correspondiente al i -ésimo relé.
- t_b es el tiempo de operación del relé de respaldo.

- t_m es el tiempo de operación del relé de principal.
- CTI es el mínimo tiempo aceptable para que haya coordinación de protecciones (A criterio de quien haga la coordinación).

Para encontrar los tiempo de operación de la ecuación 2.11 es necesario reemplazar en la ecuación 2.1 (Se selecciona característica **ANSI**, **IEC** o **IEEE** según criterio) el valor de la corriente falla correspondiente, la cual se calcula según las ecuaciones 2.7 y 2.10 para cada nueva matriz de impedancia que se obtiene con ayuda de las ecuaciones 2.2 y 2.3. Por tanto, el problema de optimización consiste en minimizar la función objetivo (FO), la cual tiene en cuenta todos los tiempos de operación para todas las posibles fallas. Es posible validar el correcto funcionamiento del método de optimización basado en la matriz de impedancia cuando se trata de una red radial, o redes con fuentes de generación distribuidas a base de máquinas síncronas o asíncronas.

Por otro lado, teniendo en cuenta, que el estándar *IEC-60909* [25] no considera lo concerniente a corrientes de falla aportadas por fuentes a base de inversores [26], en el caso en que se tengan este tipo de fuentes como en el de la generación fotovoltaica, se hace necesario modelar dichas fuentes con el fin de analizar los cambios que se tienen en la matriz de impedancia de la red a analizar, o de ser posible usar otra forma de encontrar los CFP bajo esta condición.

2.2. Generadores a base de inversores

Teniendo en cuenta que en la actualidad uno de los temas más importantes a nivel mundial es la necesidad de mejorar el trato con el medio ambiente, lo cual afecta directamente la generación de energía eléctrica llevando a que sea indispensable aumentar el uso energías limpias, es necesario que la tecnología usada en la generación eléctrica sea lo más eficiente posible. Por tanto, los avances tecnológicos son fundamentales para lograr este objetivo [27].

En la actualidad se tienen generadores que funcionan a base de inversores, esto significa que la fuente entrega energía como una señal de tipo continua y es necesario invertir dicha señal (convertirla a una señal de tipo alterno) con el fin de poder entregarla al usuario final. Dichos inversores pueden ser de distintos tipos, pero lo que afecta directamente su comportamiento al ser conectados a una red eléctrica es la forma en que son controlados [27].

Además, para el caso de los generadores a base de inversores el comportamiento antes fallas depende de los métodos de control empleados, encontrando que para todos los tipos de falla este tipo de generadores son los que menor aporte tienen en comparación con los generadores síncronos y de inducción, en los que el comportamiento y los aportes de corriente

ante fallas en la red está bien caracterizado, encontrando que los aportes de los generadores síncronos es mayor que los de inducción [28].

2.3. Respuesta a fallas de generadores a base de inversores

Para la coordinación de protecciones es necesario analizar el comportamiento de la corriente que aportan los diferentes tipos de generadores a base de inversores ante fallas simétricas y asimétricas. Diferentes estudios muestran que este tipo de generadores pueden aportar de forma simultánea corrientes de falla de secuencia positiva y negativa. Sin embargo, en el caso de corrientes homopolares, se conoce que los inversores generalmente están conectados en estrella con neutro aislado; en consecuencia no hay aportes de corrientes de secuencia cero [3].

La existencia de varios esquemas de control implementados en las fuentes de generación distribuidas que se conectan a la red por medio de inversores (*IIDG* por sus siglas en inglés inverter-interfaced distributed generators) hace que las corrientes de falla de dichas fuentes de generación sean difíciles de estimar [4].

Los inversores son usados para convertir la potencia *DC* en potencia *AC* que pueda ser entregada a la red, lo que se logra a través de técnicas que consisten en activación y desactivación de semiconductores por medio de modulación de pulsos a ciertas frecuencias. La señal que resulta del proceso de inversión tiene componentes de alta frecuencia que son eliminadas por medio de filtros, generalmente de tipo *L*, *LC*, o *LCL*. Teniendo en cuenta esto, los inversores no muestran inercia térmica ni mecánica. Por tanto, para proteger los semiconductores de daño por temperatura es común usar sistemas de control que limiten la corriente de salida, dicho límite por lo general tiene como máximo el doble de la corriente nominal del inversor y por tanto la respuesta a caídas de tensión o fallas en la red es gobernada por el sistema de control y la estrategia de limitación de corriente. Según estudios recientes la respuesta de los inversores a condiciones de fallas es no lineal y por tanto, no puede ser representada de la misma forma que se hace el análisis de falla de las máquinas síncronas [29].

En consecuencia, es necesario categorizar y modelar dichos esquemas con el fin de encontrar las corrientes de falla necesarias para hacer el estudio de coordinación de protecciones. En general, los esquemas de control se pueden clasificar en dos tipos: Control de Corriente y Control de Tensión.

2.3.1. Esquema de control de corriente

En la figura 2.7 se muestra un IIDG de control de corriente, dichos inversores funcionan como una fuente controlada de corriente, de las cuales se pueden encontrar de tipo de control de corriente constante o de control de PQ.

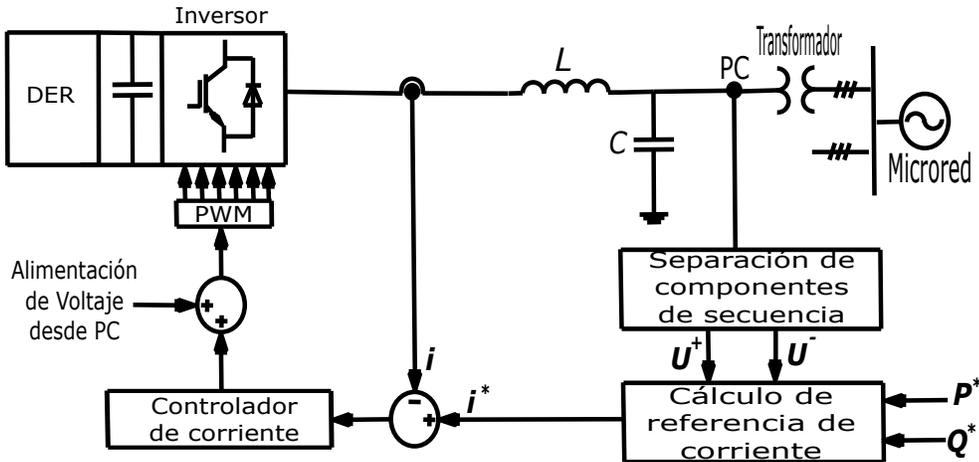


Figura 2.7: Esquema de Control de corriente [3].

- **Control de corriente constante:** Es comúnmente usado en fuentes de generación distribuida conectadas a la red de distribución. Como su nombre lo indica se encargan de entregar un valor de corriente constante y basan su funcionamiento en un control *PI* [4].

En las figuras 2.8 y 2.11 se muestran los modelos eléctricos de secuencia positiva y negativa de los diferentes generadores a base de inversores con control de corriente [4].

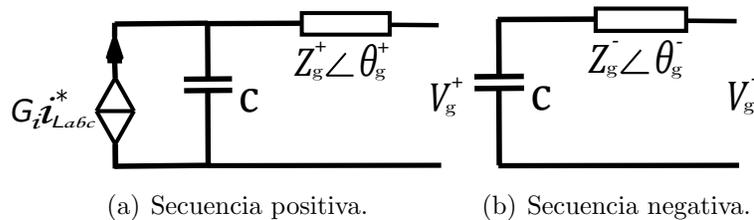


Figura 2.8: Modelo en secuencia de IIDG con control de corriente constante [4].

Para el caso de los inversores con control de corriente constante, tal como se aprecia en la figura 2.8, el modelo de secuencia positiva consta de una capacitancia C que representa la capacitancia del filtro de acople del inversor y una fuente de corriente cuyo valor de corriente está dado por:

$$I_{L_{abc}} = G_i I_{L_{abc}}^* \quad (2.13)$$

Con

$$G_i = \frac{s^2 L + s(K_p + R) + K_i}{sK_p + K_i} \quad (2.14)$$

Donde, $I_{L_{abc}}$ e $I_{L_{abc}}^*$ son la corriente de salida del inversor y la corriente de referencia respectivamente, R es la resistencia parásita de L que es la inductancia del filtro de acople del inversor. finalmente, k_p y k_i son la ganancia proporcional y la ganancia integral respectivamente [4].

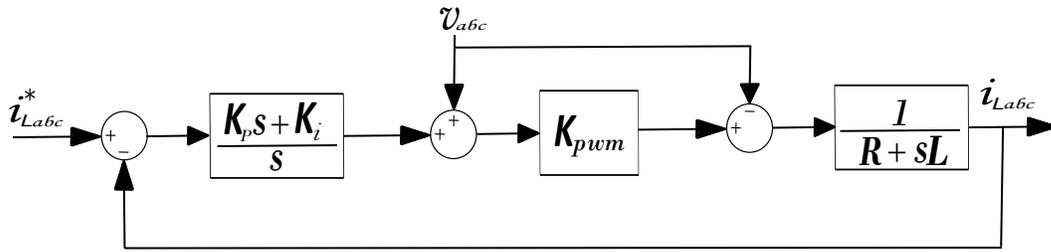


Figura 2.9: Diagrama de control genérico para IIDG con control de corriente constante [4].

La salida de corriente de este tipo de inversores sólo depende de la corriente de referencia, por tanto, el inversor entregará corriente constante a la red aún en presencia de transitorios o de fallas tanto simétricas como asimétricas mientras que las tensiones son las que sufren cambios ante la ocurrencia de fallas, en la figura 2.10 se puede apreciar el ejemplo del comportamiento de las corrientes y tensiones de un IIDG con control de corriente constante ante una falla doble línea tierra [4].

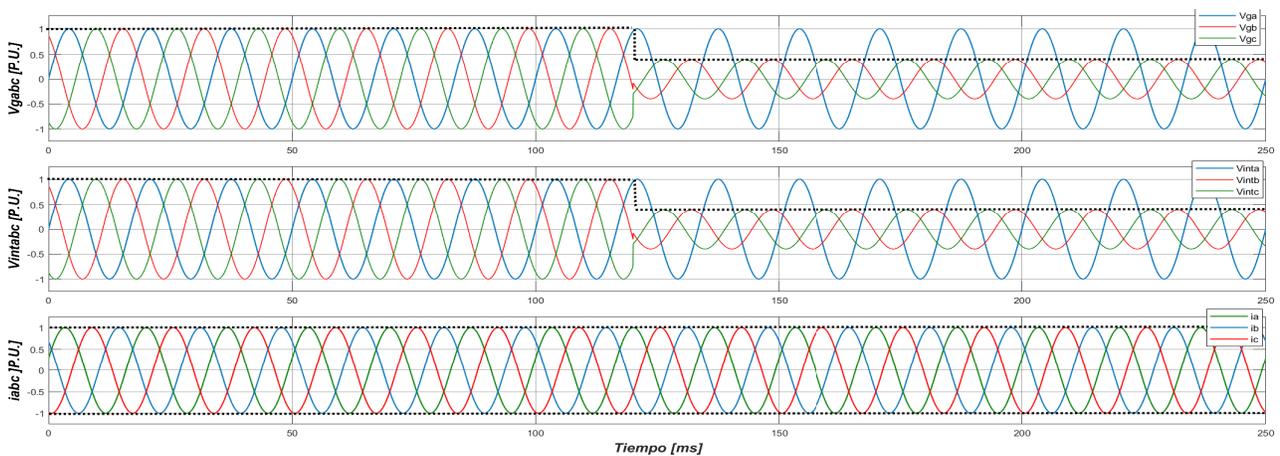


Figura 2.10: Falla $2\phi - T$ de un IIDG con control de corriente constante [4].

Cabe aclarar que debido al tipo de respuesta de los inversores de corriente constante, independientemente del tipo de falla, los limitadores de corriente no tendrían ningún efecto; en consecuencia suelen no utilizarse en este tipo de inversores.

- Control de PQ:** Es ampliamente usado en fuentes de generación fotovoltaicas y eólicas, como su nombre lo indica, se encarga de mantener constante las potencias P y Q que entrega a la red. A diferencia del control de corriente constante, en el control PQ la corriente de referencia si cambia ante variaciones en la tensión de salida [4].

La figura 2.11 muestra los modelos de secuencia positiva y negativa de un generador a base de inductor con control PQ , I_L es la corriente de salida del inductor antes de tener en cuenta el filtro de acople y C representa la capacitancia del filtro de acople, su diagrama de control se presenta en la figura 2.12. Observe como las referencias de corrientes I_{Lq}^* e I_{Ld}^* se usan como entradas para controlar la potencia de salida (Se maneja la referencia síncrona dq), sin embargo, para su control también se tienen las tensiones de salida del inductor V_q y V_d lo que significa que, la referencia de entrada serán las potencias P y Q que se desean generar y, por tanto, se tendrá que ante una caída en la magnitud de la tensión habrá un incremento en el valor de la corriente de referencia con el fin de mantener constante la potencia de salida [4].

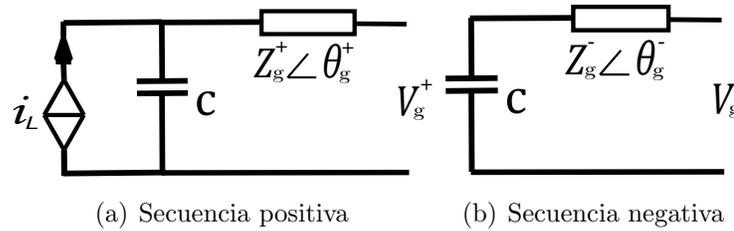


Figura 2.11: Modelo en secuencia de IIDG con control de PQ [4].

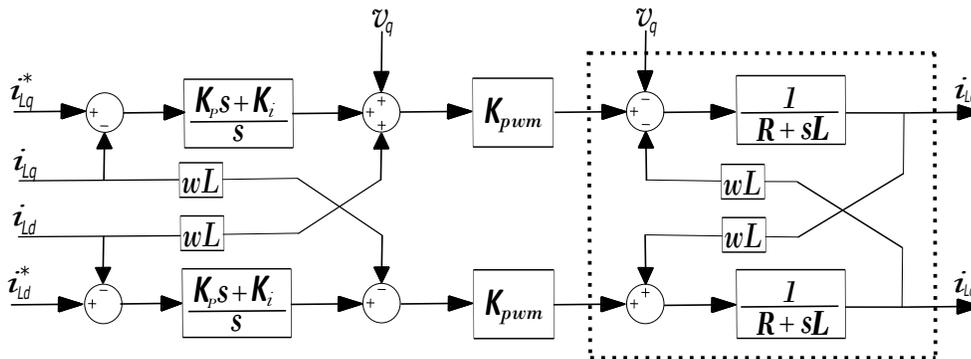


Figura 2.12: Diagrama de control genérico para IIDG con control de PQ [4].

Se tiene entonces que para una potencia de referencia dada (P^* y Q^*), la corriente de referencia que entrará al sistema de control será:

$$\begin{bmatrix} I_{Ld}^* \\ I_{Lq}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_d^2 + v_q^2} \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

A partir del diagrama de control de la figura **2.12** y suponiendo $K_{pwm} = 1$ (para alcanzar el máximo rendimiento de la realimentación de tensión v_q , debido a que su resta en el lazo de control sería 0) se tiene que las corrientes de salida del inversor son [4]:

$$I_{Ld} = \left(\frac{sk_p + k_i}{s^2L + s(R + k_p) + k_i} \right) I_{Ld}^* \quad y \quad I_{Lq} = \left(\frac{sk_p + k_i}{s^2L + s(R + k_p) + k_i} \right) I_{Lq}^* \quad (2.16)$$

Al definir las corrientes entregadas por el inversor de control PQ a partir de una ecuación de segundo orden se puede deducir que la respuesta en estado transitorio de este tipo de inversores no es constante, como en el caso del inversor de corriente constante, ya que esta respuesta debe ser similar a la de un sistema de segundo orden. Al realizar la transformada inversa de *Laplace* de la ecuación 2.16 se tendrá que [4]:

$$I_{Ld} = I_{Ld}^* + (I_{Ld0} - I_{Ld}^*)[Ae^{r_1(t-t_f)} + Be^{r_2(t-t_f)}] \quad (2.17)$$

y

$$I_{Lq} = I_{Lq}^* + (I_{Lq0} - I_{Lq}^*)[Ae^{r_1(t-t_f)} + Be^{r_2(t-t_f)}] \quad (2.18)$$

Donde, $A = \frac{k_p r_1 + k_i}{L(r_1 - r_2)}$, $B = \frac{k_p r_2 + k_i}{-L(r_1 - r_2)}$, r_1 y r_2 son las raíces de la ecuación 2.16, I_{Ld0} y I_{Lq0} son los valores iniciales de la corriente de salida en el plano pq .

Lo anterior muestra que es necesario analizar de forma diferente las fallas simétricas de las asimétricas en este tipo de inversores. Para el caso de las fallas simétricas las componentes pq de las tensiones de salida serán valores DC por tanto, los valores de las corrientes de referencia también lo serán, esto hace que la respuesta del inversor a fallas simétricas sea un cambio escalonado en la magnitud de corriente como se puede apreciar en la figura **2.13** mientras que en el caso de las fallas asimétricas existen tensiones de secuencia negativa lo que significa que en v_p y v_q se tienen componentes sinusoidales de segundo orden [4]:

$$v_d = V_n \sin(2\omega t + \delta) \quad y \quad v_q = V_p + V_n \cos(2\omega t + \delta) \quad (2.19)$$

Donde, V_p es la magnitud de tensión de secuencia positiva y V_n es la magnitud de tensión de secuencia negativa. Por tanto,

$$I_{Ld}^* = \frac{QV_p + V_n(P * \sin(2\omega t + \delta) + Q \cos(2\omega t + \delta))}{V_n^2 + V_n^2 + 2V_pV_n \cos(2\omega t + \delta)} \quad (2.20)$$

$$I_{Lq}^* = \frac{PV_p + V_n(P * \cos(2\omega t + \delta) - Q \sin(2\omega t + \delta))}{V_n^2 + V_n^2 + 2V_pV_n \cos(2\omega t + \delta)} \quad (2.21)$$

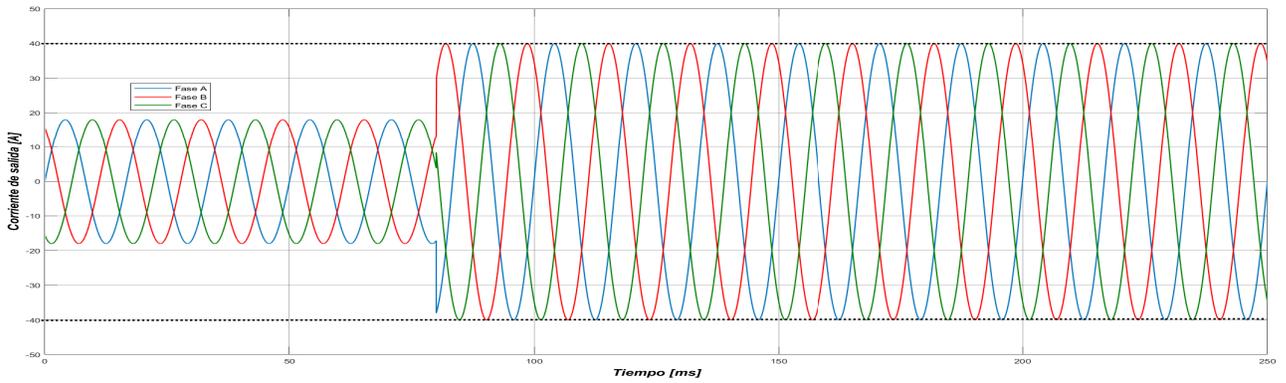


Figura 2.13: Corrientes de falla $3\phi - T$ de un IIDG con control PQ [3].

Como se puede apreciar de las ecuaciones 2.20 y 2.21, cuando el tipo de falla es asimétrica la corriente de referencia y por ende la potencia de referencia de los inversores con control PQ tiene componentes armónicas de segundo orden, lo que hace que exista un transitorio de corta duración para dicho tipo de fallas como se puede apreciar en las figuras 2.15 y 2.14.

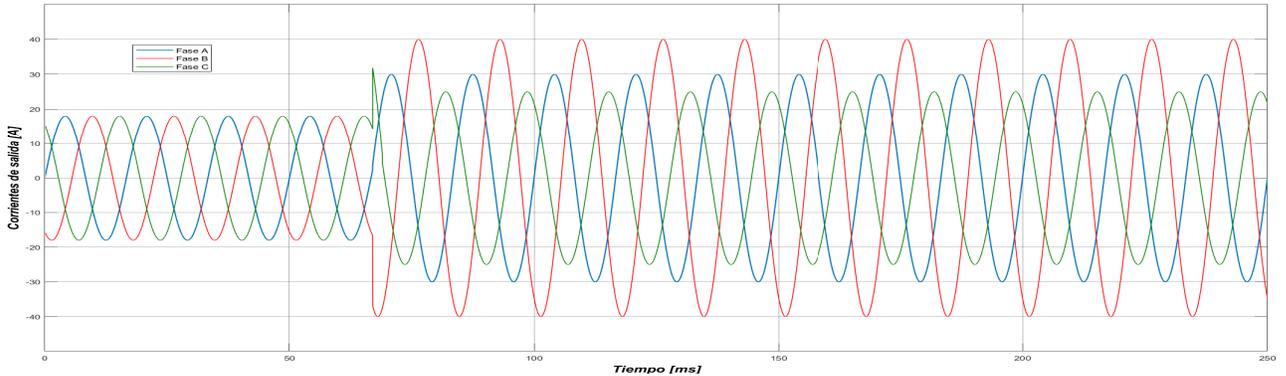


Figura 2.14: Corrientes de falla $2\phi - T$ de un IIDG con control PQ [3].

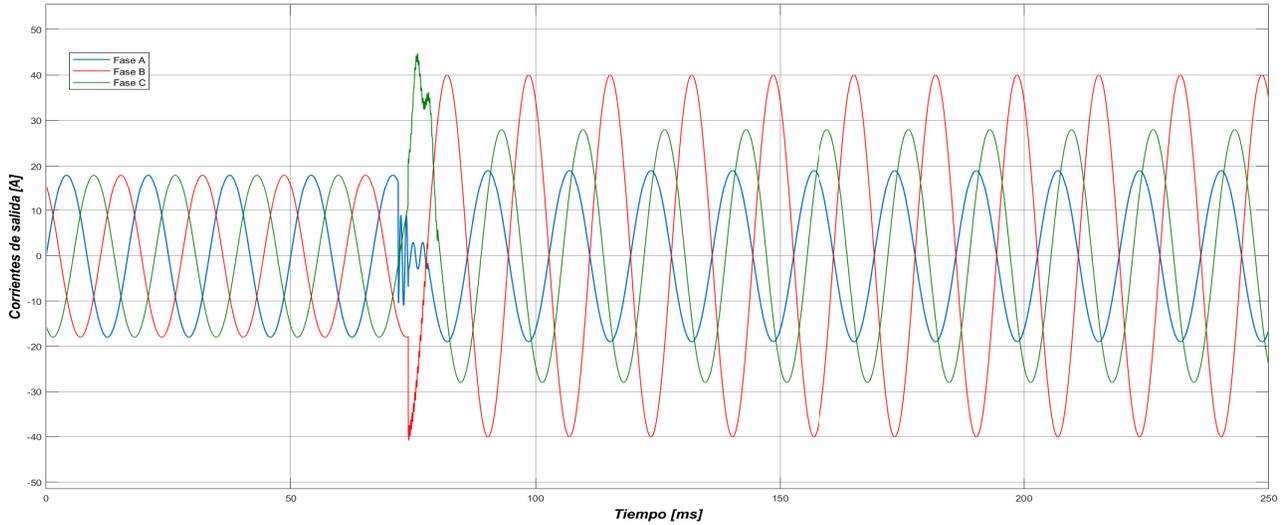


Figura 2.15: Corrientes de falla $1\phi - T$ de un IIDG con control PQ [3].

Cabe resaltar que con este tipo de inversores se usan limitadores de corriente debido a que cuando ocurre una falla en el circuito puede darse el caso en que el lazo de control genere referencias de corrientes muy altas que excedan los límites térmicos del inversor, por tanto, cuando esto ocurre las corrientes de referencia son ignoradas por el controlador y simplemente se limita la corriente de salida a un valor máximo i_{th} que por lo general no supera el doble de la corriente nominal del inversor (Los límites de corriente para las fallas simuladas por [3] son indicados en las figuras 2.13, 2.15 y 2.14). En este caso las corrientes de las ecuaciones 2.17 y 2.18 pueden ser simplificadas según la ecuación 2.22 [4].

$$I_{Lq} = I_{LqLim}^* \quad y \quad I_{Ld} = \sqrt{i_{th}^2 - I_{LqLim}^{*2}} \quad (2.22)$$

2.3.2. Esquema de control de voltaje

En la figura 2.16 se muestra un IIDG de control de voltaje conocido como de control V/F o control de caída (Droop control en idioma inglés), son comúnmente usados cuando se desea usar la fuente de generación en modo isla ya que su característica de control ayuda a mantener estable tanto la tensión como la frecuencia [4]. Funcionan como una fuente de tensión controlada [3].

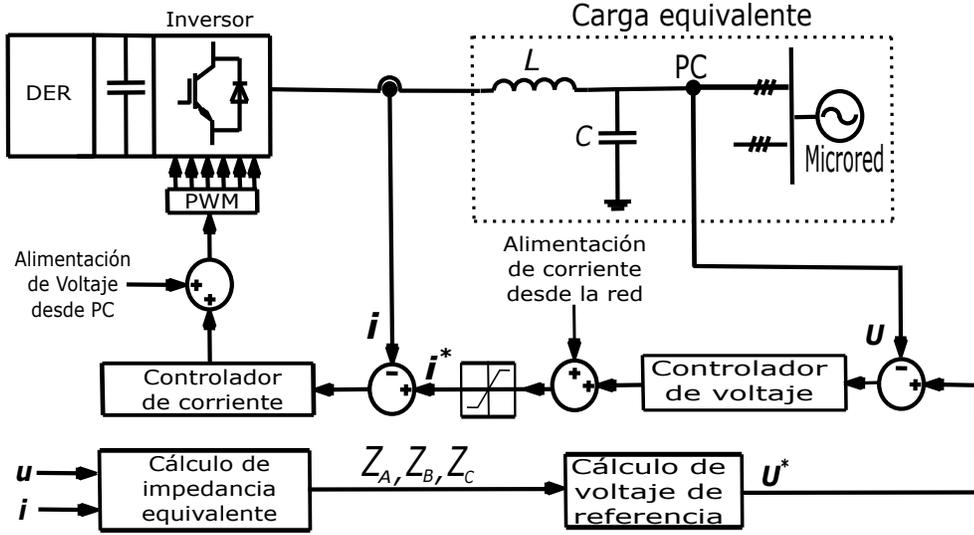


Figura 2.16: Esquema de Control de Voltaje [3].

Por otro lado, la figura 2.17 muestra los modelos eléctricos, de secuencia positiva y negativa, de los generadores a base de inversores con control de voltaje y frecuencia [4].

La figura 2.17 muestra los modelos de secuencia positiva y negativa de un generador a base de inversor con control V/F donde, G_i es la ganancia del inversor, V_{abc}^* es la tensión de salida del inversor antes de incluir las pérdidas dadas por las impedancias internas y las Z representan las impedancias internas del inversor.

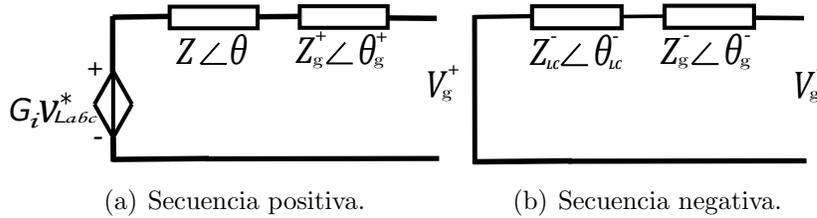


Figura 2.17: Modelo en secuencia de IIDG con control de voltaje [4].

Por otro lado, la figura 2.18 muestra diagrama de control, en este diagrama se puede apreciar que no es posible realizar control de la salida de corriente directamente, razón por la cual durante los transitorios es posible tener niveles de corriente mayores a los de estado estable [4]. Definiendo $G_v(s)$ y $Z(s)$ como se muestran en las ecuaciones 2.23 y 2.24 respectivamente, se tiene que las tensiones de salida del inversor a partir de la figura 2.18 se pueden encontrar a partir de la ecuación 2.25 (τ_i es la constante de tiempo del lazo de control interno de corriente).

$$G_v(s) = \frac{sk_{vp} + k_{vi}}{s^3 C \tau_i C + s^2 C + sk_{vp} + k_{vi}} \quad (2.23)$$

$$Z(s) = \frac{s^2 C \tau_i}{s^3 C \tau_i C + s^2 C + s k_{vp} + k_{vi}} \quad (2.24)$$

$$V_d = G_v(s) V_d^* - Z(s) i_{0d} \quad y \quad V_q = G_v(s) V_q^* - Z(s) i_{0q} \quad (2.25)$$

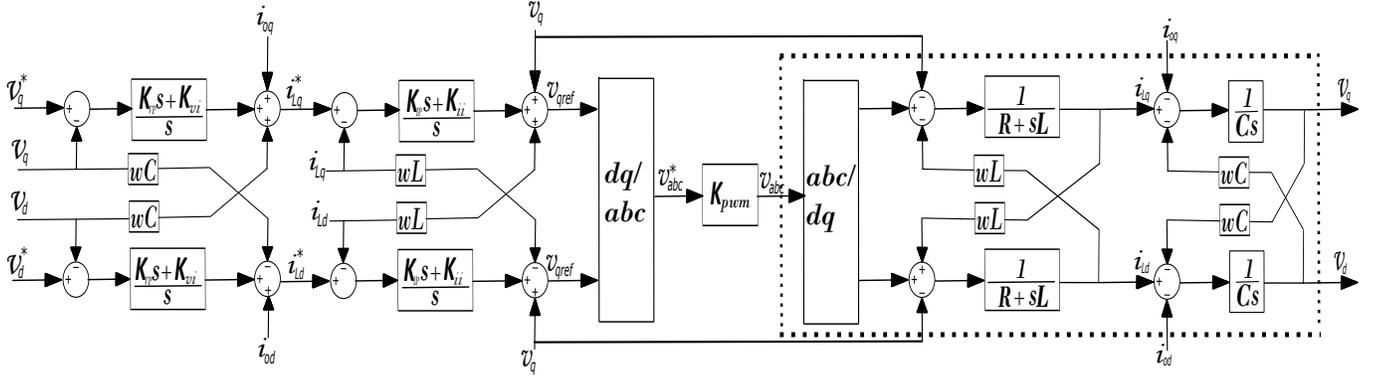


Figura 2.18: Diagrama de control genérico para IIDG con control de V/F [4].

Los IIDG con control V/F se representan por medio de una fuente de tensión en serie con una impedancia, por tanto, las corrientes de falla que aportan este tipo de inversores pueden describirse con base al comportamiento ante fallas de una fuente de tensión ideal. Por medio de la figura 2.19 se puede representar el caso en que la fuente de generación a base de inversores con control V/F ($\mathbf{E} \angle \delta$) esté conectada a una red cuya fuente principal sea un generador síncrono (\mathbf{V}_g).

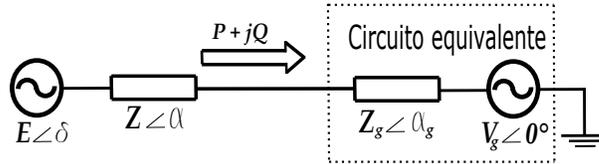


Figura 2.19: Circuito equivalente IIDG con control de V/F [4].

Cuando ocurre una falla simétrica en la red de la figura 2.19 se puede describir la corriente de falla encontrando solución a la ecuación diferencial 2.26. La solución de dicha ecuación consiste en la suma de dos partes ($i_a' = i_p + i_{ap}$) que son la solución general la cual está dada por la ecuación 2.27 y la solución particular que está dada según la ecuación 2.28 (asumiendo que la falla ocurre en t_0) [4].

$$L' \frac{di_a}{dt} + R' i_a = \sqrt{2} E \sin(\omega t + \delta) - \sqrt{2} V_g' \sin(\omega t + (\delta - \delta')) \quad (2.26)$$

$$i_a = \sqrt{2} \frac{\mathbf{E} - \mathbf{V}_g'}{Z'_{eq}} \sin(\omega t + \phi') \quad (2.27)$$

$$i_{ap} = \left[\sqrt{2} \frac{\mathbf{E} - \mathbf{V}_g}{Z_{eq}} \sin(\omega t_0 + \phi) - \sqrt{2} \frac{\mathbf{E} - \mathbf{V}'_g}{Z'_{eq}} \sin(\omega t_0 + \phi') \right] e^{\frac{-t}{T_a}} \quad (2.28)$$

Donde, L' , R' y Z'_{eq} son la inductancia, la resistencia y la impedancia total equivalente del circuito ante una falla simétrica, Z_{eq} es la impedancia equivalente del circuito sin falla y $T_a = L'/R'$. Cabe resaltar que las letras resaltadas en negrilla representan cantidades fasoriales.

En [3] se puede encontrar un ejemplo de la respuesta de un inversor con control V/F ante una falla trifásica (Ver figura 2.20).

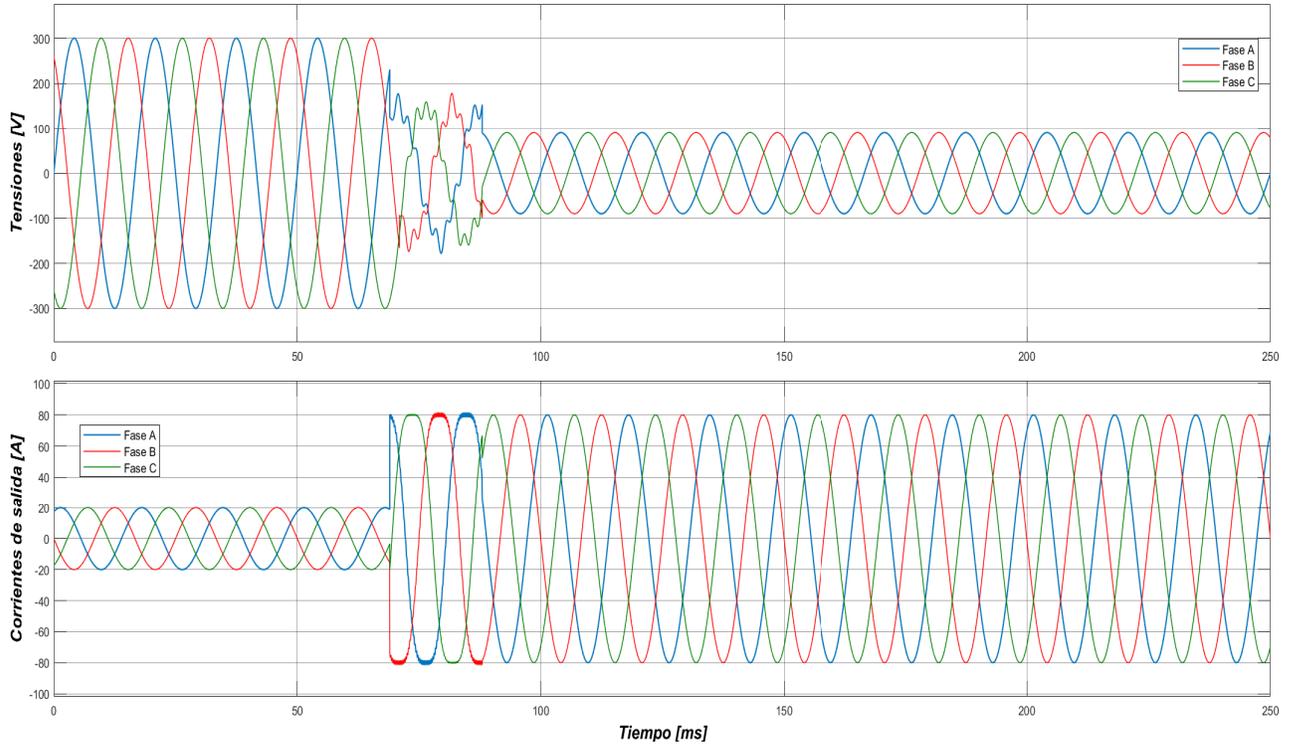


Figura 2.20: Corrientes de falla $3\phi - T$ de un IIDG con control V/F [3].

Por otro lado, teniendo en cuenta que los IIDG con control V/F se pueden representar como una fuente de tensión, para el caso de fallas asimétricas el comportamiento de estos inversores será similar al de los generadores síncronos donde se tienen componentes de secuencia negativa las cuales constan de componentes armónicas de segundo orden. En [3] se pueden encontrar ejemplos de la respuesta de un inversor con control V/F ante fallas asimétricas, dichos ejemplos se muestran en las figuras 2.21 y 2.22.

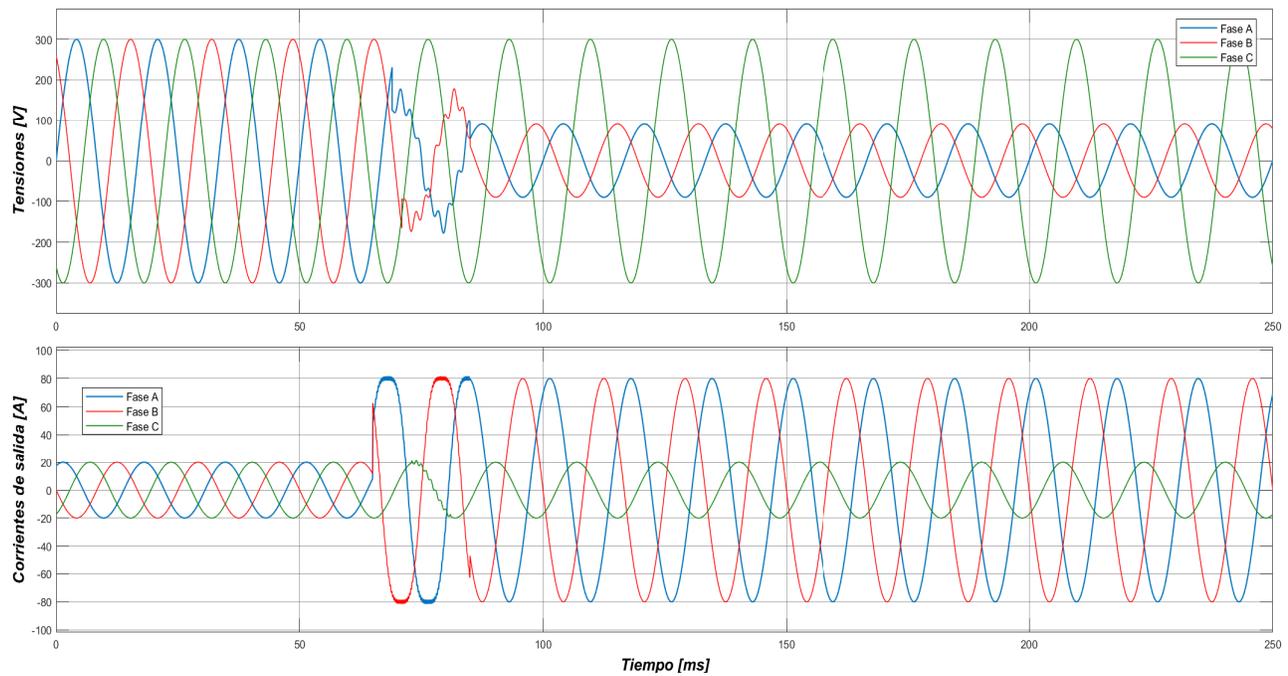


Figura 2.21: Corrientes de falla $2\phi - T$ de un IIDG con control V/F [3].

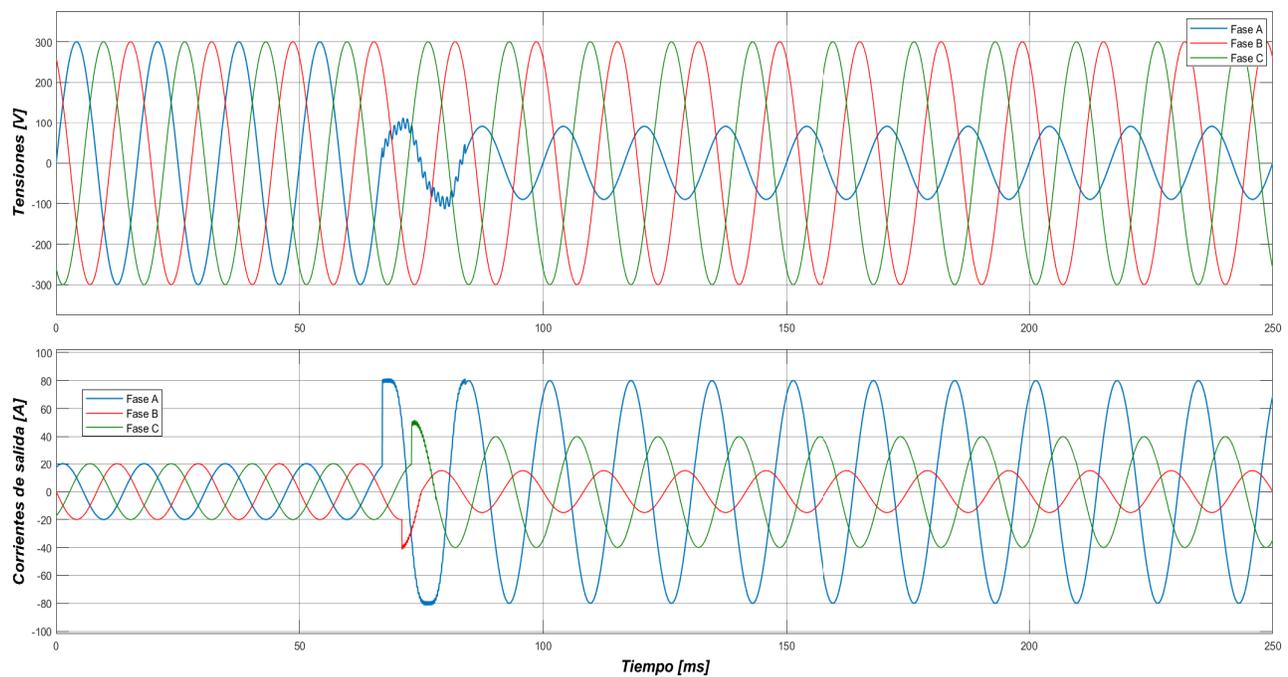


Figura 2.22: Corrientes de falla $1\phi - T$ de un IIDG con control V/F [3].

Cabe resaltar que con IIDG con control de tipo V/F se usan limitadores de corriente debido a la condición bajo la cual el inversor no puede controlar la tensión de referencia

dado que se fija un valor de corriente de salida, esto hace que el inversor se comporte como una fuente de corriente constante haciendo que las corrientes de falla de estado estable sean constantes y se comporten de la forma descrita para los casos anteriores (Los límites de corriente para las fallas simuladas por [3] son indicados en las figuras 2.20, 2.21 y 2.22) [4].

2.4. Corriente de falla de redes de distribución con puesta a tierra por medio de resistencia

Las redes de distribución de energía eléctrica están alimentadas por medio de transformadores de potencia que generalmente tienen configuración Δy o Yy . El punto de neutro de la conexión y se puede conectar a tierra por medio de una resistencia (Ver figura 2.23), haciendo que la componente de secuencia cero de las corrientes de falla sea menor en comparación cuando se conecta directamente a tierra.

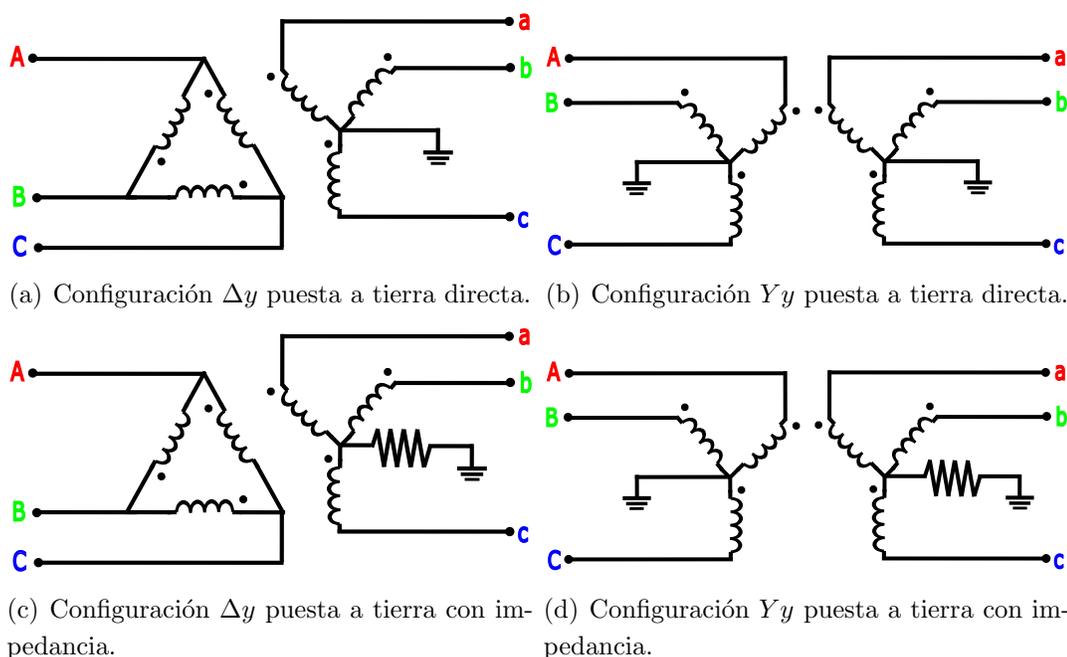


Figura 2.23: Puesta a tierra punto de neutro.

Debido al aumento de la impedancia equivalente en el modelo de secuencia cero del transformador se tiene que la corriente de falla disminuye, ver figura 2.24.

$$Z_{Total}^0 = Z_{Trafo}^0 + 3Z_{Puesta\ a\ tierra} \quad (2.29)$$

En las redes de distribución de Bogotá se está implementando actualmente esta conexión haciendo que en subestaciones de alta/media se tenga una reducción en la corriente de falla monofásica de valores de $15[kA]$ a valores de tan solo $1[kA]$.

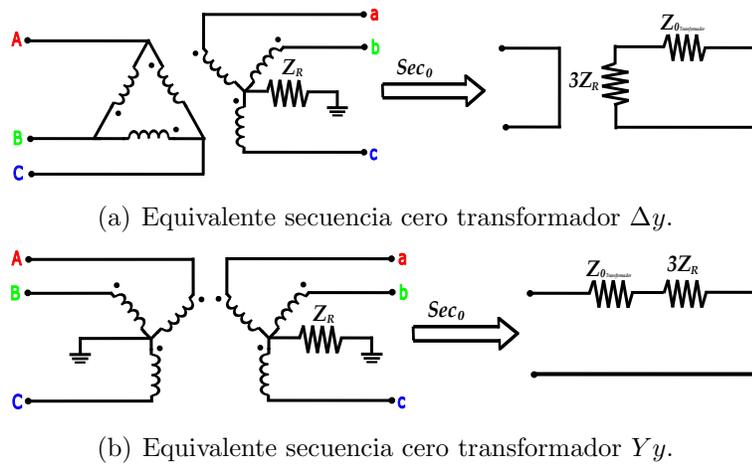


Figura 2.24: Equivalentes de secuencia cero.

Por otro lado, es necesario aclarar que para el caso de fallas simétricas las corrientes de falla no se ven afectadas por la impedancia de puesta a tierra de los transformadores debido a que dicha impedancia no se tiene en cuenta en los equivalentes de secuencia positiva ni negativa.

Capítulo 3

Metodología

Con el objetivo de evaluar la influencia de la generación distribuida sobre los esquemas de protección en las redes de distribución, se plantea la metodología descrita en este capítulo, la cuál se resume en el diagrama de flujo de la figura 3.1.

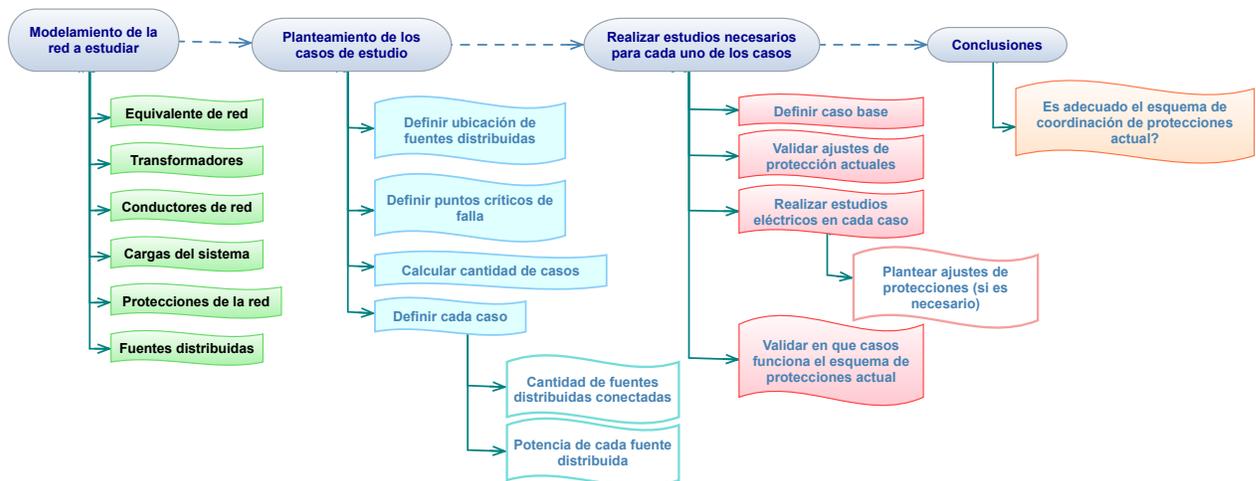


Figura 3.1: Diagrama de flujo general.

3.1. Modelamiento de la red

Se plantea modelar un circuito de distribución de Bogotá, a partir de los niveles de corto circuito, datos de placa de transformadores, topología del circuito, niveles de carga y datos de las protecciones, en software especializado. Para el caso del modelo de los transformadores, cargas de la red y protecciones del circuito es suficiente con los datos suministrados por el operador de red, sin embargo, para los demás modelos es necesario realizar algunos cálculos y procedimientos adicionales.

3.1.1. Cálculo de equivalente de red

En el momento de realizar simulaciones de redes de distribución es necesario tener un equivalente de la red de alta o media tensión que alimenta la red de distribución, estos equivalentes dependen de la potencia de corto circuito y, por tanto, dependen directamente de las corrientes de corto circuito. El equivalente se resume en la relación R/X del circuito alimentador y el procedimiento para calcular esta relación se describe de forma detallada en la norma *IEC 60909 - Short circuit currents in three phase AC system* [25].

A partir de las corrientes de falla simétricas y asimétrica calculadas en el punto de conexión se obtiene un factor K ; el cual existe tanto para secuencia positiva como para secuencia cero dependiendo si K se calculó con las corrientes de secuencia positiva (falla trifásica) o de secuencia cero (falla monofásica). Teniendo en cuenta la relación entre las corrientes de falla simétrica y asimétrica trifásicas se calcula el factor K , como se muestra en la ecuación 3.1.

$$K^+ = \frac{i_{asimetrica_{3\phi}}}{i_{simetrica_{3\phi}}} \quad (3.1)$$

Para el caso de K secuencia cero se usan las corrientes de falla monofásicas como se muestra en la ecuación 3.2.

$$K^0 = \frac{i_{asimetrica_{1\phi}}}{i_{simetrica_{1\phi}}} \quad (3.2)$$

Conociendo el valor de K se puede calcular el valor de R/X a partir de la ecuación 3.3. Al igual que en el caso de K , R/X existe tanto para secuencia positiva $R^+/+$ como para secuencia cero R^0/X^0 .

$$K = 1,02 + 0,98e^{-3R/X} \quad (3.3)$$

En el gráfico 3.2 se resume el comportamiento de K en función de R/X .

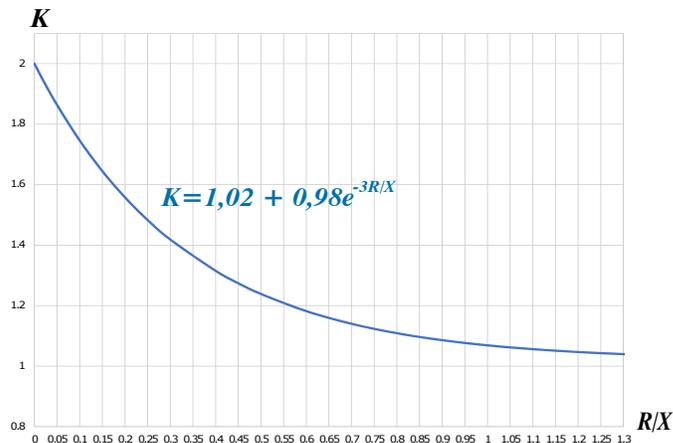


Figura 3.2: Variación del factor K en función de la relación R/X .

3.1.2. Cálculo de impedancias de secuencia de conductores en redes de distribución

Entre los datos entregados por el operador de red se encuentran los calibres, el tipo y longitudes de los conductores que componen tres circuitos de media tensión asociados a una subestación AT/MT. Sin embargo, no se cuenta con la información de las impedancias de secuencia de estos conductores la cual es necesaria para poder modelar los circuitos en software y realizar el respectivo estudio de coordinación de protecciones.

A partir del calibre y material de los conductores se pueden calcular los parámetros de secuencia. En 1926 John Carson ideó un método para calcular las impedancias de secuencia de las líneas de transmisión estudiando la forma en que se propagan las ondas electromagnéticas en dichas líneas [30]. El método de Carson se basa en el desarrollo de series matemáticas para encontrar los valores de las impedancias de secuencia lo que lo hace un método complejo, es por tanto que en 2011 W. H. Kersting en su artículo titulado “The application of Carson’s equation to the steady-state analysis of distribution feeders” [31] plantea un método simplificado para el cálculo de dichas impedancias para el caso de líneas aéreas.

W. H. Kersting plantea una matriz de impedancias de fase a partir tanto de los valores de impedancia de cada conductor de fase como de las impedancias asociadas a las inductancias mutuas. Conociendo dicha matriz de impedancia se pueden conocer las impedancias de fase con la ecuación 3.4 como se muestra en un ejemplo aplicado en [9].

$$\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{A}^{-1} * \mathbf{Z}_{ABC} * \mathbf{A} \quad (3.4)$$

Teniendo en cuenta que es necesario conocer las impedancias de fase e impedancias mutuas de los conductores se procede a hacer los siguientes cálculos a partir de la información entregada por el operador de red:

1. Es necesario calcular los valores de **GMR** (*Radio geométrico medio del conductor*) y **GMD** (*Distancia geométrica media entre conductores*). Conociendo el tipo de conductor se puede conseguir la información de cómo está construido la cual sirve para calcular el GMR y, por otro lado, conociendo la forma en que el operador de red distribuye las fases en la red de distribución se puede calcular el GMD (En Bogotá se tienen dos posibles configuraciones según las normas CODENSA LA202 y LA204).

$$GMR = R_c e^{1/4} \quad (3.5)$$

$$GMD = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}} \quad (3.6)$$

Donde, R_c es el radio del conductor, D_{AB} , D_{BC} y D_{AC} son las distancias entre los conductores de las fases $A - B$, $B - C$ y $A - C$ respectivamente.

2. Con el fin de tener en cuenta el aumento de resistencia por efecto piel, también es necesario conocer el valor de la sección transversal nominal, la resistencia en DC del conductor (por lo general a 20°C) y el material del conductor, los cuales son datos que se obtienen del fabricante a partir del tipo de conductor.

En caso que no se conozca la resistencia DC del conductor se puede calcular a partir del área transversal y la resistividad del material como muestra la ecuación 3.7, sin embargo es necesario tener en cuenta un factor de corrección de la sección transversal debido a que existen valores de referencia conocidos como *AWG* (american wire gauge) los cuales son el valor que dan los fabricantes, sin embargo, dicho valor nominal puede diferir un poco respecto al valor de sección transversal real del conductor. Dicho factor de corrección afecta el valor de la resistividad del conductor (ver ecuación 3.8), el cual depende del tipo de material como se puede apreciar en la tabla 3.1 [8].

Tabla 3.1: Resistividad y coeficiente de temperatura según tipo de material [8].

	<i>Resistividad ρ_c a 20°C</i> [Ωm]	<i>Coefficiente de</i> <i>temperatura α_c [$^\circ\text{K}$ a 20°C]</i>
<i>Cobre</i>	$1,724 * 10^{-8}$	0.00393
<i>Aluminio</i>	$2,826 * 10^{-8}$	0.00403

$$R_{DC} = \frac{\rho_{c_{Real}}}{S_{Real}} [\Omega/m] \quad (3.7)$$

$$\rho_{c_{Real}} = \rho_c * \frac{S_{Real}}{S_{nominal}} [\Omega m] \quad (3.8)$$

3. Es necesario tener en cuenta el efecto térmico sobre la resistencia DC debido a que la temperatura a la que va a estar trabajando el conductor es mayor a la temperatura a la que fue calculada la resistencia que da el fabricante, para ello se multiplica la resistencia DC por un factor térmico como se muestra en la ecuación 3.9. α_c depende del material y está dado según la tabla 3.1.

$$R_{DC_{T_{final}}} = R_{DC_{T_{inicial}}} (1 + \alpha_c(T_{inicial} - T_{final})) [\Omega/m] \quad (3.9)$$

4. Por otro lado, teniendo en cuenta que la resistencia previamente calculada es para corrientes DC, se debe aplicar un factor de corrección por efecto piel y proximidad que son los fenómenos que afectan el valor de la resistencia cuando el conductor trabaja con corrientes AC [8]. k_s y k_p son constantes que dependen del material y de la forma de construcción de este como muestran la tabla **3.2**.

$$R_{AC} = R_{DC}(1 + y_s + y_p) \quad (3.10)$$

Donde,

- $y_s = \frac{x_s^4}{192+0,8x_s^4}$ es el factor por efecto piel.
- $y_p = \left(\frac{x_p^4}{192+0,8x_p^4} \right) \left(\frac{d_c}{D} \right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{D} \right)^2 + \frac{1,18}{\left(\frac{x_p^4}{192+0,8x_p^4} \right) + 0,27} \right]$ es el factor por efecto de proximidad.
- $x_s^2 = \frac{8\pi f}{R_{DC}} 10^{-7} k_s$
- $x_p^2 = \frac{8\pi f}{R_{DC}} 10^{-7} k_p$
- d_c es el diámetro del conductor
- D es la distancia entre conductores, en caso de ser diferente entre fases se toma el promedio de distancias.

Tabla 3.2: Factores de corrección por efecto piel y proximidad del cobre y el aluminio [8].

<i>Tipo de conductor</i>	ks_{Cu}	kp_{Cu}	ks_{Ag}	kp_{Ag}
<i>Round, solid</i>	1	1	1	1
<i>Round, stranded</i>	1	1	1	0,8

5. Luego de tener en cuenta todos los factores descritos anteriormente, el siguiente paso es obtener los valores de las impedancias de fase. Para el caso de las líneas aéreas se tiene lo siguiente [9]:

$$Z_{ABC} = \begin{vmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{vmatrix}$$

Con,

$$Z_{ii} = r_g + R_{AC} + j \left(w_k * \ln \left(\frac{D_e}{GMR} \right) \right) \quad (3.11)$$

$$Z_{ij} = r_g + j \left(w_k * \ln \left(\frac{D_e}{D_{ij}} \right) \right) \quad (3.12)$$

Donde, $r_g = 9,869 * 10^{-5} * f \left[\frac{\Omega}{m} \right]$ es la resistencia equivalente a tierra, w_k es un factor que depende de la frecuencia como se indica en la tabla **3.3**, $D_e = 659 \sqrt{\frac{\rho_g}{f}} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$ es el factor de profundidad de tierra y ρ_g es la resistividad del terreno (por lo general se toma $100 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$)

Tabla 3.3: Factor w_k dependiendo de la frecuencia [9].

Frecuencia [Hz]	w_k
50	0.07539
60	0.06283

6. En el caso de las líneas aéreas se procede finalmente a implementar la ecuación 3.4 para obtener las impedancias de secuencia.
7. Por otro lado, para calcular las impedancias de secuencia en líneas subterráneas es necesario tener en cuenta la resistencia e inductancia que se da debido al apantallamiento que se usa en los cables [8]. Para el caso de la resistencia se usa la ecuación 3.7 teniendo en cuenta que la sección transversal de la pantalla es en forma de anillo y de nuevo se usa la ecuación 3.9 para tener en cuenta el efecto de temperatura.
8. Posterior al cálculo de las resistencias, se deben calcular las reactancias inductivas tanto del conductor como del apantallamiento como sigue [8]:

$$X_c = j \frac{\omega \mu}{2\pi} \ln \left(\frac{D_e}{GMR} \right) \quad (3.13)$$

$$X_{Screen} = j \frac{\omega \mu}{2\pi} \ln \left(\frac{D_e}{r_{screen}} \right) \quad (3.14)$$

9. Además de las reactancias propias también se deben calcular las inductancias mutuas como sigue [8]:

$$X_{M_c} = j \frac{\omega \mu}{2\pi} \ln \left(\frac{D_e}{GMD} \right) \quad (3.15)$$

$$X_{M_{Screen}} = j \frac{\omega \mu}{2\pi} \ln \left(\frac{D_e}{2 * r_{Screen}} \right) \quad (3.16)$$

Donde, r_{Screen} es el radio del apantallamiento y μ es la permeabilidad magnética (en este caso se aproxima a la del vacío $4\pi * 10^{-7}$ [H/m]).

$$X_{M_c} = j \frac{\omega \mu}{2\pi} \ln \left(\frac{D_e}{GMD} \right) \quad (3.17)$$

10. Finalmente, para el caso de las líneas subterráneas las impedancias de secuencia se calculan según las ecuaciones 3.18, 3.19, 3.20 dependiendo de cómo se realice el cableado.

$$Z_{Cross\ bonded}^+ = Z_c - Z_{M_c} \quad (3.18)$$

$$Z_{Bonded\ at\ both\ ends}^+ = Z_c - Z_M - \frac{(Z_{M_{Screen}} - Z_{M_c})^2}{Z_{Screen} - Z_{M_c}} \quad (3.19)$$

$$Z^0 = Z_c + 2Z_M - \frac{(Z_{M_{Screen}} - 2Z_{M_c})^2}{Z_{Screen} - 2Z_{M_c}} \quad (3.20)$$

Donde,

- $Z_{Cross\ bonded}^+$ es la impedancia de secuencia positiva cuando se realiza conexión a tierra cruzada en cada interconexión del conductor.
- $Z_{Bonded\ at\ both\ ends}^+$ es la impedancia de secuencia positiva cuando se realiza conexión a tierra sólo en los extremos.
- $Z_c = R_{AC} + R_g + jX_c$
- $Z_{M_c} = R_g + jX_{M_c}$
- $Z_{Screen} = R_{Screen} + R_g + jX_{Screen}$
- $Z_{M_{Screen}} = R_g + jX_{M-Screen}$

3.1.3. Fuentes distribuidas

Además del modelamiento del circuito de distribución, para realizar este trabajo, será necesario modelar las fuentes de generación distribuida, particularmente los inversores de las fuentes de generación fotovoltaica, teniendo en cuenta que los niveles de cortocircuito de las fuentes a base de inversores dependen del inversor. Para el modelamiento de las fuentes de generación distribuida que se simularán en la red se plantea lo siguiente:

1. Definir qué tipo de tecnología usarán los paneles solares a estudiar en el proyecto (Control de corriente, control PQ o control de voltaje), ya que, dependiendo del tipo de inversores que se definan, las corrientes que este tipo de generación aporte a las fallas serán diferentes.
2. Modelar las fuentes de generación fotovoltaica en el software especializado partiendo de su comportamiento ante los tipos de falla más comúnmente presentados en las redes de distribución.

3.2. Planteamiento de los casos de estudio

Para el planteamiento de los casos de estudio se tiene el siguiente procedimiento:

1. Seleccionar la ubicación de las fuentes de generación fotovoltaica para posteriormente plantear los diferentes escenarios a estudiar donde se tendrá una penetración total del 15 %, el cual se define como el nivel máximo de penetración según el artículo 5 de la *CREG 030-2018*. Cabe resaltar que la ubicación se hará teniendo en cuenta únicamente fuentes de generación en media tensión, ya que, los aportes a las fallas a estudiar por parte de las fuentes de generación conectadas en baja tensión son muy bajos y no podrían ser despejados por las protecciones instaladas en media tensión. Por tanto, las fallas deben ser despejadas por las protecciones en baja tensión, las cuales no están en el alcance de este estudio.
2. Identificar los puntos críticos de falla en la red a partir de la ubicación seleccionada de las fuentes de generación distribuida.
3. Calcular el número de casos a evaluar a partir de la ecuación 3.21 donde n es el número de nodos seleccionados en los que se ubicarán las fuentes de generación distribuida.

$$\# \text{ de casos} = 2^n + 1 \quad (3.21)$$

4. Teniendo en cuenta que las magnitudes de corrientes de falla son críticas cuando se tiene la máxima generación posible, se definirá cada uno de los casos a evaluar a partir de la penetración máxima de energía distribuida total (15 % de la capacidad del circuito a estudiar) de tal forma que se tengan casos donde:
 - El 100 % de la potencia distribuida esté en un solo nodo (Definir este caso para cada uno de los nodos seleccionados)
 - Se divida el 100 % de la potencia distribuida permitida en los nodos seleccionados de tal forma que primero se tengan los casos en que la potencia se divide en dos nodos, luego en tres nodos y así sucesivamente hasta llegar a dividir la potencia distribuida en todos los nodos seleccionados.

3.3. Realizar estudios necesarios para cada caso

1. Plantear un caso de referencia (Caso base – Estado actual de la red) en el que no se tenga aportes de fuentes de generación distribuida con el fin usarlo como escenario de comparación de los demás casos a estudiar.
2. Realizar los estudios de flujo de carga y corto circuito para cada uno de los escenarios planteados, incluyendo el caso base.
3. Definir, a partir de los métodos gráficos y analíticos, el método más adecuado para la evaluación del funcionamiento del esquema de coordinación de protecciones actual, con el objetivo de encontrar los ajustes a programar en las protecciones de sobrecorriente, arranque, dial, tipo de curva, etc.
4. Para cada caso, definir la forma adecuada de actuación de las protecciones (protección principal y de respaldo) para fallas en cada uno de los puntos críticos, y la forma en que se modifica la topología de la red ante el despeje de fallas (condiciones n-1), lo último con el fin de analizar que fuentes de generación deben dejar de suministrar potencia a la red para no operar en modo isla y bajo que nuevas condiciones de operación queda la red de distribución.
5. Evaluar en cuantos casos se pueden obtener los ajustes de protecciones que cumplen los criterios de tiempo de coordinación indicados por el operador de red y en cuantos casos no se pueden determinar dichos ajustes, con el objetivo de validar si el esquema de coordinación de protecciones actual es viable o no.

3.4. Conclusiones

Para evaluar si el esquema de coordinación de protecciones, usado actualmente en las redes de media tensión, es adecuado ante la inclusión de fuentes de generación fotovoltaica distribuida es necesario validar si para todos los casos existe coordinación de protecciones, en caso de que en alguno no se puedan encontrar ajustes con los que se logre una coordinación de protecciones selectiva y segura, se concluirá que el esquema actual no es adecuado.

Capítulo 4

Modelos del sistema

En este capítulo se expondrán los diferentes cálculos y datos necesarios para modelar el circuito de distribución a estudiar en el software de estudios de redes eléctricas y de coordinación de protecciones.

En primer lugar, se modelará un circuito de la red de distribución de Bogotá, para esto se tendrá en cuenta inicialmente el modelamiento de los conductores aéreos y subterráneos a partir del método de Carson expuesto en el capítulo anterior, posteriormente se modelará la carga de la red distribuida en diferentes nodos y las protecciones existentes junto con sus respectivos ajustes de protección según los datos entregados por el operador de red. Además, a partir de los datos de placa se modelarán los equipos que están en la subestación que alimenta el circuito como el transformador de potencia y a partir de los niveles de corto circuito el equivalente de la red de alta tensión.

Por otro lado, se modelará la red eléctrica de la Escuela Colombiana de Ingeniería que servirá como ejemplo a partir del cual se seleccionará el modelo adecuado para simular las fuentes de generación fotovoltaica que se usarán para realizar este estudio.

4.1. Modelo de la red

A partir de los datos de conductores, niveles de corto circuito y carga media de los circuitos suministrados por el operador de red se va a modelar la red de distribución de la ciudad de Bogotá en la que se hará el estudio de coordinación de protecciones.

Como resultado del modelamiento se tiene la red mostrada en la figura **4.1**.

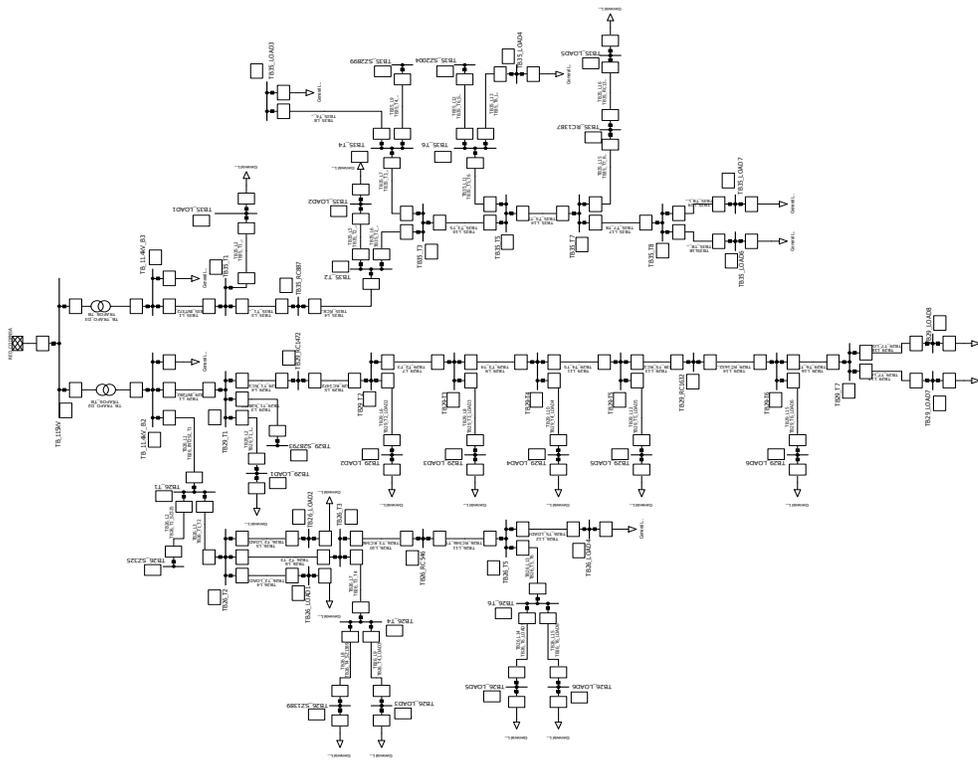


Figura 4.1: Modelo de red a estudiar.

4.1.1. Equivalente de red

Para que los niveles de corto circuito que se tienen en los circuitos a analizar sean lo más cercano a la realidad es necesario modelar un equivalente de red que represente la que alimenta la subestación Tibabuyes de Bogotá en el nivel de $115[kV]$, para esto el operador de red entregó los datos de corto circuito en el lado de $115[kV]$ de los transformadores, los cuales se muestran en las tablas 8.4 y 8.5 de los anexos, estos datos se resumen en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Nivel de corto circuito en $115[kV]$ de subestación Tibabuyes.

<i>Tipo de falla</i>	<i>Corriente Simétrica [A]</i>	<i>Corriente asimétrica [A]</i>
Trifásica	13168.9	21914.2
Monofásica	11812.6	18727.2
Bifásica a tierra (I_{Fase})	12732.3	21187.7

Siguiendo el procedimiento descrito en la sección 3.1.1, se procede a calcular el factor K

de secuencia positiva como sigue:

$$K^+ = \frac{21914,2}{13168,9} = 1,66 \quad (4.1)$$

A partir de la ecuación 3.3 se tiene que:

$$R_+/X_+ \approx 0,13 \quad (4.2)$$

Para el caso de la relación R/X de secuencia cero se parte de los valores de falla simétrica y asimétrica monofásica:

$$K^0 = \frac{18727,2}{12732,3} = 1,59 \quad (4.3)$$

Por tanto,

$$R_0/X_0 \approx 0,17 \quad (4.4)$$

Con los valores de relación R/X se tienen los datos necesarios para modelar el equivalente de red. Teniendo en cuenta que para el software a usar se tiene lo descrito en la figura 4.2.

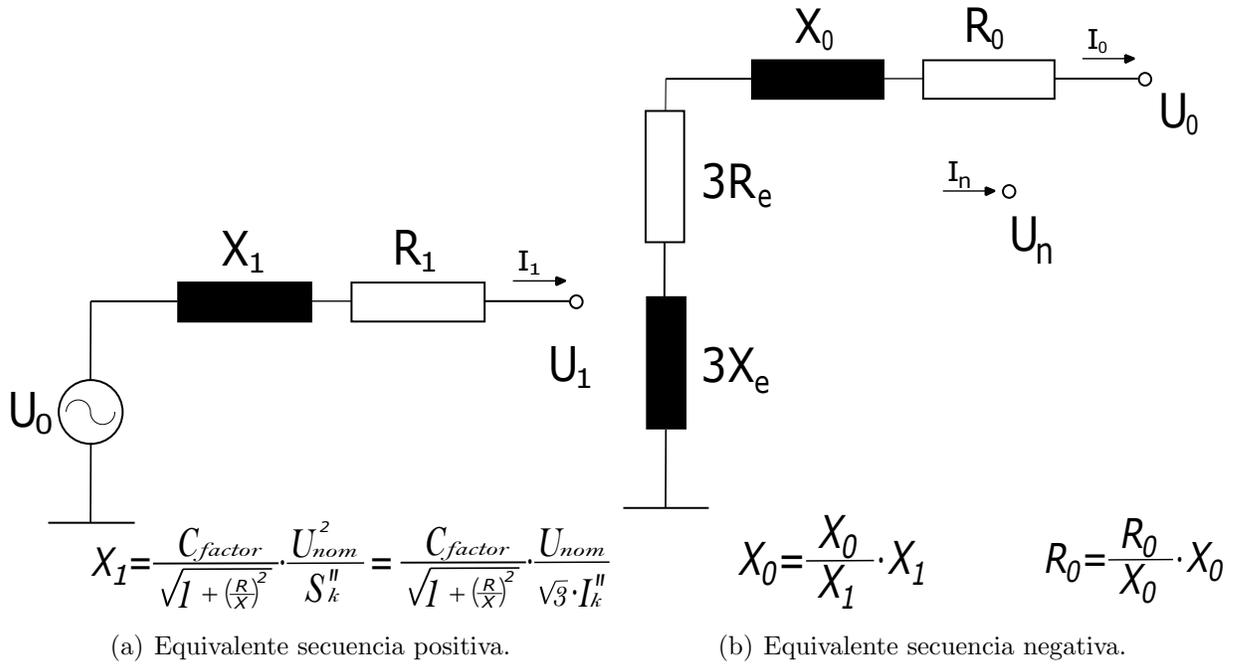


Figura 4.2: Equivalente de red en software.

Por tanto, es necesario se calcular el valor de C_{factor} como sigue:

$$c_{factor} = \frac{\sqrt{3} * 4,99 * i_{asimetrica_{3\phi}} \left(\sqrt{1 + R_+/X_+} \right)}{v_{nom}} \quad (4.5)$$

Donde,

$$c_{factor} = \frac{\sqrt{3} * 4,99 * 21914,2 \left(\sqrt{1 + 0,13} \right)}{115000} \approx 1,66 \quad (4.6)$$

4.1.2. Transformador de potencia

Para modelar el transformador de potencia es necesario conocer la placa de datos de este la cual fue otorgada por el operador de red. Los circuitos de los cuales se recibió información están asociados a dos transformadores cuyas características se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Datos de placa transformadores subestación Tibabuyes.

Parámetros de transformador	D2	D3
Potencia [MVA] ONAN/ONAF1/ONAF2 Prim/Sec	30/35/40	30/35/40
V_{Nom} Primaria [kV]	115	115
V_{Nom} Secundaria [kV]	12	12
Grupo de conexión	YnYn0	YnYn0
V_{Max} Primaria [kV]	126.5 (TAP 1)	126.5 (TAP 1)
V_{Min} Secundaria [kV]	103.5	103.5
Pasos [kV]	1.15	1.15
# de TAPS	21	21
Impedancia [%] (BASE 30 [MVA]) 126.5/12	10.86	10.85
Impedancia [%] (BASE 30 [MVA]) 115/12	10.23	10.23
Impedancia [%] (BASE 30 [MVA]) 103.5/12	9.81	9.80

4.1.3. Conductores de la red de distribución

Teniendo en cuenta el procedimiento expuesto en la sección 3.1.2 la tabla 4.3 muestra el resultado del cálculo de las impedancias de secuencia de todos los tramos de red del circuito Almendros.

Es necesario tener en cuenta que para los estudios de corto circuito el caso más crítico se da cuando se tiene el menor valor de impedancia posible en los tramos de red. Por tanto, se evaluaron las impedancias de cada tipo de conductor tanto para estructura tipo *LA202* como *LA204* (Para el caso de conductores aéreos) y los tipos *Cross bonded* y *Bonded at both ends* para el caso de conductores subterráneos) y se seleccionó el de menor impedancia.

Tabla 4.3: Impedancias de tramos - Circuito Almendros.

Tramo A-B		Longitud [km]	Z_+ [Ω]		Z_0 [Ω]	
Nodo A	Nodo B		R	X	R	X
TB_11.4kV_B2	TB29_T1	3.175	0.49028	0.40075	1.94096	7.94202
TB29_T1	TB29_LOAD1	0.184	0.06144	0.02524	0.14192	0.46564
TB29_T1	TB29_S28793	0.184	0.06144	0.00843	0.00650	0.01645
TB29_T1	TB29_RC1472	0.008	0.00307	0.00103	0.00675	0.02591
TB29_RC1472	TB29_T2	0.654	0.25067	0.08444	0.55197	2.11850
TB29_T2	TB29_LOAD2	1.216	0.34608	0.21383	0.82923	2.98108
TB29_T2	TB29_T3	0.121	0.04638	0.01562	0.10212	0.39195
TB29_T3	TB29_LOAD3	0.119	0.05011	0.04881	0.07125	0.22785
TB29_T3	TB29_T4	0.095	0.03641	0.01227	0.08018	0.30773
TB29_T4	TB29_LOAD4	0.043	0.02347	0.01811	0.03111	0.08280
TB29_T4	TB29_T5	0.297	0.11384	0.03835	0.25067	0.96207
TB29_T5	TB29_LOAD5	0.539	0.18901	0.11175	0.39578	1.29216
TB29_T5	TB29_RC1632	0.082	0.03143	0.01059	0.06921	0.26562
TB29_RC1632	TB29_T6	0.049	0.01943	0.00315	0.00254	0.00737
TB29_T6	TB29_LOAD6	0.330	0.12833	0.04663	0.27640	1.05051
TB29_T6	TB29_T7	0.117	0.04485	0.01511	0.09875	0.37900
TB29_T7	TB29_LOAD7	0.866	0.31710	0.11098	0.71475	2.80141
TB29_T7	TB29_LOAD8	0.387	0.15335	0.06089	0.32089	1.20352

Los resultados obtenidos para cada tramo de cada tipo de conductor y un ejemplo de cómo se llegó a dichos resultados, tanto para un conductor aéreo como para uno subterráneo, se muestran en los anexos.

4.1.4. Cargas del sistema

Parte importante de los datos necesarios para modelar los circuitos es la carga de estos, por lo que el operador de red entregó los datos de carga de finales del año 2017, del año 2018 y enero de 2019. A partir de dichos datos y teniendo en cuenta la ecuación 4.7 se obtiene en promedio los niveles de carga de la tabla 4.4.

$$S_{Prom} = \frac{5 * S_{Lun-Vier} + S_{Sab} + S_{Dom}}{7} \quad (4.7)$$

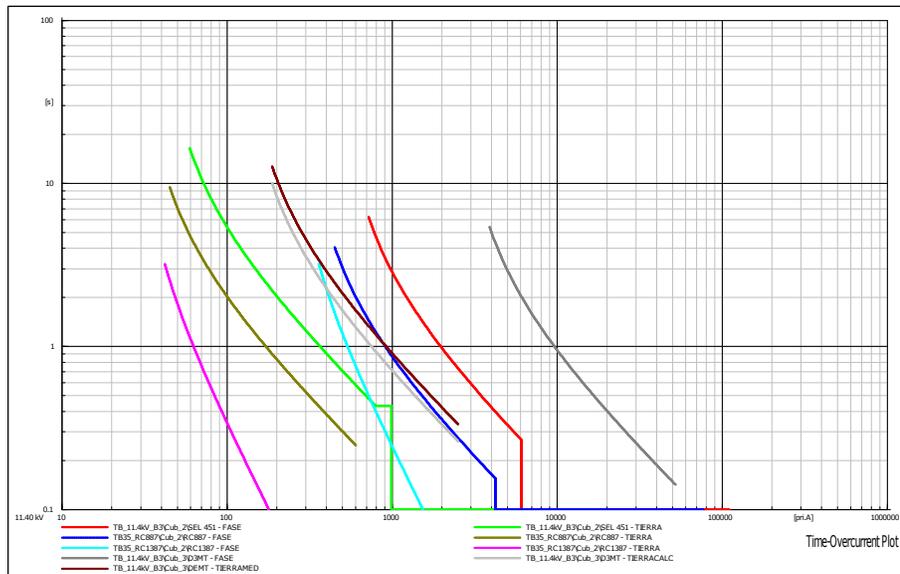
Tabla 4.4: Carga promedio subestación Tibabuyes.

Circuito	I_{NOM} [A]	Promedio [A]
Almendros	287	169.52
Costa Azul	287	183.69
La Gaitana	287	197.78
Transformador D1	1575	983.12
Trasnformador D2	2100	1007.18
Transformador D3	2100	1145.06

A partir de estos promedios se modelan cargas distribuidas en el circuito modelado de tal forma que se tenga una demanda que coincida con los promedios calculados.

4.1.5. Protecciones asociadas a los circuitos

Los ajustes de protección que actualmente se tienen programados en los diferentes relés asociados al circuito Almendros y a los transformadores de la subestación Tibabuyes se incluyen en el modelo del software especializado *DigSilent* 4.3.

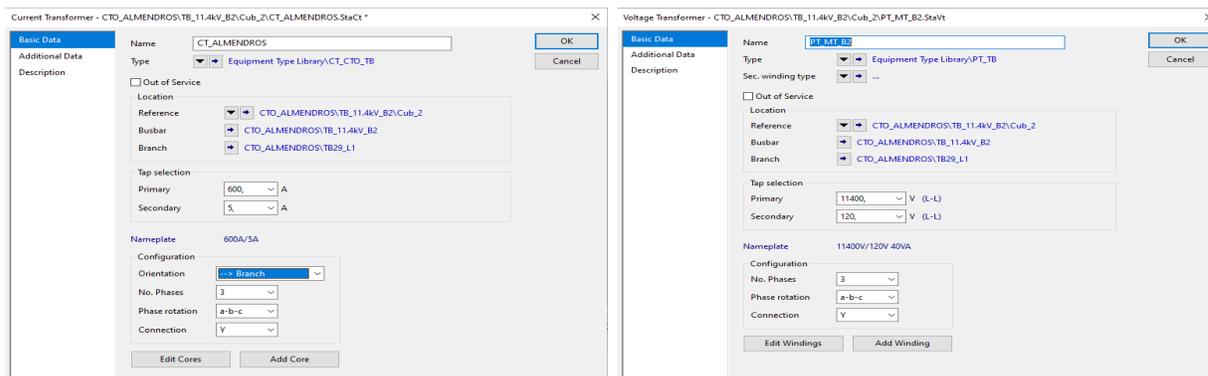
Figura 4.3: Modelo de protecciones en *DigSilent*.

Para realizar el modelo de los relés de protección y sus respectivos ajustes en *DigSilent* es necesario inicialmente crear los equipo de medición asociados como lo son el transformador de corriente y el transformador de tensión como se muestra en las figuras 4.4a y 4.4b teniendo

en cuenta las relaciones de transformación de dichos equipos, información que fue entregada por el operador de red y que se encuentra en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Datos de protecciones subestación Tibabuyes.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Tensión [kV]</i>	<i>RTP</i>	<i>RTC</i>	<i>Marca</i>	<i>Tipo</i>
Costa Azul - P. Principal	11.4	11400 / 115	600 / 5	SEL	451
Costa Azul - RC1387	11.4	11400 / 115	400 / 1	NOJA	RC10
Costa Azul - RC887	11.4	11400 / 115	2000 / 1	NULEC	ADVC 2
La Gaitana - P. Principal	11.4	11400 / 115	600 / 5	SEL	451
La Gaitana - RC2312	11.4	11400 / 115	400 / 1	NOJA	RC10
La Gaitana - RC546	11.4	11400 / 115	400 / 1	NOJA	RC10
Almendros - P. Principal	11.4	11400 / 115	600 / 5	SEL	451
Almendros - RC1632	11.4	11400 / 115	2000 / 1	NULEC	ADVC 2
Almendros - RC1472	11.4	11400 / 115	400 / 1	NOJA	RC10
Transformador D2-1	11.4	11400 / 115	2500 / 5	SEL	451
Transformador D2-2	11.4	11400 / 115	2500 / 5	SEL	451
Transformador D3	11.4	11400 / 115	2500 / 5	SEL	451
Transformador D2-1 - Neutro	11.4	11400 / 115	200 / 5	SEL	451
Transformador D2-2 - Neutro	11.4	11400 / 115	200 / 5	SEL	451
Transformador D3 - Neutro	11.4	11400 / 115	200 / 5	SEL	451
Transformador D2	115	115000 / 115	200 / 5	SEL	451
Transformador D3	115	115000 / 115	200 / 5	SEL	451

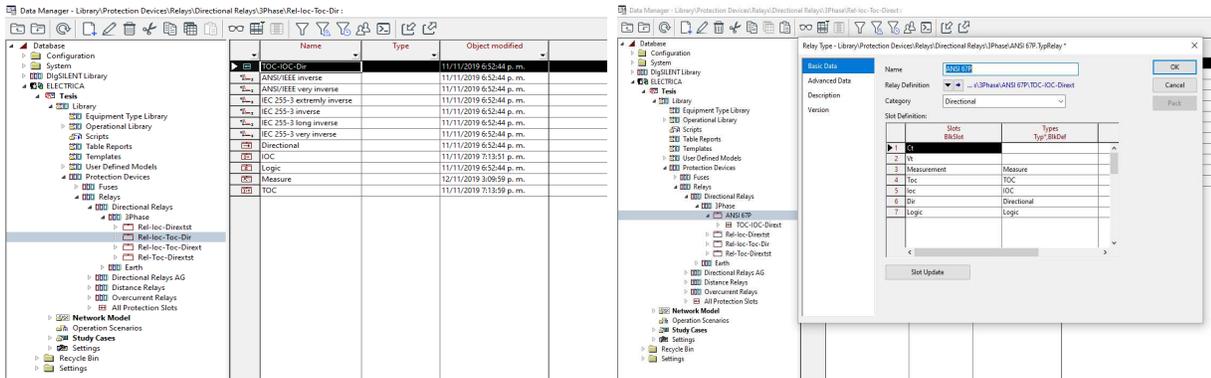


(a) Crear transformador de corriente en *DigSilent*. (b) Crear transformador de tensión en *DigSilent*.

Figura 4.4: Crear equipos de medición.

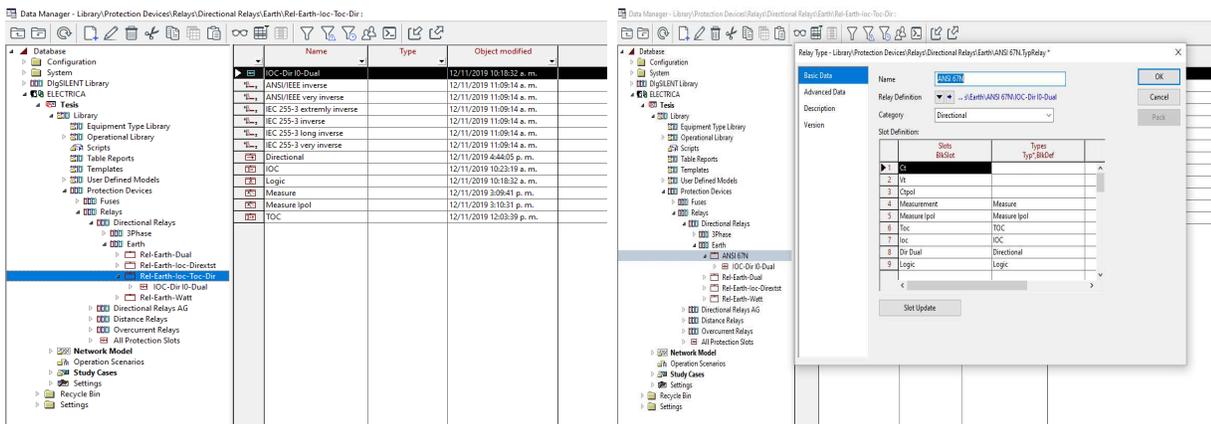
Posteriormente, se debe crear el tipo de relé a usar, *DigSilent* cuenta con varios tipos de relé en su base de datos entre los cuales se encuentran los relés de sobrecorriente direccional tanto de fase como de tierra (Función ANSI 67 y 67N), estos relés se pueden configurar como relés de sobrecorriente de tiempo inverso o tiempo definido según se requiera. Para este caso, a partir de los relés existentes en la base de datos de *DigSilent* se crearon dos tipos de relé:

- Sobrecorriente de fases direccional de tiempo inverso (ANSI 67) con función adicional de sobrecorriente de fases direccional de tiempo definido. Ver Figuras 4.5a y 4.5b.
- Sobrecorriente de neutro direccional de tiempo inverso (ANSI 67N) con función adicional de sobrecorriente de neutro direccional de tiempo definido. Ver Figuras 4.6a y 4.6b.



(a) Selección de modelo existente en base de datos. (b) Adecuar modelo existente en base de datos.

Figura 4.5: Crear modelos de protección ANSI 67P.



(a) Selección de modelo existente en base de datos. (b) Adecuar modelo existente en base de datos.

Figura 4.6: Crear modelos de protección ANSI 67N.

Finalmente, a partir de los modelos modificados se crean los relés de protección en cada uno de los nodos donde se ubican según la información entregada por el operador de red, con sus respectivos ajustes de protección según las tablas 4.6 y 4.7. En la figura 4.7 se puede apreciar cómo se configuran los ajustes de protección del relé creado.

Tabla 4.6: Ajustes de protecciones subestación Tibabuyes - ANSI 51P.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Curva</i>	<i>Arranque [Asec]</i>	<i>Dial [s]</i>	<i>T. Def. [Asec]</i>	<i>Dial - T. Def. [s]</i>
Costa Azul P. Principal	IEC-Muy inversa	4	0.23	46	0
Costa Azul RC1387	IEC-Extremadamente inversa	0.6	0.05	5	0
Costa Azul RC887	IEC-Muy inversa	0.15	0,15	1,92	0
La Gaitana P. Principal	IEC-Muy inversa	4	0.24	70	0
La Gaitana RC2312	IEC-Extremadamente inversa	0.75	0.05	13.75	0
La Gaitana RC546	IEC-Extremadamente inversa	0.75	0.05	12	0
Almendros P. Principal	IEC-Muy inversa	4	0.24	45,3	0
Almendros RC1632	IEC-Extremadamente inversa	0.12	0.05	1.38	0
Almendros RC1472	IEC-Muy inversa	0.75	0.2	9.9	0
Transformador D2 11.4[kV]	IEC-Muy inversa	5.2	0.2	OFF	0
Transformador D3 11.4[kV]	IEC-Muy inversa	5.2	0.2	OFF	0
Transformador D2 Neutro			OFF		
Transformador D3 Neutro			OFF		
Transformador D2 115[kV]	IEC-Muy inversa	6.5	0.3	52	0
Transformador D3 115[kV]	IEC-Muy inversa	6.5	0.3	52	0

Tabla 4.7: Ajustes de protecciones subestación Tibabuyes - ANSI 51N.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Curva</i>	<i>Arranque [Asec]</i>	<i>Dial [s]</i>	<i>T. Def. [Asec]</i>	<i>Dial - T. Def. [s]</i>
Costa Azul P. Principal	IEC-Muy inversa	0.33	0,61	7,5	0
Costa Azul RC1387	IEC-Extremadamente inversa	0.07	0.05	1,22	0
Costa Azul RC887	IEC-Muy inversa	0.015	0,35	OFF	0
La Gaitana P. Principal	IEC-Muy - inversa	0.33	0,31	7,5	0
La Gaitana RC2312	IEC-Extremadamente inversa	0.075	0.05	1,46	0
La Gaitana RC546	IEC-Extremadamente inversa	0.075	0.05	1,3	0
Almendros P. Principal	IEC-Muy - inversa	0.33	0,59	7,5	0
Almendros RC1632	IEC-Extremadamente inversa	0.014	0.05	0,246	0
Almendros RC1472	IEC-Muy inversa	0.075	0,42	OFF	0
Transformador D2 11.4[kV]	IEC-Muy inversa	0,25	0,36	OFF	0
Transformador D3 11.4[kV]	IEC-Muy inversa	0,25	0,37	OFF	0
Transformador D2 Neutro	IEC-Muy inversa	3,13	0,46	OFF	0
Transformador D3 Neutro	IEC-Muy inversa	3,13	0,47	OFF	0
Transformador D2 115[kV]			OFF		
Transformador D3 115[kV]			OFF		

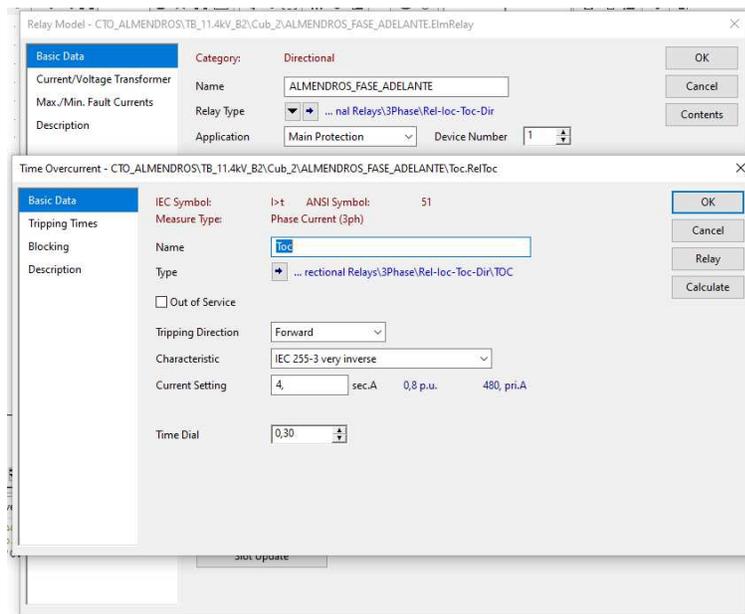


Figura 4.7: Configuración ajustes relé - DigSilent.

Por último, es necesario aclarar que en este trabajo no se modelarán ni se tendrán en cuenta los fusibles existentes en la red ya que actualmente el operador de red no los tiene en cuenta para sus estudios de coordinación de protecciones debido a que su ajuste de arranque de sobrecorriente es más bajo que el usado en los reconectores instalados en la red y su tiempo de despeje de falla es menor al mínimo ajustado. Sin embargo, en caso de ser necesario se harán recomendaciones respecto a la selección de fusibles a instalar en la red cuando haya presencia de fuentes de generación fotovoltaica distribuida.

4.2. Modelo de Fuentes de generación distribuida

Con el fin de modelar las fuentes de energía fotovoltaicas, que se ubicarán en distintos puntos de la red planteada, en el software *DigSilent* se decide que el tipo de tecnología a usar será el de control de corriente con control **PQ** teniendo en cuenta que es el más usado en redes de distribución y además, ante fallas en la red, se tendrán aportes de corriente constante de máximo el doble de la corriente nominal del inversor [29].

Para modelar las fuentes en el software especializado se usa el bloque de fuente de corriente DC para simular la inyección de corriente DC que hacen paneles fotovoltaicos:

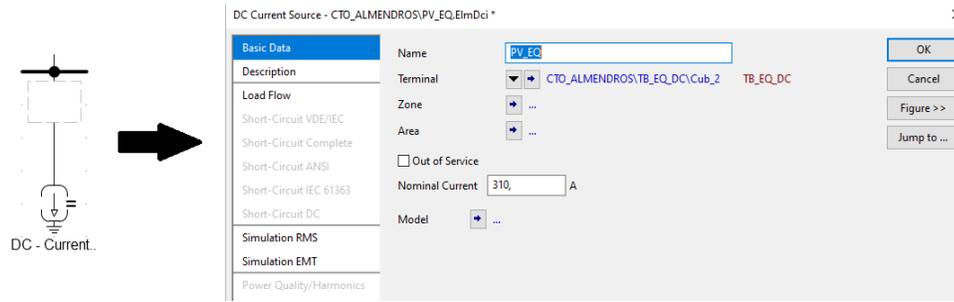


Figura 4.8: Modelo paneles fotovoltaicos (Fuente DC).

Junto con la fuente DC se usa el bloque de inversores DC-AC de *DigSilent*, el cual se puede configurar para que la inyección de corriente a fallas en la red sea lo indicado en las especificaciones del fabricante de los inversores a partir de la cantidad de convertidores que se ponen en paralelo.

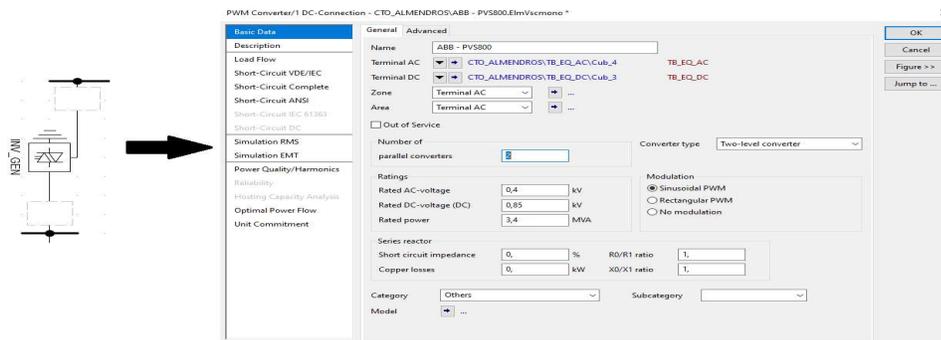


Figura 4.9: Modelo inversor.

Finalmente, se usa un transformador elevador para conectar el modelo de fuente de generación fotovoltaica a la red a analizar.

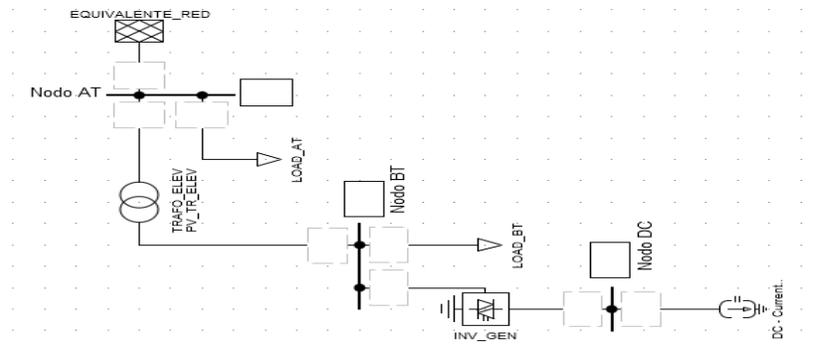


Figura 4.10: Modelo fuente de generación fotovoltaica.

Capítulo 5

Casos de estudio

En este capítulo se describirán los diferentes casos de estudio del trabajo en los que se realizarán análisis de flujo de carga y corto circuito y estudio de coordinación de protecciones.

Con el objetivo de evaluar si el esquema de coordinación de protecciones usado en la actualidad en las redes de distribución de Bogotá funciona adecuadamente ante la inclusión de fuentes de generación fotovoltaica distribuida se usará el circuito Almendros, el cual es alimentado por el transformador D2 de la subestación Tibabuyes y fue modelado en el capítulo 4. Dicho circuito cuenta con dos equipos de protección instalados en la red (reconectores) y una protección principal instalada en la subestación (relé de protección con interruptor de potencia), como protección de respaldo se tienen las protecciones de sobrecorriente del transformador de potencia instaladas tanto en el lado de alta como en el lado de media tensión. A partir de la ubicación de las protecciones de este circuito se plantearán los diferentes casos de estudio.

Según lo indicado en la metodología, se tendrán $2^n - 1$ casos donde n es la cantidad de nodos donde se conectarán las fuentes de generación distribuida. Dichos nodos se seleccionan de acuerdo con la cantidad de equipos de protección del circuito a analizar, en este caso el circuito Almendros. Dado que se tienen tres equipos de protección asociados al circuito, se tendrán entonces tres nodos con generación distribuida y, por tanto, **7** casos a estudiar.

Por otro lado, se plantea un caso adicional el cual se llamará *caso base* y describe la red en su estado actual. Dicho caso servirá como referencia para los demás y todos los cambios que haya en cada uno de los diferentes casos respecto al *caso base* se indicarán en la descripción de cada uno.

Cabe resaltar que, teniendo en cuenta la ubicación real de clientes en el circuito Almendros y que en los estudios de coordinación de protecciones el caso crítico se da cuando la fuente de generación está lo más cerca posible al equipo de protección, la ubicación de las fuentes de generación distribuida en la red se seleccionó de tal forma que estuvieran lo más cerca posible y aguas abajo a los equipos de protección. En la figura 5.1 se encierran en color azul los nodos seleccionados.

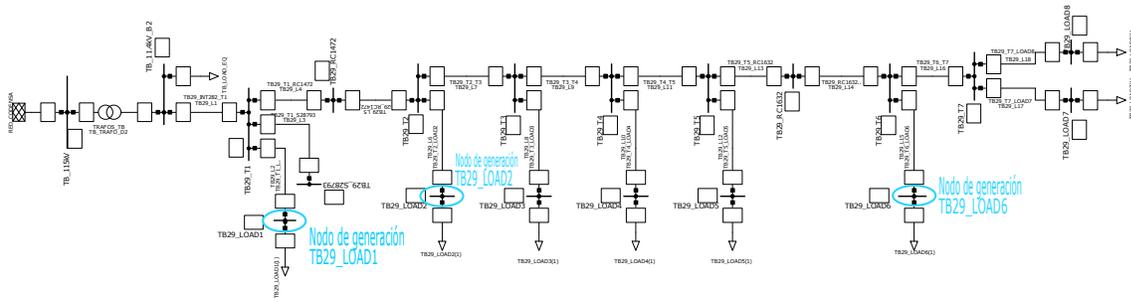


Figura 5.1: Selección de nodos de GD.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la barra 2 de 11,4 [kV] de la subestación Tibabuyes da energía a 8 circuitos más aparte del circuito Almendros, se hará un equivalente de generación distribuida conectado al barraje de 11,4 [kV] como se puede apreciar en la figura 5.2. En la subestación Tibabuyes los circuitos tiene una cargabilidad de 287 [A], que equivalen a 5,66 [MVA]. Por tanto, teniendo en cuenta que son 8 circuitos de los que se obtendrá el equivalente, se tendrá un total de $0,15 * 5,66 [MVA] * 8 = 6,8 [MVA]$ en el equivalente de generación distribuida debido a que se asume que en los demás circuitos se tienen conectadas fuentes de generación cumpliendo lo indicado en la *CREG 030*. Cabe resaltar que esta generación distribuida equivalente se tendrá en cuenta para todos los casos a excepción del *caso base*, que representa el estado actual de la red.

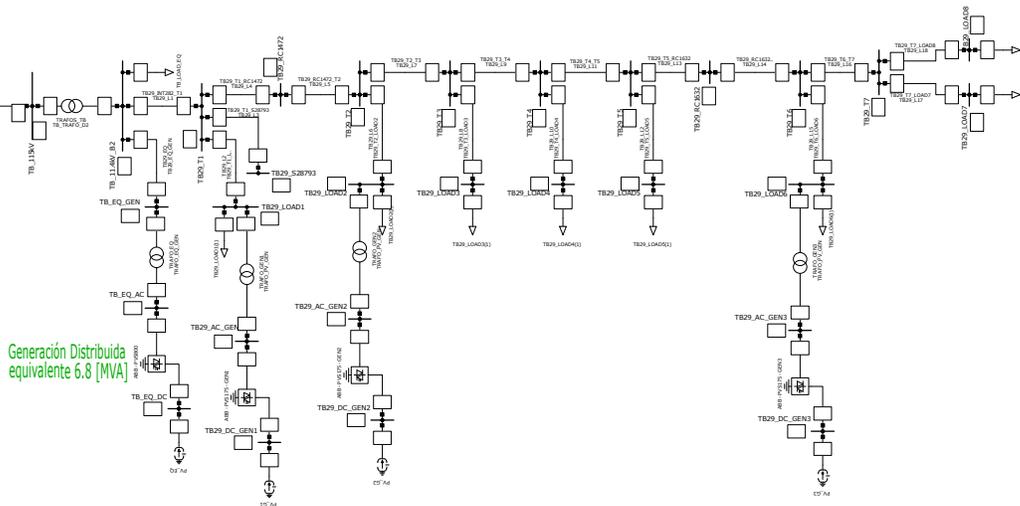


Figura 5.2: Red definitiva a estudiar.

Además de la ubicación de las fuentes de generación distribuida, es necesario definir los puntos críticos de falla en los cuales se harán las simulaciones para cada uno de los casos a estudiar. Dichos puntos se seleccionan según la ubicación de los equipos de protección

de tal forma que serán puntos ubicados lo más cerca posible y aguas abajo de los nodos TB_11.4kV_B2, TB29_RC1472 y TB29_RC1632, también se selecciona el nodo TB_11.4kV y los bujes del transformador alimentador, es decir, aguas arriba del nodo TB_11.4kV como se muestra en la figura 5.3. Estos puntos de falla se usarán en los estudios de corto circuito y de coordinación de protecciones para todos los casos.

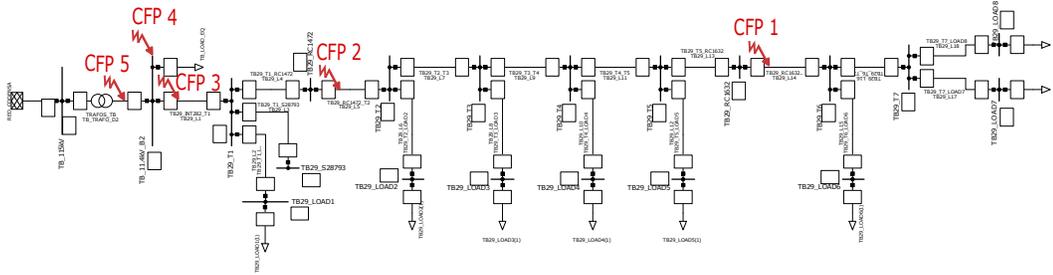


Figura 5.3: Puntos críticos de falla.

Por otro lado, en la tabla 5.1 se describe, para cada caso, la generación total conectada en cada uno de los nodos. Cabe resaltar que en todos los casos se asume que la generación distribuida total en el circuito será la máxima permitida por la *CREG 030*, en este caso 0,85 [MVA] que equivalen al 15% de la capacidad del circuito Almendros (5,66 [MVA]).

Tabla 5.1: Casos de generación distribuida.

Caso	Ubicación de generación distribuida	S en nodo Equivalente [MVA]	S en nodo TB29_LOAD1 [MVA]	S en nodo TB29_LOAD2 [MVA]	S en nodo TB29_LOAD6 [MVA]
Caso base	Estado actual de la red	0.000	0.000	0.000	0.000
Caso 1	Nodo TB29_LOAD1	6.800	0.850	0.000	0.000
Caso 2	Nodo TB29_LOAD2	6.800	0.000	0.850	0.000
Caso 3	Nodo TB29_LOAD6	6.800	0.000	0.000	0.850
Caso 4	Nodos TB29_LOAD1 y TB29_LOAD2	6.800	0.425	0.425	0.000
Caso 5	Nodos TB29_LOAD1 y TB29_LOAD6	6.800	0.425	0.000	0.425
Caso 6	Nodos TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6	6.800	0.000	0.425	0.425
Caso 7	Nodos TB29_LOAD1, TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6	6.800	0.283	0.283	0.283

Con el objetivo que las simulaciones sean lo más cercano posible a la realidad se seleccionan los siguientes inversores marca ABB cuyas características se modelan en el software de simulación:

- Inversor de 3 MVA marca ABB con referencia inverter station PVS800-IS – 2.625 to 3.6 MW [32]. Este inversor se usará para el equivalente de generación distribuida ajustado a una potencia de 3.4 [MVA].

- Inversor de 0.175 MVA marca ABB con referencia string inverters PVS-175-TL [33]. Este inversor se usará para la generación distribuida del circuito Almendros ajustado a una potencia de 0.142 [MVA].

En la tabla 5.2 se puede apreciar la cantidad de inversores conectados en paralelo en cada uno de los nodos de generación distribuida para cada caso.

Tabla 5.2: Cantidad de inversores conectados en paralelo para cada caso.

<i>Caso</i>	<i>Nodo equivalente</i>		<i>Nodo TB29_LOAD1</i>		<i>TB29_LOAD2</i>		<i>Nodo TB29_LOAD6</i>	
	<i>S por inv.</i> [MVA]	<i># de inv.</i>						
Caso base	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Caso 1	3.400	2.000	0.142	6.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Caso 2	3.400	2.000	0.000	0.000	0.142	6.000	0.000	0.000
Caso 3	3.400	2.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.142	6.000
Caso 4	3.400	2.000	0.142	3.000	0.142	3.000	0.000	0.000
Caso 5	3.400	2.000	0.142	3.000	0.000	0.000	0.142	3.000
Caso 6	3.400	2.000	0.000	0.000	0.142	3.000	0.142	3.000
Caso 7	3.400	2.000	0.142	2.000	0.142	2.000	0.142	2.000

Finalmente, teniendo en cuenta que para los estudios de coordinación de protecciones se busca analizar los casos más críticos de falla, es decir las fallas cuyos aportes de corriente tanto de la red como de las fuentes de generación distribuida sean los más altos, se simularán fallas trifásicas y monofásicas sin impedancia de falla para todos los casos. Si se encuentra necesario hacer análisis de fallas de alta impedancia para algún caso se hará específico en los análisis de este.

5.1. Caso base - Estado actual de la red

Este caso representa la red de distribución en su estado actual el cual se muestra en la figura 5.4 y cuenta con las siguientes características:

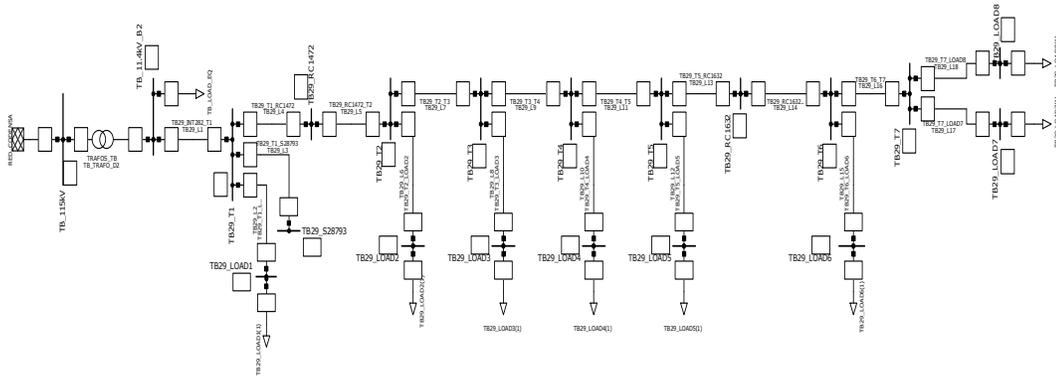


Figura 5.4: Red circuito Almendros - Caso base.

- Solamente se tiene como fuente de energía el equivalente de la red de 115 [kV], por tanto, no existen aportes de potencia de fuentes de generación distribuida.
- El transformador de potencia de la subestación Tibabuyes tiene una configuración $Y_n y_n 0$ donde el neutro del lado de 11,4 [kV] está conectado a tierra a través de una resistencia de 7 [Ω].
- Se estudiará solamente el circuito Almendros por lo que los otros 8 circuitos que se alimentan a través del transformador $D2$ se modelarán como una carga equivalente.
- Según los requerimientos del operador de red para que exista una adecuada coordinación de protecciones los tiempos de operación entre la protección principal y la de respaldo deben tener un delta de tiempo de 200 [ms].

5.2. Casos de estudio 1 a 7

Los casos 1 a 7 tienen los siguientes cambios respecto al caso base:

- En el nodo TB_11.4kV_B2 se conecta un generador fotovoltaico el cual es un equivalente de generación distribuida de todos los demás circuitos conectados al mismo barraje de media tensión. Dicho equivalente tiene una potencia de 6.8 [MVA] y es representado con las características de dos estaciones de inversores ABB PSV800-36000kW [32] en paralelo.
- Dependiendo del caso se conectan fuentes de generación fotovoltaica en los nodo TB29_LOAD1, TB29_LOAD2 y/o TB29_LOAD6. Dichas fuentes son representadas por inversores conectados en paralelo según lo descrito en la tabla 5.2 y cuyas características se toman de inversores ABB PSV-175kW [33].

- A pesar de que no existe una norma que exija que los clientes deben usar transformadores de algún tipo específico para conectarse a la red de distribución, todos los transformadores elevadores de las fuentes de generación distribuida se simularán de tipo Δy debido a que en la actualidad todos los clientes conectados a la red de distribución de Bogotá usan dicho tipo de transformadores.

Por otro lado, los casos 1 a 7 se presentan en las figuras 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10 y 5.11 respectivamente teniendo en cuenta la potencia de generación distribuida que se tienen en cada uno de los nodos seleccionados según la tabla 5.1.

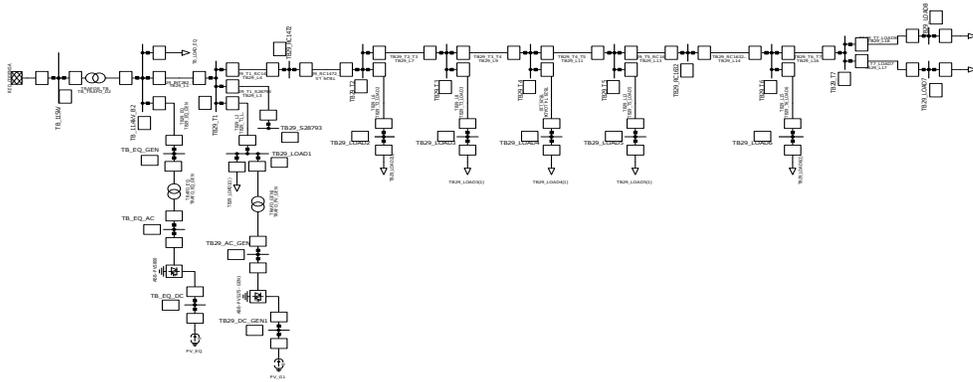


Figura 5.5: Red circuito Almendros - Caso 1.

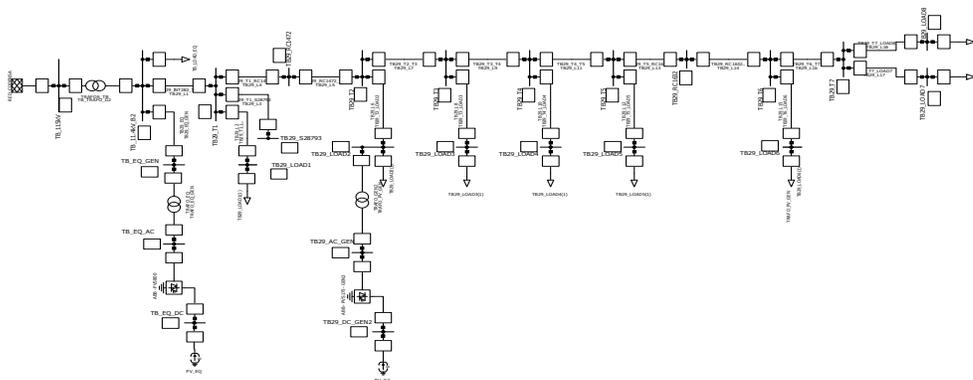


Figura 5.6: Red circuito Almendros - Caso 2.

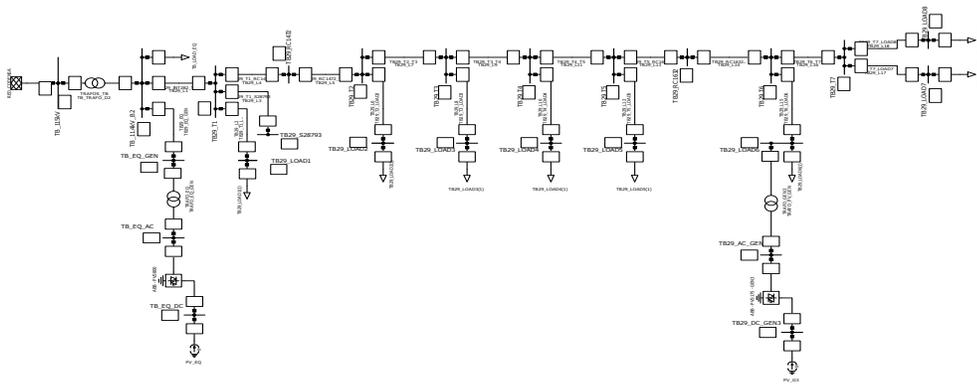


Figura 5.7: Red circuito Almendros - Caso 3.

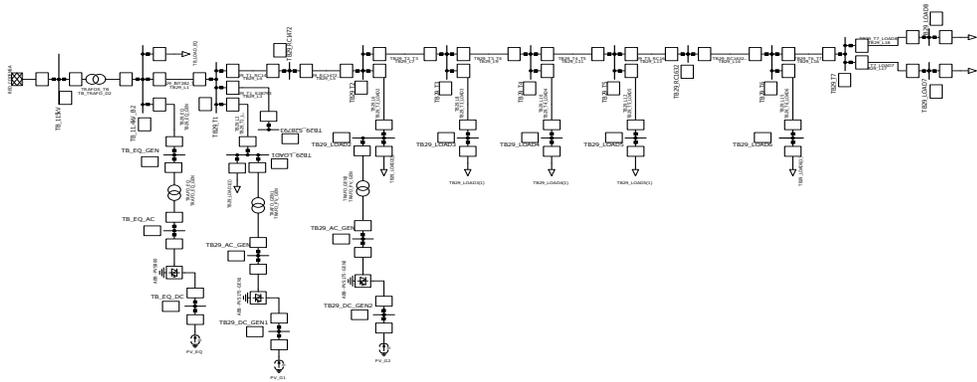


Figura 5.8: Red circuito Almendros - Caso 4.

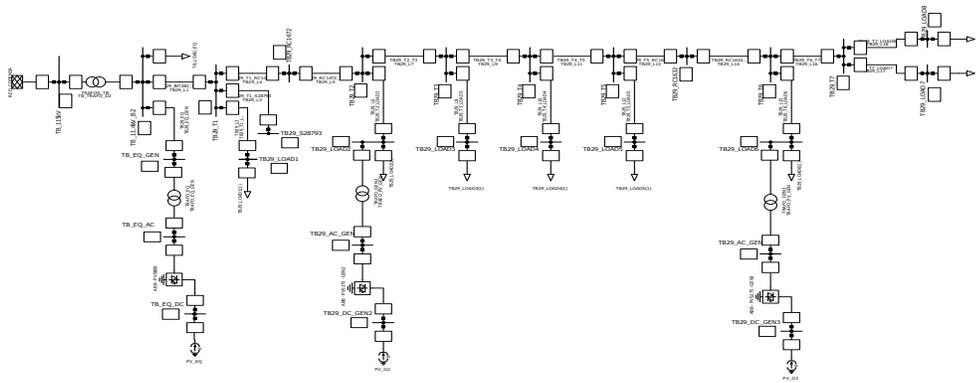


Figura 5.9: Red circuito Almendros - Caso 5.

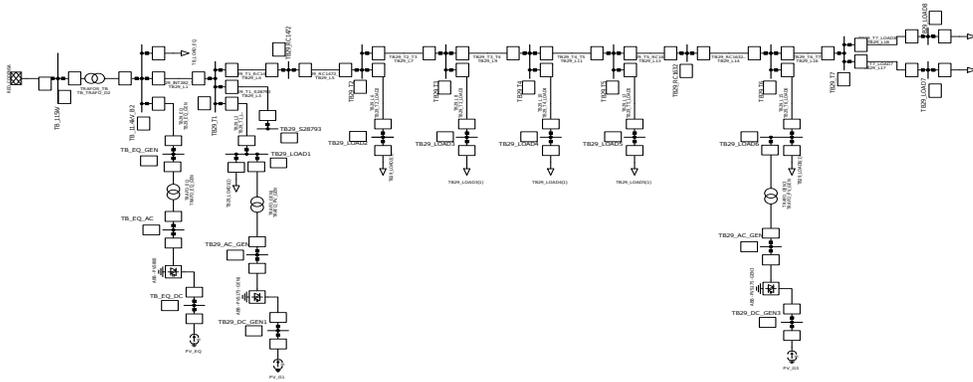


Figura 5.10: Red circuito Almendros - Caso 6.

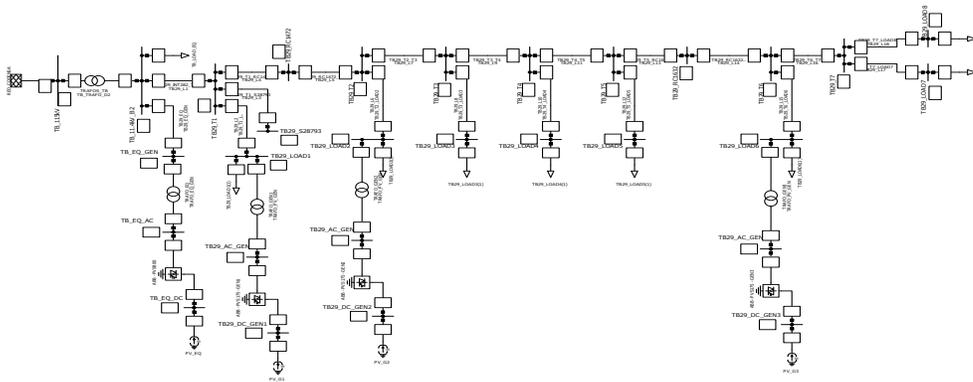


Figura 5.11: Red circuito Almendros - Caso 7.

Capítulo 6

Análisis de resultados

En este capítulo se hará el análisis de resultados de los estudios realizados para cada uno de los casos expuestos y un análisis general de la evaluación del esquema de protecciones de la red de distribución estudiada.

6.1. Caso base - Estado actual de la red

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso base se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.1. Cómo se puede apreciar, ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

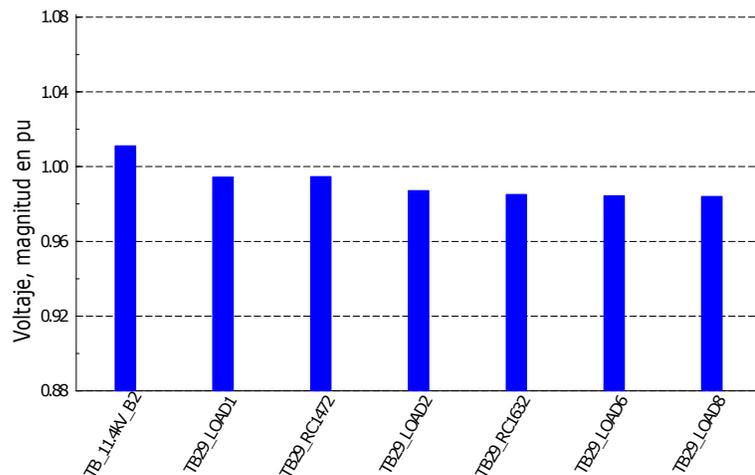


Figura 6.1: Caso base - Perfil de tensiones.

Por otro lado, en las tablas 6.1 y 6.2 se muestran los niveles de corto circuito trifásico y monofásico respectivamente. Cabe resaltar que para este caso sólo se tienen aportes de corriente de falla desde la subestación Tibabuyes.

Tabla 6.1: Corto circuito trifásico en CFP - Caso base.

Nodo	Voltaje Prefalla		Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]	
TB29_RC1472	11.4	0	0	123.65	6.26	-63.25	6.26	-63.25	10.8	
TB29_RC1632	11.4	0	0	88.68	4.49	-50.24	4.49	-50.24	6.92	
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	250.9	12.71	-88.88	12.71	-88.88	35.27	
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	250.9	12.71	-88.88	12.71	-88.88	35.27	

Tabla 6.2: Corto circuito monofásico en CFP - Caso base.

Nodo	Voltaje Prefalla		Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik'		Ip
	[kV]	Fase	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.94	0.75	-27.4	0.75	-27.4	1.3
		B	10.56	-154.6	0	0	0	0	0	0
		C	11.04	142.11	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.29	0.65	-33.5	0.65	-33.5	1
		B	10.32	-153	0	0	0	0	0	0
		C	10.61	142.14	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.21	0.94	-8.12	0.94	-8.12	2.62
		B	11.22	-155.8	0	0	0	0	0	0
		C	11.71	143.9	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.21	0.94	-8.12	0.94	-8.12	2.62
		B	11.22	-155.8	0	0	0	0	0	0
		C	11.71	143.9	0	0	0	0	0	0

Por otro lado, con el fin de validar que los ajustes existentes actualmente en las protecciones del circuito Almendros cumplen con los requisitos planteados por el operador de red se simuló fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos. Para este caso los puntos críticos se tomaron a 1% aguas abajo de los nodos TB_11.4kV_B2, TB29_RC1472, TB29_RC1632, en el nodo TB_11.4kV_B2 y en los bujes del lado de 11.4 [kV] del transformador D2 de la subestación Tibabuyes como se describe en la figura 5.3.

En las figuras 6.2 a 6.6 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar que se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].

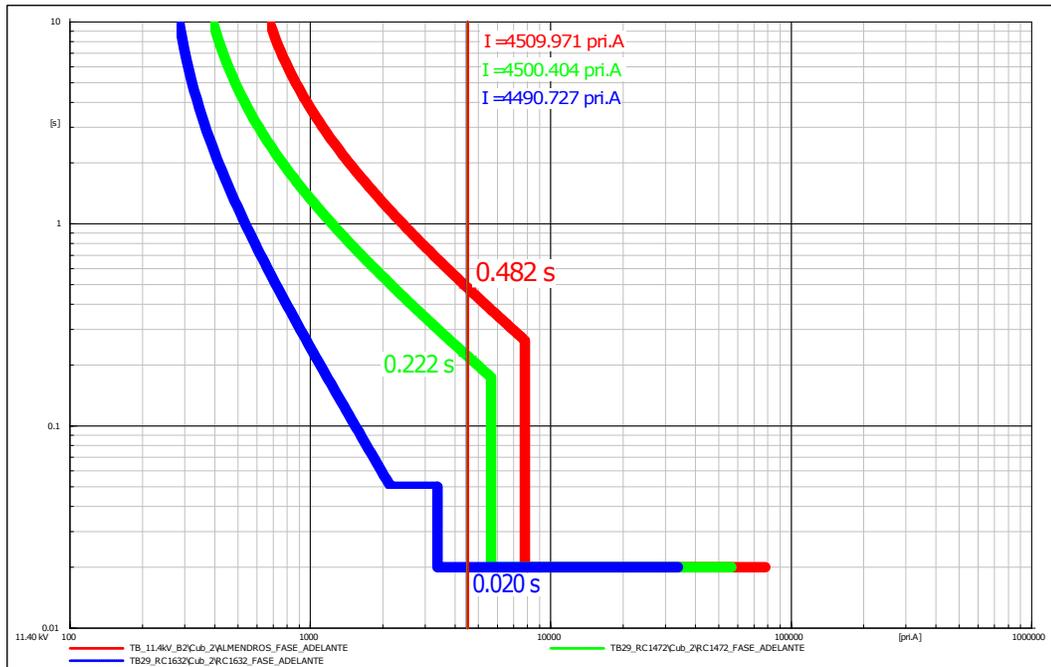


Figura 6.2: Caso base - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de Nodo TB29_RC1632.

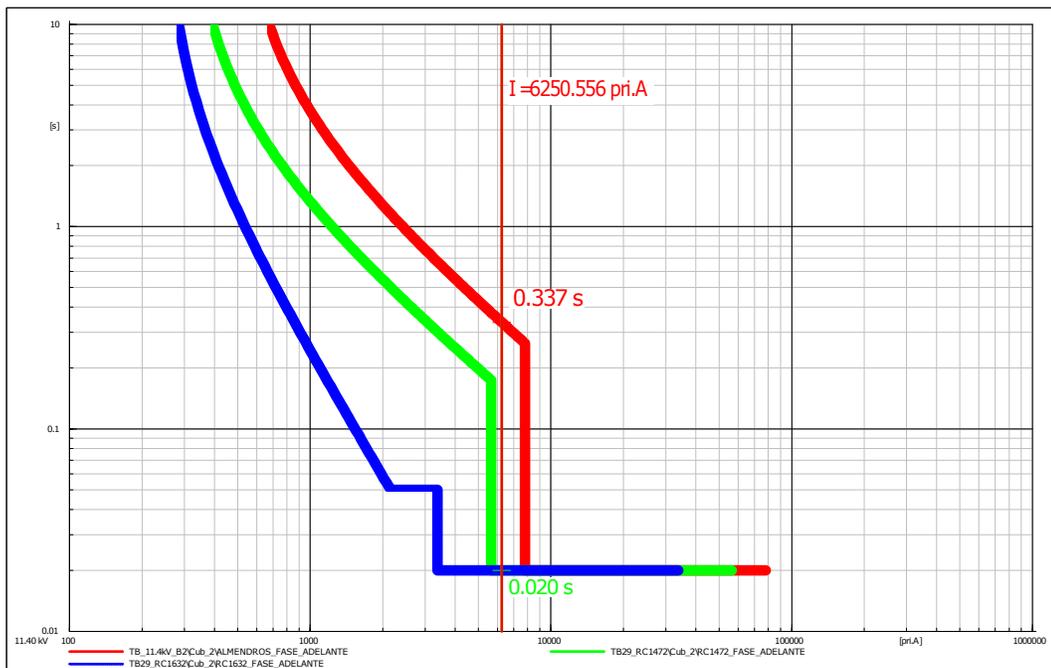


Figura 6.3: Caso base - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de Nodo TB29_RC1472.

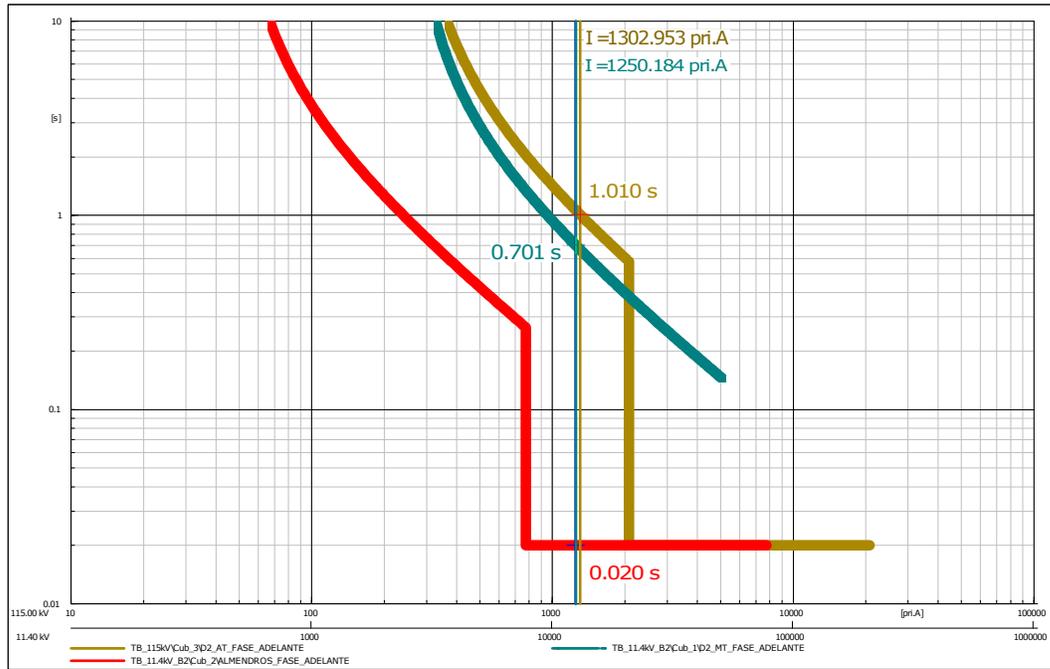


Figura 6.4: Caso base - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB_11.4kV_B2.

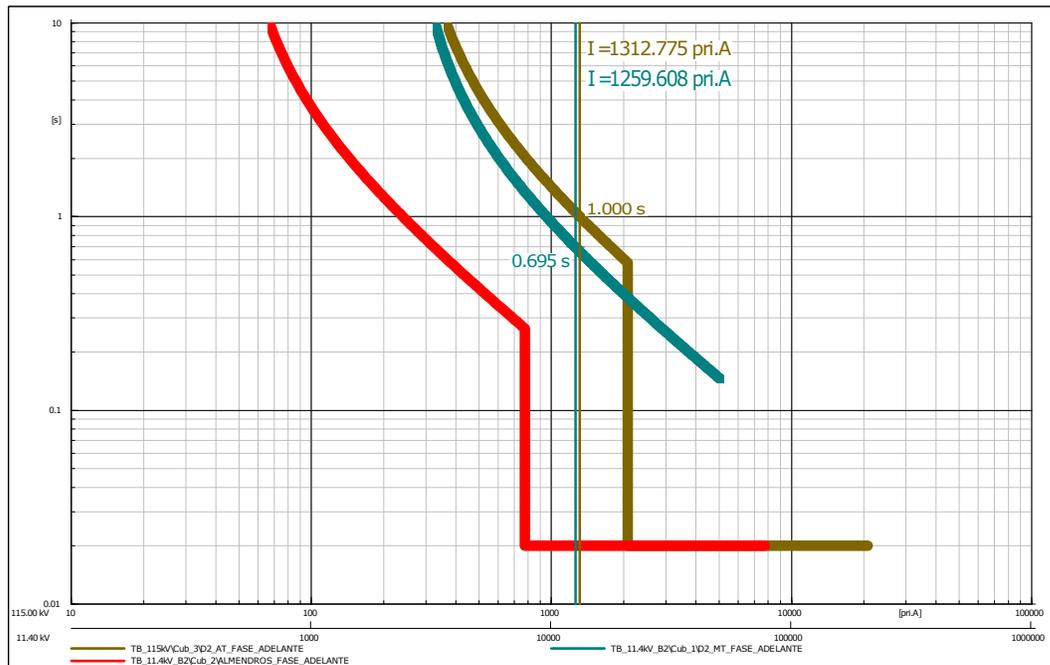


Figura 6.5: Caso base - Falla trifásica ubicada en el Nodo TB_11.4kV_B2.

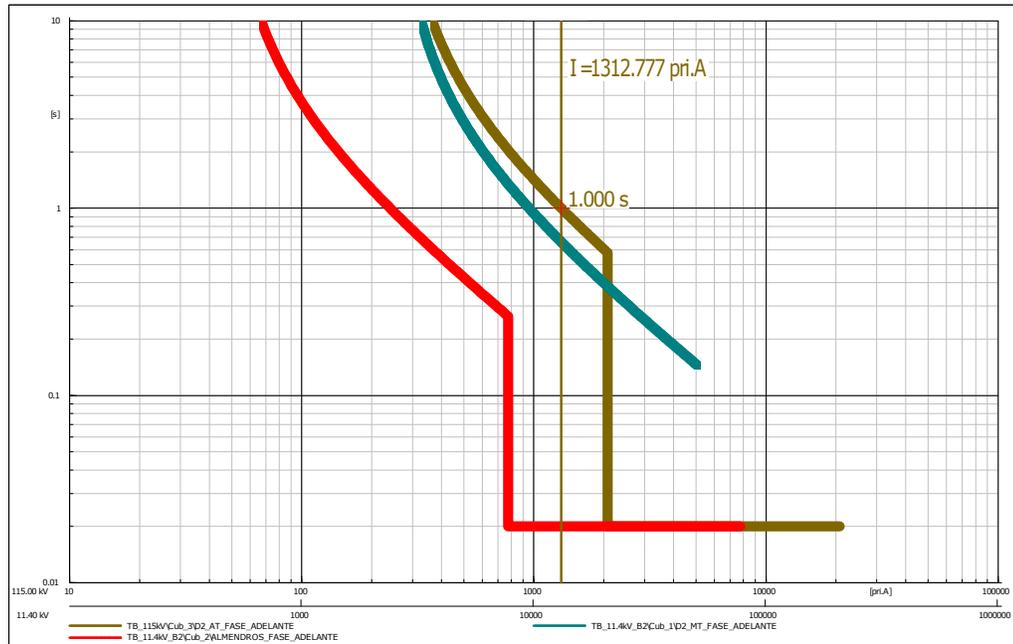
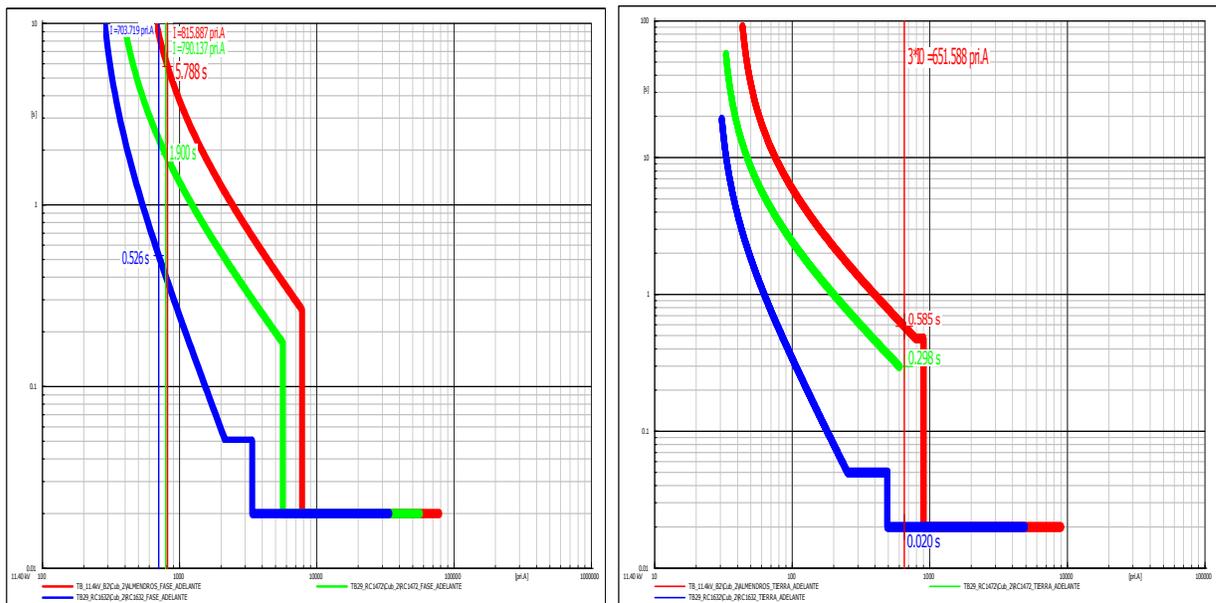


Figura 6.6: Caso base - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

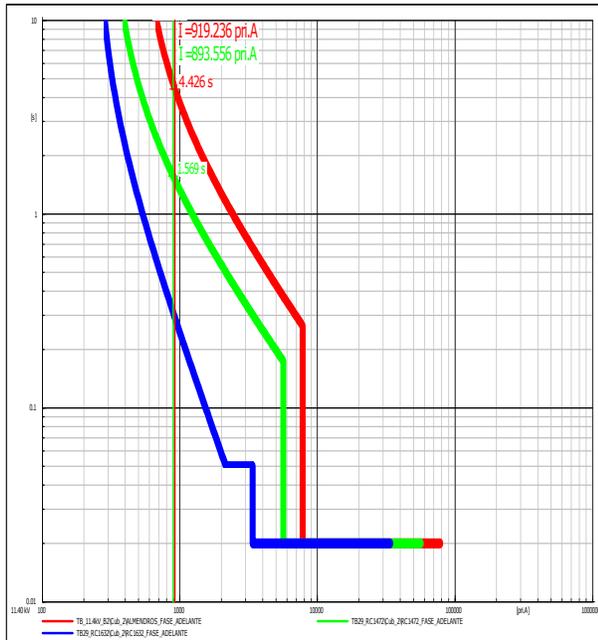
En las figuras 6.7 a 6.11 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas, tanto para las protecciones de fase como de tierra. Al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



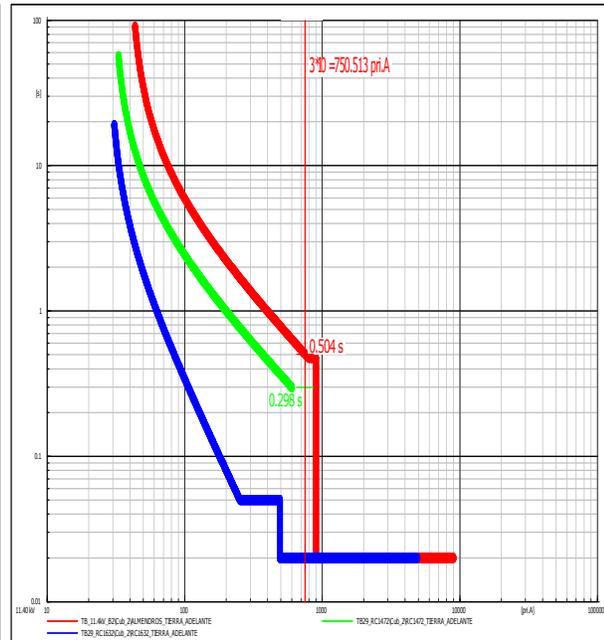
(a) Curvas de protección de Fase.

(b) Curvas de protección de Tierra.

Figura 6.7: Caso base - Falla Monofásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB29_RC1632.

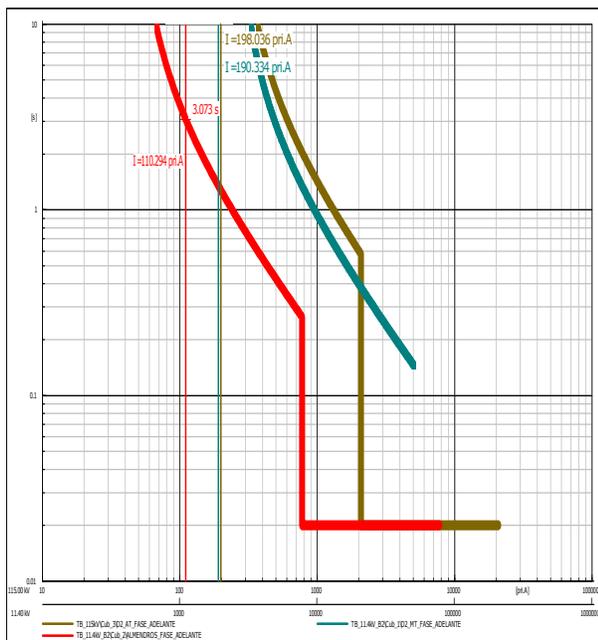


(a) Curvas de protección de Fase.

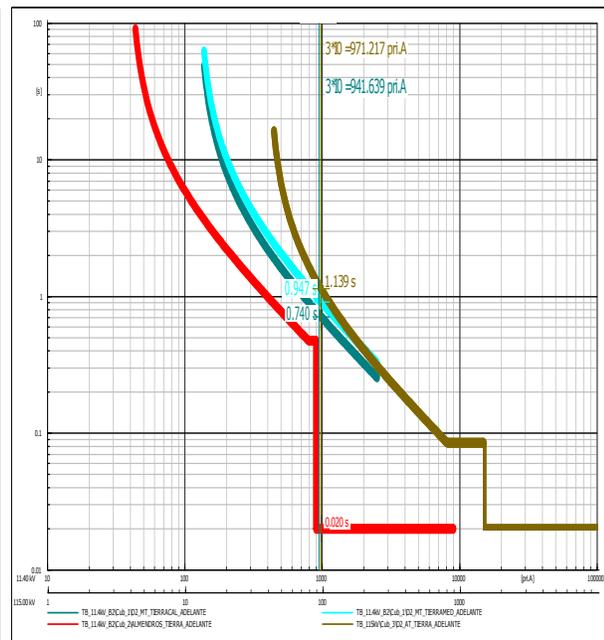


(b) Curvas de protección de Tierra.

Figura 6.8: Caso base - Falla Monofásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protección de Fase.



(b) Curvas de protección de Tierra.

Figura 6.9: Caso base - Falla Monofásica ubicada 1 % aguas abajo de Nodo TB_11.4kV_B2.

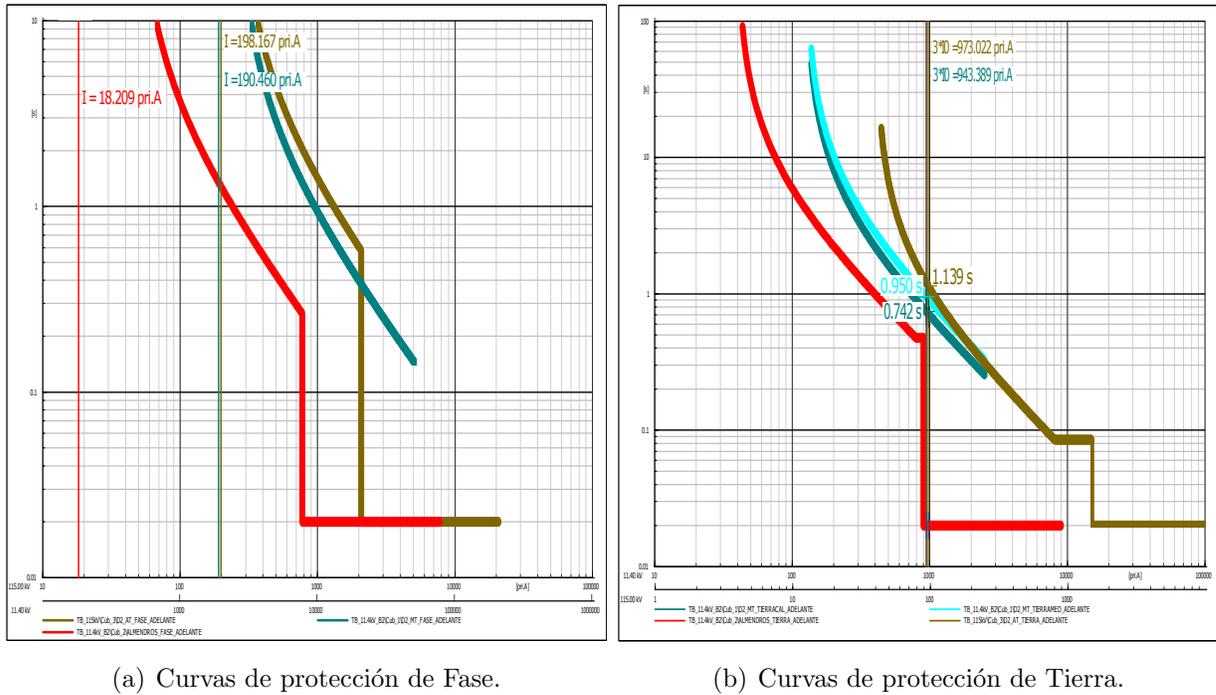


Figura 6.10: Caso base - Falla Monofásica ubicada en el Nodo TB_11.kV_B2.

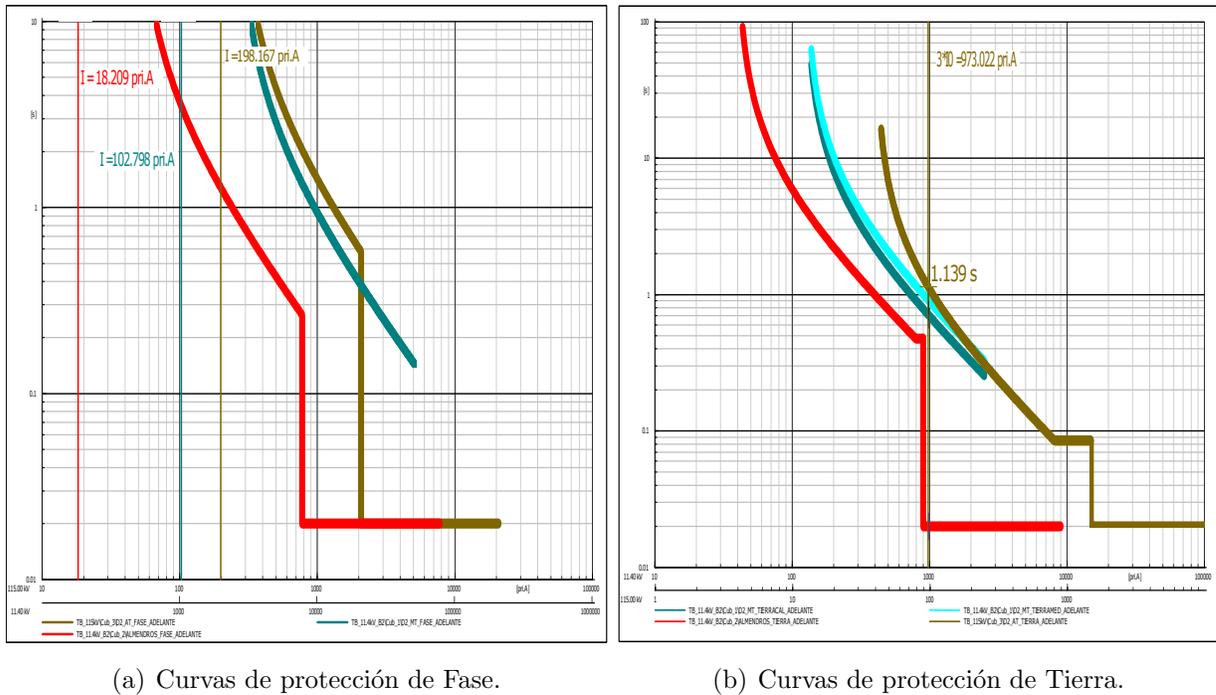


Figura 6.11: Caso base - Falla Monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

Es necesario resaltar que, en las simulaciones se encontró que los ajustes actuales no cumplen con el delta de tiempo requerido para una óptima coordinación de protecciones, por tanto, fue necesario modificar los ajustes de los relés del circuito del transformador asociado. Los resultados luego de la modificación realizada se muestran en la tablas **6.3** y **6.4** (En rojo se resaltan las modificaciones respecto a los ajustes entregados por el operador de red). Los nuevos ajustes se usarán como punto inicial para todos los demás casos, ya que estos ajustes cumplen los criterios exigidos por el operador de red.

Tabla 6.3: Ajustes de protecciones ANSI 51P - Caso base.

Nombre bahía	Curva IEC		Arranque [Asec]		Dial [s]		T. Def [Asec]		Dial - T. Def [s]	
	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo
Almendros P. Principal	Muy inversa	-	4	-	0.24	0.30	45.3	65.1	0	-
Almendros RC1632	Extremadamente inversa	-	0.12	-	0.05	-	1.38	1.69	0	-
Almendros RC1472	Muy inversa	-	0.75	-	0.2	0.23	9.9	14.1	0	-
Transformador D2 11.4 [kV]	Muy inversa	-	5.2	-	0.2	-	Off	-	0	-
Transformador D2 neutro					Protección deshabilitada					
Transformador D2 115 [kV]	Muy inversa	-	6.5	-	0.3	-	52	-	0	-

Tabla 6.4: Ajustes de protecciones ANSI 51N - Caso base.

Nombre bahía	Curva IEC		Arranque [Asec]		Dial [s]		T. Def [Asec]		Dial - T. Def [s]	
	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo
Almendros P. Principal	Muy inversa	-	0.33	-	0.59	0.67	7,5	-	0	-
Almendros RC1632	Extremadamente inversa	-	0.014	-	0.05	-	0,246	-	0	-
Almendros RC1472	Muy inversa	-	0.075	-	0.42	-	Off	-	0	-
Transformador D2 11.4[kV]	Muy inversa	-	0,25	-	0,36	-	Off	-	0	-
Transformador D2 neutro	Muy inversa	-	3,13	-	0,46	-	Off	-	0	-
Transformador D2 115 [kV]	Off	Muy inversa	Off	1	Off	0.12	Off	37	Off	0

Finalmente, como conclusión se tiene que los nuevos ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado en este caso.

6.2. Caso 1 - Generación distribuida en nodo TB29_LOAD1

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 1 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.12. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

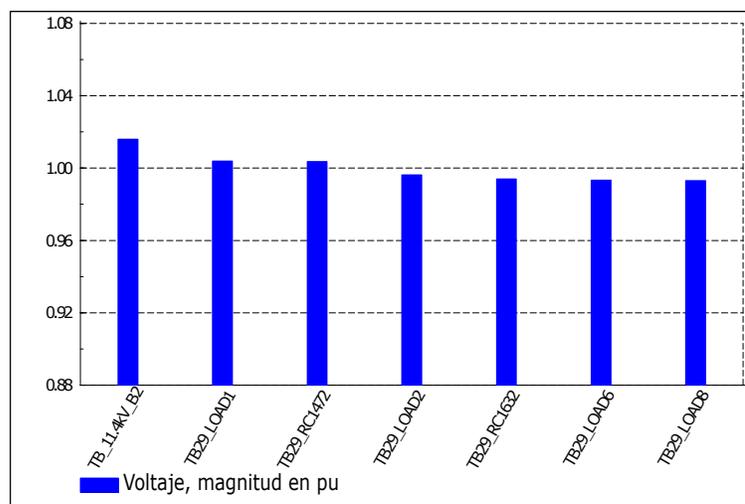


Figura 6.12: Caso 1 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.5 y 6.6 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.5: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 1.

Nodo	Voltaje Prefalla	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]		[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	
TB29_RC1472	11.4	0	0	127.54	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.08
TB29_RC1632	11.4	0	0	90.73	4.59	-48.29	4.59	-48.29	7.05
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	261.24	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	261.24	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15

Tabla 6.6: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 1.

Nodo	Voltaje Prefalla		Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik'		Ip
	[kV]	Fase	[kV]	[deg]		[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.85	0.76	-25.85	1.3
		B	10.66	-153.11	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.33	0.66	-32.01	0.66	-32.01	1.01
		B	10.42	-151.48	0	0	0	0	0	0
		C	10.71	143.62	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.21	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.21	0	0	0	0	0	0

Realizando el respectivo estudio de coordinación de protecciones se encontró que para este caso es necesario modificar la forma en que operan las protecciones debido a que, dependiendo la ubicación de la falla, se tienen flujos de corriente en diferentes direcciones, por tanto, es necesario habilitar la función de direccionalidad (Se validó con los manuales de los equipos y todos tienen dicha función [10], [11], [12]).

En las figuras 6.13 a 6.17 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas a 1% aguas abajo de los nodos TB_11.4kV_B2, TB29_RC1472, TB29_RC1632, en el nodo TB_11.4kV_B2 y en los bujes del lado de 11.4 [kV] del transformador D2 de la subestación Tibabuyes. En éstas se puede apreciar el cumplimiento del delta de tiempo requerido de 200 [ms].

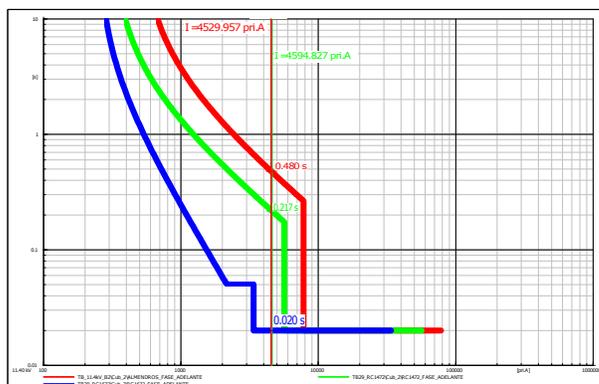


Figura 6.13: Caso 1 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protección hacia adelante.

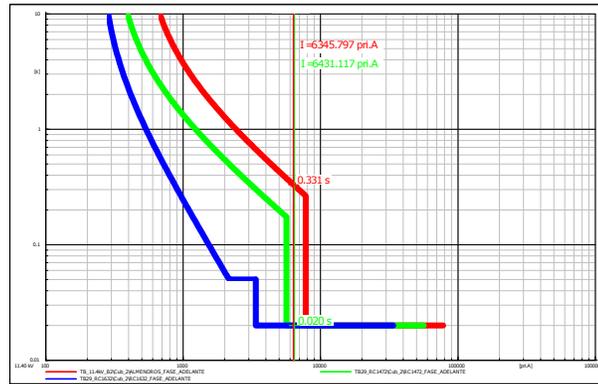


Figura 6.14: Caso 1 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472 - Curvas de protecciones hacia adelante.

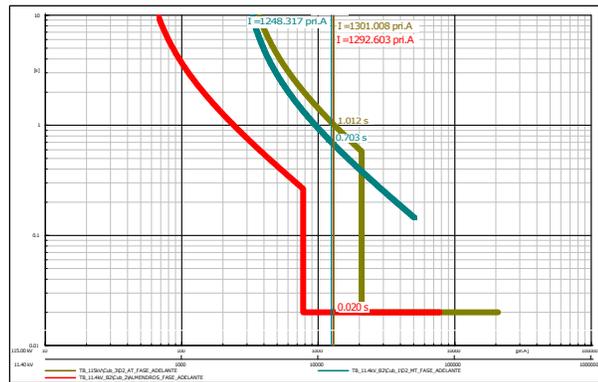
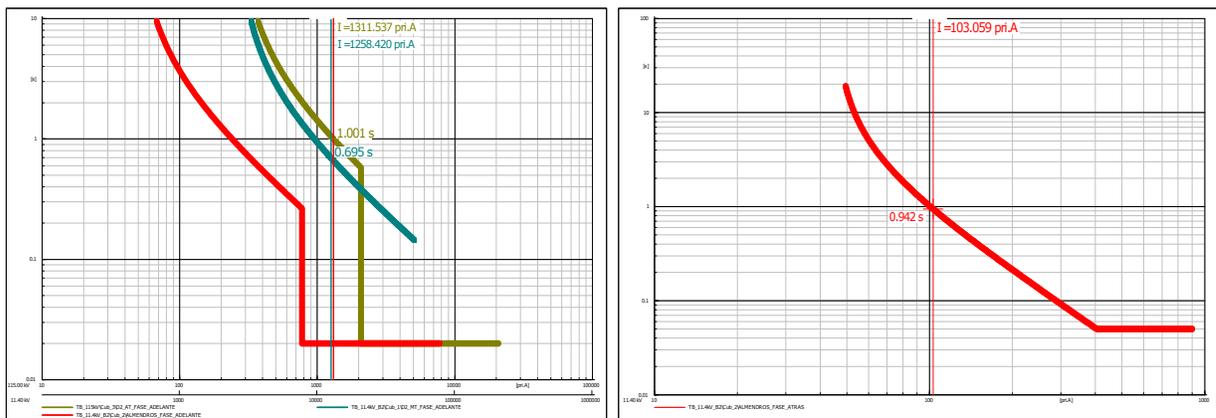


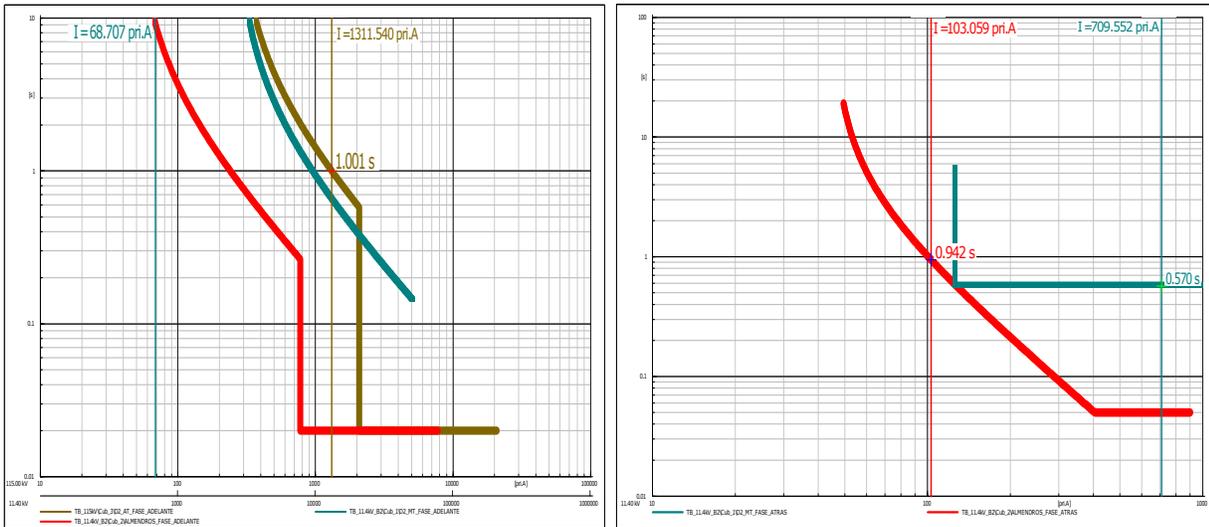
Figura 6.15: Caso 1 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.16: Caso 1 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.

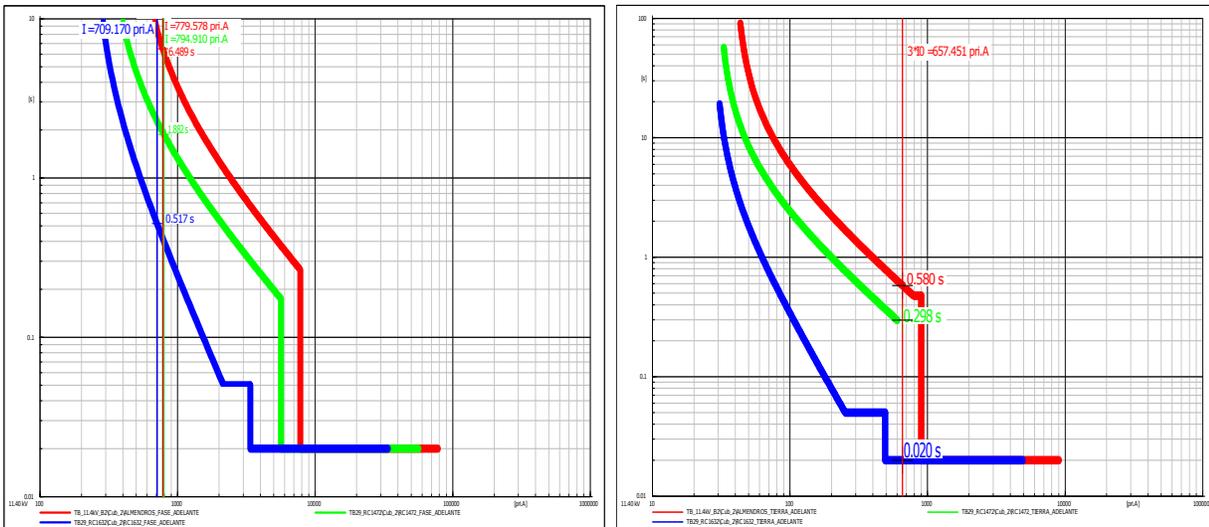


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.17: Caso 1 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

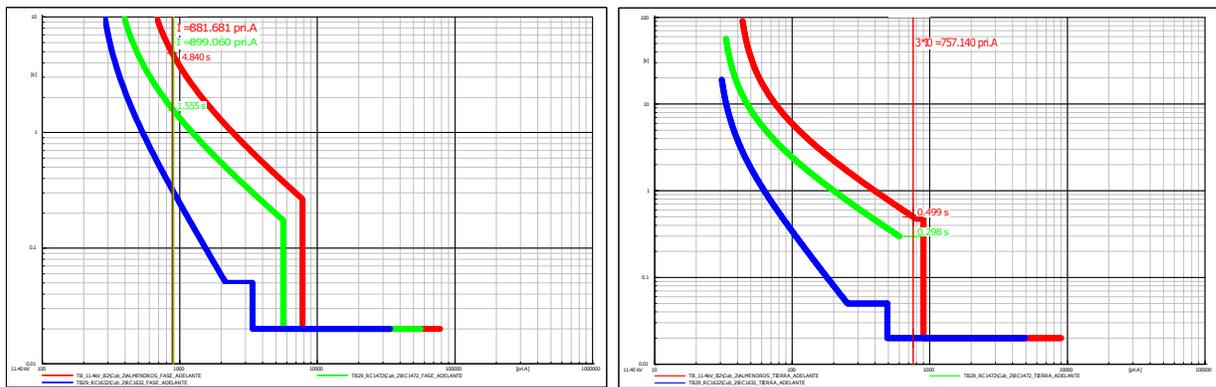
Por otro lado, en las figuras 6.18 a 6.24 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas a 1% aguas abajo de los nodos TB_11.4kV_B2, TB29_RC1472, TB29_RC1632, en el nodo TB_11.4kV_B2 y en los bujes del lado de 11.4 [kV] del transformador D2 de la subestación Tibabuyes, tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

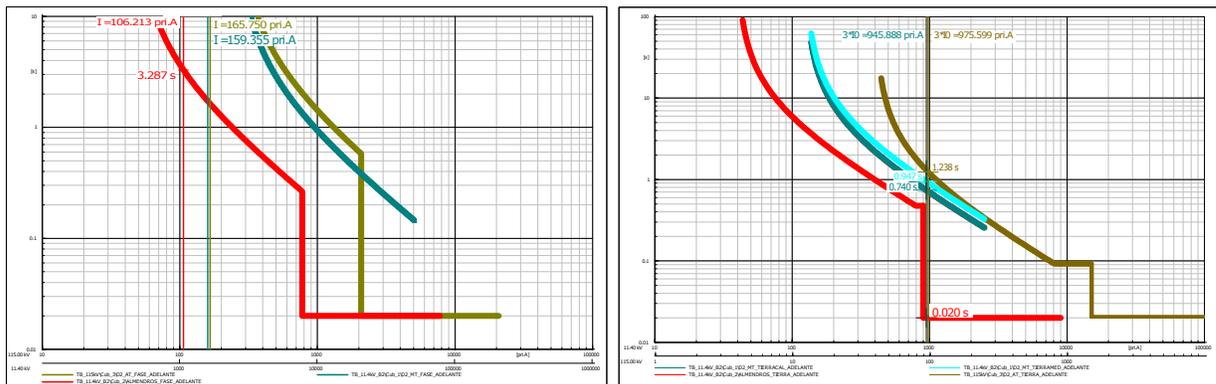
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.18: Caso 1 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



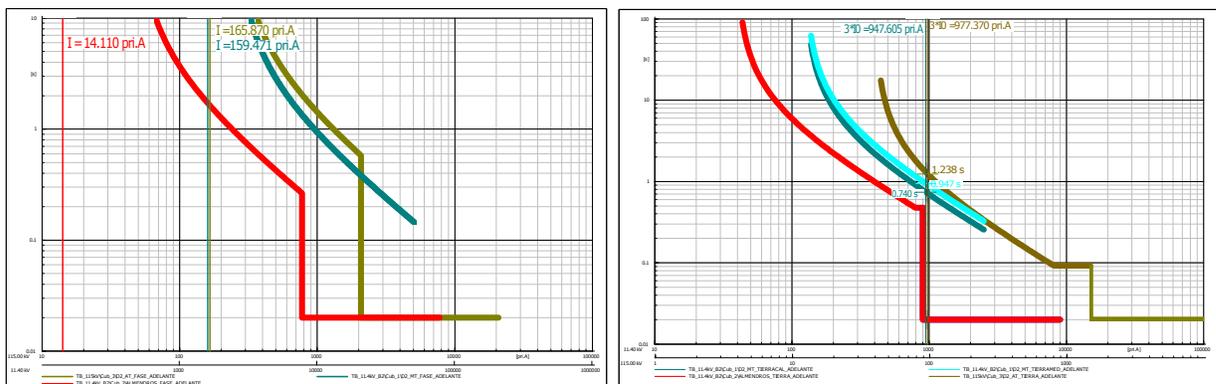
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.19: Caso 1 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472.



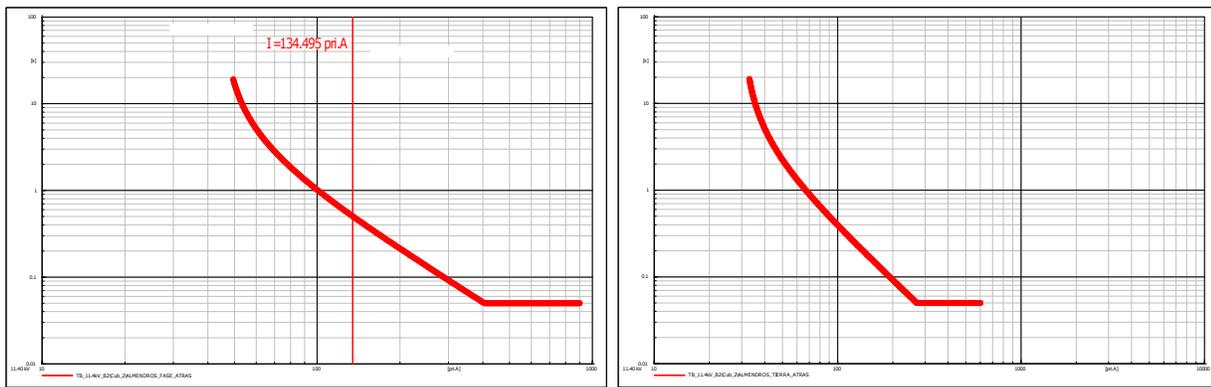
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.20: Caso 1 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2.



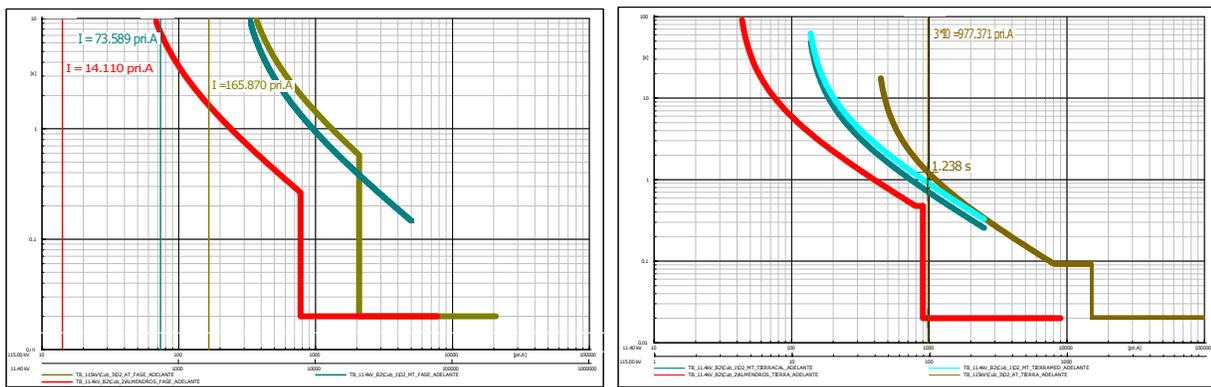
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.21: Caso 1F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



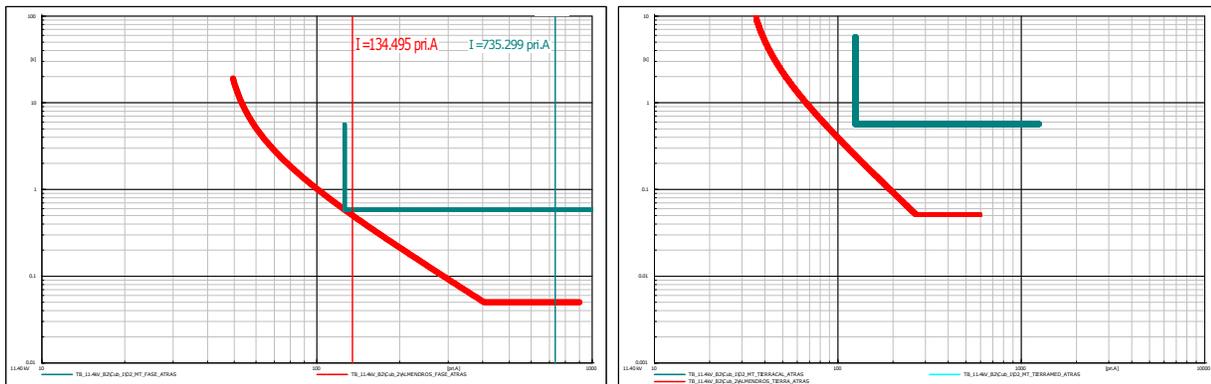
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.22: Caso 1R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.23: Caso 1F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.24: Caso 1R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

En este caso no fue necesario modificar los ajustes con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base, sin embargo, para los ajustes en dirección hacia atrás se plantean los descritos en las tablas **6.8** y **6.9** con los cuales se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red. Para dichos ajustes se plantean curvas de protección del tipo IEC con el fin de usar el mismo tipo de curvas que se tienen en las protecciones con dirección hacia adelante. A continuación se muestran los criterios con los cuales se seleccionaron los ajustes:

- En la protección del lado de 115 [kV] del transformador *D2* no se habilita la función de protección en reversa debido a que la corriente de falla que se tendría en este nivel de tensión es muy baja y, por tanto, las fallas deben ser despejadas por las protecciones de media tensión.
- En la protección del lado de 11.4 [kV] del transformador *D2* para el caso de la función de sobrecorriente de fase se habilita la función de protección en reversa, pero sólo como un tiempo definido a 125 [A] (Valor mínimo que se puede ajustar) con un DIAL de 550 [ms]. Lo anterior se debe a que una falla aguas arriba del transformador de potencia no debe originar una operación rápida de esta protección y, por tanto, la protección debería actuar más lento que las protecciones instaladas en alta tensión, cuyo tiempo de actuación está generalmente entre 50 y 350 [ms]. Por otro lado, en caso que la falla fuera en bujes del transformador deberá ser despejada por la protección principal del transformador de distribución (ANSI 87T), la cual tiene un tiempo de actuación instantáneo y, por tanto, como protección de respaldo se tendrá dicha función de tiempo definido.
- En la protección de sobrecorriente de tierra, tanto medida como calculada, del lado de 11.4 [kV] del transformador *D2* se habilita la función de protección en reversa, pero sólo como una función de tiempo definido a 125 [A] (Valor mínimo que se puede ajustar) con un Dial de 550 [ms], lo anterior se decidió con el mismo criterio del item anterior.
- En este caso sólo es necesario habilitar la protección de sobrecorrientes de tierra y de fase para la protección principal del circuito ya que es la única que mide flujo de potencia inverso en algunas de las fallas simuladas. Para el caso de la función de sobrecorriente de fase se seleccionó un valor de arranque de 45 [A] que corresponde al valor de corriente nominal de la fuente de generación fotovoltaica instalada en este caso, por otro lado, para el caso de la función de sobrecorriente de tierra se seleccionó el valor mínimo permitido por la protección según la tabla **6.7**.
- El valor de Dial se seleccionó de tal forma que la protección principal tenga el mínimo valor posible.

- En este caso, ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red y, por otro lado, la fuente de generación ubicada en el nodo TB29_LOAD1, debe dejar de aportar energía a la red ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y dicho nodo. Lo anterior debido a que, en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla ya que esto no está permitido según la *CREG 030 -2018* [34] y, además, todos los inversores deben contar con protección anti-isla, según los anexos del acuerdo *CNO 1071 Requisitos de Protecciones para la conexión de sistemas de generación (menor a 5MW) en el SIN colombiano* [35].

Tabla 6.7: Ajustes mínimos permitidos por las protecciones [10], [11], [12].

Marca	Ajuste mínimo [Asec]
SEL	0.250
NOJA	0.008
NULEC	0.005

Tabla 6.8: Ajustes de protecciones ANSI 51P-Reversa Caso 1.

Nombre bahía	Curva IEC	Arranque [Asec]	Dial [s]	T. Def. [Asec]	Dial - T. Def. [s]
Almendros P. Principal	Extremadamente inversa	0.375	0.05	Off	0
Almendros RC1632			Off		
Almendros RC1472			Off		
Transformador D2 11.4 [kV]	Off	Off	Off	0.25	0.55
Transformador D2 neutro			Off		
Transformador D2 115[kV]			Off		

Tabla 6.9: Ajustes de protecciones ANSI 51N-Reversa Caso 1.

Nombre bahía	Curva IEC	Arranque [Asec]	Dial [s]	T. Def. [Asec]	Dial - T. Def. [s]
Almendros P. Principal	Extremadamente inversa	0.25	0.05	Off	0
Almendros RC1632			Off		
Almendros RC1472			Off		
Transformador D2 11.4 [kV]	Off	Off	Off	0.25	0.55
Transformador D2 neutro	Off	Off	Off	3.1	0.55
Transformador D2 115[kV]			Off		

Es necesario resaltar que, las fuentes de generación fotovoltaica no tienen aportes de corrientes de secuencia cero ante fallas monofásicas en la red debido al grupo de conexión del transformador elevador (Δ/y). En consecuencia solo aportan corrientes trifásicas balanceadas, cuyo valor es cercano o menor al de carga del circuito. Es decir que ante fallas monofásicas, los generadores fotovoltaicos no aportan a la falla sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.3. Caso 2 - Generación distribuida en nodo TB29_LOAD2

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 2 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.25. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

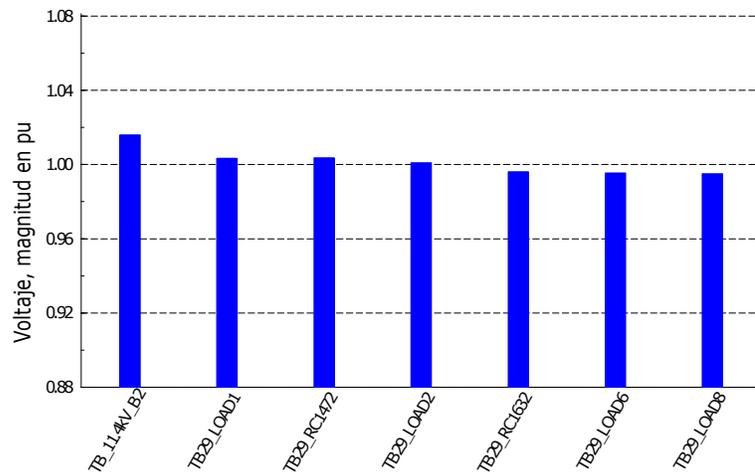


Figura 6.25: Caso 2 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.10 y 6.11 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.10: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 2.

Nodo	Voltaje Prefalla	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	0	0	127.53	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.07
TB29_RC1632	11.4	0	0	91.2	4.62	-48.44	4.62	-48.44	7.09
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	261.22	13.23	-86.96	13.23	-86.96	36.14
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	261.22	13.23	-86.96	13.23	-86.96	36.14

Tabla 6.11: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 2.

Nodo	Voltaje Prefalla	Fase	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik'		Ip
	[kV]		[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.85	0.76	-25.85	1.3
		B	10.66	-153.11	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.33	0.66	-32.01	0.66	-32.01	1.01
		B	10.42	-151.48	0	0	0	0	0	0
		C	10.71	143.62	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.21	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.21	0	0	0	0	0	0

Al igual que en el caso 1, para este caso se modificó la forma en que operan las protecciones debido a que se hizo necesario habilitar la función de direccionalidad. En las figuras **6.26** a **6.30** se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar el cumplimiento del delta de tiempo requerido de 200 [ms].

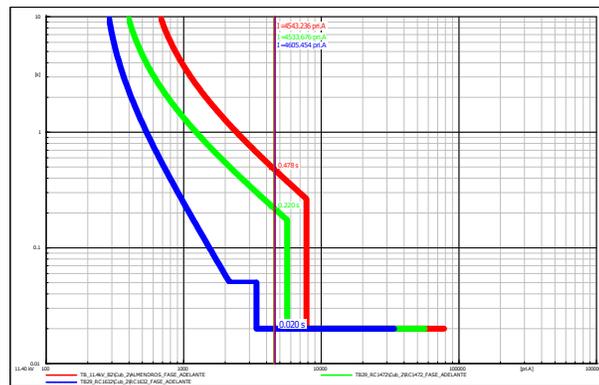


Figura 6.26: Caso 2 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.

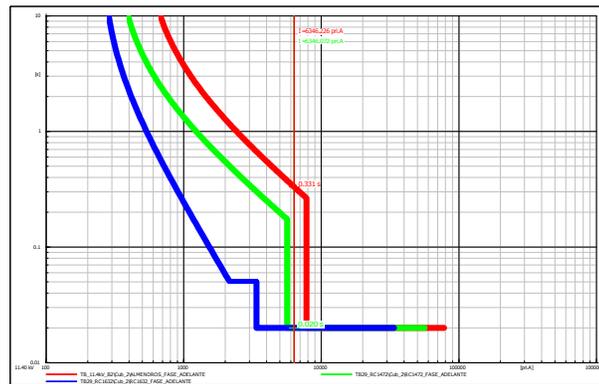
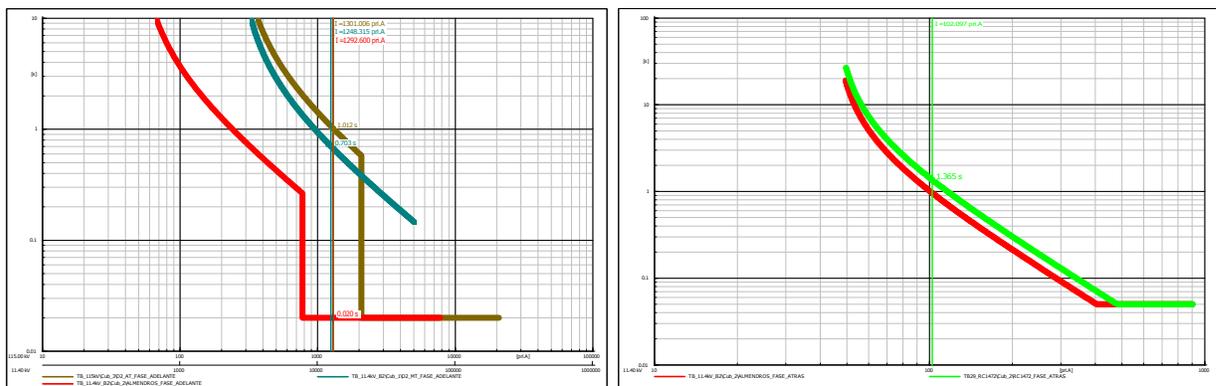


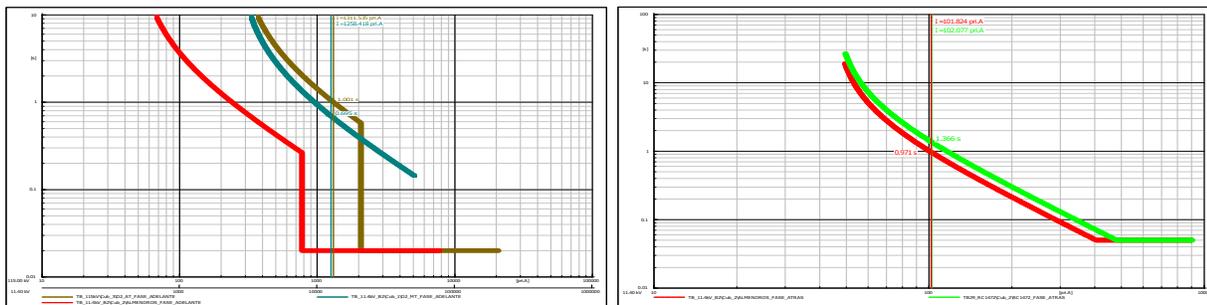
Figura 6.27: Caso 2 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

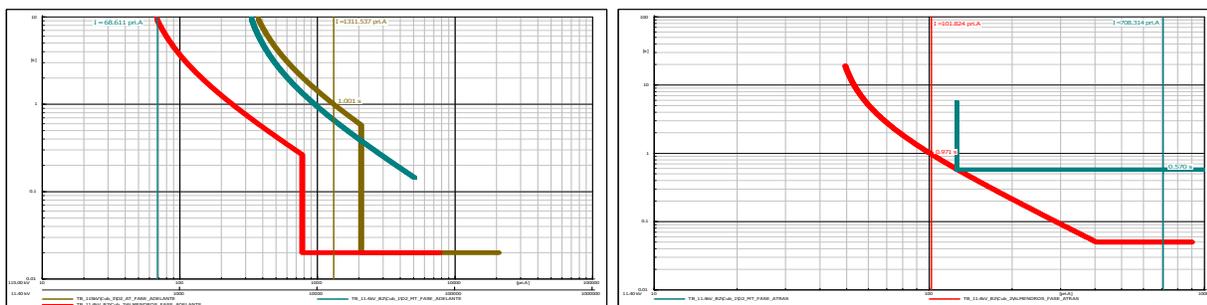
Figura 6.28: Caso 2 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB.11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.29: Caso 2 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.

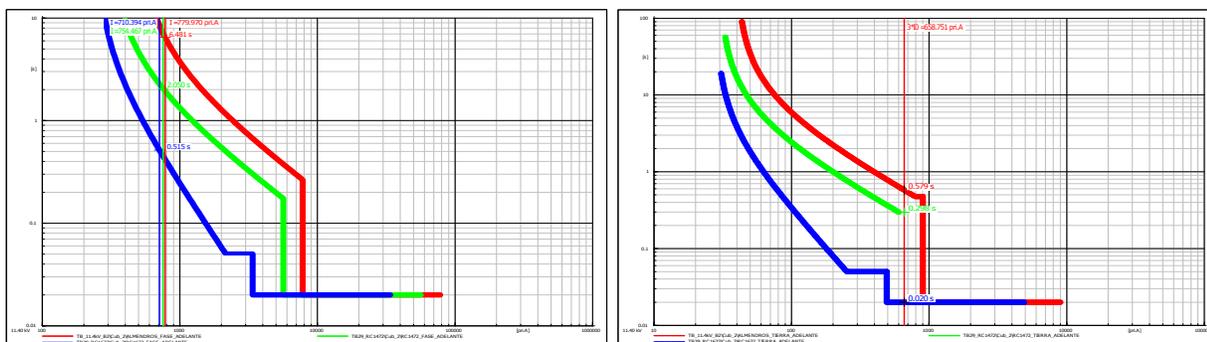


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.30: Caso 2 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

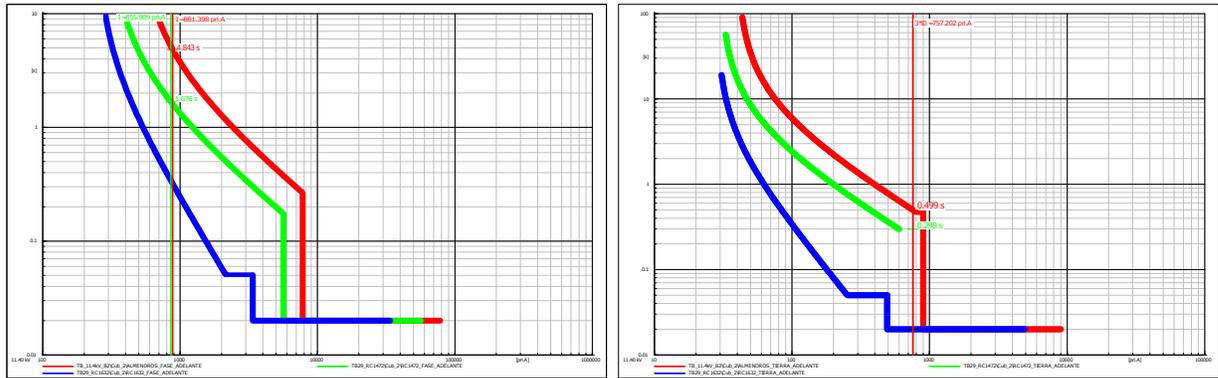
Por otro lado, en las figuras 6.31 a 6.38 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

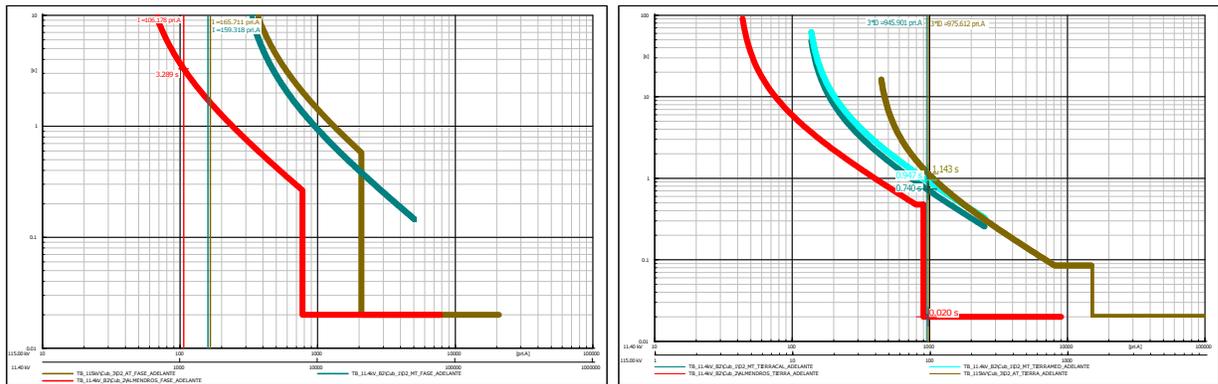
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.31: Caso 2 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



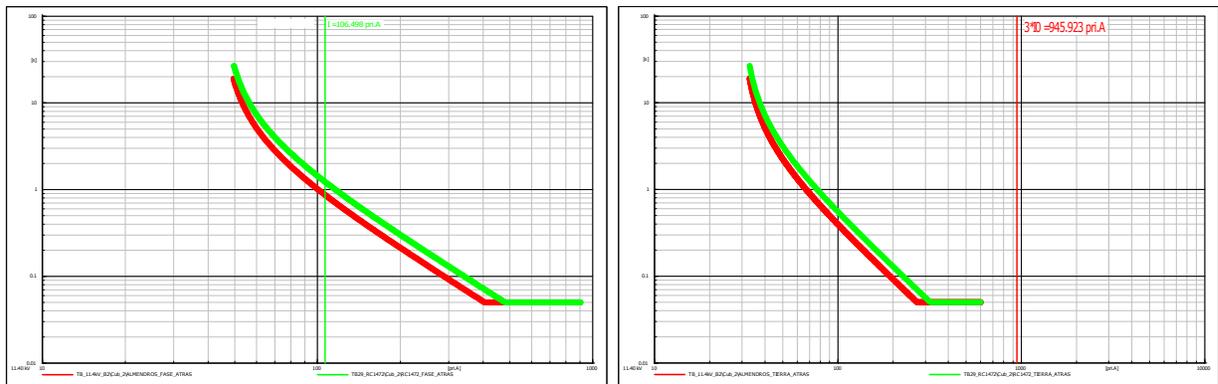
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.32: Caso 2 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472.



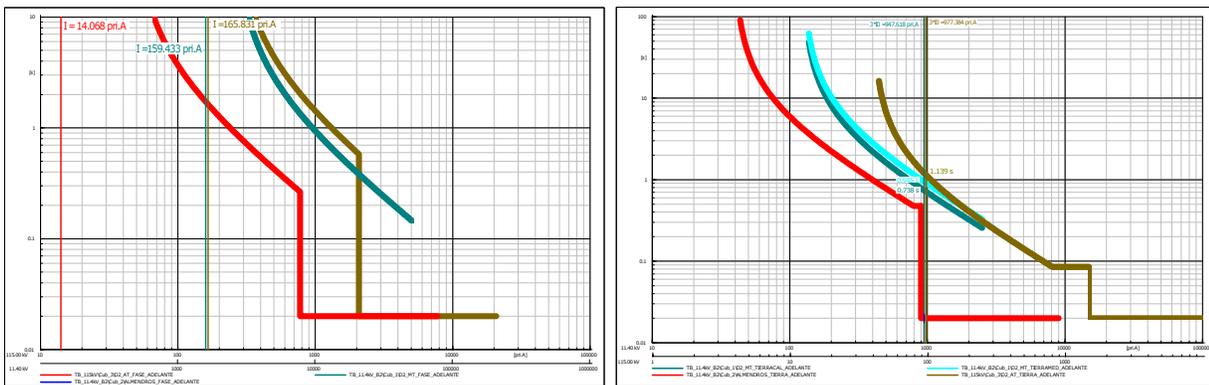
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.33: Caso 2F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



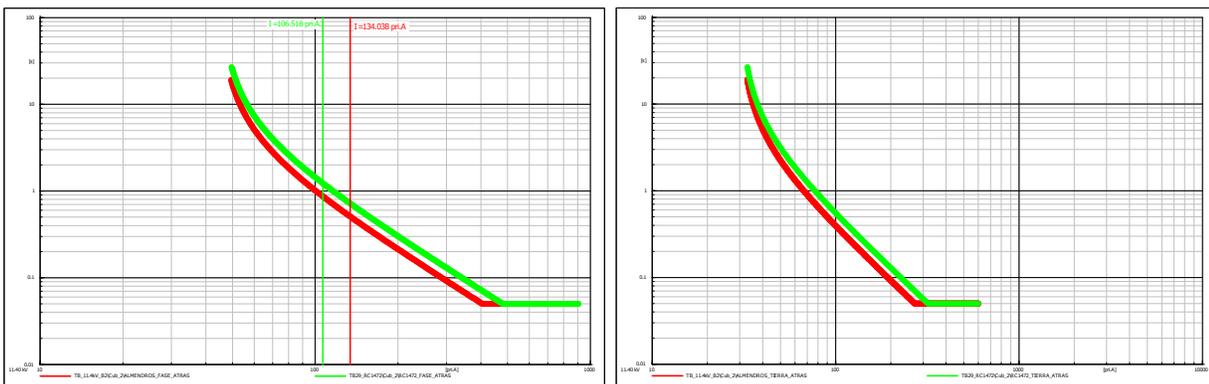
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.34: Caso 2R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



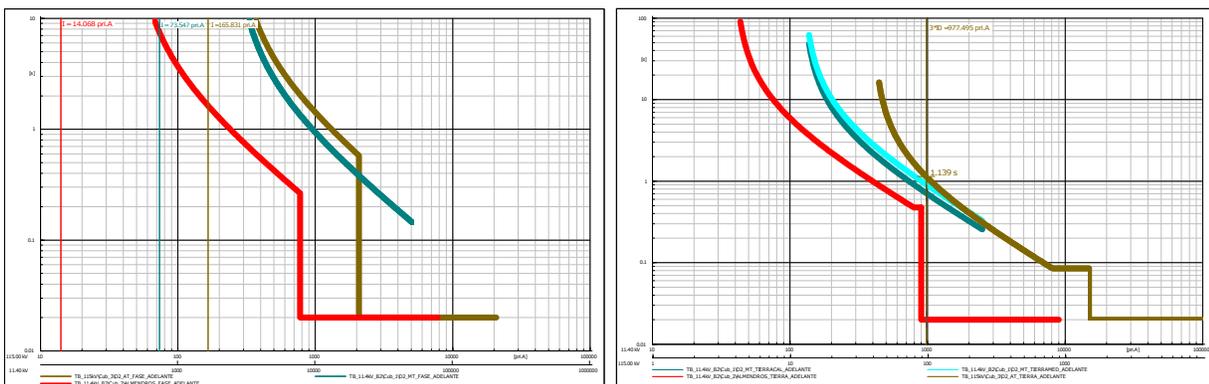
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.35: Caso 2F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



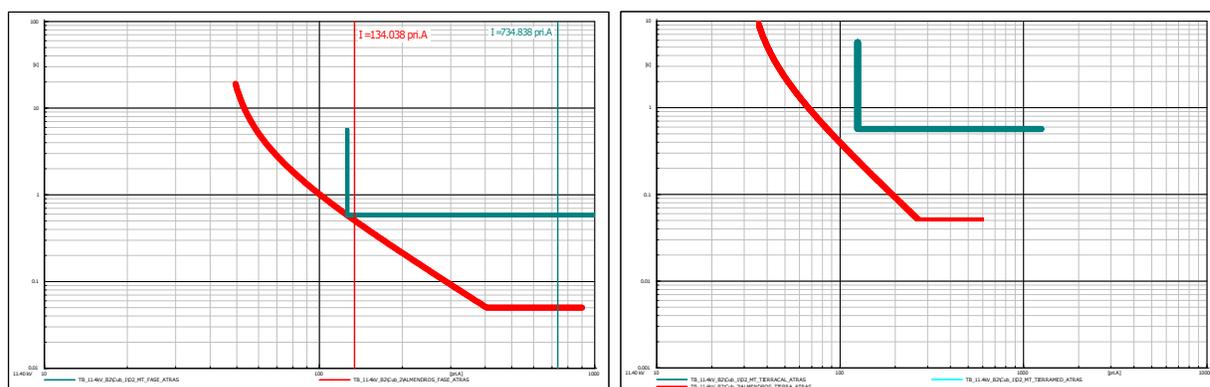
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.36: Caso 2R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.37: Caso 2F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.38: Caso 2R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

En este caso, no fue necesario modificar los ajustes de protección con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base, sin embargo, para los ajustes en dirección hacia atrás se plantean los descritos en las tablas 6.12 y 6.13 con los cuales se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red. Para dichos ajustes se plantean curvas de protección del tipo IEC con el fin de usar el mismo tipo de curvas que se tienen en las protecciones con dirección hacia adelante.

- Respecto a las protecciones del lado de 115 [kV] y 11.4 [kV] del transformador D2 se mantienen los criterios del caso 1.
- En este caso es necesario habilitar la protección de sobrecorrientes de tierra y de fase tanto para la protección principal como para el reconectador RC1472 ya que son las que miden flujo de potencia inverso en algunas fallas. Para ambas protecciones los ajustes de arranque se seleccionaron con los mismos criterios que para el caso de la protección principal del caso anterior.
- Todos los ajustes de Dial se seleccionaron de tal forma que la protección principal tenga el mínimo valor posible y el RC1472 se ajusto para que se tuviera una adecuada coordinación de protecciones con la protección principal.
- En este caso se tiene que ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red y, por otro lado, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD2, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo con el fin de que en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla.

Tabla 6.12: Ajustes de protecciones ANSI 51P-Reversa Caso 2.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Curva IEC</i>	<i>Arranque [Asec]</i>	<i>Dial [s]</i>	<i>T. Def. [Asec]</i>	<i>Dial - T. Def. [s]</i>
Almendros P. Principal	Extremadamente inversa	0.375	0.05	Off	0
Almendros RC1632			Off		
Almendros RC1472	Extremadamente inversa	0.113	0.07	Off	0
Transformador D2 11.4 [kV]	Off	Off	Off	0.25	0.55
Transformador D2 neutro			Off		
Transformador D2 115[kV]			Off		

Tabla 6.13: Ajustes de protecciones ANSI 51N-Reversa Caso 2.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Curva IEC</i>	<i>Arranque [Asec]</i>	<i>Dial [s]</i>	<i>T. Def. [Asec]</i>	<i>Dial - T. Def. [s]</i>
Almendros P. Principal	Extremadamente inversa	0.25	0.05	Off	0
Almendros RC1632			Off		
Almendros RC1472	Extremadamente inversa	0.75	0.07	Off	0
Transformador D2 11.4 [kV]	Off	Off	Off	0.25	0.55
Transformador D2 neutro	Off	Off	Off	3.1	0.55
Transformador D2 115[kV]			Off		

Es necesario resaltar que, al igual que en el caso 1, ante fallas monofásicas los generadores fotovoltaicos no aportan a la corriente de falla, sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado y que además comparando con los ajustes del caso 1 se mantiene la coordinación para ambos casos. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.4. Caso 3 - Generación distribuida en nodo TB29_LOAD6

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 3 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.39. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

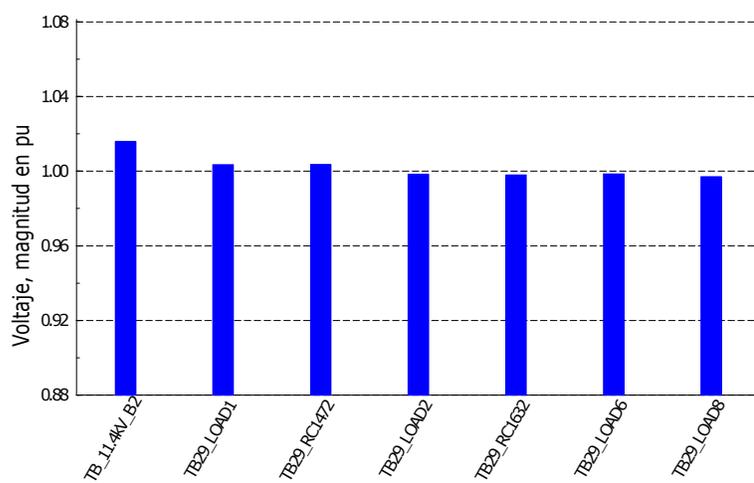


Figura 6.39: Caso 3 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.14 y 6.15 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.14: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 3.

Nodo	Voltaje Prefalla	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	0	0	127.52	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.07
TB29_RC1632	11.4	0	0	91.67	4.64	-48.63	4.64	-48.63	7.13
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	261.21	13.23	-86.96	13.23	-86.96	36.14
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	261.21	13.23	-86.96	13.23	-86.96	36.14

Tabla 6.15: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 3.

Nodo	Voltaje Prefalla [kV]	Fase	Voltaje falla		Sk'' [MVA]	Ik''		Ik'		Ip [kA]
			[kV]	[deg]		[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.85	0.76	-25.85	1.3
		B	10.66	-153.11	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.35	0.66	-31.96	0.66	-31.96	1.02
		B	10.46	-151.44	0	0	0	0	0	0
		C	10.75	143.69	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0

Igual que para el caso 1, para este caso se modificó la forma en que operan las protecciones debido a que se hizo necesario habilitar la función de direccionalidad. En las figuras 6.40 a 6.44 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar que se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].

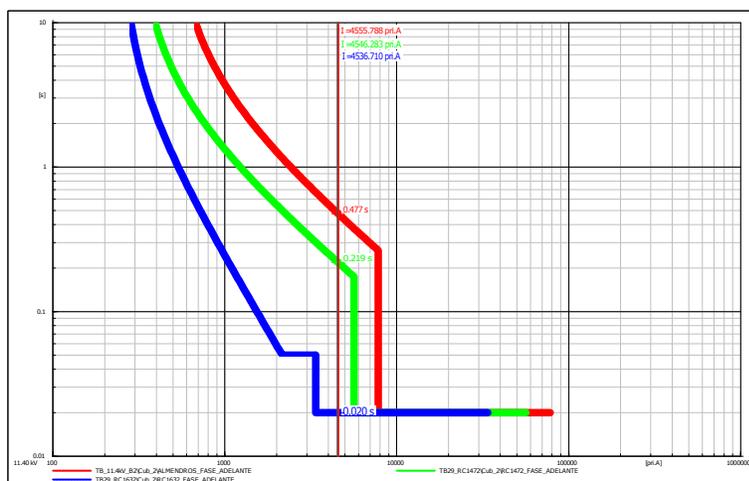
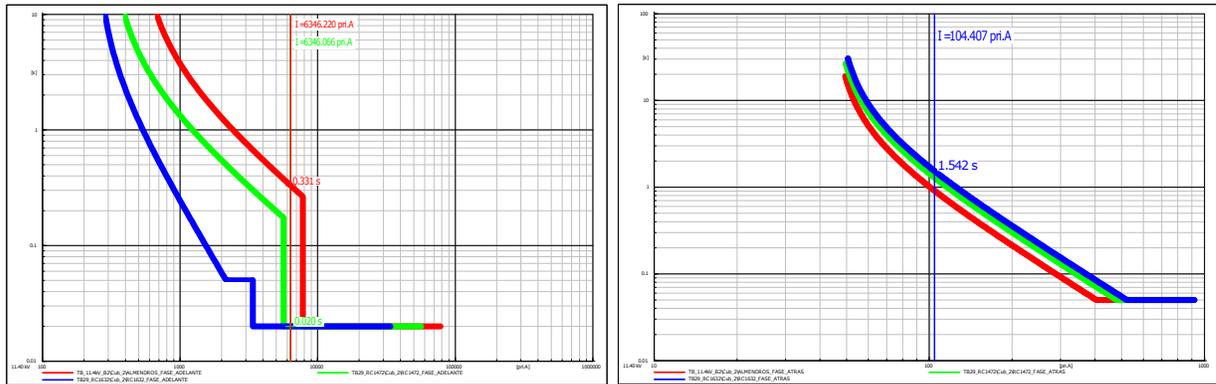


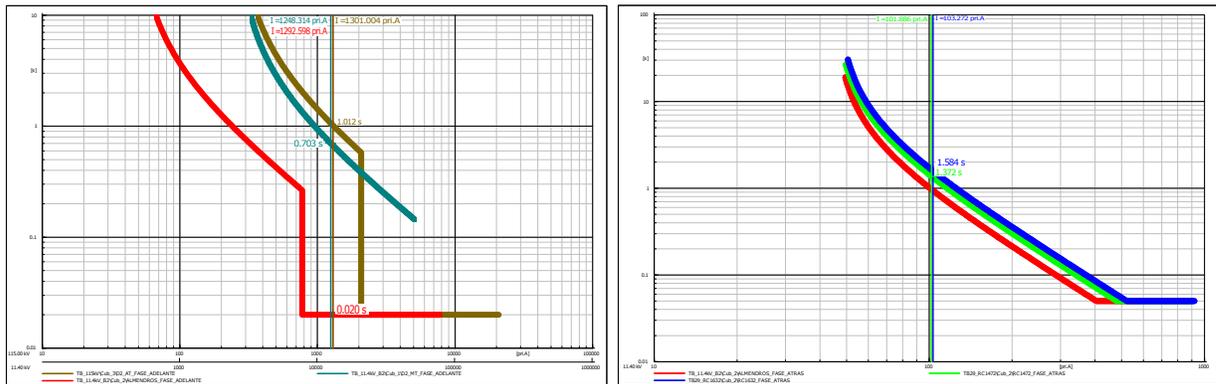
Figura 6.40: Caso 3 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

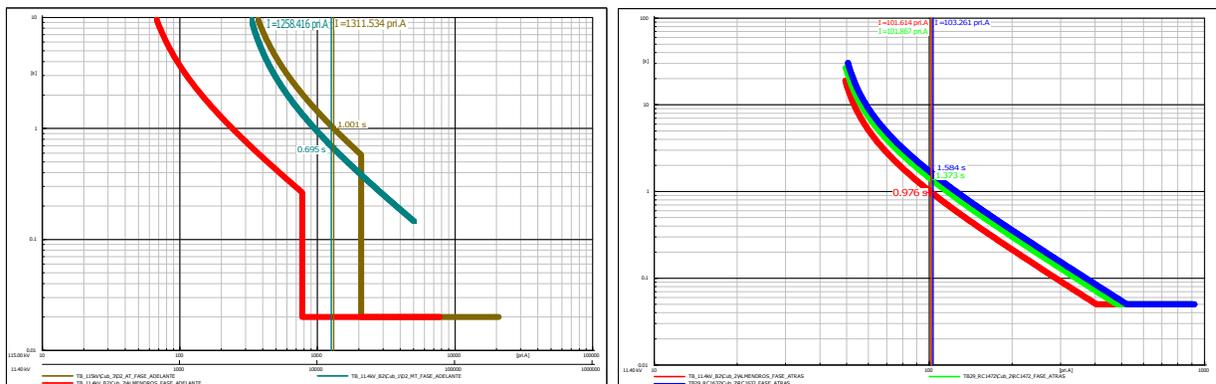
Figura 6.41: Caso 3 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

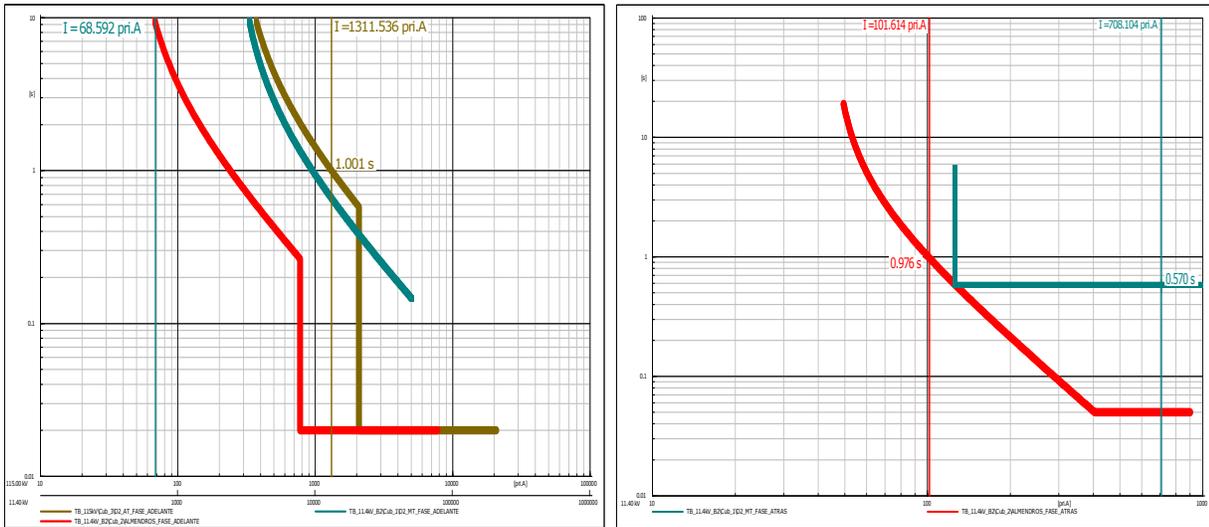
Figura 6.42: Caso 3 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.43: Caso 3 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.

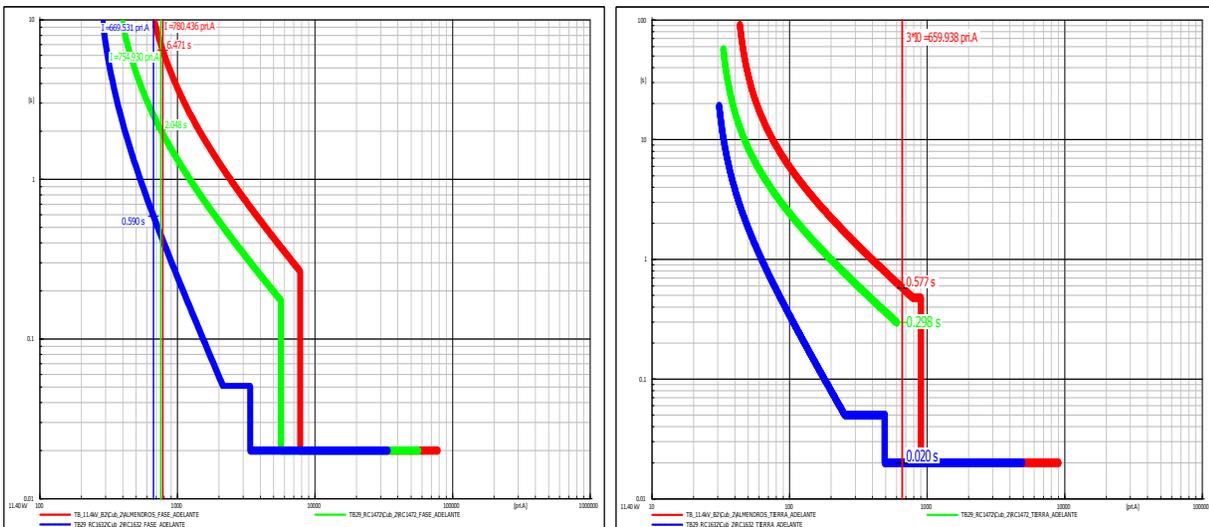


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.44: Caso 3 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

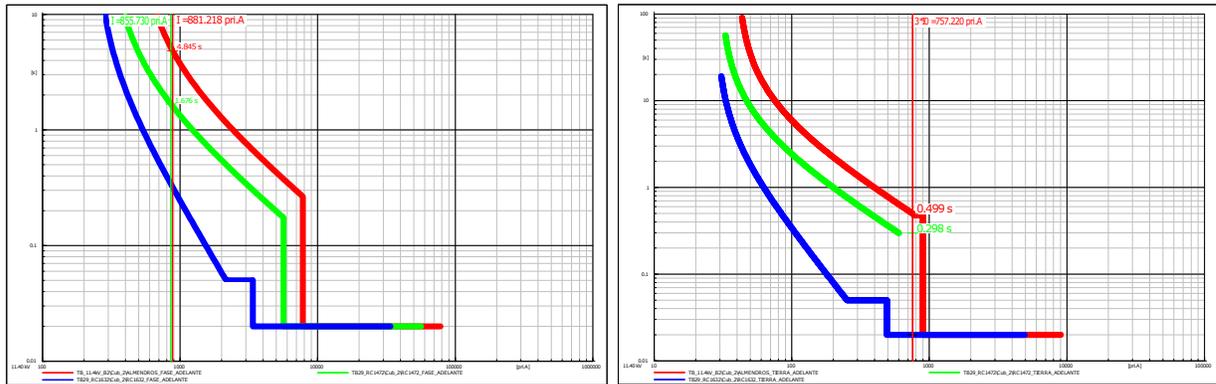
Por otro lado, en las figuras 6.45 a 6.53 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

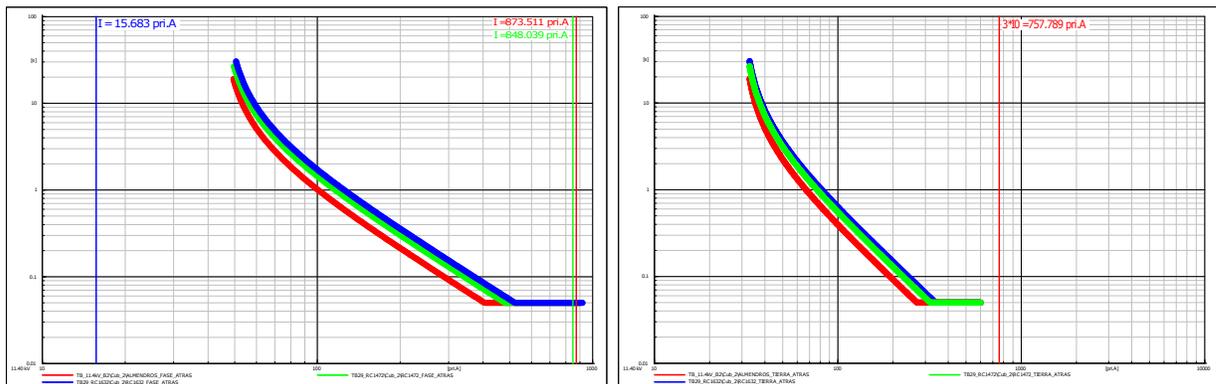
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.45: Caso 3 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



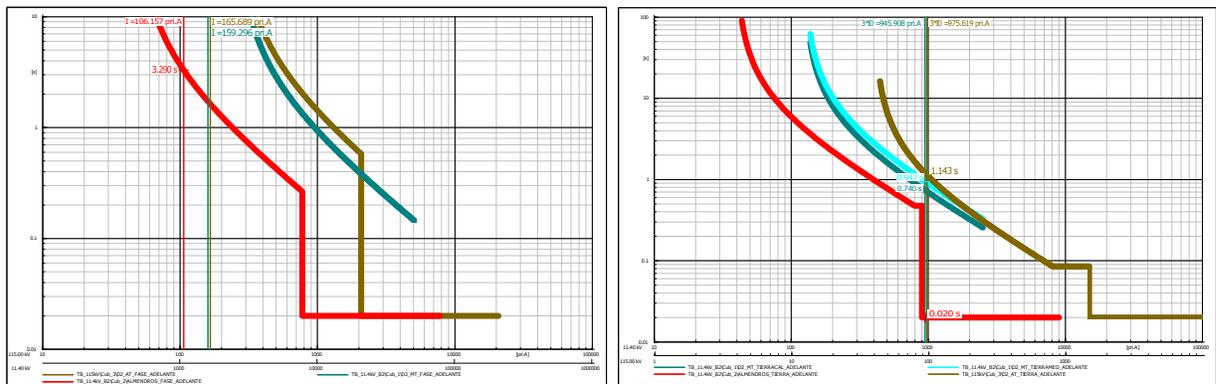
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.46: Caso 3F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



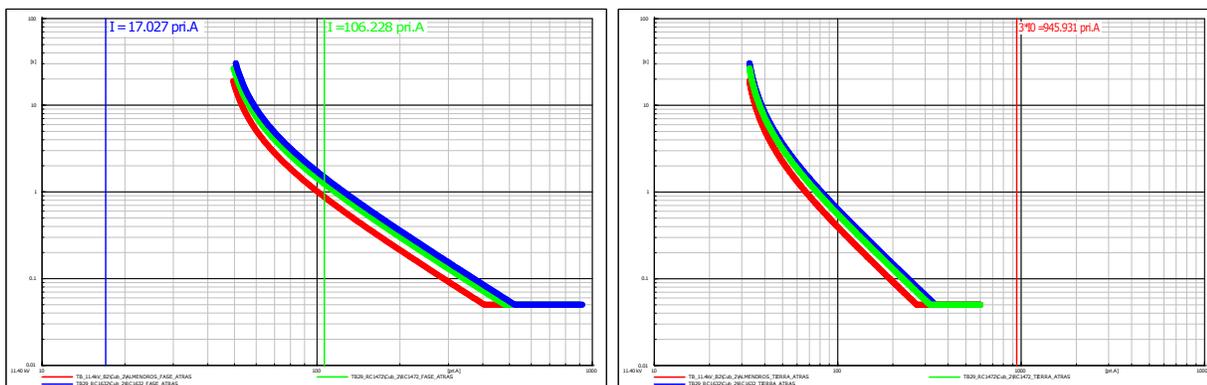
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.47: Caso 3R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



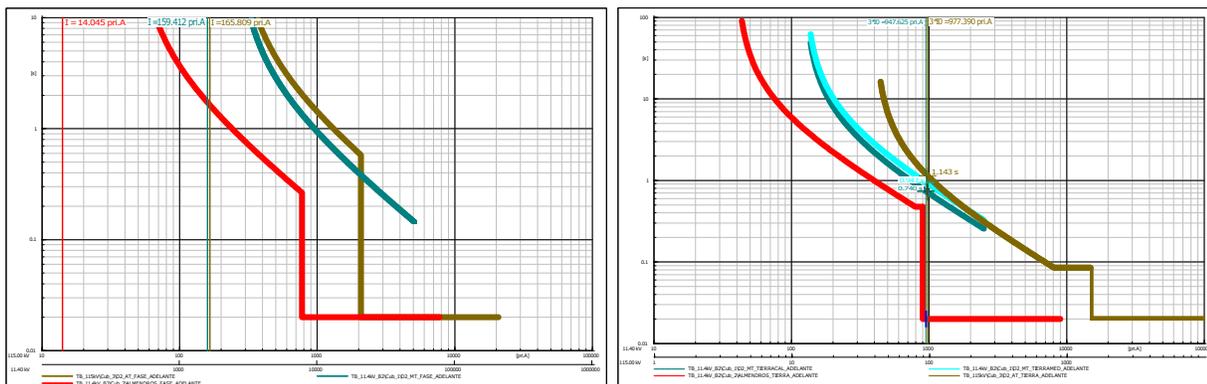
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.48: Caso 3F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



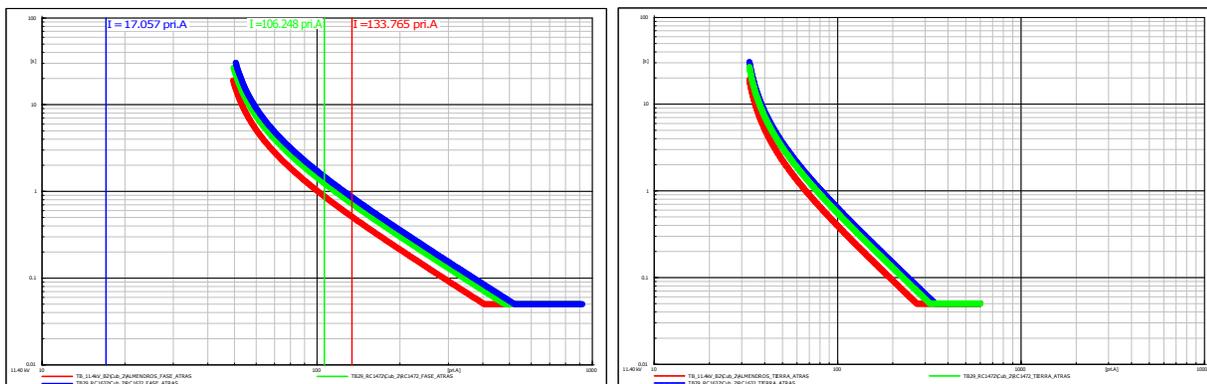
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.49: Caso 3R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



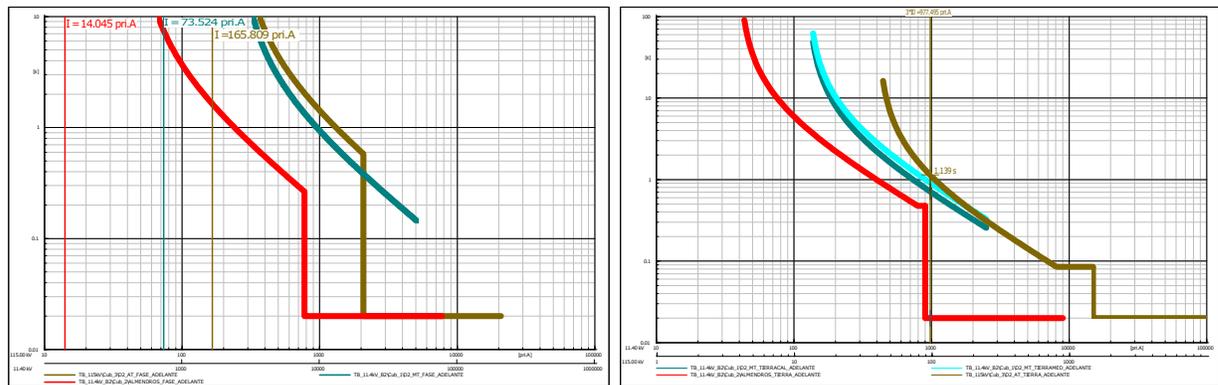
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.50: Caso 3F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



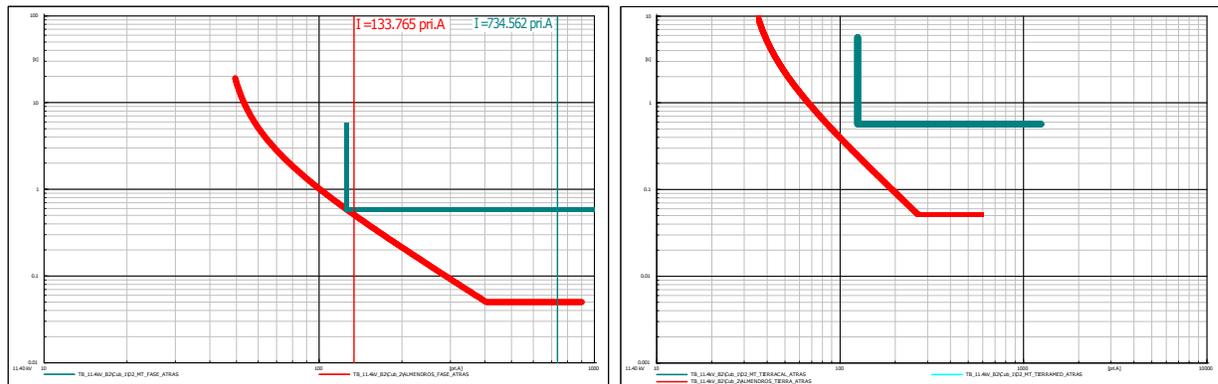
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.51: Caso 3R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.52: Caso 3F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.53: Caso 3R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

Respecto a los ajustes de protección se tiene que, no fue necesario modificar los ajustes con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base, sin embargo, para los ajustes en dirección hacia atrás se plantean los descritos en las tablas 6.16 y 6.17 con los cuales se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red. Para dichos ajustes se plantean curvas de protección del tipo IEC con el finde usar el mismo tipo de curvas que se tienen en las protecciones con dirección hacia adelante.

- Respecto a las protecciones del lado de 115 [kV] y 11.4 [kV] del transformador D2 se mantienen los criterios del caso 1.
- En este caso es necesario habilitar la protección de sobrecorrientes reversa tanto de tierra como de fase para la protección principal, para el reconectador RC1472 y para

el reconectador RC1632 ya que miden flujo de potencia inverso en algunas fallas. Para los tres equipos de protección los ajustes de arranque se seleccionaron con los mismos criterios que para el caso de la protección principal del caso 1.

- Todos los ajustes de Dial se seleccionaron de tal forma que la protección principal tenga el mínimo valor posible y para el RC1472 y el RC1632 se ajustaron los valores de Dial para que se tuviera una adecuada coordinación de protecciones.
- En este caso se tiene que ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red y, por otro lado, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD6, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo con el fin de que en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla.

Tabla 6.16: Ajustes de protecciones ANSI 51P-Reversa Caso 3.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Curva IEC</i>	<i>Arranque [Asec]</i>	<i>Dial [s]</i>	<i>T. Def. [Asec]</i>	<i>Dial - T. Def. [s]</i>
Almendros P. Principal	Extremadamente inversa	0.375	0.05	Off	0
Almendros RC1632	Extremadamente inversa	0.023	0.08	Off	0
Almendros RC1472	Extremadamente inversa	0.113	0.07	Off	0
Transformador D2 11.4 [kV]	Off	Off	Off	0.25	0.55
Transformador D2 neutro			Off		
Transformador D2 115[kV]			Off		

Tabla 6.17: Ajustes de protecciones ANSI 51N-Reversa Caso 3.

<i>Nombre bahía</i>	<i>Curva IEC</i>	<i>Arranque [Asec]</i>	<i>Dial [s]</i>	<i>T. Def. [Asec]</i>	<i>Dial - T. Def. [s]</i>
Almendros P. Principal	Extremadamente inversa	0.25	0.05	Off	0
Almendros RC1632	Extremadamente inversa	0.015	0.08	Off	0
Almendros RC1472	Extremadamente inversa	0.075	0.07	Off	0
Transformador D2 11.4 [kV]	Off	Off	Off	0.25	0.55
Transformador D2 neutro	Off	Off	Off	3.1	0.55
Transformador D2 115[kV]			Off		

Es necesario resaltar que, al igual que en el caso 1, ante fallas monofásicas los generadores fotovoltaicos no aportan a la corriente de falla, sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado y que además comparando con los ajustes de los casos

1 y 2 se mantiene la coordinación para los tres casos. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.5. Caso 4 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1 y TB29_LOAD2

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 4 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.54. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

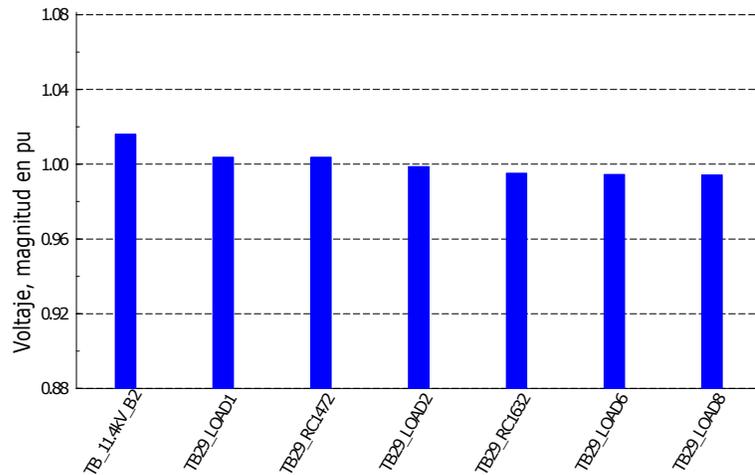


Figura 6.54: Caso 4 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.18 y 6.19 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.18: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 4.

Nodo	Voltaje Prefalla	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	0	0	127.59	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.08
TB29_RC1632	11.4	0	0	91	4.61	-48.36	4.61	-48.36	7.07
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	261.28	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	261.28	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15

Tabla 6.19: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 4.

Nodo	Voltaje Prefalla	Fase	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik'		Ip
	[kV]		[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.85	0.76	-25.85	1.3
		B	10.66	-153.11	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.34	0.66	-32	0.66	-32	1.01
		B	10.43	-151.47	0	0	0	0	0	0
		C	10.72	143.64	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0

Por otro lado, con el fin de encontrar los ajustes de protecciones de los equipos del circuito Almendros que cumplan los criterios de coordinación establecidos por el operador de red se simulon fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos de falla. En las figuras **6.55** a **6.59** se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar que se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].

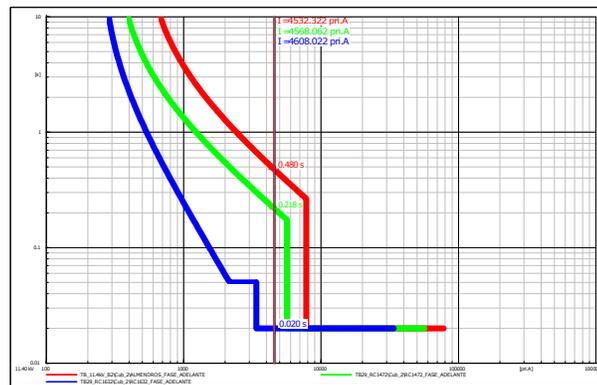


Figura 6.55: Caso 4 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.

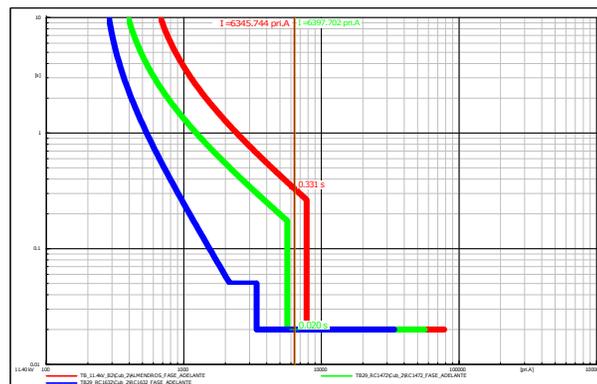
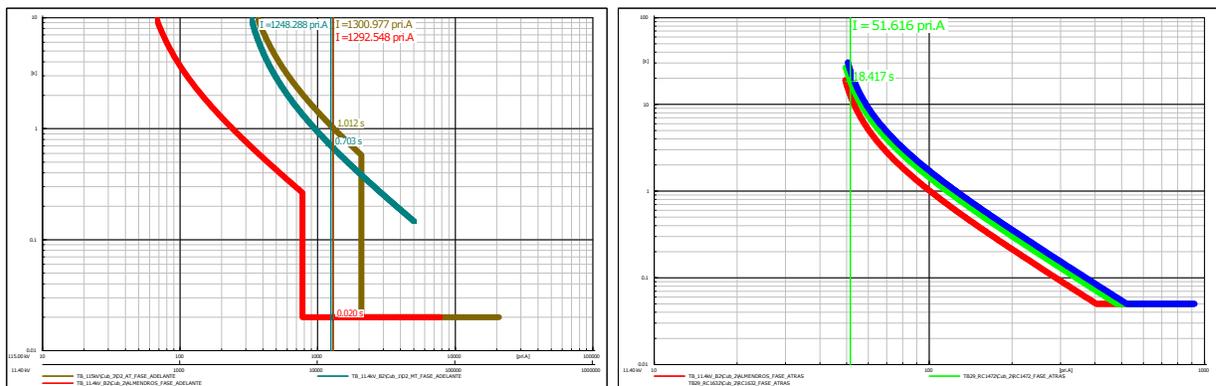


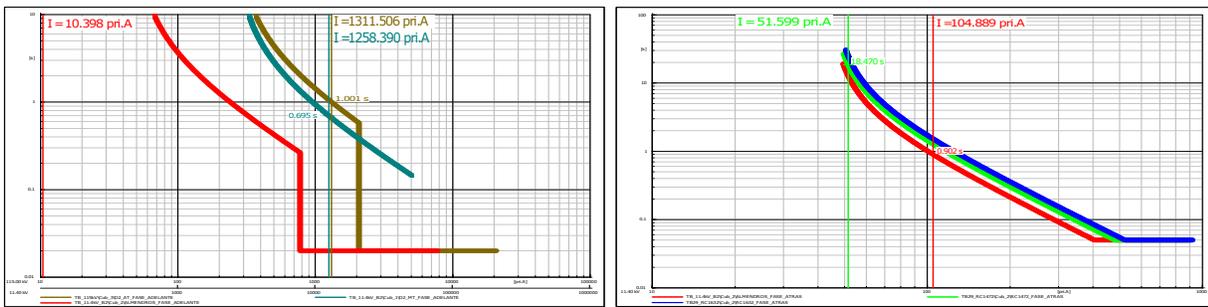
Figura 6.56: Caso 4 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

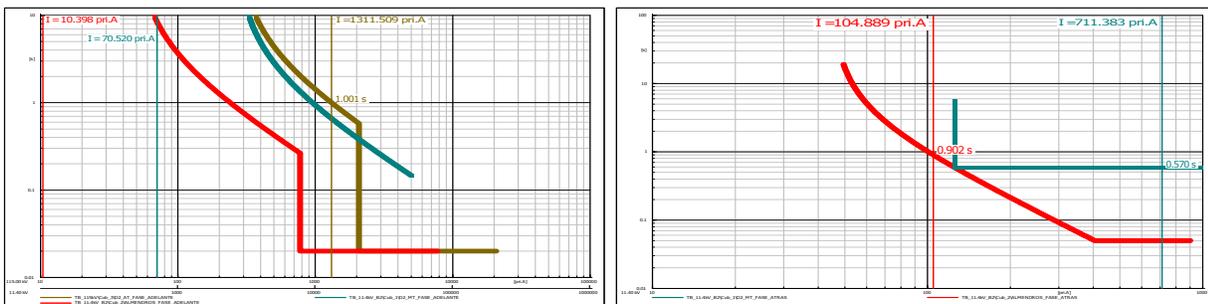
Figura 6.57: Caso 4 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB.11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.58: Caso 4 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.

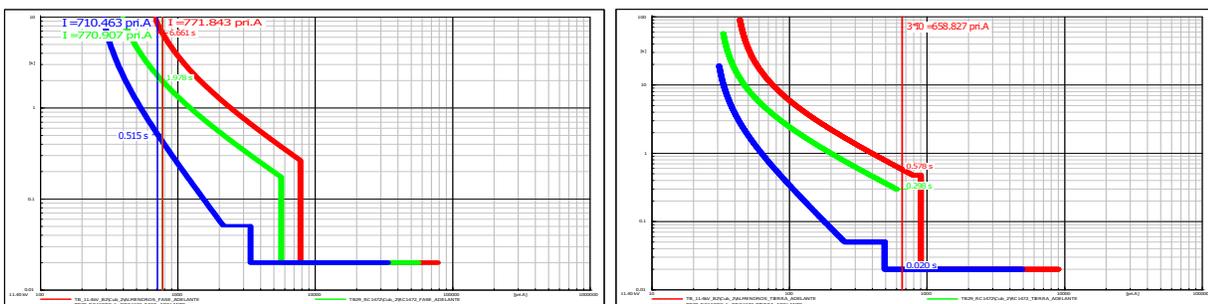


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.59: Caso 4 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

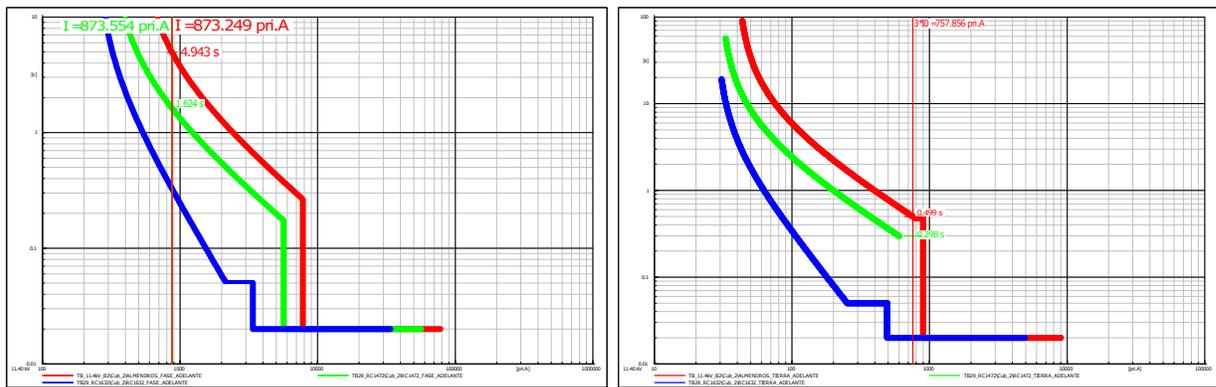
Por otro lado, en las figuras 6.60 a 6.67 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

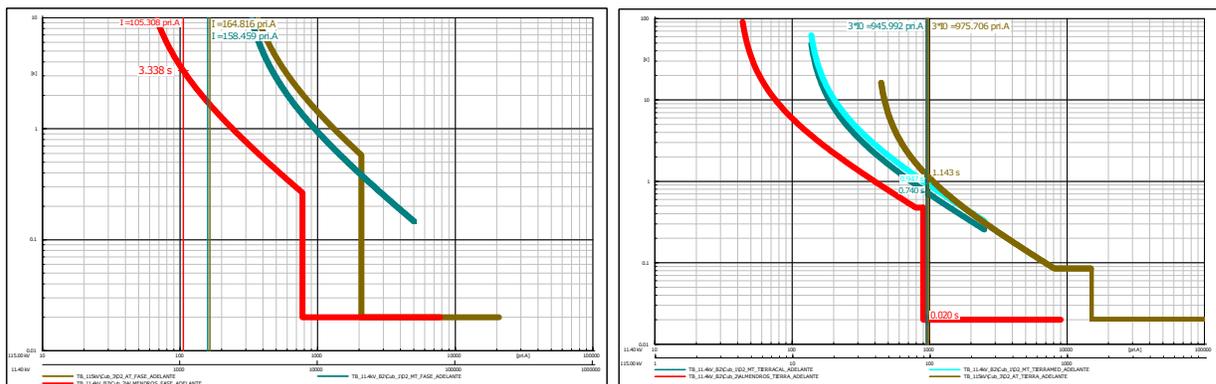
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.60: Caso 4 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



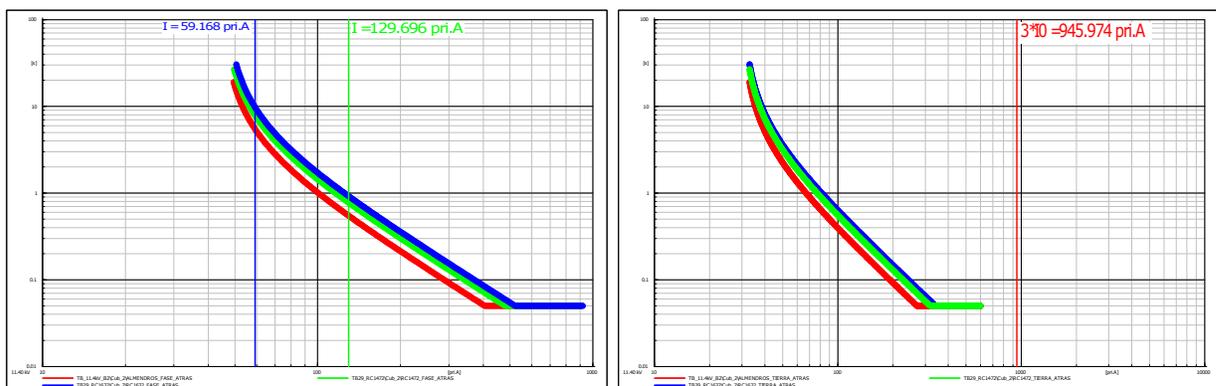
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.61: Caso 4 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



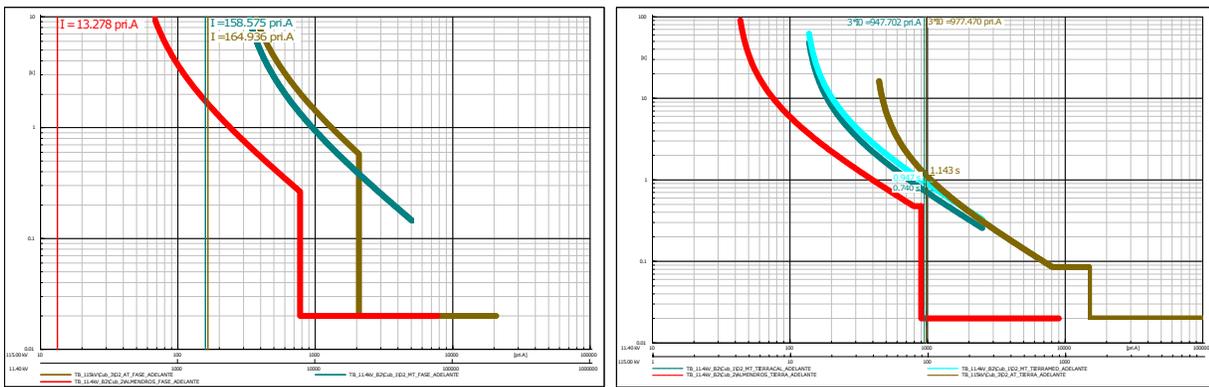
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.62: Caso 4F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



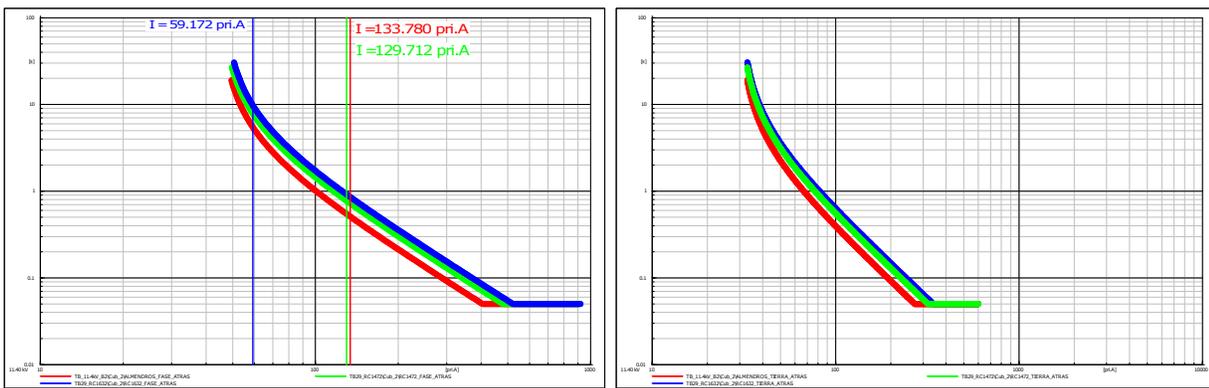
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.63: Caso 4R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



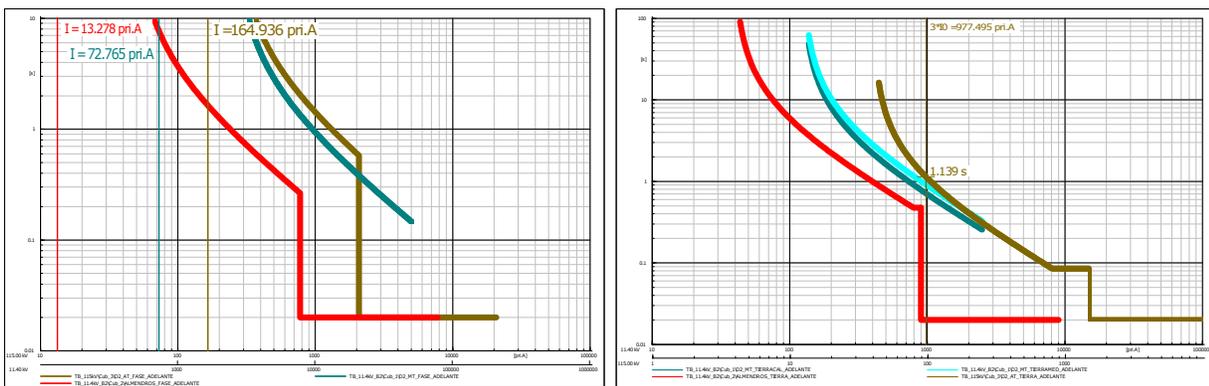
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.64: Caso 4F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



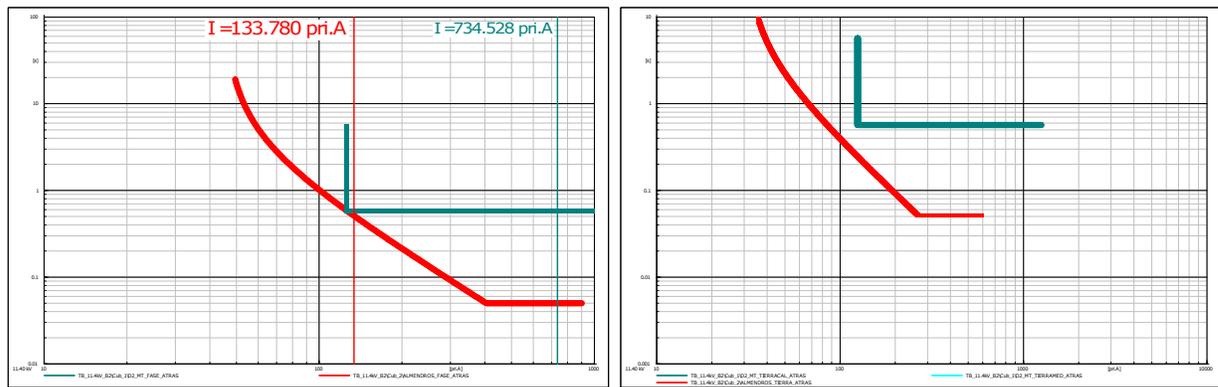
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.65: Caso 4R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.66: Caso 4F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.67: Caso 4R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

Respecto a los ajustes de protección se tiene que, no fue necesario modificar los ajustes con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base y para el caso de los ajustes en dirección hacia atrás se usan los que se obtuvieron como resultado del caso 3 descritos en las tablas 6.16 y 6.17 con los cuales, para este caso, también se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red.

- En este caso se mantienen todos los criterios descritos en el caso 3 a excepción del criterio que habla de los generados que deben dejar de aportar ante la ocurrencia de ciertas fallas.
- Se tiene que ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD1, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo y ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD2, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo. Lo anterior con el fin de que en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla.

Es necesario resaltar que, al igual que en el caso 1, ante fallas monofásicas los generadores fotovoltaicos no aportan a la corriente de falla, sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.6. Caso 5 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1 y TB29_LOAD6

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 5 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.68. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

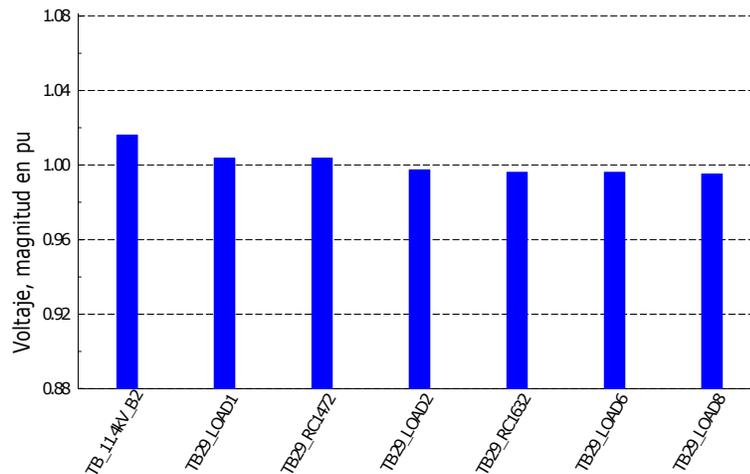


Figura 6.68: Caso 5 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.20 y 6.21 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.20: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 5.

Nodo	Voltaje Prefalla	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]		[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	
TB29_RC1472	11.4	0	0	127.58	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.08
TB29_RC1632	11.4	0	0	91.23	4.62	-48.46	4.62	-48.46	7.09
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	261.28	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	261.28	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15

Tabla 6.21: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 5.

Nodo	Voltaje Prefalla		Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik'		Ip
	[kV]	Fase	[kV]	[deg]		[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.85	0.76	-25.85	1.3
		B	10.66	-153.11	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.34	0.66	-31.99	0.66	-31.99	1.01
		B	10.44	-151.46	0	0	0	0	0	0
		C	10.73	143.65	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0

Por otro lado, en las figuras 6.69 a 6.73 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar que se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].

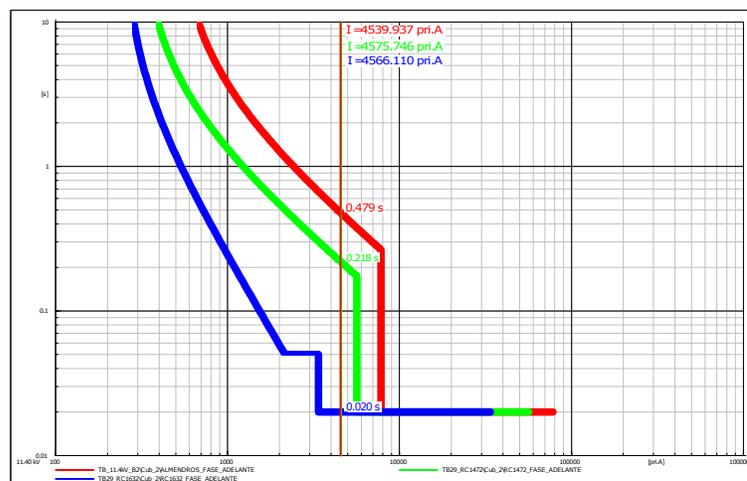
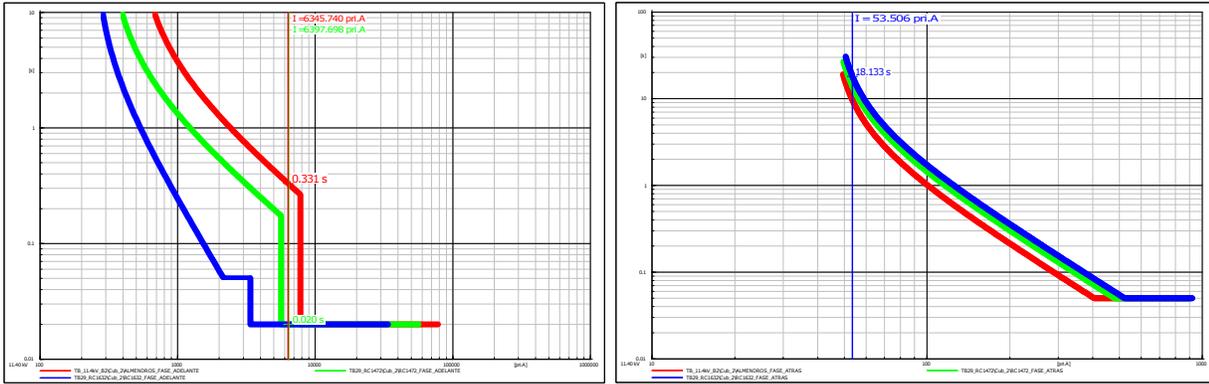


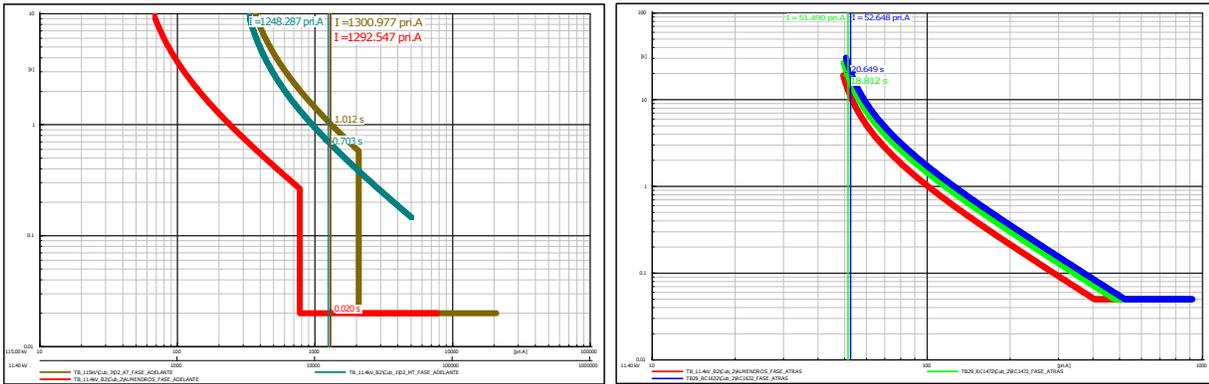
Figura 6.69: Caso 5 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

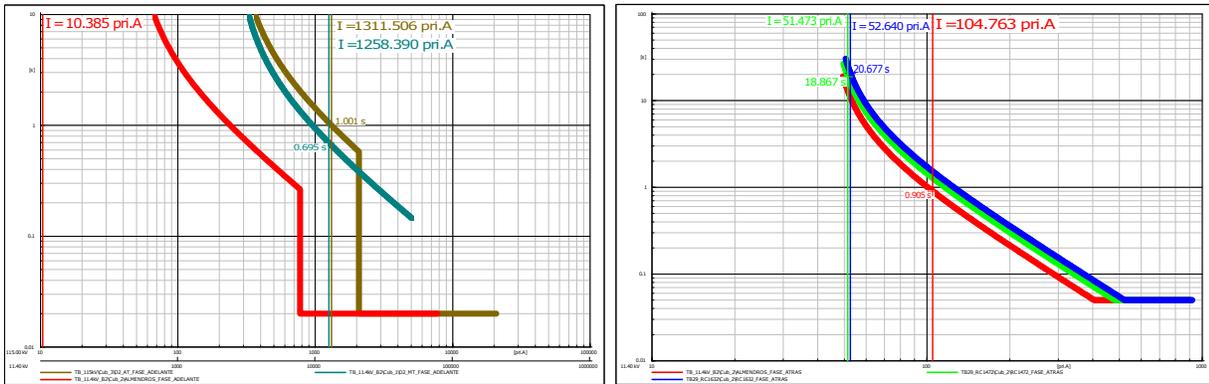
Figura 6.70: Caso 5 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

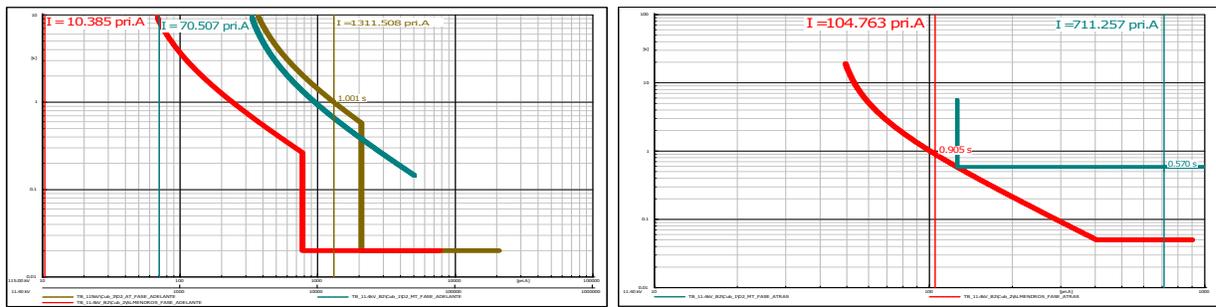
Figura 6.71: Caso 5 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.72: Caso 5 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.

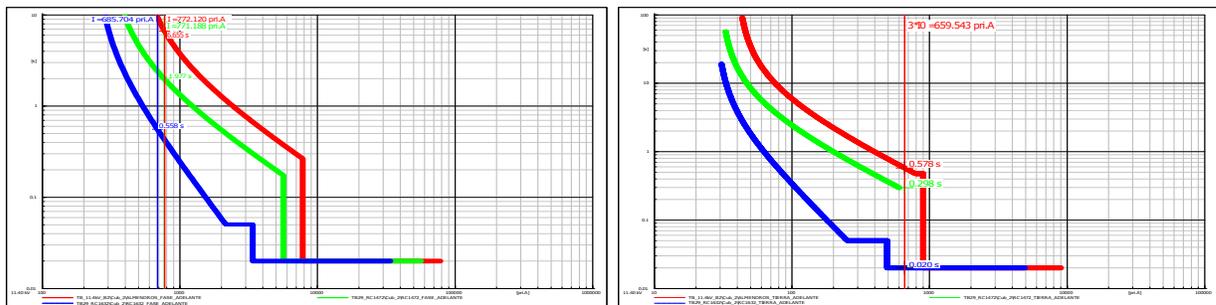


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.73: Caso 5 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

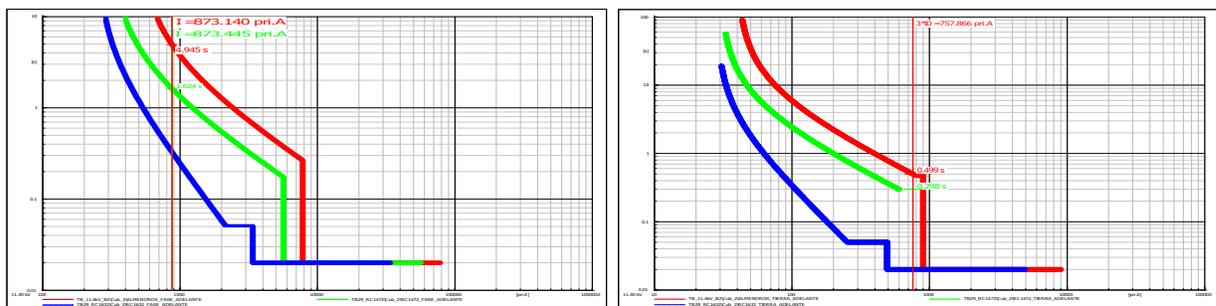
Por otro lado, en las figuras 6.74 a 6.82 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

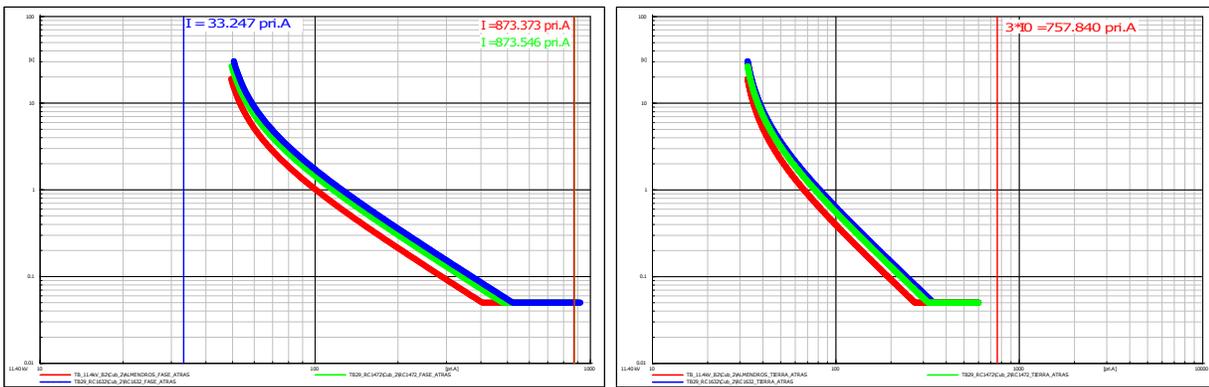
Figura 6.74: Caso 5 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

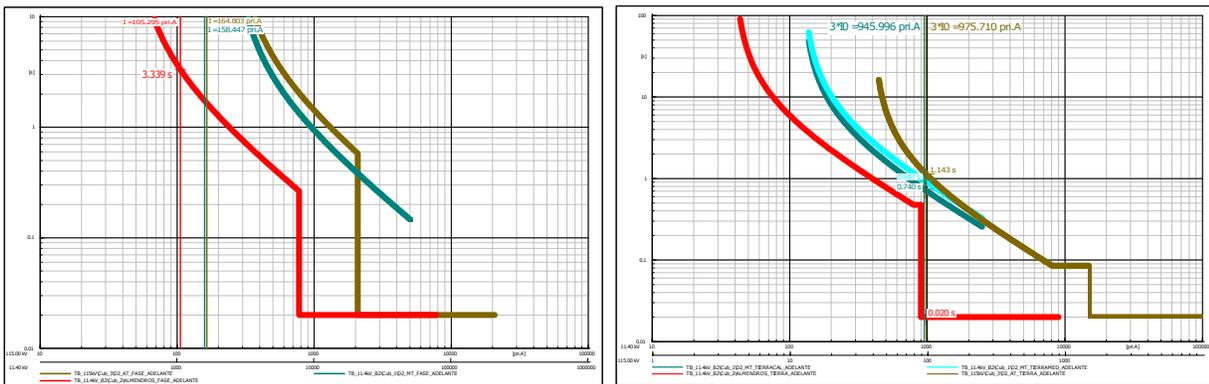
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.75: Caso 5F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



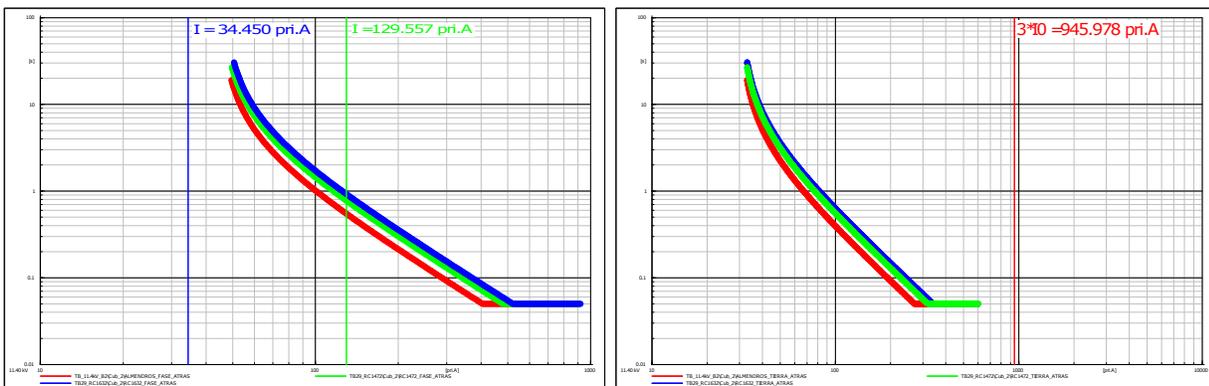
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.76: Caso 5R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



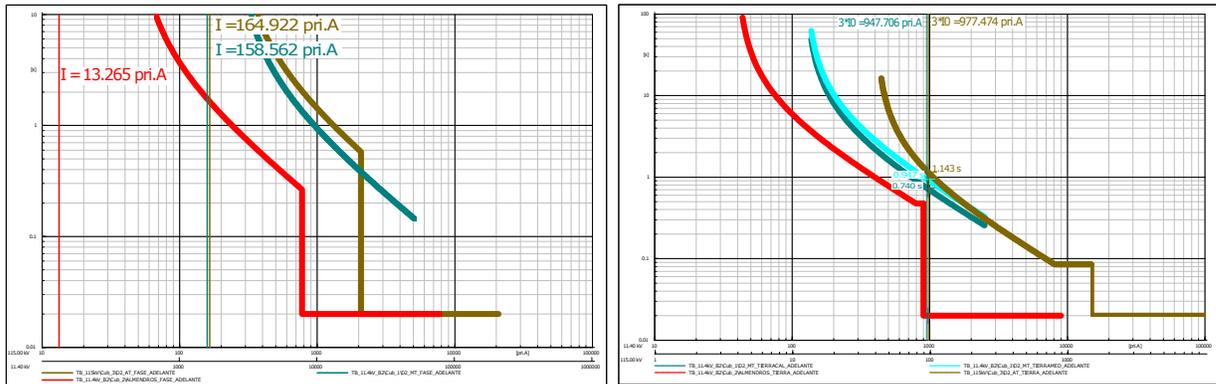
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.77: Caso 5F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



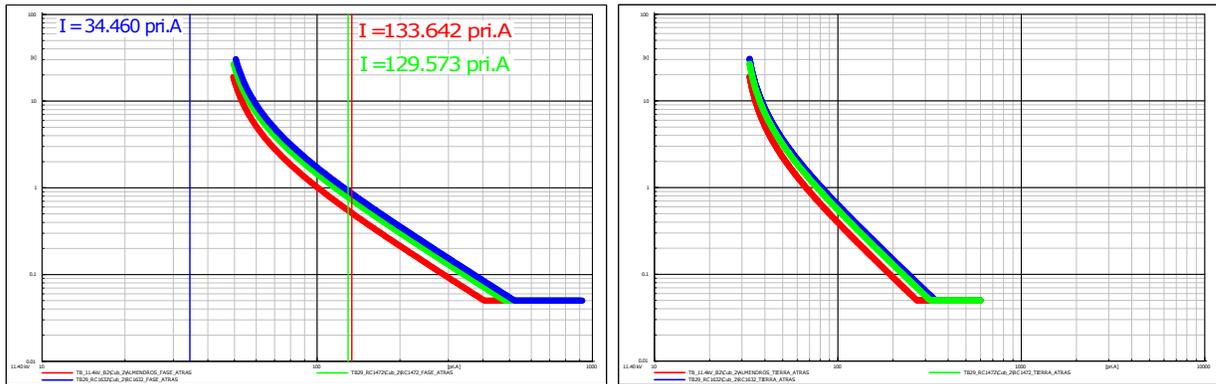
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.78: Caso 5R - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



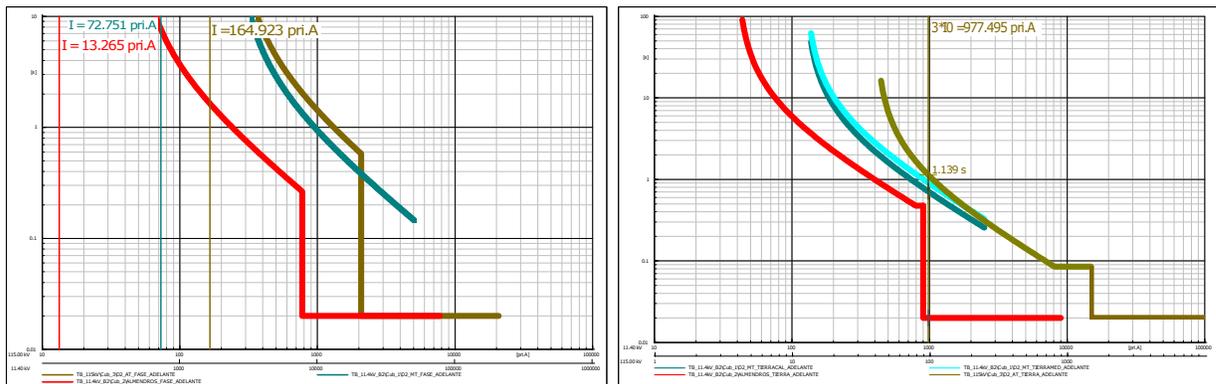
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.79: Caso 5F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB.11.4kV_B2.



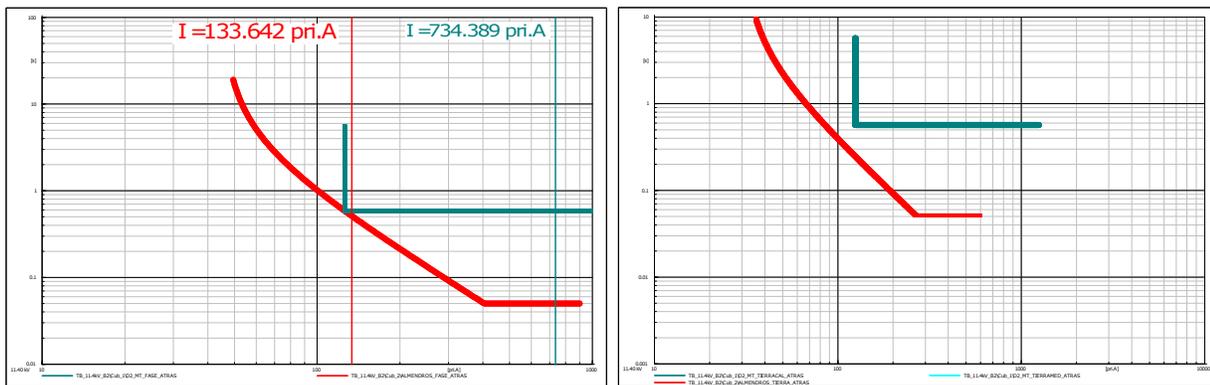
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.80: Caso 5R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB.11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.81: Caso 5F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.82: Caso 5R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

Respecto a los ajustes de protección se tiene que, no fue necesario modificar los ajustes con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base y para el caso de los ajustes en dirección hacia atrás se usan los que se obtuvieron como resultado del caso 3 descritos en las tablas 6.16 y 6.17 con los cuales, para este caso también se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red.

- En este caso se mantienen todos los criterios descritos en el caso 3 a excepción del criterio que habla de los generados que deben dejar de aportar ante la ocurrencia de ciertas fallas.
- En este caso se tiene que ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD1, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo y ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD6, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo. Lo anterior con el fin de que en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla.

Es necesario resaltar que, al igual que en el caso 1, ante fallas monofásicas los generadores fotovoltaicos no aportan a la corriente de falla, sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.7. Caso 6 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 6 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.83. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

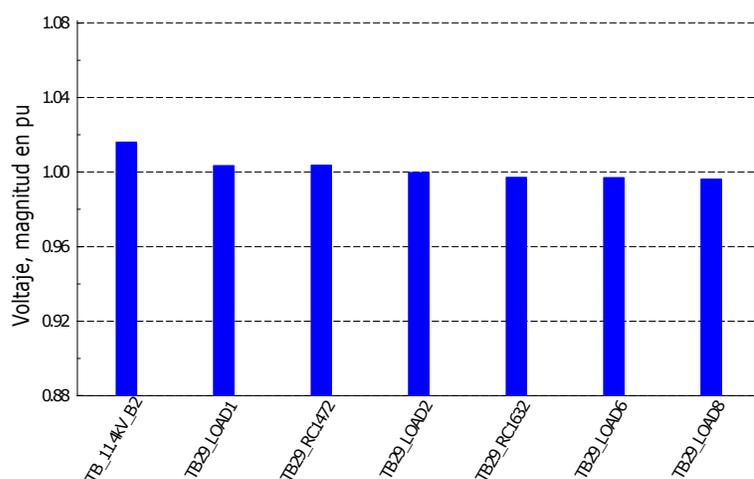


Figura 6.83: Caso 6 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.22 y 6.23 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.22: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 6.

Nodo	Voltaje Prefalla	Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	0	0	127.58	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.08
TB29_RC1632	11.4	0	0	91.48	4.63	-48.54	4.63	-48.54	7.12
TB_11.4kV_B2	11.4	0	0	261.26	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0	0	261.26	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15

Tabla 6.23: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 6.

Nodo	Voltaje Prefalla [kV]	Fase	Voltaje falla		Sk'' [MVA]	Ik''		Ik'		Ip [kA]
			[kV]	[deg]		[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.85	0.76	-25.85	1.3
		B	10.67	-153.11	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.35	0.66	-31.98	0.66	-31.98	1.01
		B	10.46	-151.45	0	0	0	0	0	0
		C	10.74	143.67	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.45	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0

Por otro lado, En las figuras 6.84 a 6.88 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar que se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].

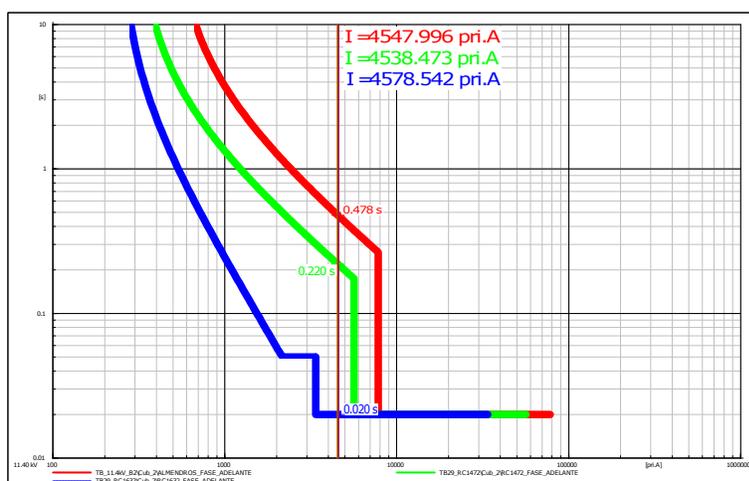
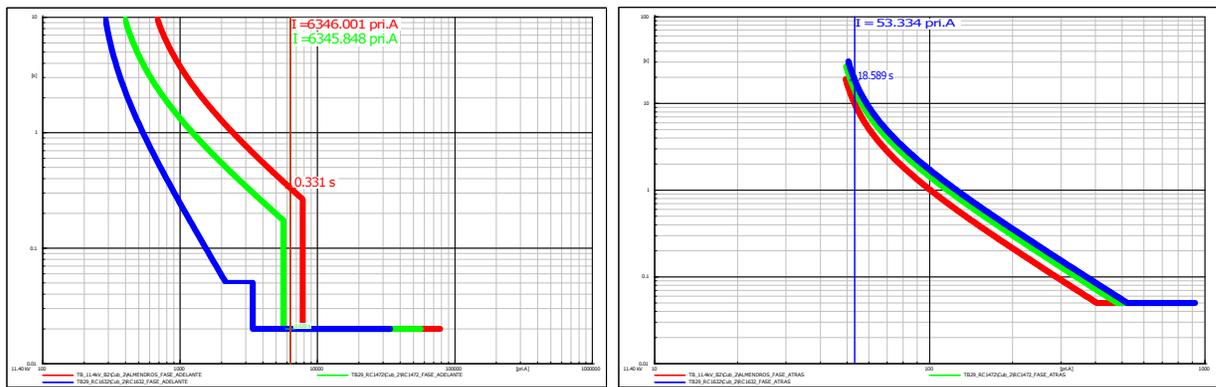


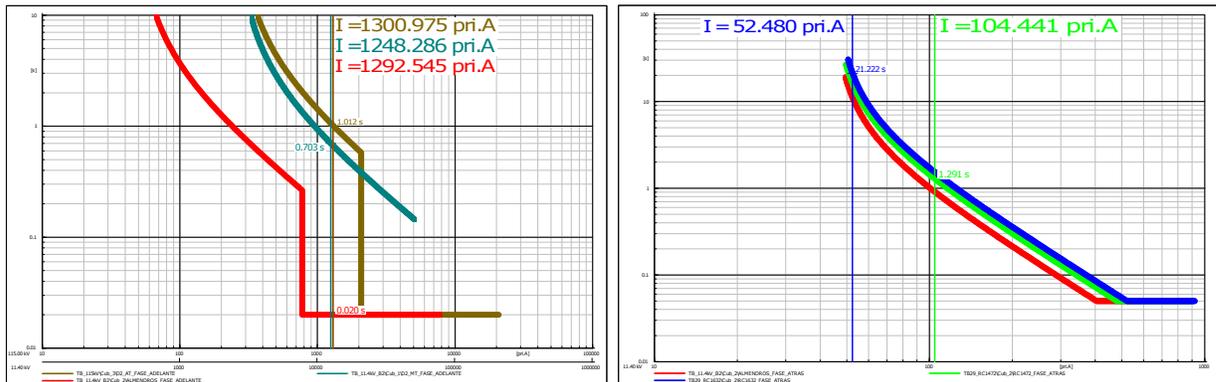
Figura 6.84: Caso 6 - Falla trifásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

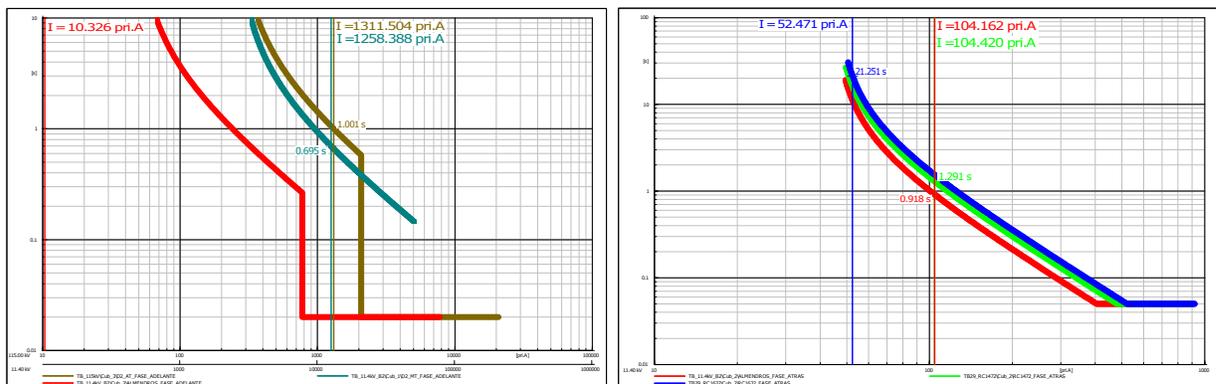
Figura 6.85: Caso 6 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

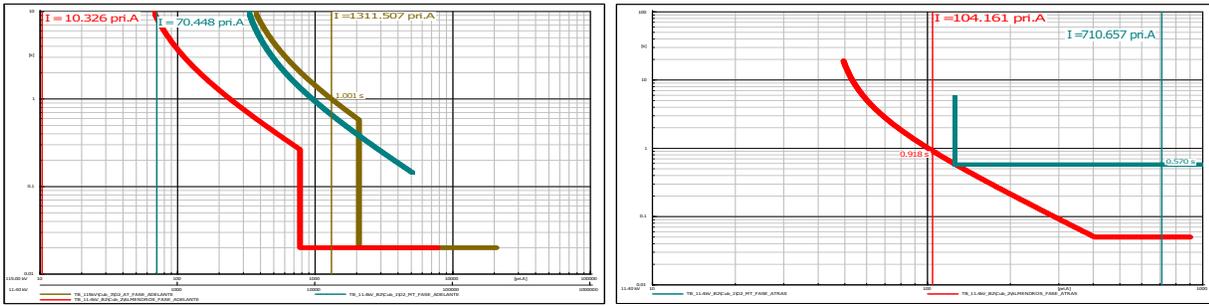
Figura 6.86: Caso 6 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.87: Caso 6 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.

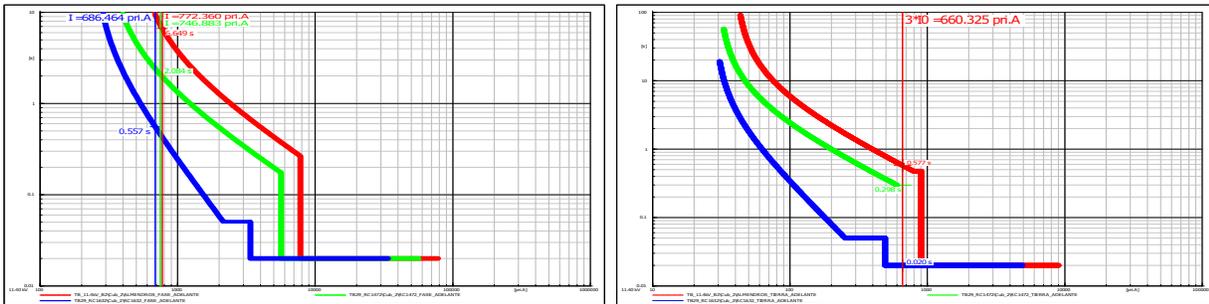


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.88: Caso 6 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

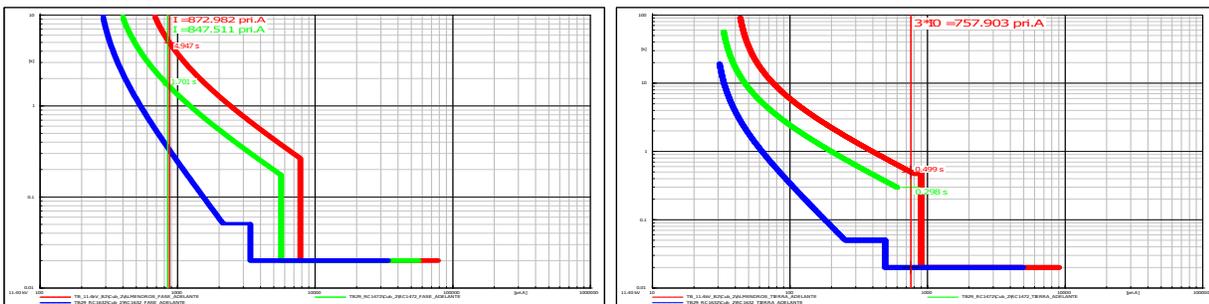
Por otro lado, en las figuras 6.89 a 6.97 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

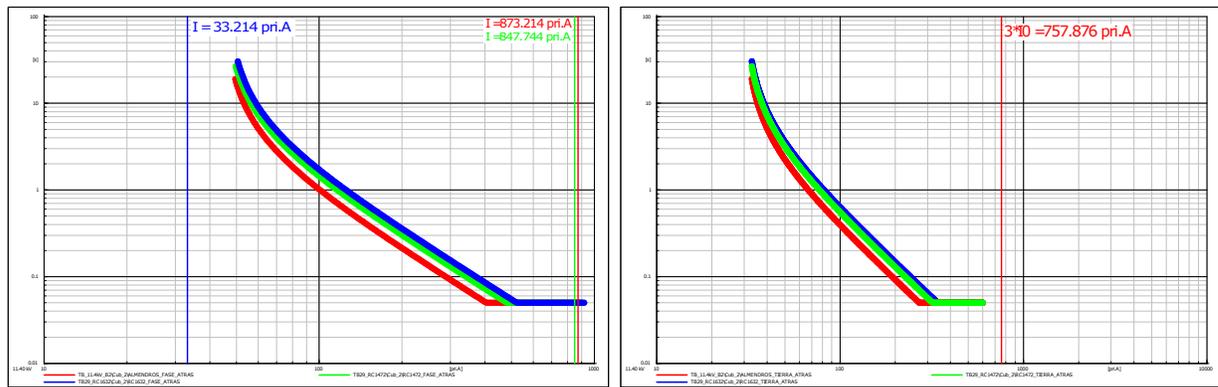
Figura 6.89: Caso 6 - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

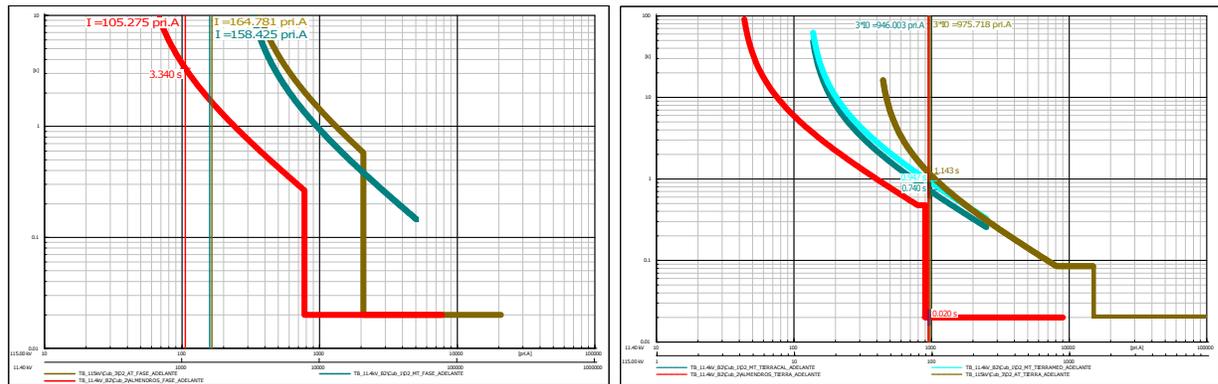
Figura 6.90: Caso 6F - Falla monofásica ubicada 1% aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

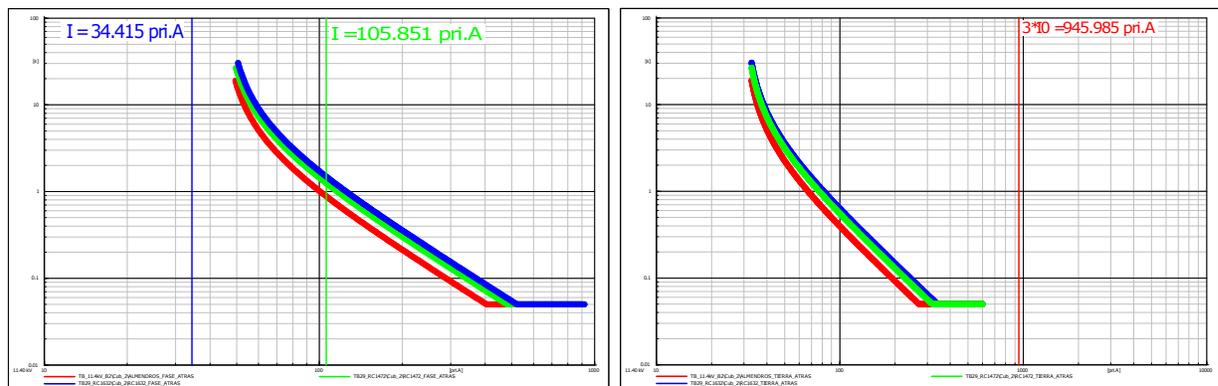
Figura 6.91: Caso 6R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

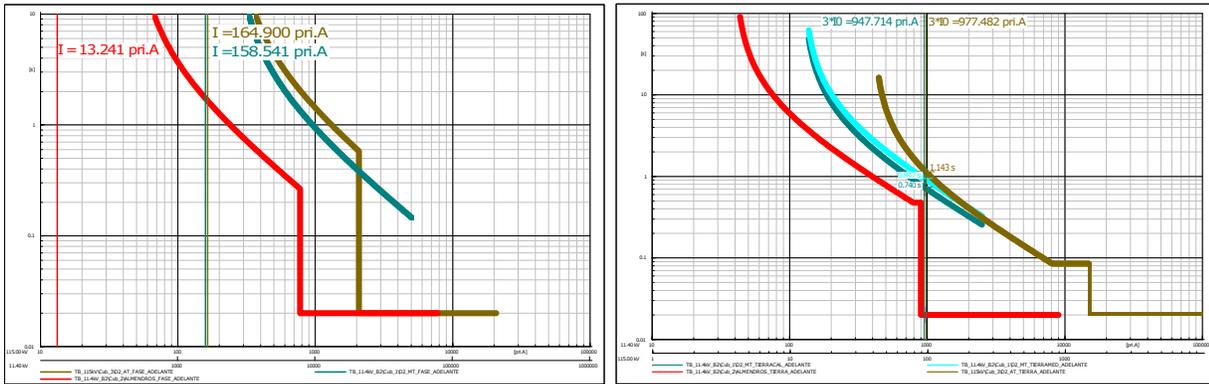
Figura 6.92: Caso 6F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás.

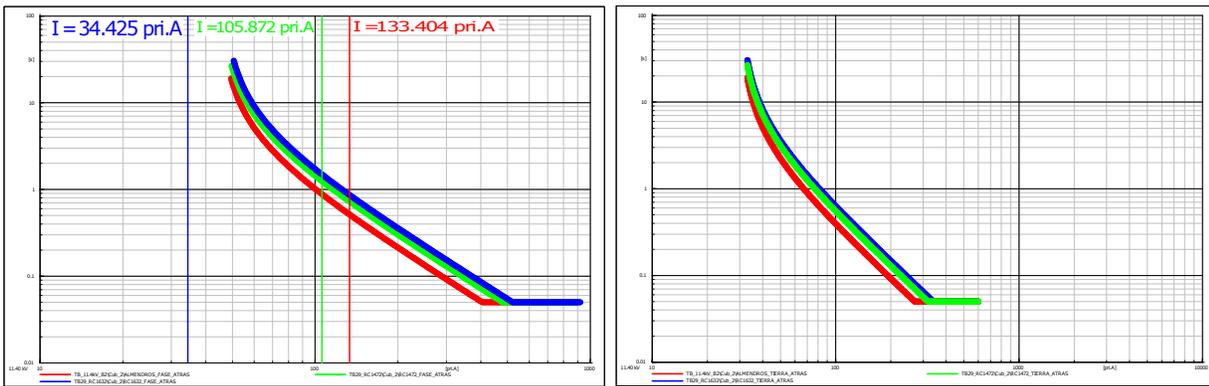
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.93: Caso 6R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB_11.4kV_B2.



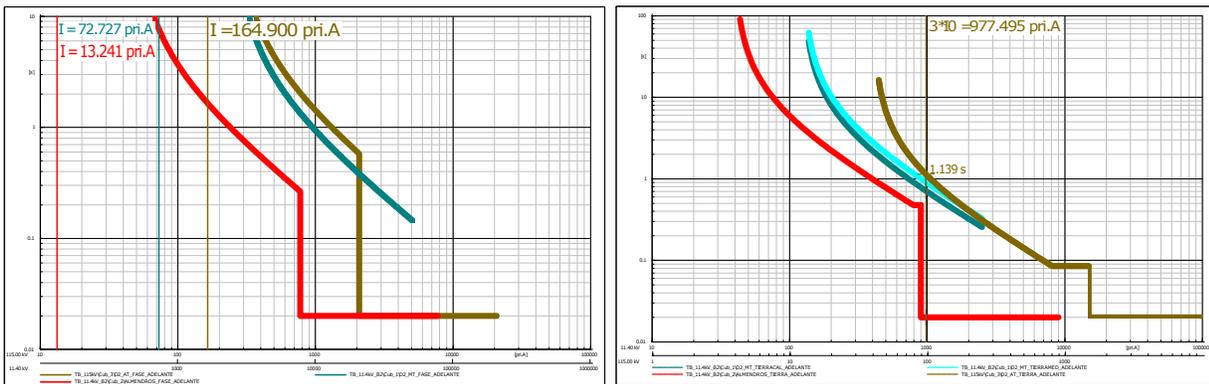
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.94: Caso 6F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



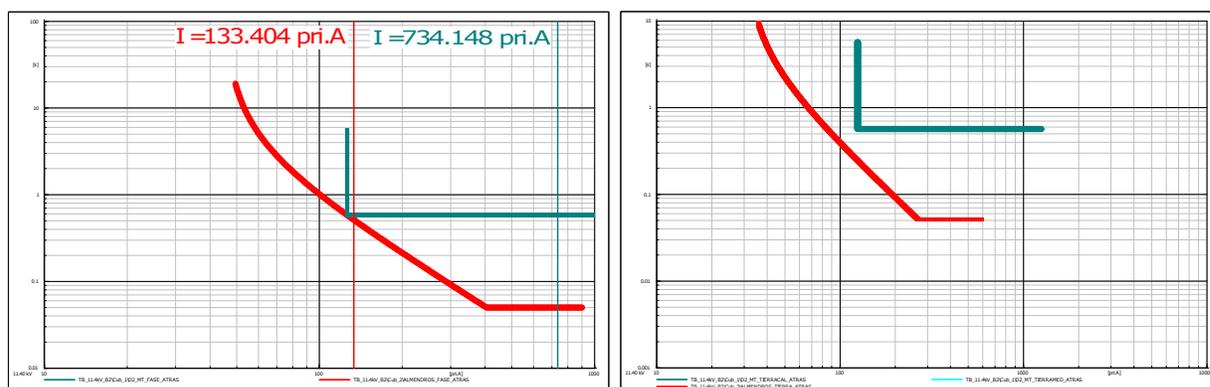
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.95: Caso 6R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.96: Caso 6F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.97: Caso 6R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

Respecto a los ajustes de protección se tiene que, no fue necesario modificar los ajustes con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base y para el caso de los ajustes en dirección hacia atrás se usan los que se obtuvieron como resultado del caso 3 descritos en las tablas 6.16 y 6.17 con los cuales, para este caso también se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red.

- En este caso se mantienen todos los criterios descritos en el caso 3 a excepción del criterio que habla de los generados que deben dejar de aportar ante la ocurrencia de ciertas fallas.
- En este caso se tiene que ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD2, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo y ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD6, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo. Lo anterior con el fin de que en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla.

Es necesario resaltar que, al igual que en el caso 1, ante fallas monofásicas los generadores fotovoltaicos no aportan a la corriente de falla, sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.8. Caso 7 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1, TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6

A partir de las características mencionadas en la descripción del caso 7 se realiza un estudio de flujo de carga cuyos resultados se muestran en la figura 6.98. Como se puede apreciar, al igual que en el caso base ninguno de los nodos presenta sobretensiones ni subtensiones a considerar.

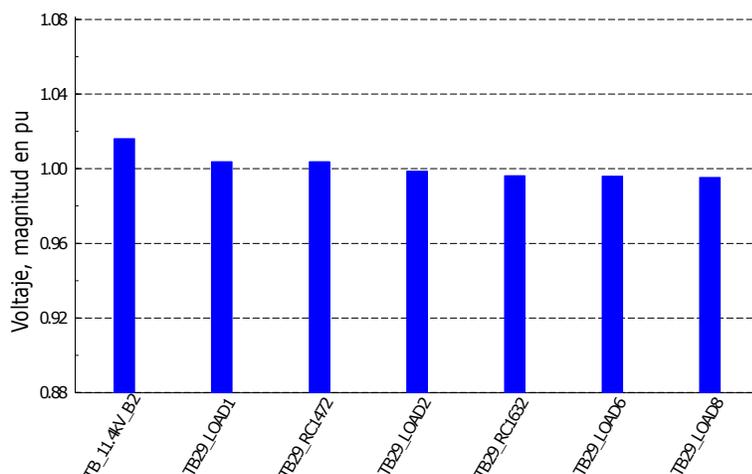


Figura 6.98: Caso 7 - Perfil de tensiones.

En este caso, se tienen dos fuentes de generación distribuida, por tanto, dependiendo de la ubicación de la falla se tendrán diferentes aportes de corriente. En el estudio de corto circuito se simulan fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos cuyos resultados se pueden apreciar en las tablas 6.24 y 6.25 respectivamente. Estos resultados muestran un aumento en las corrientes de cortocircuito respecto al caso base.

Tabla 6.24: Corto circuito trifásico en CFP - Caso 7.

Nodo	Voltaje		Sk''	Ik''		Ik''		Ip
	Prefalla	falla						
	[kV]	[kV] [deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA]
TB29_RC1472	11.4	0 0	127.6	6.46	-61.36	6.46	-61.36	11.08
TB29_RC1632	11.4	0 0	91.25	4.62	-48.46	4.62	-48.46	7.1
TB_11.4kV_B2	11.4	0 0	261.29	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	0 0	261.29	13.23	-86.95	13.23	-86.95	36.15

Tabla 6.25: Corto circuito monofásico en CFP - Caso 7.

Nodo	Voltaje Prefalla		Voltaje falla		Sk''	Ik''		Ik'		Ip
	[kV]	Fase	[kV]	[deg]		[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	
TB29_RC1472	11.4	A	0	0	4.99	0.76	-25.9	0.76	-25.9	1.3
		B	10.67	-153.1	0	0	0	0	0	0
		C	11.14	143.61	0	0	0	0	0	0
TB29_RC1632	11.4	A	0	0	4.34	0.66	-32	0.66	-32	1.01
		B	10.44	-151.5	0	0	0	0	0	0
		C	10.73	143.65	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_B2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.5	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0
TB_11.4kV_BUJES_D2	11.4	A	0	0	6.24	0.95	-6.78	0.95	-6.78	2.59
		B	11.28	-154.5	0	0	0	0	0	0
		C	11.76	145.22	0	0	0	0	0	0

Por otro lado, en las figuras 6.99 a 6.103 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas trifásicas, en éstas se puede apreciar que se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].

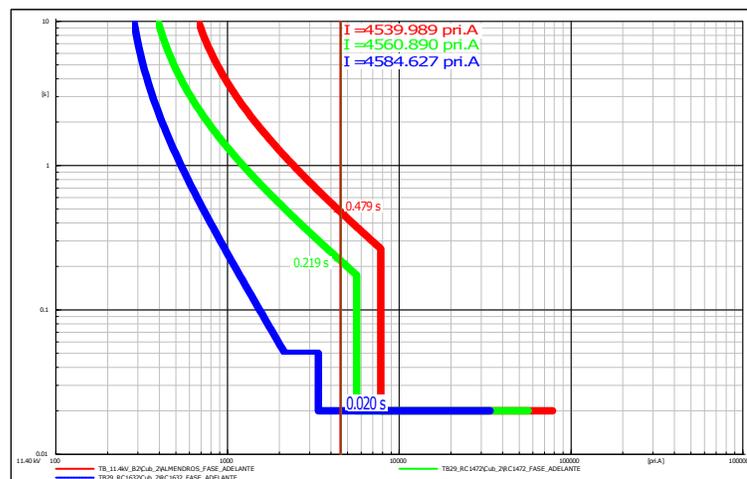
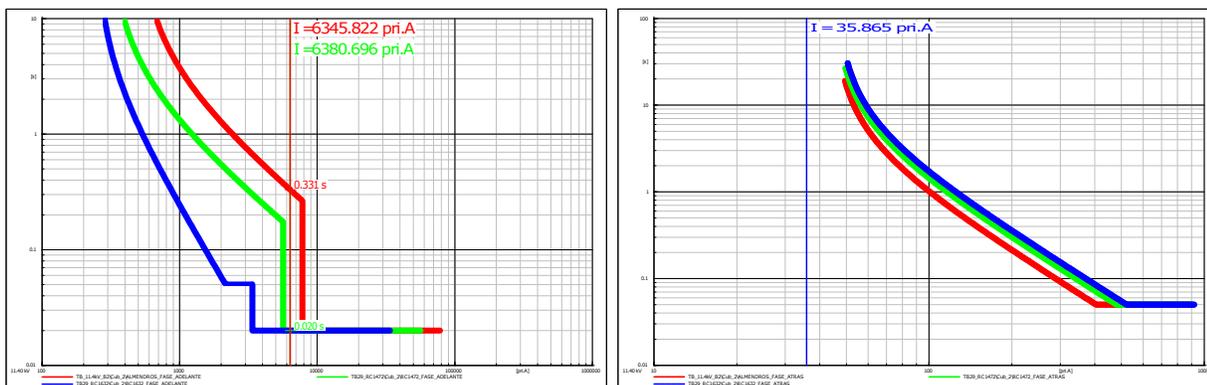


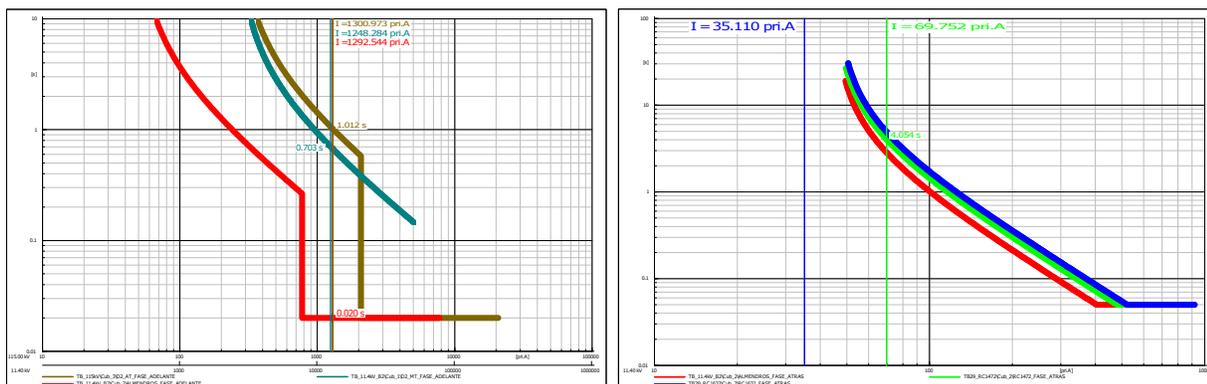
Figura 6.99: Caso 7 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632 - Curvas de protecciones hacia adelante.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

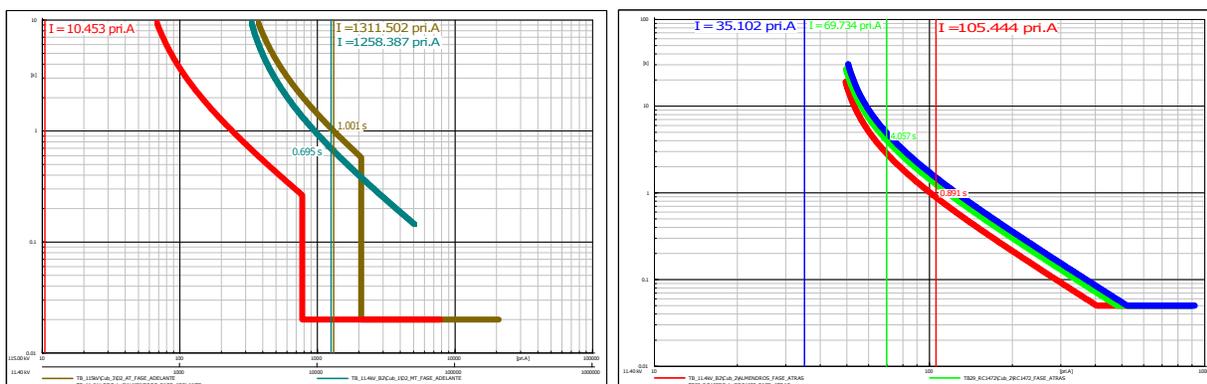
Figura 6.100: Caso 7 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.101: Caso 7 - Falla trifásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB.11.4kV_B2.

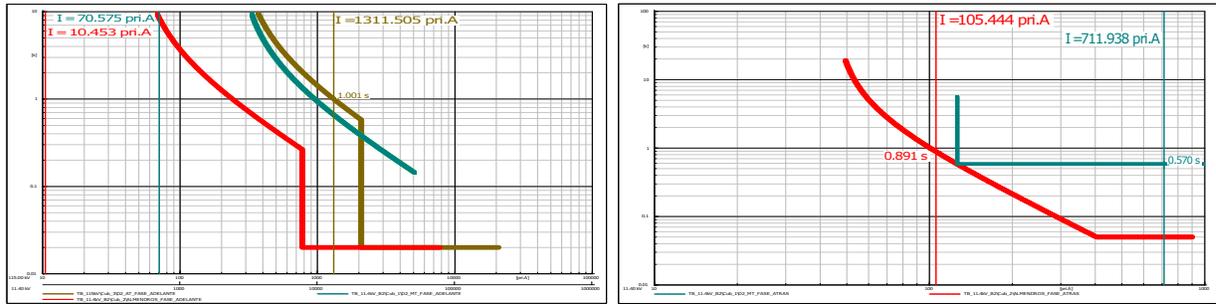


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.102: Caso 7 - Falla trifásica ubicada en el nodo TB.11.4kV_B2.

Caso 7 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1, TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6115

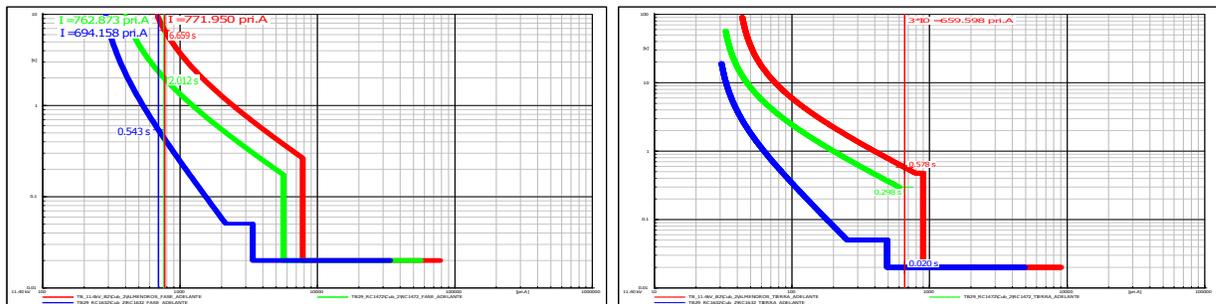


(a) Curvas de protecciones hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones hacia atrás.

Figura 6.103: Caso 7 - Falla trifásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

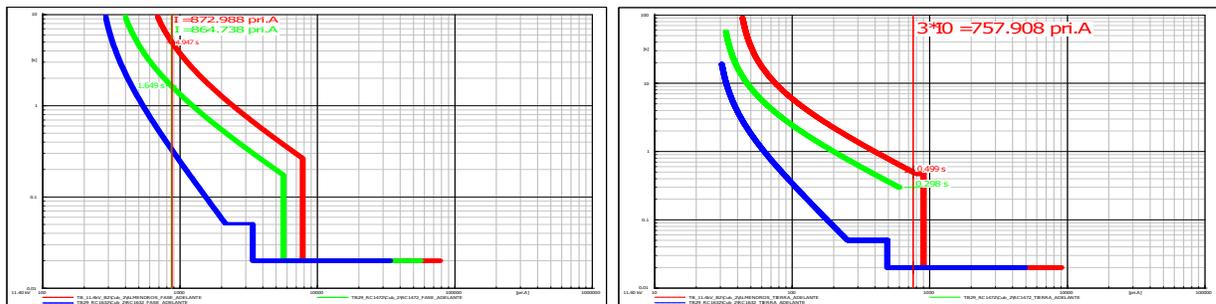
Por otro lado, en las figuras 6.104 a 6.112 se muestran los resultados de las simulaciones de fallas monofásicas tanto para las protecciones de fase como de tierra, al igual que para el caso de las fallas trifásicas se cumple con el delta de tiempo requerido de 200 [ms].



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

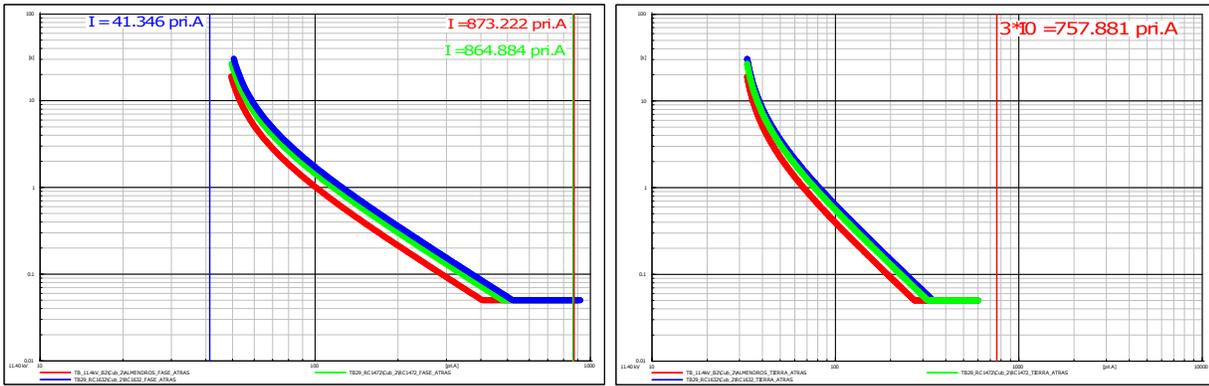
Figura 6.104: Caso 7 - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo de nodo TB29_RC1632.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante.

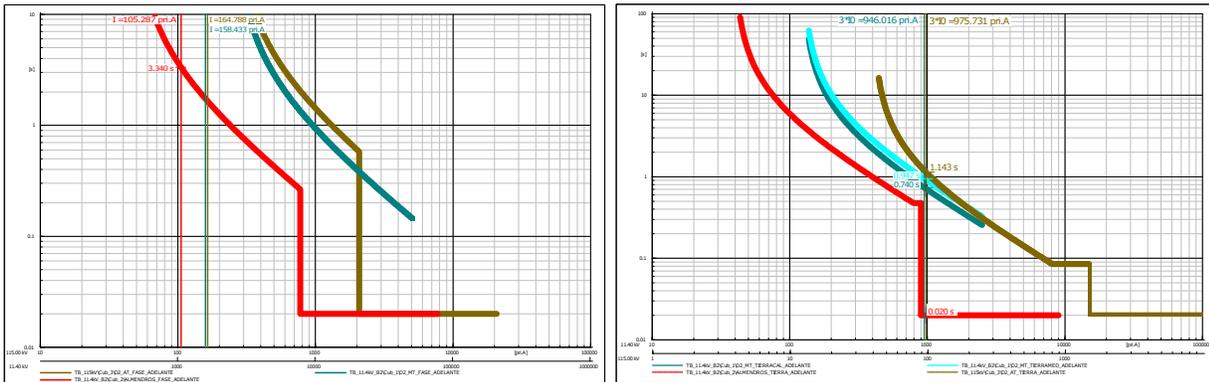
(b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.105: Caso 7F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



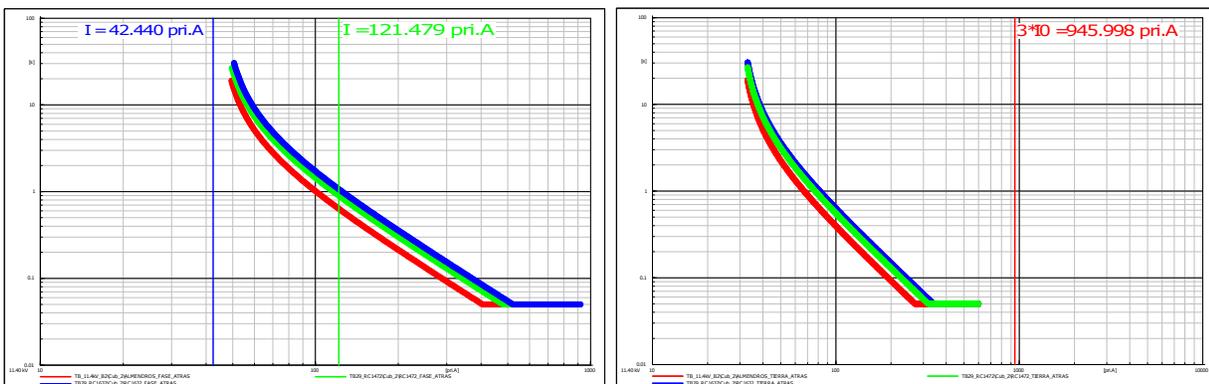
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.106: Caso 7R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB29_RC1472.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

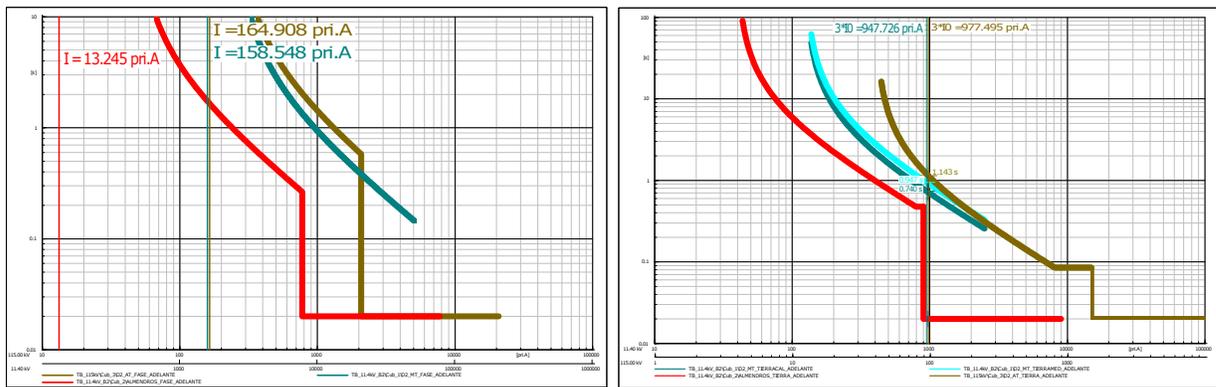
Figura 6.107: Caso 7F - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB.11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

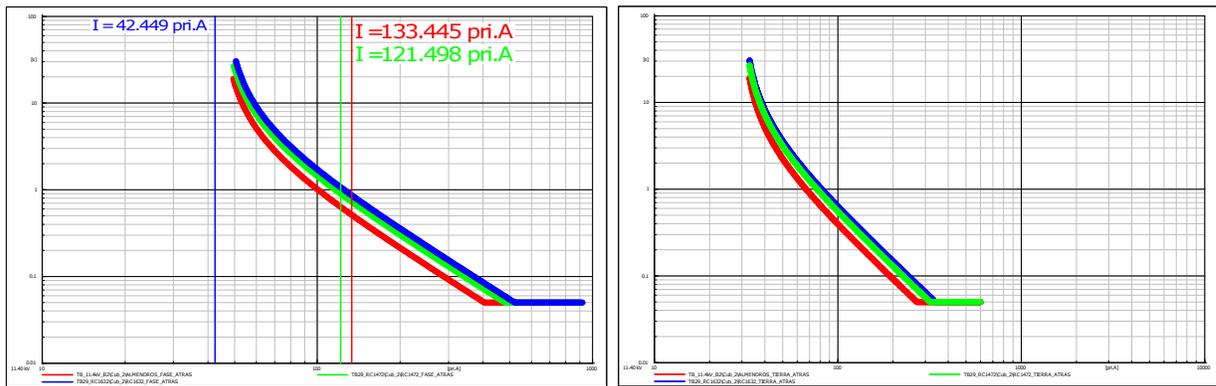
Figura 6.108: Caso 7R - Falla monofásica ubicada 1 % aguas abajo del nodo TB.11.4kV_B2.

Caso 7 - Generación distribuida en nodos TB29_LOAD1, TB29_LOAD2 y TB29_LOAD6117



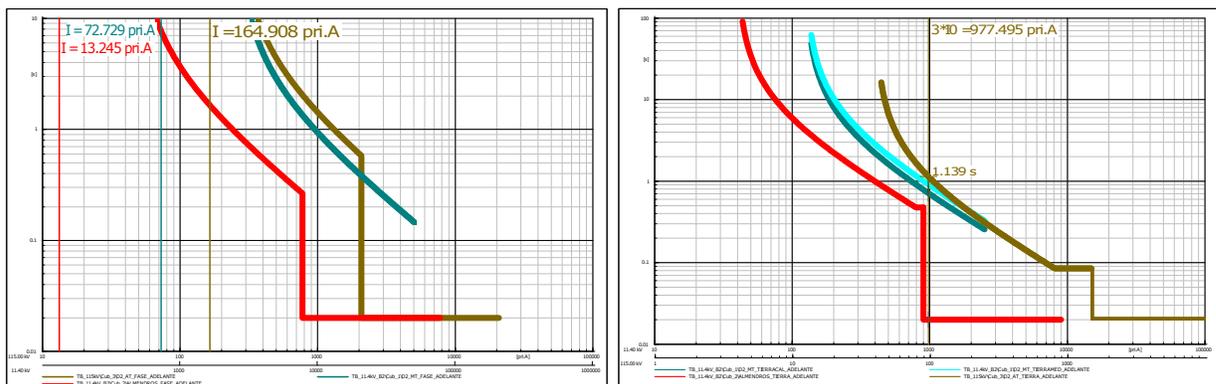
(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.109: Caso 7F - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



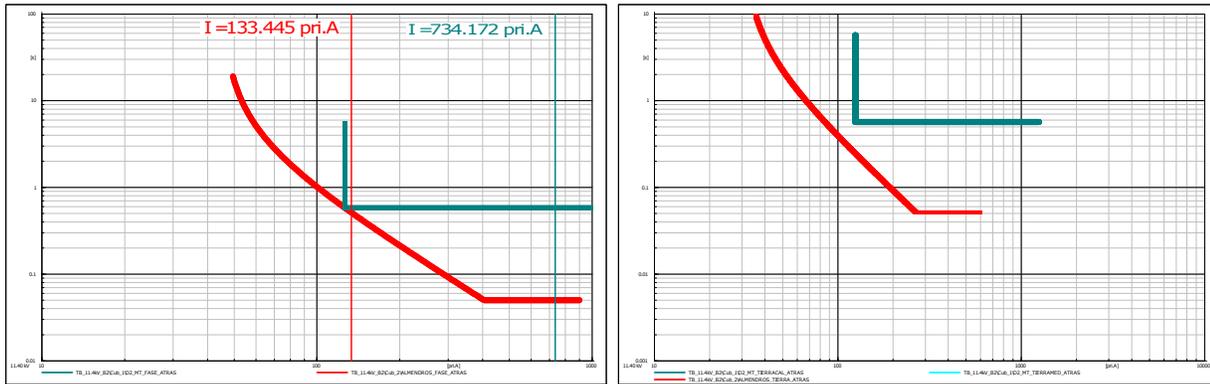
(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.110: Caso 7R - Falla monofásica ubicada en el nodo TB_11.4kV_B2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia adelante. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia adelante.

Figura 6.111: Caso 7F - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.



(a) Curvas de protecciones de fase hacia atrás. (b) Curvas de protecciones de tierra hacia atrás.

Figura 6.112: Caso 7R - Falla monofásica ubicada en bujes de 11.4 [kV] del transformador D2.

Respecto a los ajustes de protección se tiene que, no fue necesario modificar los ajustes con dirección adelante respecto a los planteados en el caso base y para el caso de los ajustes en dirección hacia atrás se usan los que se obtuvieron como resultado del caso 3 descritos en las tablas 6.16 y 6.17 con los cuales, para este caso también se cumplen los criterios de coordinación de protecciones exigidos por el operador de red.

- En este caso se mantienen todos los criterios descritos en el caso 3 a excepción del criterio que habla de los generados que deben dejar de aportar ante la ocurrencia de ciertas fallas.
- En este caso se tiene que ante fallas en los puntos críticos 4 y 5, todas las fuentes de generación distribuida deben dejar de aportar energía a la red, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD1, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo, ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD2, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo y ante fallas ubicadas entre el punto crítico 3 y el nodo TB29_LOAD6, debe dejar de aportar energía a la red la fuente de generación distribuida ubicada en dicho nodo. Lo anterior con el fin de que en ningún caso las fuentes de generación distribuida operen en modo isla.

Es necesario resaltar que, al igual que en el caso 1, ante fallas monofásicas los generadores fotovoltaicos no aportan a la corriente de falla, sino que ayudan a suplir la demanda de la zona cercana a estos.

Finalmente, como conclusión de este caso se tiene que los ajustes y el esquema de protecciones usado en la red es adecuado. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe

activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

6.9. Análisis general

A partir de la información expuesta de cada uno de los casos estudiados previamente, se realizará un análisis general de los resultados obtenidos con el fin de compilar y resumir lo encontrado.

Teniendo en cuenta los resultados de las simulaciones realizadas, para todos los casos se logró conseguir ajustes de protecciones que cumplen con los criterios del operador de red, por tanto, se concluye que en general el esquema de protección usado en la actualidad en las redes de distribución de la ciudad de Bogotá es adecuado y funciona de forma selectiva y segura ante la inclusión de fuentes de generación fotovoltaica distribuida.

Adicionalmente, se obtienen ajustes de protección generales que funcionan de forma segura y selectiva para todos los casos en que se tenga generación distribuida en el circuito Almendros. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se debe activar la función de sobrecorriente direccional y que la polarización de dicha función debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de protecciones.

Además de lo anterior, es necesario considerar que las protecciones tienen un ajuste mínimo de corriente (Ver tabla 6.7) y, en caso que las fuentes de generación distribuida instaladas no tengan aportes que sean mayor a dicha corriente mínima no habrá forma de despejar la falla con este esquema y será necesario que el generador distribuido instale su propia protección con el fin de evitar daños y accidentes en la red.

Por otro lado, teniendo en cuenta los resultados de las simulaciones realizadas, existen casos en que los tiempos de operación de las protecciones es de varios segundos y, por tanto, se considera necesario que los generadores distribuidos cuenten con protecciones de sobrecorriente propias cuyos tiempos de actuación sean instantáneos y/o con una protección de potencia inversa también con actuación instantánea.

Capítulo 7

Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se exponen las conclusiones, recomendaciones y aportes que se tienen como resultado de este trabajo. Además, se señalan posibles trabajos futuros con los que se puede complementar y avanzar en los estudios de esta tesis.

7.1. Conclusiones

Siguiendo lo indicado en las normas *IEC* y en la teoría descrita en el método de Carlson, se lograron modelar los equipos y elementos que componen la red de distribución de la subestación Tibabuyes y del circuito Almendros. A partir de dicho modelo, se plantearon los 8 casos que abarcan todos los posibles escenarios de fallas críticas que se tendrían en la red y con los cuales se realizaron estudios de flujos de carga, análisis de corto circuito y coordinación de protecciones.

Por tanto, a partir de los resultados obtenidos de las simulaciones de fallas en los puntos críticos para cada uno de los 8 casos estudiados en este trabajo, se concluye que el esquema de protección usado en la actualidad en las redes de distribución de la ciudad de Bogotá es adecuado y funciona de forma selectiva y segura ante la inclusión de fuentes de generación fotovoltaica distribuida.

Sin embargo, es importante resaltar que teniendo en cuenta que existen casos en que los tiempos de operación de las protecciones llega a ser de varios segundos y en algunas simulaciones no se llega a despejar la falla por parte de las protecciones de la red de media tensión, debido al bajo nivel de corto circuito, se considera necesario que los generadores distribuidos cuenten con protecciones de sobrecorriente propias, cuyos tiempos de actuación sean instantáneos, y/o con una protección de potencia inversa también con actuación instantánea para aumentar la seguridad del sistema. A esto se puede adicionar el uso de funciones de tiempo definido en las protecciones de la red para disminuir el tiempo de despeje de falla, sin embargo, el uso de estas funciones implica hacer un estudio de coordinación de protecciones adicional para evaluar cual sería el tiempo de actuación óptimo.

Por otro lado, se deben tener en cuenta varias consideraciones importantes a la hora de hacer estudios de coordinación de protecciones en un circuito con generación distribuida:

- La polarización de la función de sobrecorriente direccional debe ser ajustada correctamente con el fin de evitar actuaciones incorrectas de las protecciones.
- Si las fuentes de generación distribuida instaladas no tienen aportes que sean al menos el mayor valor de arranque mínimo que tienen las protecciones de la red de distribución (En este caso 30 [A]), no habrá forma de despejar la falla con este esquema y será necesario que el generador distribuido instale su propia protección con el fin de evitar daños y accidentes en la red.
- Debido al grupo de conexión del transformador elevador, Δy simulado en las fuentes de generación fotovoltaica, no se tienen aportes de secuencia cero ante fallas monofásicas. Por tanto, en caso de que en un nuevo generador que se desee conectar a la red de distribución escoja otro tipo de transformador elevador será necesario validar los ajustes de sobrecorriente en dirección reversa ante posibles aportes de corriente de secuencia cero.

7.2. Aportes

Como aportes de este trabajo se tienen:

- Documento en el que se evalúa, a partir del análisis de 8 casos de estudio, que el esquema de protección usado en la actualidad en las redes de distribución de la ciudad de Bogotá es adecuado y funciona de forma selectiva y segura ante la inclusión de fuentes de generación fotovoltaica distribuida.
- Metodología para realizar la evaluación de un esquema protecciones en circuitos de media tensión y el estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente.
- Método de cálculo de impedancias de secuencia de los diferentes tipos de conductores usados en redes de distribución tanto aéreas como subterráneas, considerando los diferentes tipos de estructuras, materiales y conexiones que se pueden tener en las redes de media tensión junto con su aplicativo.
- Modelo de la red de distribución de los circuito Almendros, Arrayanes y de la subestación Tibabuyes en el software DigSilent.
- Modelo de la red eléctrica de la Escuela colombiana de ingeniería Julio Garavito y de su circuito y subestación alimentadora en el software DigSilent.

7.3. Recomendaciones

Las recomendaciones sobre el esquema de protecciones usado en las redes de distribución de Bogotá son las siguientes:

- En las subestaciones AT/MT donde los transformadores estén conectados a tierra por medio de una resistencia en su lado MT es necesario considerar habilitar la función de sobrecorriente de tierra en la protección de AT con el fin de evitar posibles daños en el transformador, teniendo en cuenta que ante fallas en bujes de MT no habría una protección que pueda despejar la falla si dicha función no es habilitada.
- Los fusibles usados en las redes de distribución deben ser seleccionados de tal forma que ante la presencia de fuentes de generación distribuida, no actúen con la corriente de falla máxima que puedan aportar dichas fuentes con el fin de que la falla la despejen los reconectores y no los fusibles.
- Es necesario validar los modelos de conductores que usa actualmente el operador de red teniendo en cuenta que según este estudio se encontró que los ajustes de las protecciones, que se tienen actualmente en los relés, no cumplen los requisitos de coordinación de protecciones. Lo anterior se debe a que los niveles de corto circuito a lo largo del circuito Almendros no concuerdan con los simulados en este trabajo (Excepto para el caso de fallas en cualquier punto de la subestación Tibabuyes) lo que lleva a concluir que los modelos de los conductores del operador de red no cumplen lo expuesto en el método de Carlson.
- Crear criterios de ajustes para la función de polarización asociada a la función de sobrecorriente direccional.
- Normalizar que la instalación de generadores distribuidos en las redes de distribución de la ciudad de Bogotá cuente con su propia protección de sobrecorriente con el fin de evitar que haya aportes de corrientes de falla a la red por parte de dichos generadores.

7.4. Trabajos futuros

Como trabajos futuros que servirán como complemento de este estudio se plantean los siguientes:

- Análisis de polarización de las protecciones de sobrecorriente direccional en circuitos de distribución con generación fotovoltaica distribuida.

- Evaluación de esquemas de protección basados en esquemas de comunicaciones con señales de radio en redes de distribución con generación fotovoltaica distribuida.
- Evaluación de esquemas de protección basados en esquemas de telecomunicaciones en redes de distribución con generación fotovoltaica distribuida.

Referencias

- [1] V. V. Rao and K. S. Rao, "Computer aided coordination of directional relays: Determination of break points," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 2, pp. 545–548, 1988.
- [2] D. S. Alkaran, M. R. Vatani, M. J. Sanjari, G. B. Gharehpetian, and A. H. Yatim, "Overcurrent Relays Coordination in Interconnected Networks Using Accurate Analytical Method and Based on Determination of Fault Critical Point," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 870–877, 2015.
- [3] W. M. Guo, L. H. Mu, and X. Zhang, "Fault Models of Inverter-Interfaced Distributed Generators Within a Low-Voltage Microgrid," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 453–461, 2017.
- [4] Z. Shuai, S. Member, C. Shen, X. Yin, X. Liu, and Z. J. Shen, "Fault Analysis of Inverter-Interfaced Distributed Generators with Different Control Schemes," vol. 33, no. 3, pp. 1223–1235, 2018.
- [5] M. Singh, B. K. Panigrahi, and A. R. Abhyankar, "Optimal coordination of directional over-current relays using Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) algorithm," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 50, no. 1, pp. 33–41, 2013.
- [6] IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, "IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays," Tech. Rep. 3, 1997.
- [7] IEC - International Electrotechnical Commission, "Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection," tech. rep., 2009.
- [8] C. L. B. Claus, Filipe Faria da Silva, *Electromagnetic transients in power systems*, vol. 18. 1998.

- [9] S. Fabiola and V. Chamorro, “transmisión de acuerdo con su geometría mediante Matlab,” pp. 15–21, 2017.
- [10] S. E. Laboratories, “SEL-451 Relay Protection and Automation System Instruction Manual.” URL = <https://selinc.com/es/>. Revisado 10-05-2019.
- [11] N. Power, “NOJA RC10 - User Manual.” URL = <https://www.nojapower.es/tags/rc10>. Revisado 10-05-2019.
- [12] Schneider, “Advanced Controller NULEC ADVC 2 - User Manual.” URL = <https://www.se.com/co/es/>. Revisado 10-05-2019.
- [13] Procables, “Características Cables ACSR Media Tensión - Procables.” URL = <http://www.procables.com.co/downloads/aleaciones/1350-ACSR.pdf>. Revisado 03-10-2018.
- [14] Viakon, “Características Cables XLPE Media Tensión XLPE - Viakon.” URL = <http://www.viakon.com/pdf/categorias/10.pdf>. Revisado 03-05-2018.
- [15] ABB, “ABB string inverters - TRIO 20/27.6.” URL = https://library.e.abb.com/public/5b2b24c30364450ebc3a89f3df51853c/TRIO-20.0-27.6_BCD.00379_ES_RevG_Low Res.pdf. Revisado 05-09-2019.
- [16] P. N. Korde and P. P. Bedekar, “Optimal overcurrent relay coordination in distribution system using nonlinear programming method,” *International Conference on Electrical Power and Energy Systems, ICEPES 2016*, no. 2, pp. 372–376, 2017.
- [17] A. S. Noghabi, H. R. Mashhadi, and J. Sadeh, “Optimal coordination of directional overcurrent relays considering different network topologies using interval linear programming,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1348–1354, 2010.
- [18] P. P. Dash and M. Kazerani, “Dynamic modeling and performance analysis of a grid-connected current-source inverter-based photovoltaic system,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 443–450, 2011.
- [19] M. Singh, “Protection coordination in distribution systems with and without distributed energy resources- a review,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 2, p. 27, jul 2017.
- [20] B. Fani, H. Bisheh, and I. Sadeghkhani, “Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 8, pp. 1802–1814, 2018.

- [21] A. Urdaneta, R. Nadira, and L. Perez Jimenez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, 1988.
- [22] L. G. Pérez and A. J. Urdaneta, "Optimal coordination of directional overcurrent relays considering definite time backup relaying," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 4, pp. 1276–1281, 1999.
- [23] S. Brahma and a.a. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, vol. 4, no. 1, pp. 56–63, 2003.
- [24] F. Razavi, H. A. Abyaneh, M. Al-Dabbagh, R. Mohammadi, and H. Torkaman, "A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 4, pp. 713–720, 2008.
- [25] IEC - International Electrotechnical Commission, "IEC 60909-0," tech. rep., 2001.
- [26] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, "Short-circuit calculations in networks with distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 7, pp. 1181–1191, 2008.
- [27] F. Mahmud, "Toward a new energy paradigm," *16th World Hydrogen Energy Conference 2006, WHEC 2006*, vol. 4, no. March, pp. 3109–3112, 2006.
- [28] A. M. Massoud, S. Ahmed, S. J. Finney, and B. W. Williams, "Inverter-based versus synchronous-based distributed generation; Fault current limitation and protection issues," in *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2010 - Proceedings*, pp. 58–63, IEEE, 2010.
- [29] C. A. Plet, *Fault response of inverter-based distributed generation*. PhD thesis, 2011.
- [30] J. R. Carson, "Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return," *Bell System Technical Journal*, vol. 5, no. 4, pp. 539–554, 1926.
- [31] W. H. Kersting and R. K. Green, "The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders," *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1–6, 2011.
- [32] ABB, "ABB inverter station PVS800-3600kW." URL = https://library.e.abb.com/public/d26f50c7fe3d4d8d97e96156ecbd6aa8/PVS800-IS_2625-3600kW_inverter_station_flyer_3AXD50000042849_revB_EN_lowres.pdf. Revisado 05-09-2019.

- [33] ABB, “ABB string inverters PVS-175.” URL = <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107046A3492&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Revisado 05-09-2019.
- [34] CREG - Comisión de regulación de energía y gas, “Resolución CREG 030 de 2018,” 2018.
- [35] C. N. de Operación, “Anexo Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación (menor a 5 MW) en el SIN colombiano,” 2018.

Capítulo 8

Anexos

En este capítulo se muestra la información entregada por el operador de red con la cual se realiza el trabajo titulado *Evaluación del esquema de coordinación de protecciones ante la inclusión de generación fotovoltaica en Bogotá* y, además, se exponen los resultados de las diferentes simulaciones necesarias para realizar los análisis correspondientes a dicho trabajo.

8.1. Impedancias de tramos de red

A partir del método de *Carlson* fueron calculadas las impedancias de todos los conductores, tanto de la subestación Torca, usado para el modelamiento de la red de la Escuela Colombiana de Ingeniería, como de la subestación Tibabuyes, para el caso del estudio objetivo de este trabajo.

A continuación se muestra un ejemplo del cálculo de las impedancias de secuencia para un conductor tipo 4/0 ASCR aéreo y uno de 300 MCM CU XLPE subterráneo. Como resumen se presenta la tabla **8.3**.

■ Línea aérea:

Para el cálculo de las impedancias de secuencia de un tramo de red aérea se tomará el caso del conductor 4/0 *ACSR desnudo*, además de los siguientes datos:

- Se tomará el caso de una estructura tipo *LA204*.
- La frecuencia del sistema es de $f = 60 [Hz]$ por tanto, según la tabla **3.3** $w_k = 0,0754$.
- Teniendo en cuenta el tipo de conductor ACSR se toma como material principal del conductor el aluminio por tanto, según la tabla **3.1** se tiene que $\rho_c = 2,826 * 10^{-8} [\Omega m]$ y $\alpha_c = 0,00403 [1/^{\circ}C]$
- Se asume la resistividad del terreno $\rho_g = 100 [\Omega m]$.

- Se tienen los siguientes datos para el conductor a estudiar, según fabricante:

Tabla 8.1: Datos conductor ASCR 4/0 [13].

Tipo	Calibre	Hilos			d_n [mm]	Diámetro total [mm]	Sección transversal [mm^2]	R_{DC} a $20^\circ C$ [Ω/km]
		# Conductores	# Núcleo	d_c [mm]				
ACSR	4/0	6	1	4.770	4.770	14.31	107.2	0.2525

A partir de los datos anteriores se tiene lo siguiente:

$$GMR = \left(\frac{1,431}{2} \right) e^{-1/4} = 0,55 \text{ [cm]} \quad (8.1)$$

Para el caso de la estructura LA204 se tiene:

$$GMD = \sqrt[3]{53 * 106 * 53} = 66,776 \text{ [cm]} \quad (8.2)$$

Se debe tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre la resistencia del conductor con base en la ecuación 3.9 suponiendo que la temperatura de trabajo llegará a ser $90^\circ C$:

$$R_{DC_{90^\circ C}} = 0,2525 * (1 + 0,00403 * (90 - 20)) = 0,324 \text{ [\Omega/km]} \quad (8.3)$$

Para el caso del efecto piel y el efecto de proximidad según la tabla 3.2 se tiene que $k_s = 1$ y $k_p = 0,8$ por tanto:

$$x_p = \sqrt{\frac{8\pi * 60}{0,2525} * 10^{-7} * 0,8} = 0,6912 \quad (8.4)$$

y

$$x_s = \sqrt{\frac{8\pi * 60}{0,2525} * 10^{-7} * 1} = 0,7728 \quad (8.5)$$

Entonces,

$$y_s = \frac{0,7728^4}{192 + 0,8 * 0,7728^4} = 0,001855 \quad (8.6)$$

y

$$y_p = \frac{0,6912^4}{192 + 0,8 * 0,6912^4} * \left(\frac{1,432}{70,67} \right)^2 * \left[0,312 * \left(\frac{1,432}{70,67} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{0,6912^4}{192 + 0,8 * 0,6912^4} + 0,27} \right] = 2,1193 * 10^{-6} \quad (8.7)$$

Por tanto, teniendo en cuenta los efectos que se presentan en circuitos AC sobre la resistencia del conductor (ecuación 3.10) se tiene que:

$$R_{AC} = 0,324 * (1 + 0,001855 + 2,1193 * 10^{-6}) = 0,324 [\Omega/km] \quad (8.8)$$

Donde se puede apreciar que en este tipo de conductor y este tipo de estructura los efectos no representan cambios significativos en la resistencia.

Ahora para el caso de las impedancias de fase hace falta conocer el valor del factor de profundidad de tierra y de la resistencia de tierra:

$$D_e = 59 * \sqrt{\frac{100}{60}} = 85076,53 [cm] \quad (8.9)$$

$$R_g = 9,869 * (10^{-4}) * 60 [\Omega/km] = 0,059 \quad (8.10)$$

Ahora se tienen en cuenta las ecuaciones 3.11 y 3.12 como sigue:

$$Z_{ii} = 0,059 + 0,3241 + j \left(0,0754 * \ln \left(\frac{85076,53}{0,55} \right) \right) = 0,3835 + j0,90071 [\Omega/km] \quad (8.11)$$

$$Z_{AB} = Z_{BC} = 0,059 + j \left(0,0754 * \ln \left(\frac{85076,53}{53} \right) \right) = 0,059 + j0,5565 [\Omega/km] \quad (8.12)$$

$$Z_{AC} = 0,059 + j \left(0,0754 * \ln \left(\frac{85076,53}{106} \right) \right) = 0,059 + j0,5042 [\Omega/km] \quad (8.13)$$

Por tanto,

$$Z_{ABC} = \begin{vmatrix} 0,38354 + j0,90071 & 0,0592 + j0,5565 & 0,0592 + j0,5042 \\ 0,0592 + j0,5565 & 0,38354 + j0,90071 & 0,0592 + j0,5565 \\ 0,0592 + j0,5042 & 0,0592 + j0,5565 & 0,38354 + j0,90071 \end{vmatrix}$$

Aplicando la ecuación 3.4 se tiene:

$$Z_{0+-} = \begin{vmatrix} 0,5019 + j1,9787 & 0,0151 - j0,0087 & -0,0151 - j0,0087 \\ -0,0151 - j0,0087 & 0,3243 + j0,3616 & -0,0302 + j0,01742 \\ 0,0151 - j0,0087 & 0,0302 + j0,01742 & 0,3243 + j0,3616 \end{vmatrix}$$

Por tanto, finalmente se tiene:

$$Z_0 = 0,5019 + j1,9787 [\Omega/km] \quad (8.14)$$

$$Z_+ = 0,3243 + j0,3616 [\Omega/km] \quad (8.15)$$

$$Z_- = 0,3243 + j0,3616 [\Omega/km] \quad (8.16)$$

■ **Línea subterránea:**

Para el cálculo de las impedancias de secuencia de un tramo de red subterránea se tomará el caso del conductor 300 *MCM CU XLPE*, además de los siguientes datos:

- Se tomará el caso en que el cableado sea *Crossbonded*.
- La frecuencia del sistema es de $f = 60 [Hz]$ por tanto, según la tabla **3.3** $w_k = 0,0754$.
- Teniendo en cuenta que el material de conductor es el cobre por tanto, según la tabla **3.1** se tiene que $\rho_c = 1,72 * 10^{-8} [\Omega m]$ y $\alpha_c = 0,00393 [1/^{\circ}C]$
- Se asume la resistividad del terreno $\rho_g = 100 [\Omega m]$.
- Se tienen los siguientes datos para el conductor a estudiar, según fabricante:

Tabla 8.2: Datos conductor 300 *MCM CU XLPE* [14].

Tipo	Calibre		Hilos		Espesor	$d_{Aislamiento}$	Diámetro
	AWG/kcmil	Área transversal [mm ²]	# Conductores	d_c [mm]	Aislamiento [mm]	[mm]	Total [mm]
XLPE	300	152.0	37	14.50	4.45	25.2	33.8

A partir de los datos anteriores se tiene lo siguiente:

$$GMR = \left(\frac{25,5 - 2 * 4,45}{2} \right) e^{-1/4} = (16,3) e^{-1/4} 6,35 [mm] \quad (8.17)$$

Para el caso de los conductores subterráneos se asume que la distancia entre conductores es igual al diámetro de los mismos:

$$GMD = \sqrt[3]{33,8 * 33,8 * 33,8} = 33,8 [mm] \quad (8.18)$$

Para este caso se debe hacer una corrección en el valor de resistividad del conductor según la ecuación 3.8 y 3.7.

$$\rho_{c_{Real}} = 1,72 * 10^{-8} * \frac{\pi 16,3^2}{152} = 2,37 * 10^{-8} [\Omega m] \quad (8.19)$$

$$R_{DC} = \frac{2,37 * 10^{-8}}{\pi \left(\frac{16,3}{2000} \right)^2} = 0,113 [\Omega/km] \quad (8.20)$$

Se debe tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre la resistencia tanto del conductor como del apantallamiento con base en la ecuación 3.9 suponiendo que la temperatura de trabajo llegará a ser $90^{\circ}C$:

$$R_{DC_{90^{\circ}C}} = 0,113 * (1 + 0,00393 * (90 - 20)) = 0,145 [\Omega/km] \quad (8.21)$$

Para el caso del efecto piel y el efecto de proximidad según la tabla **3.2** se tiene que $k_s = 1$ y $k_p = 1$ por tanto:

$$x_p = \sqrt{\frac{8\pi * 60}{0,113} * 10^{-7} * 1} = 1,1530 \quad (8.22)$$

$$x_s = \sqrt{\frac{8\pi * 60}{0,113} * 10^{-7} * 1} = 1,1530 \quad (8.23)$$

Entonces,

$$y_s = \frac{1,1530^4}{192 + 0,8 * 1,1530^4} = 0,009139 \quad (8.24)$$

$$y_p = 0,009139 * \left(\frac{16,3}{33,8}\right)^2 * \left[0,312 * \left(\frac{16,3}{33,8}\right)^2 + \frac{1,18}{0,009139 + 0,27}\right] = 0,002256 \quad (8.25)$$

Por tanto, teniendo en cuenta los efectos que se presentan en circuitos AC sobre la resistencia del conductor (ecuación 3.10) se tiene que:

$$R_{AC} = 0,145 * (1 + 0,009139 + 0,002256) = 0,146 [\Omega/km] \quad (8.26)$$

Donde se puede apreciar que en este tipo de conductor y este tipo de estructura los efectos no representan cambios significativos en la resistencia.

Por otro lado, para el caso de la resistencia del apantallamiento se deben tener en cuenta tanto el diámetro superior cómo el inferior de este como sigue:

$$d_{sup} = 25,2 [mm] \quad (8.27)$$

$$d_{inf} = 22,8 - 2 * 4,45 = 24,9 [mm] \quad (8.28)$$

$$R_{DC} = \frac{2,37 * 10^{-8}}{\pi \left(\left(\frac{25,2}{2000}\right)^2 - \left(\frac{24,9}{2000}\right)^2 \right)} * 1000 = 1,46 [\Omega/km] \quad (8.29)$$

$$R_{DC_{90^\circ C}} = 1,46 * (1 + 0,00393 * (90 - 20)) = 1,86 [\Omega/km] \quad (8.30)$$

Ahora para el caso de las impedancias de secuencia hace falta conocer el valor del factor de profundidad de tierra y de la resistencia de tierra:

$$D_e = 59 * \sqrt{\frac{100}{60}} = 85076,53 [cm] \quad (8.31)$$

$$R_g = 9,869 * (10^{-4}) * 60 [\Omega/km] = 0,059 \quad (8.32)$$

Ahora se tienen en cuenta las ecuaciones 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16 como sigue:

$$X_c = j4 * \pi * 60 * 10^{-7} \ln \left(\frac{85076,3}{0,635} \right) * 1000 = 0,890 [\Omega/km] \quad (8.33)$$

$$X_{Screen} = j4 * \pi * 60 * 10^{-7} \ln \left(\frac{85076,3}{\frac{\frac{2,52}{2} + \frac{24,9}{2}}{2}} \right) * 1000 = 0,839 [\Omega/km] \quad (8.34)$$

$$X_{M_c} = j4 * \pi * 60 * 10^{-7} \ln \left(\frac{85076,3}{3,38} \right) * 1000 = 0,764 [\Omega/km] \quad (8.35)$$

$$X_{M_{Screen}} = j4 * \pi * 60 * 10^{-7} \ln \left(\frac{85076,3}{2,52} \right) * 1000 = 0,786 [\Omega/km] \quad (8.36)$$

Por tanto, a partir de 3.18 y 3.20 se tiene que:

- $Z_c = 0,146 + 0,059 + j0,890 = 0,2055 + j0,890$
- $Z_{M_c} = 0,059 + j0,764$
- $Z_{Screen} = 1,86 + 0,059 + j0,839 = 1,9214 + j0,839$
- $Z_{M_{Screen}} = 0,059 + j0,789$

$$Z_{Cross\ bonded}^+ = 0,2055 + j0,890 - 0,059 - j0,764 = 0,1463 + j0,1261 \quad (8.37)$$

$$Z^0 = 0,206 + j0,89 + 2(0,059 + j0,764) - \frac{(1,92 + j0,84 - 2(0,059 + j0,764))^2}{1,92 + j0,84 - 2(0,059 + j0,764)} \quad (8.38)$$

Entonces,

$$Z^0 = 0,6048 + j2,4769 \quad (8.39)$$

Teniendo en cuenta el procedimiento expuesto en la sección 3.1.2 la tabla **8.3** muestra el resultado del cálculo de las impedancias de secuencia de todos los tipos de conductores que hacen parte del circuito Almendros.

Tabla 8.3: Impedancias de secuencia - conductores red.

Tipo y calibre de conductor	Resistencia		Reactancia	
	[Ω/km]		[Ω/km]	
	Sec +	Sec 0	Sec +	Sec 0
<i>1 AL DESNUDO</i>	0.81873	0.99637	0.43417	1.93869
<i>1 ACSR DESNUDO</i>	0.81873	0.99637	0.43417	1.93869
<i>1/0 ACSR DESNUDO</i>	0.64866	0.82630	0.42538	1.92990
<i>1/0 AL DESNUDO</i>	0.68787	0.86552	0.42986	1.93437
<i>1/0 AWG ACSR SEMIAISLADO</i>	0.67782	1.16911	0.14636	2.61296
<i>100 MM² AAAC MONOPOLAR DESNUDO</i>	0.67782	1.16911	0.14636	2.61296
<i>100 mm² AAAC MONOPOLAR SEMIAISLADO</i>	0.38329	0.84400	0.12911	3.23930
<i>120 mm² ALUMINIO TRIPOLAR XLPE</i>	0.30396	0.75760	0.12467	3.21889
<i>3X120mm² AAC + 120mm² AAAC AISLADO</i>	0.68787	0.86552	0.42986	1.93437
<i>150 mm² CU TRIPLEX</i>	0.14653	0.60483	0.12609	2.47688
<i>185 mm² ALUMINIO TRIPOLAR XLPE</i>	0.19826	0.66329	0.11882	3.16552
<i>2 ACSR DESNUDO</i>	0.33896	0.76096	0.13349	2.50610
<i>2/0 AAAC SEMIAISLADO</i>	0.53815	1.01300	0.14219	2.54199
<i>2/0 ACSR DESNUDO</i>	0.51527	0.69291	0.41671	1.92122
<i>2/0 ACSR SEMIAISLADO</i>	0.53815	0.99539	0.14223	2.56303
<i>2/0 AL DESNUDO</i>	0.54576	0.72340	0.42112	1.92563
<i>2/0 CU TRIPLEX</i>	0.32710	0.78539	0.14223	2.56408
<i>2 CU DESNUDO</i>	0.66844	0.84608	0.44737	1.95189
<i>300 MCM CU XLPE</i>	0.14653	0.58812	0.12612	2.49842
<i>300 AL TRIPLEX XLPE</i>	0.23939	0.69667	0.12610	2.47606
<i>4 AL DESNUDO</i>	1.74120	1.91885	0.46489	1.96940
<i>4/0 ACSR DESNUDO</i>	0.32433	0.50197	0.39921	1.90373
<i>4/0 AL DESNUDO</i>	0.34391	0.52155	0.40368	1.90820
<i>4/0 AL SEMIAISLADO</i>	0.33896	0.76096	0.13349	2.50610
<i>4/0 AL TRIPLEX</i>	0.33896	0.76096	0.13349	2.50610
<i>4/0 CU TRIPLEX</i>	0.20648	0.62951	0.13349	2.50689
<i>4/0 CU DESNUDO</i>	0.20965	0.38730	0.40368	1.90820

8.2. Datos de corto circuito

Los datos de los niveles de corto circuito simétrico y asimétrico en el nivel de 115 [kV] tanto para la subestación Tibabuyes como para la subestación TORCA fueron entregados por el operador de red y se muestran en las tablas 8.4 y 8.5

Tabla 8.4: Niveles de corto simétrico circuito 115 [kV] subestaciones.

Subestación	Corrientes de falla [A]				
	Monofásica	Trifásica	Bifásica	Bifásica-Tierra	
	I'_n	I'_ϕ	I'_ϕ	I'_ϕ	I'_n
Tibabuyes	11812.6	13168.9	11373.3	12732.3	10760.9
Torca	29496.4	25532.5	22001.1	28226.3	35335.6

Tabla 8.5: Niveles de corto asimétrico circuito 115 [kV] subestaciones.

Subestación	Corrientes de falla [A]				
	Monofásica	Trifásica	Bifásica	Bifásica-Tierra	
	I''_n	I''_ϕ	I''_ϕ	I''_ϕ	I''_n
Tibabuyes	18727.2	21914.2	18926.2	21187.7	17059.9
Torca	52433.4	45299.4	39034.1	50078.7	62813.3

8.3. Modelo red Escuela Colombiana de Ingeniería

Con el fin de seleccionar el modelo más adecuado de las fuentes de energía fotovoltaica se plantea hacer el modelo de la red eléctrica de la escuela colombiana de ingeniería (Como el que se muestra en la figura 8.1) la cual cuenta principalmente con 3 transformadores de potencia y 4 inversores conectado cada uno a un arreglo de paneles fotovoltaicos. Los resultados obtenidos para cada tramo de cada uno de los circuitos a evaluar se muestran en los anexos.

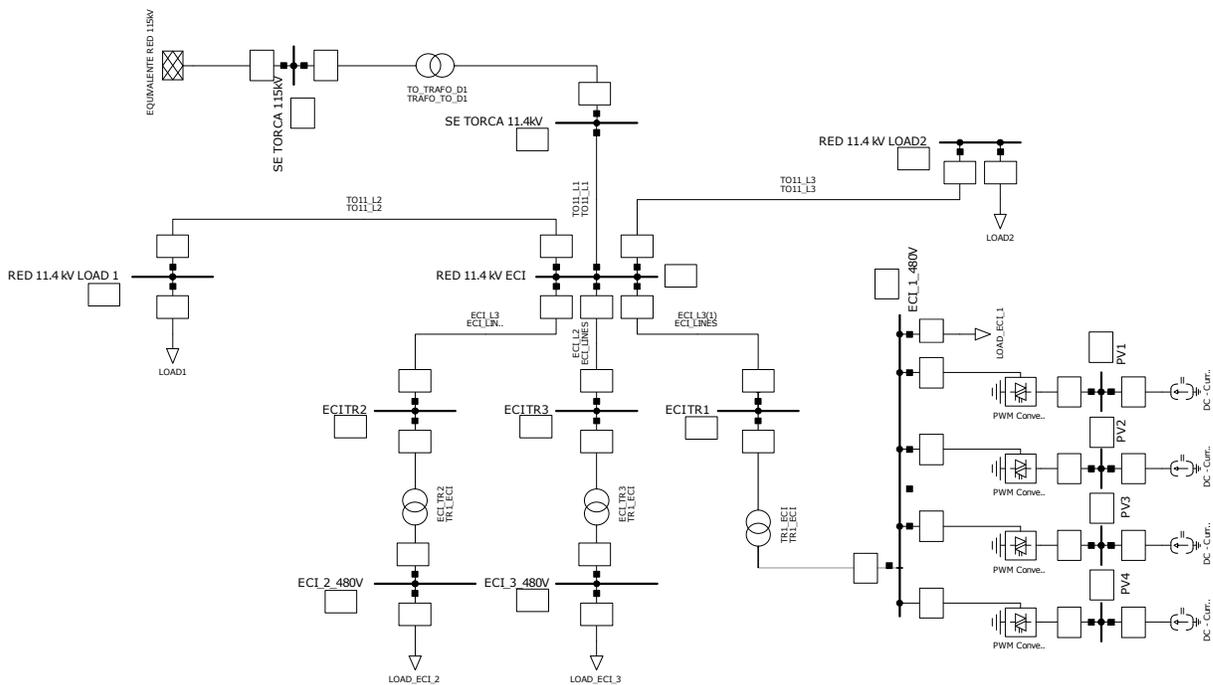


Figura 8.1: Model red ECI.

8.3.1. Red de alimentación - Equivalente de red

Al igual que para el caso de la subestación Tibabuyes, para tener un modelo cuyos niveles de corto se aproximen a la realidad es necesario modelar un equivalente de red que represente la que alimenta la subestación Torca en el nivel de 115 [kV], para esto el operador de red entregó los datos de corto circuito en el lado de 115 [kV] de los transformadores previamente modelados los cuales se muestran en las tablas 8.4 y 8.5 de los anexos, estos datos se resumen, para este caso, en la tabla 8.6.

Tabla 8.6: Nivel de corto circuito en 115 [kV] de la subestación Torca.

<i>Tipo de falla</i>	<i>Corriente simétrica [A]</i>	<i>Corriente asimétrica [A]</i>
Trifásica	25532.5	45299.4
Monofásica	29496.4	52433.4
Bifásica a tierra (I_{Fase})	28226.3	50078.7

A partir de los datos entregados se puede calcular la relación R/X según [25]. Teniendo en cuenta la relación entre las corrientes de falla asimétrica y simétrica trifásica se calcula el factor K con el que se puede obtener la relación R/X de secuencia positiva:

$$K^+ = \frac{i_{asimetrica_{3\phi}}}{i_{simetrica_{3\phi}}} = \frac{25532,5}{45299,4} = 1,77 \quad (8.40)$$

A partir de la ecuación 3.3 se tiene que:

$$R_+/X_+ \approx 0,08 \quad (8.41)$$

Para el caso de la relación R/X de secuencia cero se parte de los valores de falla asimétrica y simétrica monofásica:

$$K^0 = \frac{i_{asimetrica_{1\phi}}}{i_{simetrica_{1\phi}}} = \frac{52433,4}{29496,4} = 1,78 \quad (8.42)$$

Por tanto,

$$R_0/X_0 \approx 0,078 \quad (8.43)$$

Al igual que en el caso de Tibabuyes con los valores de relación R/X se tienen los datos necesarios para modelar el equivalente de red en el software a según lo descrito en la figura 4.2. El valor de c_{factor} se calcula como sigue:

$$c_{factot} = \frac{\sqrt{3}X_+i_{asimetrica_{3\phi}} \left(\sqrt{1 + R_+/X_+} \right)}{v_{nom}} = \frac{\sqrt{3} * 2,59 * 45299,4 \left(\sqrt{1 + 0,08} \right)}{115000} \approx 1,77 \quad (8.44)$$

8.3.2. Red de alimentación - Transformador de potencia

Los datos de placa del transformador de potencia de Torca fueron suministrados por el operador de red y se muestran en la tabla 8.7.

Tabla 8.7: Datos de placa transformador Torca.

Parámetros de transformador	D1
Potencia [MVA] Prim/Sec	25
V_{Nom} Primaria [kV]	115
V_{Nom} Secundaria [kV]	12
Grupo de conexión	YnYn0
V_{Max} Primaria [kV]	126.5 (TAP 1)
V_{Min} Secundaria [kV]	103.5
Pasos [kV]	1.15
# de TAPS	21
Impedancia [%] (BASE 25 [MVA]) 126.5/12	10.93
Impedancia [%] (BASE 25 [MVA]) 115/12	10.65
Impedancia [%] (BASE 25 [MVA]) 103.5/12	9.92

8.3.3. Red de alimentación - Conductores

En primer lugar se realiza el modelo del circuito Arrayanes de 11.4 [kV] proveniente de la subestación Torca y que alimenta la red de la Escuela Colombiana de ingeniería, para esto se usan los datos entregados por el operador de red y junto con los resultados obtenidos del método de Carson mostrados en la tabla 8.3 se modelan los conductores de la red de alimentación. Los resultados del cálculo de impedancia de cada uno de los tramos del circuito se muestran en la tabla 8.8.

Tabla 8.8: Impedancias de tramos - Circuito Arrayanes.

Tramo A-B		Longitud [km]	Z_+ [Ω]		Z_0 [Ω]	
Nodo A	Nodo B		R	X	R	X
TO_11.4kV_B1	TO11_T1	2.102	0.65050	0.31480	1.57917	5.32014
TO11_T1	TO11_ECI	0.206	0.04253	0.02750	0.12968	0.51642
TO11_T1	TO11_LOAD1	0.165	0.05397	0.02347	0.12959	0.42307
TO11_T1	TO11_LOAD2	0.367	0.15846	0.10358	0.26783	0.81213

8.3.4. Fuentes de generación distribuida ECI

En la Escuela Colombiana de Ingeniería se tienen 4 inversores marca ABB referencia TRIO cuyas características principales se resumen en las tablas 8.9 y 8.10. Estos inversores se dividen en tres inversores de referencia TRIO-27.6 y uno de referencia TRIO-20.0. Estos inversores están conectados con arreglos de paneles fotovoltaicos como se muestra en la figura 8.2.

Tabla 8.9: Datos lado AC - Inversores ECI [15].

<i>Tipo</i>	<i>TRIO-20.0</i>	<i>TRIO-27.6</i>
	<i>TL-OUTD</i>	<i>TL-OUTD</i>
Tipo de Conexión a la red AC	Trifásica 3W+PE ó 4W+PE	
Potencia AC nominal $P_{acr} - \cos\phi = 1$	20000 W	27600 W
Máxima potencia de salida AC $P_{acmax} - \cos\phi = 1$	22000 W	30000 W
Máxima potencia aparente S_{max}	22200 VA	30670 VA
Tensión nominal AC de red $V_{ac,r}$	400 V	
Rango de voltaje AC	320...480 V	
Máxima corriente AC de salida $I_{ac,max}$	33.0 A	45.0 A
Corriente de aporte a fallas	35.0 A	46.0 A
Frecuencia nominal f_r	50 Hz / 60 Hz	
Rango de frecuencia de salida $f_{min}...f_{max}$	47...53 Hz / 57...63 Hz	
	>0.995	>0.995
Factor de potencia nominal y rango ajustable	ajus. ± 0.9 con $P_{acr} = 20,0$ kW ± 0.8 con máx. 22.2 kVA	ajus. ± 0.9 con $P_{acr} = 27,6$ kW ± 0.8 con máx. 30 kVA
Corriente total de distorsión armónica	<3%	
<i>Protección de salida</i>		
Protección anti isla	De acuerdo a estándares locales	
Protecciones externas de sobrecorriente AC	50.0 A	63.0 A
Protección de sobretensión - varistor	4	
Protección de sobretensión - Conexión modular pararrayos	4	
<i>Eficiencia de operación</i>		
Máxima eficiencia η_{max}	98.20 %	
Eficiencia promedio EURO/CEC	98.0 % / 98.0 %	
Potencia de alimentación	40 W	
Consumo nocturno	<0.6 W	

Tabla 8.10: Datos lado DC - Inversores ECI [15].

<i>Tipo</i>	<i>TRIO-20.0</i> <i>TL-OUTD</i>	<i>TRIO-27.6</i> <i>TL-OUTD</i>
Máximo voltaje DC de entrada $V_{max,abs}$		1000 V
Voltaje de arranque DC de entrada V_{start}		430 V (ajus. 250...500 V)
Rango de operación de voltaje DC $V_{demin}...V_{demax}$		0.7 x Vstart...950 V (min 200 V)
Voltaje de entrada DC nominal V_{dcr}		620 V
Potencia de entrada DC nominal P_{dcr}	20750 W	28600 W
Número de MPPT independientes		2
Máxima potencia de entrada DC para cada MPPT $P_{MPPT_{max}}$	12000 W	16000 W
Máxima corriente DC de entrada $I_{dcr,max}$	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Por cada MPPT $IMPPT_{max}$		
Máxima corriente de cortocircuito de entrada por cada MPPT	30.0 A	40.0 A
Protección de entrada		
Protección de corriente inversa	Si, desde el limitador de corriente de entrada	
Protección de sobrevoltaje de entrada por cada MPPT	Si, 4	
Control de aislamiento de arreglo fotovoltaico	De acuerdo al estándar local	
Máximo nivel de corriente DC de apertura para cada MPPT (Versión con interruptor DC)	40 A / 1000 V	
Rango de fusibles (Versión con fusibles)	15 A / 1000 V	

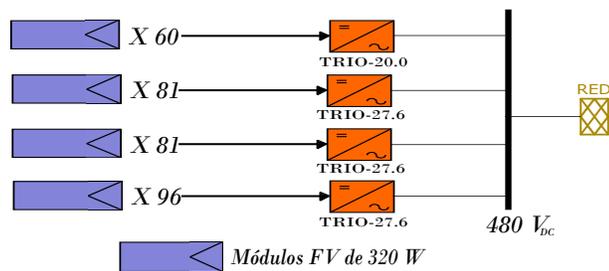


Figura 8.2: Conexión paneles fotovoltaicos - ECI.

Como se puede apreciar, en este caso los inversores son del tipo de control de corriente y por tanto, Para modelar las fuentes en el software especializado se usa el bloque de fuente de corriente DC para simular la inyección de corriente DC que hacen paneles fotovoltaicos como se puede apreciar en la figura 4.8.

Junto con la fuente DC se usa el bloque de inversores DC-AC de DigSilent, el cual se

puede configurar para que la inyección de corriente a fallas en la red sea lo indicado en las especificaciones de los inversores de la Escuela Colombiana de Ingeniería a partir de la cantidad de convertidores que se ponen en paralelo como se muestra en la figura **4.9**.

Finalmente, se usa un transformador elevador para conectar el modelo de fuente de generación fotovoltaica a la red a analizar como se muestra en la figura **4.10**

Para el caso de los inversores de control PQ se puede usar el mismo modelo realizando cambios en el nivel de corriente de aporte a fallas para que llegue a ser hasta el doble de la corriente nominal.