



POSGRADOS

MAESTRÍA EN

ELECTRICIDAD

RPC-SO-22-No.325-2018

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

ESTUDIO PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE
LOCALIZACIÓN DE FALLA, AISLAMIENTO Y RESTAURACIÓN
DEL SERVICIO (FLISR) EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA

AUTOR:

ANGEL FERNANDO PÉREZ AYALA

DIRECTOR:

EDUARDO MAURICIO SAMANIEGO ROJAS

CUENCA- ECUADOR
2022

Autor:



Angel Fernando Pérez Ayala

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.

apereza6@est.ups.edu.ec

Director:



Eduardo Mauricio Samaniego Rojas

Ingeniero Eléctrico.

Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia.

esamaniegorojas@gmail.com

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

PÉREZ AYALA ANGEL FERNANDO

ESTUDIO PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE LOCALIZACIÓN DE FALLA, AISLAMIENTO Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO (FLISR) EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Agradecimientos

Agradezco principalmente a Dios por brindarme salud, ánimo y fortaleza para poder superarme en mi vida profesional y culminar este trabajo.

Quiero agradecer de manera especial a mis padres y hermanos, que me han brindado todo su apoyo y comprensión a lo largo de todo este camino.

Mi más sincero agradecimiento al magister Eduardo Mauricio Samaniego Rojas, quien siempre se mostró como un profesional colaborador y comprometido con la realización de este trabajo.

Un agradecimiento especial a CNEL EP UN El Oro, institución a la que pertenezco y me brindó todas las facilidades para poder lograr este objetivo.

Gracias a la Universidad Politécnica Salesiana por su oferta académica y brindarme la oportunidad de crecer en mi vida profesional.

Índice general

Índice de Contenidos	7
Índice de Figuras	10
Índice de Tablas	14
Resumen	15
Abstract	16
1. Introducción	17
1.1. Antecedentes.....	17
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Objetivo general	18
1.2.2. Objetivos específicos.....	18
1.3. Descripción general del problema	19
1.4. Contribuciones.....	21
1.5. Organización del manuscrito.....	21
2. Marco Teórico Referencial	23
2.1. Introducción	23
2.2. Evolución de la localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio en sistemas de distribución de medio voltaje.....	24
2.3. El proceso de la técnica del FLISR	26
2.3.1. Detección de fallas	28
2.3.2. Localización de la falla.....	29
2.3.3. Aislamiento de la falla	34
2.3.4. Restauración del servicio.....	34

2.4. Arquitecturas FLISR	38
2.4.1. FLISR Centralizado	39
2.4.2. FLISR Semicentralizado	41
2.4.3. FLISR distribuido	44
2.5. Control de seguridad para implementar FLISR	46
2.5.1. Estado de las comunicaciones	46
2.5.2. Posición del interruptor	47
2.5.3. Voltajes de lado fuente y lado carga	47
2.5.4. Trabajo en línea en caliente	47
2.5.5. Selector Local Remoto	48
2.5.6. Límite de capacidad de los equipos	48
2.5.7. Descoordinación de protecciones	48
2.5.8. Habilitar/Deshabilitar FLISR	49
2.5.9. Restablecer a la topología normal	49
2.6. Pruebas para implementar FLISR	49
2.7. Aplicaciones del FLISR	51
2.7.1. Westar Energy	51
2.7.2. Southern California Edison - SCE	55
2.8. Implementación y desarrollo de FLISR en distribuidoras locales	58
2.8.1. CENTROSUR C.A.	58
2.8.2. Empresa Eléctrica Riobamba S.A EERSA	59
2.8.3. Empresa Eléctrica Quito EEQ	60
3. Materiales y metodología	62
3.1. Introducción	62
3.2. Criterios para escoger alimentadores piloto de estudio	63
3.3. Escenarios de operación	65
3.4. Análisis de flujos de carga	65
3.5. Cálculo de cortocircuitos	65
3.6. Coordinación de protecciones	66
3.7. Elección de arquitectura FLISR y de comunicaciones	68
3.8. Algoritmo y lógicas FLISR	69
3.9. Estimación de mejora indicadores de calidad	70
3.10. Análisis económico	72
3.10.1. Valor Actual Neto (VAN)	72
3.10.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	73
3.10.3. Relación Beneficio Costo (RBC)	73

	6
3.10.4. Metodología para el cálculo de indicadores económicos del proyecto	74
4. Resultados y discusión	75
4.1. Introducción	75
4.2. Determinación de los alimentadores piloto	75
4.3. Determinación de escenarios de operación	80
4.4. Análisis de Flujos de carga	82
4.4.1. Flujos de carga. Escenario 1 - Transferir todas las secciones sanas al alimentador Puerto Grande de la subestación La Primavera.	84
4.4.2. Flujos de carga. Escenario 2 - Transferir todas las secciones sanas al alimentador La Primavera de la subestación La Iberia.	88
4.4.3. Flujos de carga. Escenario 3 - Transferir todas las secciones sanas al alimentador Primavera de la subestación La Iberia y al alimentador Puerto Grande de la subestación La Primavera.	93
4.4.4. Análisis de flujo de carga en caso de falla en las secciones del escenario a automatizar.	100
4.4.4.1. Análisis de flujo de carga – Escenario 1.1	103
4.4.4.2. Análisis de flujo de carga – Escenario 1.2	105
4.4.4.3. Análisis de flujo de carga – Escenario 1.3	107
4.4.4.4. Análisis de flujo de carga – Escenario 1.4	109
4.4.4.5. Análisis de flujo de carga – Escenario 1.5	111
4.5. Análisis de cortocircuitos	114
4.5.1. Valores de falla de fase y neutro en el escenario de operación normal	114
4.5.2. Valores de falla de fase y neutro en Escenario 1.1	116
4.5.3. Valores de falla de fase y neutro en Escenario 1.4	118
4.6. Coordinación de protecciones	119
4.6.1. Coordinación reconectador – reconectador de fase 51P entre RC_04_11 y RL_04_11_01. Escenario de operación normal	120
4.6.2. Coordinación reconectador – reconectador de fase 51P entre RL_04_11_01 y RL_04_11_02. Escenario inicial	122
4.6.3. Coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones	125

	7
4.6.3.1. Pérdida del canal de comunicación entre IEDs . . .	136
4.6.3.2. 4.6.3.2. Ajustes de protección para alimentadores Puerto Grande y Unioro - Escenario de operación normal	137
4.6.3.3. Ajustes de protección para alimentadores Puerto Grande Unioro – Escenario 1.1	157
4.6.3.4. Ajustes de protección para alimentadores Puerto Grande y Unioro – Escenario 1.4.....	167
4.7. Arquitecturas y protocolos de comunicación para implementar FLISR	175
4.7.1. Arquitectura FLISR.....	175
4.7.2. Arquitectura de comunicaciones.....	178
4.7.3. Protocolos de comunicaciones.....	183
4.7.4. Algoritmo y lógicas FLISR.....	185
4.7.4.1. FLISR - Escenario 1.1	187
4.7.4.2. FLISR - Escenario 1.2	189
4.7.4.3. FLISR - Escenario 1.3	192
4.7.4.4. FLISR - Escenario 1.4	194
4.7.4.5. FLISR - Escenario 1.5	196
4.8. Estimación de mejoras de indicadores de calidad.....	198
4.8.1. Escenario actual.....	200
4.8.2. Escenario proyectado	202
4.8.3. Comparación de escenarios	204
4.9. Análisis económico	205
4.9.1. Costo de implementación	205
4.9.2. Indicadores económicos del proyecto	207
5. Conclusiones y Recomendaciones	210
5.1. Conclusiones.....	210
5.2. Recomendaciones	212
Glosario	215
Bibliografía	219

Índice de Figuras

2.1. Topología en anillo abierto de alimentadores de medio voltaje. [Autor]	27
2.2. Esquema de alimentador de medio voltaje. [Autor]	31
2.3. Esquema de aislamiento de sección en falla. [Autor]	34
2.4. Restauración del servicio manual sin FLISR. [2]	36
2.5. Restauración del servicio utilizando FLISR automático. [2]	37
2.6. Etapa de Restauración del servicio. [Autor]	37
2.7. Arquitectura de FLISR centralizado. [Autor]	41
2.8. Arquitectura de FLISR Semicentralizado. [Autor]	42
2.9. Arquitectura de FLISR Distribuido. [Autor]	45
2.10. Ambiente de pruebas de laboratorio FLISR	50
2.11. Gabinete de reconector con GPS y modem celular. [20]	54
2.12. Topología plan piloto FLISR de SCE. [21]	56
2.13. Arquitectura de Enrutador DNP. [21]	57
4.1. Diagrama Unifilar inicial para estudio piloto FLISR	80
4.2. Diagrama Unifilar Escenario 1	84
4.3. Perfil de Voltaje Alimentador Puerto Grande Escenario 1	87
4.4. Puntos fuera del límite de Voltaje Escenario 1	87
4.5. Diagrama Unifilar Escenario 2	89
4.6. Perfil de Voltaje Alimentador Puerto Grande Escenario 2	92
4.7. Puntos fuera del límite de Voltaje Escenario 2	92
4.8. Diagrama Unifilar Escenario 3	94
4.9. Perfil de Voltaje Alimentadores en Escenario 3	98
4.10. Diagrama Unifilar de la topología a automatizar	101
4.11. Diagrama Unifilar del escenario a automatizar con secciones	102
4.12. Diagrama Unifilar del escenario 1.1	104
4.13. Diagrama Unifilar del escenario 1.2	106

4.14. Diagrama Unifilar del escenario 1.3	108
4.15. Diagrama Unifilar del escenario 1.4	110
4.16. Diagrama Unifilar del escenario 1.5	112
4.17. Diagrama unifilar valores de falla del escenario de operación normal	116
4.18. Diagrama Unifilar Valores de falla del escenario 1.1.....	117
4.19. Diagrama Unifilar Valores de falla del escenario 1.4.....	119
4.20. Curvas de coordinación entre RC_04_11 - RL_04_11_01 Escenario de operación normal	121
4.21. Tiempos de coordinación entre RC_04_11 y RL_04_11_01 Escenario de operación normal.....	122
4.22. Curvas de coordinación entre RL_04_11_01 - RL_04_11_02 Escenario de operación normal	123
4.23. Tiempos de coordinación entre RL_04_11_01 y RL_04_11_02 Escenario de operación normal	124
4.24. Esquema de mensajería entre IEDs de protección.....	126
4.25. Tiempos de actuación de la curva 51P alimentador Unioro	132
4.26. Tiempos de actuación de la curva 51N alimentador Unioro	133
4.27. Tiempos de actuación de la curva 51P alimentador Pto Grande	134
4.28. Tiempos de actuación de la curva 51N alimentador Pto Grande.....	135
4.29. Coordinación de fase entre T1 y RC_17_14	139
4.30. Coordinación de fase entre RC_17_14 y RL_17_14_01	140
4.31. Coordinación de neutro entre T1 y RC_17_14.....	141
4.32. Coordinación de neutro entre RC_17_14 y RL_17_14_01	142
4.33. Coordinación de fase entre RC_17_14 y fusible 30K.....	144
4.34. Coordinación de neutro RC_17_14 y fusible 30K.....	145
4.35. Coordinación de fase RL_17_14_01 y fusible 30K.....	146
4.36. Coordinación de neutro RL_17_14_01 y fusible 30K	147
4.37. Coordinación de fase entre T1 y RC_04_11	149
4.38. Coordinación de fase entre RC_04_11 RL_04_11_02.....	150
4.39. Coordinación de neutro entre T1 y RC_04_11.....	151
4.40. Coordinación de neutro entre RC_04_11 y RL_04_11_02.....	152
4.41. Coordinación de fase entre RC_04_11 y fusible 65K.....	154
4.42. Coordinación de neutro entre RC_04_11 y fusible 65K.....	155
4.43. Coordinación de fase entre RL_04_11_02 y fusible 20K.....	156
4.44. Coordinación de neutro entre RL_04_11_02 y fusible 20K	157
4.45. Topología de alimentadores escenario 1.1	158
4.46. Coordinación de fase entre RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11.....	159

4.47. Coordinación de neutro entre RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11 . . .	160
4.48. Coordinación de fase entre fusible 30K, RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11	162
4.49. Coordinación de neutro entre fusible 30K, RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11	163
4.50. Coordinación entre fase de RT_01-17_14/04_11 y neutro de RC_17_14	165
4.51. Coordinación de fase entre RT_01-17_14/04_11 y fusible 65K	166
4.52. Topología de alimentadores escenario 1.4	167
4.53. Coordinación de fase RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11	169
4.54. Coordinación de neutro entre RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11	170
4.55. Coordinación de fase entre fusible 65K y RC_04_11	171
4.56. Coordinación de fase entre fusible 30K y RT_01-17_14/04_11	172
4.57. Coordinación de neutro entre fusible 65K y RC_04_11	173
4.58. Coordinación de neutro entre fusible 30K RT_01-17_14/04_11	174
4.59. Arquitectura FLISR semicentralizada	178
4.60. Topología de comunicaciones daysi chain	181
4.61. Topología de comunicaciones en estrella	182
4.62. Topología de comunicaciones en estrella	183
4.63. Topología de comunicaciones y protocolos	185
4.64. Diagrama de flujo resumido del algoritmo FLISR	186
4.65. Topología para el escenario 1.1	187
4.66. Topología para el escenario 1.2	190
4.67. Topología para el escenario 1.3	192
4.68. Topología para el escenario 1.4	194
4.69. Topología para el escenario 1.5	196
4.70. Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario actual	201
4.71. Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario actual	202
4.72. Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario proyectado	203
4.73. Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario proyectado	204

Índice de Tablas

2.1. Escenarios de falla con señal de disparo y posición de equipos . .	32
2.2. Escenarios de falla con señal de disparo y posición de equipos . .	33
4.1. Límites para indicadores de calidad del servicio	75
4.2. Alimentadores próximos al límite	76
4.3. Alimentadores transferibles a subestaciones diferentes	77
4.4. Alimentadores con demanda igual o superior a 3 MW.....	77
4.5. Alimentadores con capacidad de transformación en subestación .	78
4.6. Alimentadores sin modificaciones en topología.....	78
4.7. Alimentadores cargas críticas	79
4.8. Alimentadores con equipamiento disponible	79
4.9. Alimentadores para estudio piloto FLISR	80
4.10. Demandas máximas mensuales alimentador Unioro.....	83
4.11. Demandas de alimentadores en demanda máxima del alimenta- dor Unioro.....	83
4.12. Datos de demanda en cabecera Escenario 1.....	85
4.13. Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1	85
4.14. Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 1	85
4.15. Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1	86
4.16. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1	86
4.17. Cargabilidad de equipos y conductores Escenario 1	86
4.18. Cargabilidad de Transformador de Potencia Escenario 1	86
4.19. Datos de demanda en cabecera Escenario 2.....	90
4.20. Datos de demanda en RL_15_11_01 Escenario 2.....	90
4.21. Datos de demanda en RL_15_11_02 Escenario 2	90
4.22. Datos de demanda en RT_01-15_11/04_11 Escenario 2.....	90
4.23. Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 2	91
4.24. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 2	91

4.25. Cargabilidad de equipos y conductores Escenario 2	91
4.26. Cargabilidad de Transformador de Potencia Escenario 2	91
4.27. Datos de demanda en cabecera Primavera Escenario 3	95
4.28. Datos de demanda en RL_15_11_01 Escenario 3	95
4.29. Datos de demanda en RL_15_11_02 Escenario 3	95
4.30. Datos de demanda en RT_01-15_11/04_11 Escenario 3	95
4.31. Datos de demanda en cabecera Puerto Grande Escenario 3	96
4.32. Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 3	96
4.33. Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 3	96
4.34. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 3	96
4.35. Cargabilidad de equipos y conductores Escenario 3	97
4.36. Cargabilidad de Transformadores de Potencia Escenario 3	97
4.37. Resumen Cargabilidad de Transformadores de Potencia.....	99
4.38. Resumen peores nivel de voltaje por escenario	100
4.39. Ubicación Reconnectores Alimentador Unioro.....	101
4.40. Ubicación Reconnectores Alimentador Puerto Grande.....	102
4.41. Secciones en el Alimentador Unioro	103
4.42. Secciones en el Alimentador Puerto Grande	103
4.43. Datos de demanda en cabecera Escenario 1.1.....	104
4.44. Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1.1	105
4.45. Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Esc. 1.1	105
4.46. Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1.1	105
4.47. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.1	105
4.48. Datos de demanda en cabecera Escenario 1.2.....	106
4.49. Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1.2	107
4.50. Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario1.2.....	107
4.51. Datos de demanda en RC_04_11 Escenario 1.2	107
4.52. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.2	107
4.53. Datos de demanda en cabecera Escenario 1.3.....	108
4.54. Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1.3	109
4.55. Datos de demanda en RC_04_11 Escenario 1.3	109
4.56. Datos de demanda en RL_04_11_01 Escenario 1.3	109
4.57. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.3	109
4.58. Datos de demanda en cabecera Escenario 1.4.....	110
4.59. Datos de demanda en RL_04_11_01 Escenario 1.4	111
4.60. Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1.4	111
4.61. Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 1.4.....	111
4.62. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.4	111

4.63. Datos de demanda en cabecera Escenario 1.5.....	112
4.64. Datos de demanda en RL_04_11_01 Escenario 1.5.....	113
4.65. Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1.5.....	113
4.66. Datos de demanda en RC_17_14 Escenario 1.5	113
4.67. Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.5	113
4.68. Valores de falla en reconectores - Escenario de operación normal	115
4.69. Valores de falla en derivaciones - Escenario de operación normal	115
4.70. Valores de falla en reconectores – Escenario 1.1.....	116
4.71. Valores de falla en derivaciones – Escenario 1.1	117
4.72. Valores de falla en reconectores – Escenario 1.4.....	118
4.73. Valores de falla en derivaciones – Escenario 1.4	118
4.74. Ajustes de protecciones RC_04_11 y RL_04_11_01 - Escenario de operación normal.....	120
4.75. Ajustes de protecciones RL_04_11_01 y RL_04_11_02 - Escenario de operación normal	123
4.76. Señales de publicación y suscripción para RL_04_11_01	127
4.77. Señales de publicación y suscripción para RL_04_11_01	128
4.78. Señales de publicación y suscripción para RL_04_11_02	129
4.79. Ajustes de protecciones actuales RC_04_11 y RC_17_14.....	130
4.80. Tiempos de actuación de curvas de IEDs de protección	131
4.81. Valores de falla alimentador Puerto Grande	137
4.82. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de transformador y ca- becera Puerto Grande actuales.....	137
4.83. Ajustes de protecciones de sobrecorriente transformador, cabe- cera y línea Puerto Grande finales	138
4.84. Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la tron- cal alimentador Puerto Grande	143
4.85. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de transformador y ca- becera Uniro actuales.....	148
4.86. Ajustes de protecciones de sobrecorriente transformador, cabe- cera y línea Uniro finales.....	148
4.87. Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la tron- cal alimentadora Uniro	153
4.88. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de fase cabecera y trans- ferencia escenario 1.1.....	158
4.89. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de neutro cabecera y transferencia escenario 1.1	159

4.90. Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la troncal escenario 1.1	161
4.91. Ajustes finales de protecciones de sobrecorriente de fase y neutro para cabecera y transferencia escenario 1.1	167
4.92. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de fase para cabecera y transferencia escenario 1.4	168
4.93. Ajustes de protecciones de sobrecorriente de neutro para cabecera y transferencia escenario 1.4.....	168
4.94. Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la troncal escenario 1.4	171
4.95. Tasas de falla líneas aéreas alimentador Unioro	198
4.96. Tasas de falla líneas aéreas alimentador Puerto Grande	199
4.97. Tasas de falla y tiempos de reparación elementos de medio voltaje	199
4.98. Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario actual	200
4.99. Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario actual	201
4100 Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario proyectado	202
4101 Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario proyectado	203
4102 Comparación de indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro.....	204
4103 Comparación de indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande	205
4104 Presupuesto referencial para la implementación del estudio piloto FLISR en los alimentadores Unioro y Puerto Grande	206
4105 ENS recuperada en el año inicial del proyecto	208
4106 F. lujos de inversión del proyecto durante su vida útil	208
4107 Indicadores económicos del proyecto piloto	209

Resumen

En el presente trabajo se realiza un estudio para la implementación de la técnica de auto restauración **Fault Location Isolation y Service Restoration (FLISR)** en alimentadores de medio voltaje. El estudio comprende análisis eléctricos, definición de arquitecturas **FLISR**, elección de arquitectura de comunicaciones, desarrollo de lógicas **FLISR**, así como la estimación técnica y económica de los beneficios para la distribuidora.

En la parte inicial del trabajo, se desarrolla una metodología que nos permite realizar la elección de los alimentadores piloto, en estos se realizan los estudios eléctricos de flujos de carga, cálculo de cortocircuitos y coordinación de protecciones tradicional y asistida por comunicaciones.

Una vez que se definen los diferentes escenarios de operación de acuerdo a la cantidad y ubicación de reconectores en cada alimentador, se revisa la arquitectura **FLISR** que pudiera resultar más adecuada para poder automatizar los diferentes escenarios de operación.

Posterior a esto, se define la arquitectura de comunicaciones que permite la comunicación entre los diferentes **Intelligent Electronic Device (IED)**s, determinando el medio físico de comunicación y el protocolo de comunicación abierto que garantice la interoperabilidad entre **IED**s. Luego se desarrolla el algoritmo y lógica **FLISR** para cada uno de los escenarios de operación resultantes.

La evaluación de la mejora de los indicadores de calidad se la realiza comparando el escenario inicial con el escenario automatizado, se evalúa el impacto en la mejora en los indicadores de calidad de los alimentadores piloto. Al final del trabajo, se analizan los indicadores económicos del proyecto piloto

Abstract

In the present work, a study is carried out for the implementation of the **FLISR** self-restoration technique in medium voltage feeders. The study includes electrical analysis, definition of **FLISR** architectures, choice of communications architecture, development of **FLISR** logics, as well as the technical and economic estimate of the benefits for the utility.

In the initial part of the work, a methodology is developed that allows us to choose the pilot feeders, in these the electrical studies of load flows, calculation of short circuits and coordination of traditional and communications-assisted protections are carried out.

Once the different operating scenarios are defined according to the number and location of reclosers in each feeder, the **FLISR** architecture that could be more appropriate to be able to automate the different operating scenarios is reviewed.

After this, the communications architecture that allows communication between the different **IEDs** is defined, determining the physical means of communication and the open communication protocol that guarantees interoperability between **IEDs**. The **FLISR** algorithm and logic are then developed for each of the resulting operating scenarios.

The evaluation of the improvement of the quality indicators is carried out by comparing the initial scenario with the automated scenario, the impact on the improvement in the quality indicators of the pilot feeders is evaluated. At the end of the work, the economic indicators of the pilot project are analyzed.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

Los primeros sistemas de distribución de energía eléctrica empezaron a funcionar desde el siglo XIX alrededor del año 1881, donde se constituyeron empresas eléctricas importantes con la capacidad de iluminar una ciudad entera [1]. Desde aquel tiempo hasta la actualidad en la gran mayoría de distribuidoras a nivel nacional, se continúan realizando las maniobras de localización de fallas, aislamiento y restablecimiento del servicio de forma manual.

En contraste con lo anterior, cabe mencionar que las exigencias de la sociedad actual para el sector eléctrico se han visto incrementadas, debido a que prácticamente todo lo necesario para desarrollar sus actividades diarias, de productividad u ocio, están relacionadas directamente con la disponibilidad del suministro eléctrico. Por lo tanto, los usuarios demandan de un servicio eléctrico de calidad y alta confiabilidad, de tal manera que su disponibilidad sea continua en el tiempo.

A pesar de que en los últimos años en la [Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad \(CNEL EP\) Unidad de Negocio \(UN\) El Oro](#) se ha incorporado nuevos sistemas de gestión de la distribución y equipamiento moderno en la red de distribución, estos han estado enfocados principalmente en mejorar el desempeño y confiabilidad de las subestaciones.

En los alimentadores de medio voltaje toda la secuencia de maniobras ne-

cesaria para restablecer el servicio eléctrico a los clientes se las continúa realizando de la manera tradicional, por lo que es necesario desarrollar diferentes estudios que permitan automatizar la operación de estos en caso de falla, con el objetivo de mejorar los tiempos de restablecimiento del servicio eléctrico a los clientes de la distribuidora.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar los estudios y análisis necesarios para la aplicación de la técnica de auto restauración **FLISR** en alimentadores primarios de distribución eléctrica.

1.2.2. Objetivos específicos

- Escoger en base a criterios de indicadores de calidad, criticidad de carga, demanda y cargabilidad, los alimentadores con mayor prioridad en los que se realizará el análisis de la aplicación de la técnica **FLISR**.
- Determinar la ubicación y cantidad de equipos de protección, seccionamiento y de comunicación, estableciendo escenarios de operación para los alimentadores de distribución previamente definidos.
- Realizar los estudios eléctricos como flujos de carga, cortocircuito y coordinación de protecciones para los diferentes escenarios a analizarse.
- Definir la arquitectura y protocolos de comunicación necesarios para la aplicación de la técnica **FLISR** en alimentadores de distribución.
- Determinar el mejor escenario para implementar la técnica **FLISR** en los alimentadores de distribución seleccionados, mediante una evaluación técnica y estimación costo-beneficio en los alimentadores de distribución seleccionados.
- Desarrollar el algoritmo y lógicas que permitan realizar la secuencia de maniobras necesarias para realizar el **FLISR** en el escenario escogido.
- Estimar los beneficios y mejoras que se obtienen en los indicadores de calidad mediante un análisis de confiabilidad comparando la situación

actual y el escenario con la implementación de **FLISR** en los alimentadores de distribución seleccionados.

1.3. Descripción general del problema

Como se ha mencionado en la sección 1.1, las mejoras realizadas en el sistema de distribución de **CNEL EP UN EL Oro** en cuanto a control remoto y automatización se han implementado a nivel de subestaciones de Alto Voltaje/Medio Voltaje. Esto ha significado varios beneficios para la distribuidora, entre los más importantes tenemos:

- Adquisición de estados digitales como estados de posición, alarmas, disparos y eventos del sistema.
- Adquisición de datos analógicos como corrientes, voltajes, etc. asociados a los equipos de la subestación.
- Control remoto (apertura/cierre) de disyuntores y reconectores en la subestación.
- Control remoto sobre las funciones de los **IEDs** como activar/desactivas protecciones, recierre automático, grupos de ajustes, etc.
- Acceso a **IEDs** mediante software propietario para configuración, revisión de eventos, implementar ajustes de protecciones, descargar oscilografía, etc.

Este se ha convertido en el primer paso para la modernización del sistema de distribución, siendo de gran ayuda para reestablecer el servicio desde la subestación sin intervención de un operador en sitio, además de poder gestionar todos los **IEDs** de subestación desde el centro de control de la distribuidora.

Ahora, el problema surge fuera de la subestación, en los alimentadores primarios de medio voltaje donde la localización de falla, aislamiento y restauración del servicio se siguen ejecutando de forma manual, es decir estas acciones son realizadas mediante inspección y maniobras del personal de mantenimiento.

Es importante mencionar que en 27 alimentadores de los 79 que dispone **CNEL EP UN El Oro** se han instalado reconectores trifásicos automáticos, con el fin de mejorar la confiabilidad y reducir los índices de **Frecuencia media**

de interrupción (FMIK) y Tiempo total de interrupción (TTIK) a nivel de cabecera de alimentador. Estos reconectores se encuentran operando con su inteligencia local, por lo que en caso de falla y una vez que actué la protección de sobrecorriente, el reconector ejecuta su secuencia de recierres programada.

En el escenario de operación actual, en los alimentadores que no disponen de un reconector en su recorrido, ante la presencia de una falla permanente en la troncal del alimentador, se produce el disparo de la protección de cabecera en la subestación, dejando sin servicio a todos los usuarios de ese alimentador. En los alimentadores en los cuales se tiene instalados reconectores en el recorrido de su tramo principal, si la falla se produce aguas abajo de él, este operará y despejará la falla, manteniendo con servicio a los usuarios aguas arriba de su ubicación hasta la subestación. Aun así, los usuarios sin servicio deberán reportar el daño y esperar hasta que el personal de mantenimiento arribe al lugar a realizar la inspección, despejar la falla y restablecer el servicio.

En comparación con los IEDs instalados en las subestaciones, en los reconectores instalados en el recorrido del alimentador, no es posible realizar de forma remota ningún tipo de acción sobre ellos, tales como mandos de apertura y cierre, adquirir señales digitales o analógicas o tener acceso de ingeniería mediante software propietario, a pesar de que cuentan con puertos de comunicación por lo que se podría tener este acceso remoto; la causa principal es que no disponen de un medio de comunicación, como radio enlace, fibra óptica, etc. que permita enlazarlos con el centro de control de la distribuidora.

En los puntos de transferencia entre alimentadores no se disponen de reconectores, en su lugar, existen diversos tipos de seccionadores tipo porta fusible o tipo cuchilla, que pueden ser monopolares o tripolares. Otra circunstancia que complica y demora mucha de las veces realizar las transferencias de carga entre alimentadores, es la presencia de seccionadores porta fusibles en la troncal del alimentador, los que, por lo general, no se encuentran dimensionados de tal manera que soporten el incremento del flujo de corriente al atender a más usuarios de lo normal.

Todos los factores mencionados anteriormente, hacen notar la necesidad de un estudio completo para encontrar una solución técnica y económica, que permita mejorar la operación de los alimentadores de distribución. Esta mejora se debe enfocar en la reducción de los tiempos de restauración del servicio a los clientes que se encuentren fuera de la zona afectada por una falla permanente dentro del alimentador, mejorando de esta manera los indicadores de calidad

de la distribuidora.

Una técnica utilizada en varios países y que se está desarrollando en el nuestro, con el objetivo de reducir los tiempos de interrupción de servicio, es la técnica de auto restauración de red denominada **FLISR**. Esta técnica consiste en que los equipos de protección y seccionamiento siguen una secuencia de operaciones automáticas de tal manera que, en primer lugar, localizan la sección en la que se encuentra la falla, posterior a esto, aísla la sección del alimentador en falla, y por último restablecen el servicio eléctrico en la sección sana del alimentador.

Toda esta secuencia debe ser posible de realizarse en menos de 3 minutos sin intervención del operador del centro de control, para que no afecte a los indicadores de calidad, al ser tratada como una interrupción momentánea de acuerdo a la Regulación 002-2020 de la **Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR)**.

Una vez que el daño ha sido reparado por el personal de mantenimiento, se realiza la secuencia de maniobras inversa para que los alimentadores de distribución vuelvan a su configuración normal previa a la falla.

1.4. Contribuciones

El desarrollo de este trabajo, permite obtener los suministros necesarios para un proyecto piloto **FLISR**, que se pudiera implementar en el mediano plazo dentro de **CNEL EP UN EL Oro**.

1.5. Organización del manuscrito

En concordancia con los objetivos planteados, el alcance y tópicos que se cubren en el desarrollo de este trabajo, permite realizar varios estudios y análisis tanto técnicos como económicos, para mejorar la manera tradicional de realizar las maniobras de localización de falla, aislamiento y restauración del servicio en alimentadores de medio voltaje, mediante el uso de la técnica de auto restauración **FLISR**.

En el Capítulo 1 se describen los antecedentes, objetivos y determinación del problema del presente trabajo.

En el Capítulo 2 se desarrolla la revisión teórica realizada teniendo como base literatura especializada sobre el tema, además se describen casos de implementación de la técnica FLISR en alimentadores de medio voltaje en empresas distribuidoras de energía eléctrica dentro y fuera del país.

En el Capítulo 3 se presenta la metodología y herramientas utilizadas para el desarrollo del presente trabajo, se realiza la descripción mediante pasos secuenciales para cada uno de los análisis implementados, que comprenden desde la elección de los alimentadores prioritarios, análisis técnicos y análisis económicos.

En el Capítulo 4 se obtienen los resultados de cada uno de los análisis ejecutados de acuerdo a la metodología planteada, todos estos resultados son previamente validados y justificados.

Finalmente, en el Capítulo 5 se detallan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

Capítulo 2

Marco Teórico Referencial

2.1. Introducción

La [Distribution Automation \(DA\)](#), es definida por la [Electric Power Research Institute \(EPRI\)](#) como: *”Un conjunto de tecnologías de sensores inteligentes, procesadores y comunicaciones que permiten a las empresas de electricidad monitorear y coordinar remotamente sus activos de distribución, y operar estos activos en una manera óptima con o sin intervención manual”*. La [DA](#) se puede desarrollar en diferentes niveles del sistema eléctrico tales como a nivel de la subestación, alimentadores primarios y nivel del cliente [2].

La [DA](#) es necesaria para lograr desarrollar técnicas de auto-restauración del sistema de distribución, esto mejora su confiabilidad y calidad, convirtiéndola en una red inteligente. Una de las aplicaciones de [DA](#) más populares a nivel de alimentadores primarios, es la localización de fallas, el aislamiento de la falla y la restauración del servicio [FLISR](#) [3].

En la siguiente sección, se describe la manera en la que aún muchas empresas distribuidoras de energía eléctrica, se encuentran desarrollando toda la secuencia de localización de falla, aislamiento de la misma y restauración de servicio a los clientes no afectados, luego de una falla permanente en un alimentador primario. De manera general, se explica la evolución de todo el proceso mencionado anteriormente, con el fin de mejorar los tiempos de restauración de servicio, haciendo uso de la tecnología disponible en la actualidad, tanto en equipos de seccionamiento, protección, control y comunicaciones.

2.2. Evolución de la localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio en sistemas de distribución de medio voltaje

Durante varios años las empresas eléctricas han utilizado el sistema de atención de reclamos para detectar cortes en el servicio eléctrico. Este sistema consiste en que los clientes que sufrieron un corte de energía, reportan mediante llamada telefónica al centro de reclamos de la empresa distribuidora que no cuentan con el servicio en ese momento. La persona encargada de recibir el reclamo procede a registrarlo y luego comunica del problema a un grupo de trabajo de campo encargado de realizar las reparaciones en el sistema de distribución.

Puede darse el caso de que solo sea un cliente el que no cuenta con el servicio, o pueden ser cientos hasta miles de clientes afectados, esto dependerá de en qué parte del sistema de distribución se produjo la falla. Las fallas se pueden presentar en los medidores de los clientes, acometidas, transformadores de distribución, en la red y equipos de baja tensión, en la red y equipos de media tensión y en las subestaciones. Esta información resulta útil para que los grupos de trabajo de acuerdo a su experiencia y conocimiento del sistema de distribución, se dirijan con mayor precisión al lugar de la falla.

Una vez identificada la falla, el grupo de trabajo procede a realizar las maniobras manuales necesarias para aislarla y reestablecer el servicio a la parte del sistema de distribución que no se encuentra afectado. Esto dependerá de la topología del sistema de distribución, siendo mejores las condiciones para las partes del sistema donde se puedan realizar transferencias de carga.

Este procedimiento tradicional para la detección y localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio puede tardar varias horas en completarse, dependiendo de la rapidez con la que los clientes informan del corte de energía y de la rapidez con la que el grupo de trabajo logra localizar el punto de falla, aislarla y realizar la restauración del servicio.

Debido a la demora que representa reestablecer el servicio eléctrico utilizando los métodos y equipos tradicionales, las empresas distribuidoras han venido en los últimos años instalando equipos de protección y maniobra modernos con mayores capacidades de comunicación, con el fin de modernizar su sistema de distribución. Este enfoque ha tenido mayor aplicación a nivel de

alimentadores primarios de medio voltaje, con la instalación de reconectadores y disyuntores en sus cabeceras y a lo largo de su recorrido. Estos equipos son controlados por IEDs para realizar acciones de protección, control y comunicaciones.

Los equipos controlados por IEDs (reconectadores, disyuntores, etc.) poseen funciones de medición, monitoreo, control y comunicaciones. Las comunicaciones son fundamentales en un sistema de distribución moderno, debido a esta capacidad de los IEDs es posible transmitir información entre ellos, hacia una estación remota y hacia el centro de control de la empresa distribuidora.

La aplicación de estos equipos modernos, hace que sea factible implementar la técnica de auto-restauración denominada FLISR en los alimentadores de medio voltaje, realizando de manera autónoma la identificación y localización de la falla, el aislamiento de la misma y la restauración del servicio eléctrico en las secciones sanas del alimentador de medio voltaje. El resultado esperado con la ejecución del FLISR, es que la duración del corte del servicio eléctrico experimentado por los usuarios ubicados en las secciones sanas es menor, aumentando la confiabilidad del alimentador de medio voltaje involucrado.

En [3] se mencionan varios beneficios que resultan de aplicar el FLISR en alimentadores primarios de medio voltaje, teniendo impacto positivo tanto a nivel de desempeño técnico del sistema de distribución, como de beneficios económicos para la empresa distribuidora.

Entre las mejoras técnicas de desempeño de la red de distribución se puede mencionar:

- La mejora en los indicadores de calidad del servicio
- Aumenta la confiabilidad del sistema de distribución
- La reducción de la energía no suministrada
- Reduce sustancialmente el tiempo para encontrar la falla en la red

También se pueden mencionar los beneficios económicos percibidos por la distribuidora:

- Incremento en la recaudación debido a la mayor venta de energía
- Incentivos por cumplir con las metas impuestas por el ente regulador

- El no pago de penalidades por incumplimiento de los límites de calidad de servicio establecidos por el ente regulador
- Reducir el costo de operación

Otros beneficios adicionales a los expuestos anteriormente al implementar **FLISR** son:

- La modernización de la red de distribución
- La mejora en el nivel de satisfacción del cliente
- Mejor imagen corporativa de la empresa distribuidora

Si bien existen varios beneficios al implementar **FLISR**, para su correcta aplicación y funcionamiento se requiere un vasto conocimiento de diferentes disciplinas como, protecciones eléctricas, control, operación, seguridad industrial, sistemas y protocolos de comunicaciones, integración de generación distribuida, **Distribution Management System (DMS)** y **Distribution Control Center (DCC)**.

De acuerdo con lo anterior, es necesario contar con un equipo multidisciplinario experto en cada área, de esta manera se puede llegar a cubrir todos los frentes necesarios para la implementación correcta y segura de la técnica **FLISR** en alimentadores de medio voltaje. De esta manera, se minimiza la probabilidad de ocurrencia de algún tipo de incidente, que pueda ocasionar un daño grave en el equipamiento instalado y lo más importante haciéndolo seguro para el personal que trabaja en las líneas de medio voltaje.

En la siguiente sección se explica de una manera más detallada en que consiste cada etapa del **FLISR**.

2.3. El proceso de la técnica del FLISR

Los alimentadores primarios de medio voltaje que forman parte de la red de distribución, tienen por lo general una topología radial y si a esta condición de operación le sumamos la poca presencia de elementos inteligentes instalados en la red de distribución, podría ocasionar que reestablecer el servicio a los clientes afectados en una falla permanente tome desde varios minutos hasta horas dependiendo de la gravedad y ubicación de la falla.

Para mejorar el desempeño de la red de distribución, se hace importante la instalación de equipamiento como reconectores e interruptores automáticos controlados por IEDs, medición inteligente, indicadores de falla, software de gestión para la distribución de energía eléctrica, redes de comunicación, etc. Todo esto ayuda a que la red tradicional pase a contar con un cierto nivel de automatización, dependiendo del grado con el cual ingresen estas mejoras en la red de distribución.

El uso de reconectores automáticos son esenciales, ya que debido a su inteligencia autónoma puede despejar fallas temporales en unos pocos segundos, además se los puede distribuir a lo largo de los alimentadores para dividirlo en secciones, que servirán para aislar una falla permanente que se presente aguas abajo de uno de ellos. Una topología muy utilizada por las empresas distribuidoras es la de anillo abierto, como se muestra a continuación:

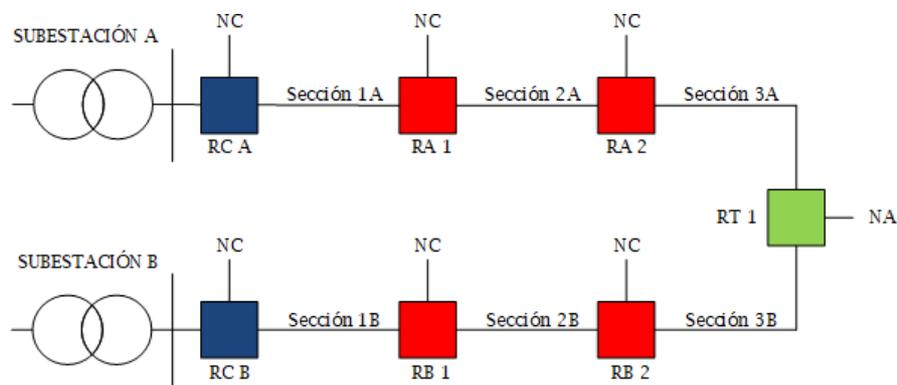


Figura 2.1: Topología en anillo abierto de alimentadores de medio voltaje. [Autor]

En esta topología, se tienen dos alimentadores con un punto común de transferencia en el cual se encuentra un rector de transferencia RT1 que funciona **normalmente abierto (NA)**. Se tienen reconectores o interruptores automáticos en las cabeceras de los alimentadores, RC A y RC B, que operan **normalmente cerrado (NC)** y reconectores en el recorrido de los alimentadores, RA 1, RA 2, RB 1 y RB 2, que también operan **NC**, estos ayudaran a aislar la sección en falla. Otro aspecto a considerar, es que los alimentadores pueden ser energizados desde la misma subestación o de otra subestación cercana, con lo cual se aumenta la confiabilidad en caso de que toda la subestación a la que pertenezca

uno de los alimentadores pase a estar indisponible [4].

En un esquema **FLISR** totalmente automático, toda la secuencia de operación desde localizar la falla, aislar la misma y reestablecer el servicio, se completa sin intervención manual. Es importante mencionar, que el **FLISR** reduce el impacto que perciben los clientes cuando ocurren cortes de servicio, mas no tiene la capacidad de evitarlos. Es decir, la secuencia de **FLISR** se activará luego de que se produzca una falla permanente en alimentador primario de medio voltaje.

Durante los últimos años, se han realizado diferentes trabajos en los que los autores buscan desarrollar técnicas que permitan mejorar cada etapa del **FLISR**. Las mejoras buscan optimizar recursos, mejorar tiempos de respuesta, mayor flexibilidad ante cambios dinámicos del sistema de distribución, escalabilidad del sistema, aumentar la confiabilidad, seguridad entre otros [5].

El **FLISR** se lo puede dividir en dos etapas, donde la primera consiste en la detección, localización y aislamiento de la falla, y la segunda etapa se concentra en la restauración del servicio.

Los pasos de **FLISR** típico se describen a continuación:

2.3.1. Detección de fallas

La detección de la falla es el primer paso de la secuencia **FLISR**, debido a que esta debe iniciar luego de que se cumplan determinadas condiciones que aseguren que la falla detectada es de carácter permanente, es decir, el **FLISR** funciona como resultado de una falla permanente en el alimentador.

El **FLISR** no debe ejecutarse cuando un alimentador se desenergiza por orden del operador local o remotamente desde el centro de control de la distribuidora, tampoco debe activarse cuando el alimentador es disparado debido a que se encuentra dentro de los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia o voltaje.

Un método utilizado para la detección de una falla permanente y posterior a ello activar la secuencia de **FLISR**, es utilizar las señales de disparo de protecciones, posición y bloqueo, proporcionadas por los reconectores o relés asociados a los interruptores automáticos.

Estos equipos al detectar un incremento de corriente por encima de un um-

bral establecido y tiempo determinado de acuerdo a la curva de tiempo inverso programada, se disparan por la actuación de la protección de sobrecorriente temporizada de fase o neutro. Se puede también tener el caso de que se encuentre activa la protección de sobrecorriente instantánea, la cual actúa por lo general cuando se supera un valor umbral de corriente mayor al establecido en la protección de sobrecorriente temporizada y su tiempo de actuación es mucho más rápido, esto dependerá del estudio de protecciones de la red de distribución.

Una vez que ocurre un disparo debido a la presencia de una falla aguas abajo, los reconectores o disyuntores controlados por relé de protección empiezan su secuencia de recierres automáticos, si se llegase a completar la secuencia de recierres programada y la falla persiste, estos se quedan en estado abierto y bloqueados.

Una vez obtenidas estas señales de operación del reconector o relé de protección, nos indica que la falla aguas abajo de dicho equipo es permanente, por lo que el **FLISR** debe activarse y proceder a ubicar la sección en falla dentro del alimentador [6].

En [7] se menciona dos soluciones para realizar la detección de fallas: (i) la combinación de corrientes de falla y pérdidas de voltaje y (ii) la combinación de indicadores de falla y pérdidas de voltaje.

Estas magnitudes de corrientes y voltajes luego son utilizadas para estimar la ubicación de la falla, la precisión dependerá de la calidad de los datos eléctricos de la red y la complejidad de la topología del alimentador. Por otra parte, las señales de disparo y de los indicadores de falla permiten ubicar la sección fallada.

2.3.2. Localización de la falla

El siguiente paso en la secuencia **FLISR**, es determinar la ubicación o la sección dentro del alimentador que contiene la falla. Esta es una tarea en la que existen diversas maneras para poder conseguirla, cada una de ellas dependerá de varios factores como pueden ser, la exactitud de la ubicación de la falla, el tiempo de búsqueda de la falla, el equipamiento existente de protección, sistema de comunicaciones utilizado y la inversión económica que se pueda realizar. Por ello es importante determinar el estado inicial de la red de distribución

y buscar un balance entre los factores expuestos anteriormente, que consigan la solución más adecuada para la distribuidora.

Dentro de las opciones para localizar la falla dentro del alimentador primario, se tiene el uso del método de la impedancia de falla. Este método se basa en el uso de los valores de corriente de falla que detecta el relé de protección cuando ocurre un evento, este calcula la impedancia de falla desde su punto de instalación en el alimentador primario, que podría ser en la cabecera del alimentador o en su recorrido. Por otra parte, se tiene los datos de impedancia del alimentador por unidad de longitud (ohmios/metro) que viene definida por los parámetros eléctricos del alimentador, como tipo y calibre de conductor y la configuración de la línea. Mediante la comparación de las dos impedancias mencionadas anteriormente, es posible determinar la distancia hacia el punto de falla.

Si bien el relé de protección puede calcular directamente la distancia a la falla, también existe software de análisis eléctrico o [Advanced Distribution Management System \(ADMS\)](#), que permiten mediante el ingreso de parámetros como corrientes de falla conocer la distancia a las misma. Estos sistemas tienen previamente definido el modelo con las características eléctricas y datos de placa de los componentes de la red y su topología.

Es importante mencionar, que este método se ve afectado en su precisión, debido a la topología típica ampliamente ramificada de los alimentadores de medio voltaje, las fallas de alta impedancia y la posible conexión de generación distribuida en el alimentador[8].

Como se mencionó anteriormente, el uso del método de localización de falla basado en impedancia, tiene varias limitaciones para su uso en alimentadores de medio voltaje, debido a la extensa ramificación y varios caminos con similitud de impedancia, por tanto, su uso es más exacto en sistemas de transmisión, en donde las líneas van de un punto a otro sin derivaciones.

De igual manera las fallas de alta impedancia provocan valores de corrientes de falla menores a los esperados en comparación con una falla franca, por lo que el método puede perder precisión. Por otra parte los aportes de corrientes de falla de los generadores distribuidos aumentan las corrientes de falla en comparación con la red tradicional, pudiendo esto afectar la precisión de la localización de la falla.

Otro método posible para localizar la falla no solo basándose en valores de

corrientes e impedancias de falla es mencionado en [6], en este se determina la sección dentro del alimentador en la que se encuentra la falla mediante el uso de indicadores de paso de falla **Fault Pass Indicators (FPI)**, estos equipos son capaces de indicar que una corriente de falla pasó por la ubicación en la que se encuentran instalados. La lógica de **FLISR** utiliza las indicaciones de los **FPIs** y las señales de los relés de protección o reconectores para determinar la sección fallada.

Con un enfoque parecido, en [9] proponen realizar una optimización del número de **FPIs** necesarios, mediante el uso de la infraestructura de medición avanzada en los clientes **Advanced Metering Infrastructure (AMI)**, el objetivo es mejorar los indicadores de calidad con un menor costo de inversión en equipos de indicación de falla. Este método sería aplicable en distribuidoras en las que la tecnología **AMI** tenga un nivel de penetración elevado.

En [7], describen un método de localización de falla en alimentadores primarios de medio voltaje, que utiliza las señales de alarma y posición que se pueden obtener de los **IEDs**. Este método se basa en las señales de arranque y disparo de las protecciones de sobrecorriente de los reconectores o relés de protección, así como de la posición abierto y cerrado de los equipos.

Para ilustrar este método, se utiliza el siguiente esquema 2.2 de un alimentador primario, que consta de un reconector en cabecera (**REC1**), un reconnector de línea (**REC2**) y un reconnector de transferencia (**REC3**). Los reconectores **REC1** y **REC2** operan normalmente cerrados y el **REC3** funciona normalmente abierto.

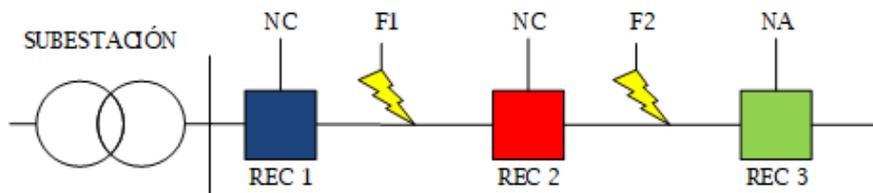


Figura 2.2: Esquema de alimentador de medio voltaje. [Autor]

Se analizan escenarios de falla ubicadas en **F1** y **F2**, una de ellas a la vez. En el caso de que un equipo se encuentre activa la señal de disparo por protección de sobrecorriente esta tomará el valor de 1, caso contrario será 0. Para la posi-

ción de los equipos cuando este se encuentre cerrado tomará el valor de 1 y en caso de que este abierto será 0.

Tabla 2.1: Escenarios de falla con señal de disparo y posición de equipos

Señales de disparo y posición de los equipos					
Escenarios de falla	REC 1		REC 2		Localización de la falla
	DISPARO	POSICIÓN	DISPARO	POSICIÓN	
Caso 1 F1	1	0	0	1	La falla se encuentra entre REC1 y REC2
Caso 2a F2	0	1	1	0	La falla se encuentra entre REC2 y REC3
Caso 2b F2	1	0	0	1	La falla se encuentra entre REC1 y REC2
Caso 2c F2	1	0	1	0	La falla se puede encontrar entre REC1 y REC2 o entre REC2 y REC3

Como se puede observar en la Tabla 2.1, los escenarios de falla “Caso 1 F1” y “Caso 29 F2” corresponden a los escenarios de operación normal, es decir ante una falla en la sección F1 opera solo el REC1 y ante una falla en F2 opera únicamente el REC2.

En el “Caso 2b F2” existe un problema de sobre alcance de la protección del REC1, por lo que erróneamente ante una falla en F2 opera el REC 1 y el resultado de la localización de la falla sería entre REC1 y REC 2.

Para el “Caso 2c F2”, se puede observar un problema de coordinación entre las protecciones de REC1 y REC 2, por lo que ante una falla en F2 operan ambos reconectores, con lo cual la localización de la falla puede ser entre REC1 y REC2 o entre REC2 y REC3.

Ahora, se vuelven a analizar los mismos escenarios de falla mencionados anteriormente, pero en lugar de la señal de disparo de la protección de sobrecorriente se utiliza la señal de arranque de la protección de sobrecorriente de los reconectores. En este caso, cuando la señal de arranque de la protección de sobrecorriente se encuentre activa esta tomará un valor de 1, caso contrario será 0. Los valores para la posición de los equipos son iguales que en el caso anterior.

Tabla 2.2: Escenarios de falla con señal de disparo y posición de equipos

Señales de disparo y posición de los equipos					
Escenarios de falla	REC 1		REC 2		Localización de la falla
	DISPARO	POSICIÓN	DISPARO	POSICIÓN	
Caso 1 F1	1	0	0	1	La falla se encuentra entre REC1 y REC2
Caso 2a F2	0	1	1	0	La falla se encuentra entre REC2 y REC3
Caso 2b F2	1	0	1	1	La falla se encuentra entre REC1 y REC2
Caso 2c F2	1	0	1	0	La falla se puede encontrar entre REC1 y REC2 o entre REC2 y REC3

Como se puede observar en la Tabla 2.2, los escenarios de falla “Caso 1 F1” y “Caso 2a F2” corresponden a los escenarios de operación normal, es decir ante una falla en la sección F1 arranca y opera solo el REC1 y ante una falla en F2 arranca y opera únicamente el REC2.

En el “Caso 2b F2” existe un problema de sobre alcance de la protección del REC1, por lo que erróneamente ante una falla en F2 opera el REC 1, pero a diferencia del caso anterior el REC2 tiene activa su señal de arranque de la protección de sobrecorriente, por lo cual la localización de la falla se determina entre REC2 y REC3.

Para el “Caso 2c F2”, se puede observar un problema de coordinación entre las protecciones de REC1 y REC 2, por lo que ante una falla en F2 operan ambos reconectores, pero en este caso el REC2 tiene activa su señal de arranque de la protección de sobrecorriente, con lo cual la localización de la falla de localiza entre REC2 y REC3.

El FLISR puede utilizar las indicaciones de posición del equipo (abierto /cerrado) y señales de protecciones activas de reconector o relé de protección, en combinación con dispositivos indicadores de falla FPIs para determinar con mayor precisión que sección está defectuosa dentro del alimentador.

2.3.3. Aislamiento de la falla

Una vez localizada la falla, el **FLISR** debe aislar la sección en falla del alimentador de medio voltaje, para realizar esta etapa del **FLISR**, se operan equipos capaces de seccionar el alimentador como son reconectores, disyuntores, seccionadores motorizados, etc. Estos equipos deben tener la capacidad de ser telecontrolados u operar de manera automática dentro de la lógica de aislamiento de falla.

En las redes de distribución sin penetración de generación distribuida, el flujo de potencia es unidireccional por lo que una vez localizada la falla, el equipo aguas arriba de la ubicación de la falla se abrirá para despejar la falla, luego de esto se abre el equipo más cercano aguas abajo de la falla, con lo que queda aislada la sección en falla [7].

En el ejemplo anterior de la Figura 2.2, se puede observar que para una falla en F1, el REC1 se abrirá para despejar la falla, ahora bien, se pueden presentar dos casos, el primero sería que se tratase de una falla temporal, esto significa que al realizar el recierre automático el servicio será restablecido, por el contrario, si al ejecutar toda su secuencia de recierres la falla persiste, este quedará abierto y bloqueado, por lo que se concluye que se trata de una falla permanente. Luego la lógica del **FLISR**, deberá enviar un comando para abrir el REC2, con lo cual queda aislada la falla en la sección comprendida entre REC1 y REC2 del resto del alimentador de medio voltaje.

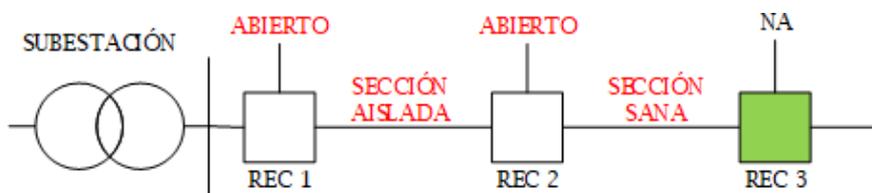


Figura 2.3: Esquema de aislamiento de sección en falla. [Autor]

2.3.4. Restauración del servicio

La restauración del servicio es la siguiente etapa luego de que se haya localizado y aislado la falla en el alimentador primario. Existen diversos enfoques y maneras de asegurar un correcto restablecimiento del servicio.

La manera en la que se realice el restablecimiento automático del servicio, dependerá de varios factores que afectan la velocidad con la que se logra dicho restablecimiento, por ello, se hace necesario que en el restablecimiento, la lógica **FLISR** realice validaciones estrictamente necesarias y el número de maniobras sean el mínimo posible, optimizando la mejor opción para restablecer. Se debe tener presente que toda la secuencia de **FLISR** deberá durar menos de tres minutos, para que los indicadores de calidad no se vean afectados y contribuya en su mejora.

Lo que se busca en esta etapa del **FLISR**, es restaurar el servicio a la mayor cantidad de clientes posibles, que se encuentren fuera de la zona de falla del alimentador. Este restablecimiento del servicio, debe garantizar niveles de calidad del producto a los clientes más alejados de la nueva fuente de suministro, en especial se debe garantizar niveles adecuados de voltaje para el correcto funcionamiento de los equipos de los clientes. Otra restricción importante, es la capacidad de conducción térmica de los conductores del alimentador, ya que luego de su reconfiguración para restablecer el servicio, estos no deben superar el límite de sobrecarga.

La restauración se la puede realizar mediante la interconexión de otro alimentador perteneciente a la misma subestación o uno que provenga de otra subestación cercana, en ambos casos se debe verificar la suficiente disponibilidad de capacidad en los transformadores de potencia de las subestaciones, caso contrario, una sobrecarga podría provocar la actuación de la protección de sobrecorriente asociada y generar una salida de carga mucho mayor, afectando a clientes que no se encuentran en la zona de falla.

El primer paso es tener presente la condición de pre-falla, los valores de corrientes y voltajes en diferentes nodos importantes del alimentador, así como la topología del alimentador y la identificación de equipos con capacidad de ser controlados automáticamente. Luego se pueden evaluar diferentes escenarios de falla, en diferentes ubicaciones del alimentador, mediante flujos de carga evaluar las opciones de restablecimiento disponibles, verificando que no se violen los límites de voltaje y corriente en el alimentador y en las subestaciones. Estos escenarios dependerán de la cantidad de equipos, interruptores o reconectores, que puedan ser telecontrolados o automáticos.

Se debe revisar la filosofía de protecciones empleada, ya que al utilizar la protección de sobrecorriente tradicional y ubicar demasiados equipos de protección (reconectores o relés de protección) en cascada, la mayoría de las

veces su correcta coordinación se vuelve complicada y podrían existir disparos no deseados.

Luego de revisar que las opciones de restablecimiento no violen las restricciones de voltaje y corriente, se debe elegir la mejor opción que puede estar basada en factores como mayor cantidad de clientes restablecidos, menor número de maniobras, correcta operación de las protecciones, mayor reducción de energía no suministrada, nivel de mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio, reducción de pérdidas, etc. [7].

La cantidad de restricciones y variables de decisión, harán más o menos complejo el algoritmo de restablecimiento del servicio, esto afectará directamente a la capacidad de procesamiento computacional necesaria para poder conseguir una solución y ejecutar toda la secuencia FLISR en menos de tres minutos [10].

Es importante contrastar, la reducción significativa de tiempo que se consigue, entre el restablecimiento del servicio a las partes sanas del alimentador, al implementar FLISR totalmente automático y el procedimiento tradicional con la intervención de los grupos de trabajo de campo [6].



Figura 2.4: Restauración del servicio manual sin FLISR. [2]

Como se puede observar, el tiempo promedio de reparación es superior a los 45 minutos y podría tomar hasta varias horas, lo cual dependerá de la longitud del alimentador y su accesibilidad para realizar el recorrido de revisión, por lo general, en alimentadores rurales, el tiempo será mayor por el mayor tiempo de traslado necesario de los grupos de trabajo y sus recorridos extensos en zonas poco transitables.

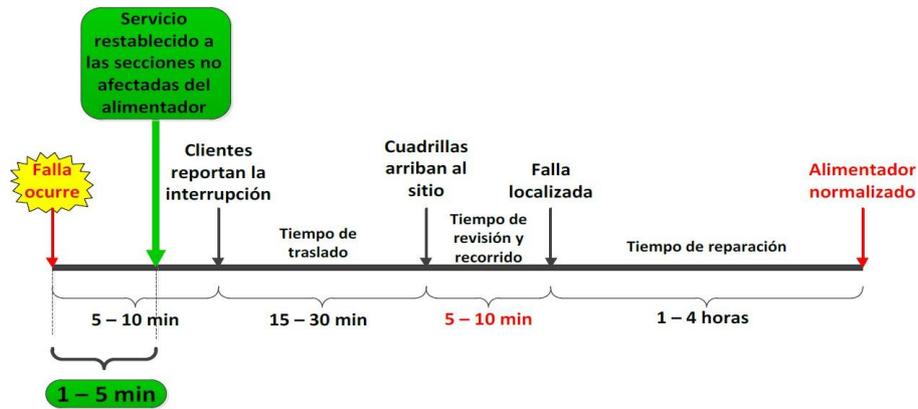


Figura 2.5: Restauración del servicio utilizando FLISR automático. [2]

Al implementar un FLISR automático, la restauración del servicio a los clientes fuera de la zona de falla del alimentador primario, se la puede conseguir en un tiempo mucho menor al tradicional, sin exceder los tres minutos de interrupción que afectan los indicadores de calidad del servicio. La velocidad de la ejecución del FLISR, también dependerá de la arquitectura con la que se implemente esta solución, teniendo algunas soluciones inclusive tiempos de restauración menores a un minuto [11].

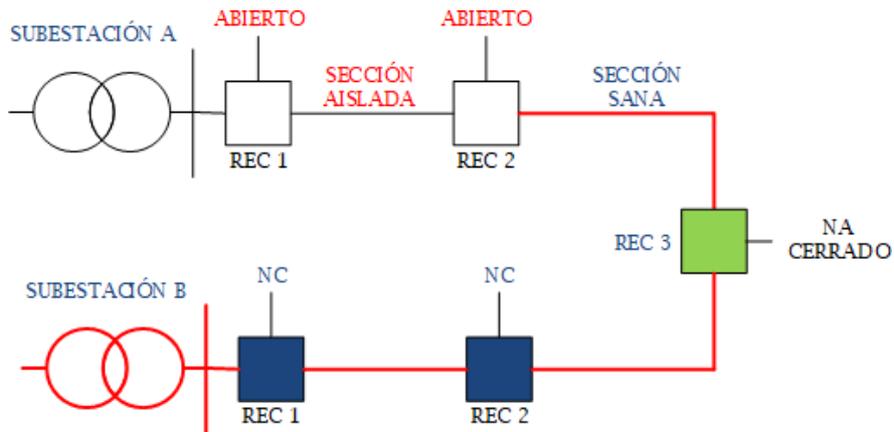


Figura 2.6: Etapa de Restauración del servicio. [Autor]

Como se puede observar en la Figura 2.6, una vez aislada la falla, la sección

sana del alimentador, es restablecida mediante el cierre del REC 3, el cual opera normalmente abierto.

En la siguiente sección, se revisan las diferentes arquitecturas con las que se puede implementar **FLISR** en alimentadores primarios de medio voltaje.

2.4. Arquitecturas FLISR

Una primera diferencia que se debe hacer, al tratar las diferentes arquitecturas, mediante las cual se puede implementar **FLISR**, es si este estará basado o no, en un sistema de comunicaciones entre los equipos de campo, subestaciones y centros de control.

El esquema **FLISR** sin comunicaciones, se basa en la inteligencia local de cada equipo instalado en el alimentador primario. Utiliza la función de recierre automático de los reconectores y las señales de pérdida de voltaje de lado fuente y carga de los mismos, en conjunto con temporizadores.

Este tipo de esquema sin comunicaciones presenta varias limitaciones, como la necesidad de realizar una ubicación predefinida de los equipos con su rol específico dentro de la lógica de ejecución de las secuencias de maniobra, además tiene el inconveniente que puede llegar a realizar cierres en falla y un cambio topológico en la red implica una nueva reingeniería de ubicación de equipos y verificación de restricciones de voltaje y corriente [11].

En un esquema **FLISR** que utiliza un sistema de comunicaciones, es posible tener intercambio de información entre los diferentes dispositivos electrónicos inteligentes **IEDs** instalados en la red de distribución. Dependiendo de en qué parte del sistema de distribución se realicen la toma de decisiones, es decir se ejecute la lógica del **FLISR**, es posible diferenciar entre las siguientes arquitecturas **FLISR**:

- **FLISR** Centralizado
- **FLISR** Semi Centralizado
- **FLISR** Distribuido

A continuación, se describen las principales características de cada uno de ellos.

2.4.1. FLISR Centralizado

Para la implementación del **FLISR** centralizado, es necesario que la empresa distribuidora cuente con un **ADMS**, ya que puede implementarse como una herramienta dentro de este sistema.

Un **ADMS** combina las funcionalidades de un **DMS** y un **Outage Management System (OMS)**, que además puede incluir **Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)**, herramientas para la visualización, monitoreo y control del sistema de distribución, que pudieran o no tener **Distributed Energy Resources (DER)**, junto con un amplio conjunto de aplicaciones de análisis, planificación y optimización de la operación. Un sistema **ADMS**, es definido como una plataforma de software que cuenta con varias funcionalidades para optimizar la operación de la red eléctrica como: Estimación de Estado en tiempo real, **Conservation Voltage Reduction (CVR)**, **FLISR** y **Demand Response (DR)** [12].

Los sistemas **ADMS** requieren el modelo del sistema de distribución para su implementación, debe contener toda la información detallada de los atributos de cada uno de los equipos presentes en el sistema de distribución, de igual manera debe contener la topología y puntos de transferencia definidos, así como los límites operativos de los mismos. Una vez que se configura el modelo del sistema de distribución, se lo puede visualizar en forma de diagrama unifilar en una o varias pantallas en el centro de control. La efectividad y correcta ejecución del **FLISR**, dependerá de la calidad de la información ingresada en el modelado del sistema de distribución.

La implementación de un **FLISR** centralizado requiere de un algoritmo de gestión de toda la red de distribución, por tanto, serán necesarias herramientas computacionales robustas que permitan realizar cálculos, estimaciones y observar en tiempo real las condiciones de los componentes de la red, como son relés de protección, interruptores, reconectadores, indicadores de falla y en general todo **IED** que pudiera reportar información relevante desde cualquier parte de la red de distribución.

La información que deberán reportar los equipos, de acuerdo a su función y ubicación dentro de la red de distribución, serán señales digitales y analógicas. Las principales señales digitales requeridas serán estatus de la posición de los equipos de corte y seccionamiento, alarmas de arranque y disparo de protecciones, secuencia de recierre, bloqueo de reconectadores, alarmas de in-

dicadores de falla y demás señales que se encuentren disponibles y las requiera la lógica **FLISR**.

En cuanto a las señales analógicas, diferentes tipos de **IEDs** se encuentran en la capacidad de transmitir información de las principales magnitudes eléctricas como corrientes, voltajes, potencias, frecuencia, factor de potencia, etc. Esta información puede resultar de utilidad para conocer la cargabilidad de los transformadores de potencia de las subestaciones, la cargabilidad de los alimentadores principales y los alimentadores vecinos de transferencia y niveles de voltaje en diferentes puntos de la red de distribución durante la implementación del **FLISR**.

Toda la información digital y analógica recolectada por los **IEDs** que se encuentren instalados en la red de distribución, será reportada a las **Remote Terminal Unit (RTU)s**, instaladas en las subestaciones de medio voltaje, luego estas enviarán la información hacia el centro de control de la distribuidora, donde toda la información será procesada por el **ADMS** con el fin de ejecutar la lógica **FLISR**.

El reporte de información desde los **IEDs** de campo hacia las **RTUs** de las subestaciones, se realiza por medio de un protocolo o norma definida de comunicaciones. Uno de los más utilizados es el **Distributed Network Protocol (DNP3)** al igual que el estándar de la **International Electrotechnical Commission (IEC)**, conocido como **IEC 61850**. Desde las **RTUs** hacia el Centro de Control se pueden usar los protocolos **IEC104** o **IEC 61850**, entre otros.

De igual manera, se deberá contar con enlaces de comunicación entre los equipos mencionados, estos pueden ser tecnología celular, comunicaciones mediante la red eléctrica **Power Line Communications (PLC)**, enlaces de radiocomunicación por microondas, fibra óptica, o cualquier tecnología que permita la transmisión y recepción de datos entre los equipos.

La elección del medio y protocolo de comunicaciones, dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Puertos y protocolos de comunicación disponibles en **IEDs** existentes.
- Sistema de comunicaciones existente, se debe analizar si es posible su uso de acuerdo con la tecnología de los **IEDs** y protocolo a utilizar.
- Ancho de banda requerido para la transmisión de datos

- Latencia del sistema de comunicaciones.
- Esquemas de redundancia dentro y fuera de la subestación

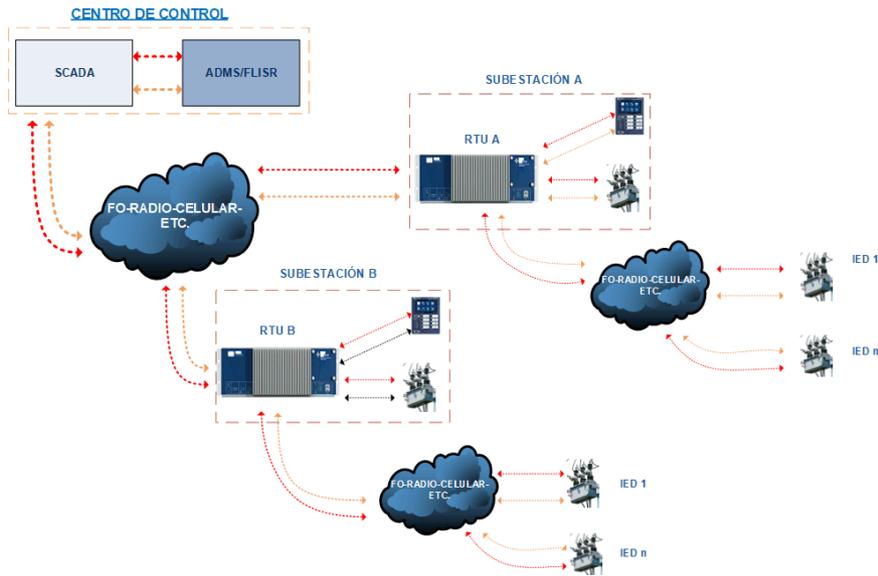


Figura 2.7: Arquitectura de FLISR centralizado. [Autor]

Al tratarse de un sistema centralizado, el **ADMS** para implementar **FLISR** analiza el comportamiento total de la red de distribución, por tanto, se pueden implementar lógicas de conmutación complejas, análisis de capacidad de transferencia de carga pudiendo tomar decisiones y actuar sobre los equipos controlados directamente. Sin embargo, cada **IED** necesita comunicarse con la **RTU** directamente y esta a su vez con el centro de control de manera bidireccional, esto puede requerir una red de comunicación de alto ancho de banda. El tiempo de respuesta del sistema centralizado completo puede ser relativamente alto en comparación con la solución semicentralizada o distribuida que se describen en los siguientes apartados [13].

2.4.2. FLISR Semicentralizado

La solución semicentralizada, se basa en el uso de un controlador local o controlador de **Substation Automation (SA)**. Esta arquitectura puede aprovechar el sistema de automatización que disponga la distribuidora en sus subes-

taciones, este sistema es extendido hacia fuera de la subestación para comunicarse con los **IEDs** instalados en el sistema de distribución.

En este escenario el controlador de automatización de subestación o **RTU**, se lo puede utilizar como un maestro para la implementación del **FLISR**. Dentro de esta arquitectura a diferencia de la centralizada, se tendrán varios maestros **FLISR**, por lo general, uno en cada subestación de medio voltaje o dependiendo de las capacidades del controlador y la cantidad de información a manejar, podría ser capaz de controlar más de una subestación, yendo en la dirección de un sistema centralizado.

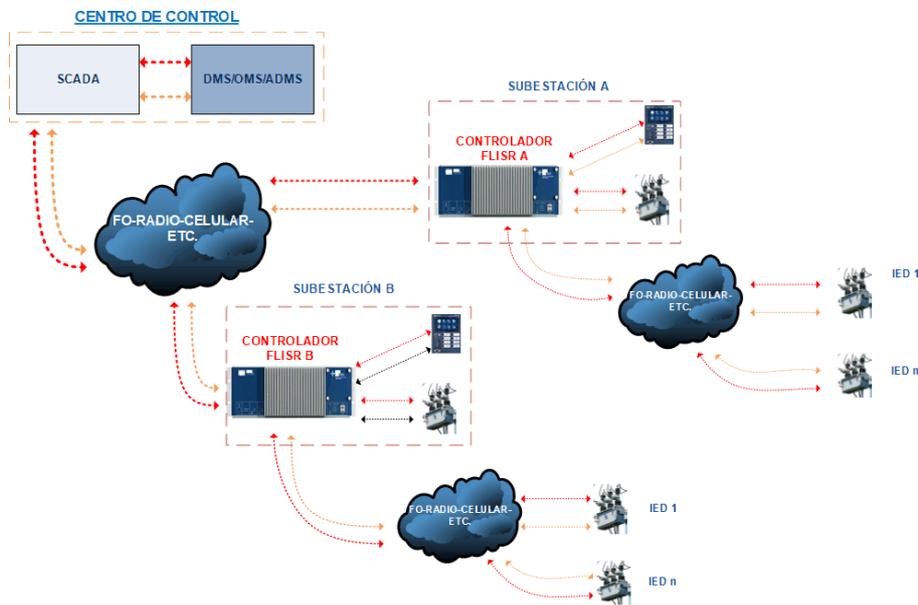


Figura 2.8: Arquitectura de FLISR Semicentralizado. [Autor]

El sistema de distribución se divide en diferentes áreas, donde cada maestro **FLISR** tiene asociado los alimentadores pertenecientes a la subestación en la cual esta instalado. La ejecución de las lógicas, secuencias de maniobras, verificaciones y toma de decisiones para implementar **FLISR**, son desarrolladas en este controlador maestro instalado en la subestación, a diferencia de la arquitectura centralizada, en la cual todo se ejecuta en el **ADMS** disponible en el centro de control de la distribuidora.

Como se mencionó en el punto 2.3, una topología del sistema de distribu-

ción muy usada para implementar **FLISR**, es la topología en anillo abierto, donde un par de alimentadores de medio voltaje tienen como enlace un reconector que opera normalmente abierto, este al cerrarse realiza la transferencia de carga y restablece el servicio a los usuarios que se encuentran en la zona sana del alimentador.

Este equipo de enlace puede interconectar dos alimentadores pertenecientes a subestaciones diferentes, por ello es necesario que este equipo común entre ambos alimentadores pueda ser controlado, interrogado y supervisado por los controladores maestros de las dos subestaciones involucradas [2].

De acuerdo con lo anterior, en la arquitectura semicentralizada cada controlador maestro **FLISR** instalado en la subestación, supervisa y controla los equipos inteligentes pertenecientes a sus alimentadores y al equipo de enlace común entre dos alimentadores de la misma subestación o de alguna diferente.

En la arquitectura semicentralizada, es posible que los **IEDs** reporten información y reciban comandos desde el sistema **SCADA/ADMS** de la distribuidora, con lo que el operador del centro de control podrá tener monitoreo y control sobre los equipos. De igual manera se puede usar un sistema de comunicaciones basado en fibra óptica, celular, radio comunicación o el que mejor se adapte a los requerimientos de la distribuidora. Entre los protocolos de comunicación que se pueden emplear están el **DNP3**, **IEC 104** o **IEC 61850**, entre otros, la elección de este va directamente relacionado con la capacidad del sistema de comunicaciones.

En comparación con la arquitectura centralizada, esta solución es más rápida y requiere de un sistema de comunicaciones con un menor ancho de banda. Además, al presentarse un fallo de funcionamiento en algún componente del sistema **FLISR**, por ejemplo, en el controlador de automatización, solo esa parte del sistema de distribución quedará sin esta funcionalidad hasta que se supere la novedad, las demás partes del sistema de distribución seguirán funcionando normalmente.

Otra ventaja que se puede mencionar, es la utilización del nivel de automatización en las subestaciones que posea la distribuidora, este equipamiento puede ser aprovechado para implementar el **FLISR** y ahorrar costos a la distribuidora en su implementación [14].

2.4.3. FLISR distribuido

La arquitectura distribuida utiliza **IEDs** con funciones de medición, protección, monitoreo, supervisión y control ubicados en diferentes puntos estratégicos de la red de distribución. Estos dispositivos inteligentes, son los controladores electrónicos asociados a los interruptores y reconectores presentes en los alimentadores de medio voltaje.

En esta arquitectura la lógica **FLISR** esta implementada en cada uno de los **IEDs** mencionados anteriormente. Estos dispositivos se comunican entre sí para determinar dónde se ha producido la falla y determinar las acciones necesarias para la restauración del servicio. Por lo tanto, los dispositivos inteligentes en el alimentador ejecutan la lógica **FLISR** localmente y no desde una ubicación central **ADMS** o desde un controlador de automatización instalado en subestación.

Debido a que los **IEDs** que intervienen dentro de la implementación de **FLISR** pueden ser de diferentes fabricantes, es necesario implementarlo bajo un protocolo de comunicación común, que permita la interoperabilidad entre ellos, es decir, que permitan el intercambio de información a gran velocidad y la puedan utilizar para realizar funciones específicas de monitoreo y control de forma correcta.

El estándar **IEC 61850** resulta adecuado para la implementación de **FLISR** en una arquitectura distribuida, aunque en un principio este estándar fue desarrollado para la automatización de subestaciones, ha sido extendido hacia la automatización de las redes de distribución.

Dentro de normativa o estándar **RTU 61850**, se encuentra el protocolo de comunicación uno a uno (peer to peer, en inglés) conocido como mensajería **Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE)**, mediante el cual los **IEDs** podrán intercambiar información de estatus, alarmas, arranques y disparos de protecciones, tipos de fallas, mediciones, entre otros datos necesarios para la lógica **FLISR**. Para la implementación de este tipo de mensajería, es recomendable un sistema de comunicaciones basado en fibra óptica de gran velocidad que permita tiempos de latencia bajos [14].

La lógica **FLISR** con control distribuido debe ser capaz de reconocer la topología de la red en la cual está actuando. Para ello en [13], se describe un método que consiste en designar al equipo común normalmente abierto (topología en

anillo abierto) como el equipo encargado de restaurar el servicio, el IED asociado a este equipo, por lo general un reconectador, aunque también podría ser interruptor controlado por un IED, realiza una consulta a sus equipos vecinos en ambos sentidos hasta llegar a los equipos que se encuentran en la subestación.

La consulta consiste en preguntar si el equipo adyacente es un equipo que se encuentra fuera de la subestación o si se trata de un equipo dentro de la subestación, es decir el equipo de cabecera del alimentador de medio voltaje. Esta verificación se la puede hacer, por ejemplo, primero con un barrido hacia la derecha y luego otro barrido hacia la izquierda, considerando que el equipo común se encuentra en el centro donde se unen los dos alimentadores.

El primer equipo consultado a la derecha del equipo común, en su respuesta enviará el estado de su interruptor asociado (abierto/cerrado), nombre y dirección de comunicaciones del equipo adyacente a este y si está dentro o fuera de la subestación. El equipo común con esta información volverá a consultar al equipo adyacente al ya previamente consultado, la verificación de la topología termina cuando el equipo consultado le devuelva la información de que se trata de un equipo dentro de la subestación (cabecera del alimentador) y el estado de su interruptor asociado. De igual manera el equipo común realiza las consultas en la otra dirección hasta llegar al equipo de cabecera de la otra subestación.

De esta manera se puede conocer la topología de red en tiempo real, la cual se encuentra actualizando constantemente. Por ello en caso de un cambio en la configuración o estado de uno de los equipos que intervienen en la lógica FLISR es notificada a los equipos vecinos y se actualiza la topología de red.

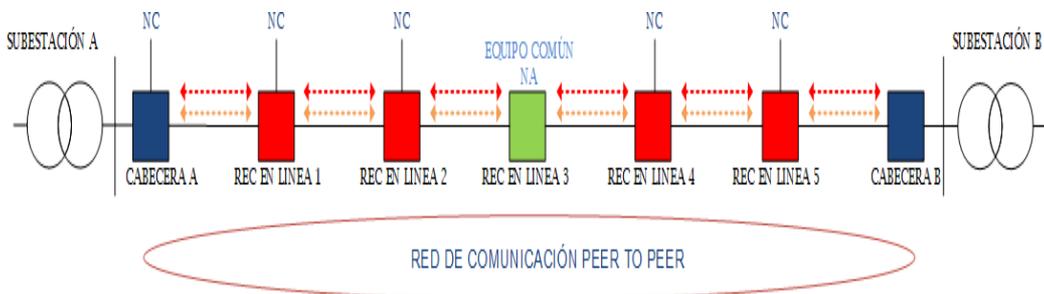


Figura 2.9: Arquitectura de FLISR Distribuido. [Autor]

Una vez reconocida la topología de la red, la lógica **FLISR** debe ejecutarse para detectar y localizar la falla, para esto los equipos cuentan con un **IED** con funciones de protección y recierres automáticos. En caso de que un equipo cumpla con toda su secuencia de recierres programada y no se logre despejar la falla, se entenderá que se trata de una falla permanente en el alimentador. Luego aislara la sección fallada de acuerdo con la información recibida de sus equipos vecinos que puede incluir pérdida de voltaje, corrientes de falla y alarmas de arranque de protecciones [13].

Este sistema, al igual que las arquitecturas centralizada y semicentralizada, pueden evaluar la carga a transferir y seleccionar el esquema de transferencia más apropiado, evitando sobrecargas en el alimentador o la subestación. Además, es posible que los **IEDs** reporten a un **SCADA/ADMS** presente en el centro de control de la empresa distribuidora.

Esta arquitectura se encuentra en desarrollo y tiene limitaciones para sistemas de distribución demasiados complejos formados por múltiples lazos y para el escenario de una segunda falla luego de la restauración. De superarse estas limitaciones, esta arquitectura sería una solución para la ejecución de **FLISR** mucho más rápida que en las demás arquitecturas, requiriendo un sistema de comunicaciones de menos ancho de banda [15].

2.5. Control de seguridad para implementar FLISR

En la implementación de **FLISR**, es necesario tomar todas las precauciones para reducir el riesgo de accidente para el personal técnico de campo y también salvaguardar el equipamiento instalado en los alimentadores de distribución.

Durante la ejecución de **FLISR**, debe garantizarse la seguridad de todas las personas y los equipos eléctricos. El algoritmo a emplearse debe poseer varios controles de seguridad antes de que ocurra cualquier operación. Entre las condiciones más importantes se encuentran:

2.5.1. Estado de las comunicaciones

El algoritmo debe ser capaz de verificar que todos los dispositivos necesarios se encuentren en línea y en comunicación. La pérdida de comunicación afecta de tal manera que no es posible conocer el estado abierto o cerrado de los equipos de campo, alarmas, disparos, valores analógicos, etc. por lo que el

FLISR no podría ser ejecutado.

Debido a esta condición es necesario un sistema de comunicaciones robusto y con un alto grado de respaldo para desarrollar estas aplicaciones avanzadas.

2.5.2. Posición del interruptor

Se debe verificar que el interruptor o reconectador del alimentador en falla, esté en su posición abierta y además que esto haya ocurrido solo por bloqueo después de una falla permanente. La lógica **FLISR** no debe ejecutarse, cuando se abre un equipo por orden del operador mediante un comando desde **SCADA/ADMS**, por operación local mediante el tablero de control o por la palanca mecánica del interruptor o reconectador.

2.5.3. Voltajes de lado fuente y lado carga

Los voltajes deben ser los mismos en ambos alimentadores para evitar la falla del transformador debido a una sobretensión. La correcta secuencia de fases debe verificarse durante la primera puesta en servicio del punto de transferencia, antes de implementar el **FLISR** en los alimentadores involucrados.

2.5.4. Trabajo en línea en caliente

Cuando en los **IEDs** de control de reconectores o interruptores se encuentre habilitada la función de trabajos en línea en caliente (Hot Line Tag, en inglés), el **FLISR** no se podrá ejecutar, esto con el fin de salvaguardar la integridad de las personas de los grupos de trabajo presente en las líneas de distribución.

Una vez que se terminen los trabajos programados, el personal técnico debe deshabilitar esta función en los **IEDs** en los cuales previamente los hayan activado, de esta manera el **FLISR** se puede ejecutar en caso de ser necesario y se tiene la seguridad de que el personal técnico esta fuera de línea.

2.5.5. Selector Local Remoto

Al igual que en el caso del Hot Line Tag, si el IED de un reconectador o interruptor se encuentra en local, se puede inferir que se tiene personal técnico trabajando aguas abajo de ese equipo o que el equipo se encuentra en mantenimiento, por lo que el FLISR tampoco se debe ejecutar con los IEDs en modo local. De igual manera el equipo técnico en campo deberá restablecer los equipos a remoto una vez finalizados los trabajos.

2.5.6. Límite de capacidad de los equipos

En este caso, el FLISR puede ejecutarse en su fase de localización de falla y aislamiento de la falla. Esta verificación es importante en la fase de restablecimiento del servicio del FLISR, en la cual debe ser capaz de evaluar la capacidad disponible en conductores, equipos de protección, barrajes y transformadores de potencia en la subestación, con el fin de no sobrecargarlos y afectar su vida útil [16].

2.5.7. Descoordinación de protecciones

Los reconectadores o interruptores deben proteger correctamente ante fallas en la red, cuando el suministro proviene de su fuente principal y también cuando proviene de una fuente alternativa, para ello se pueden utilizar grupos de ajustes distintos, que se pueden activar en base a la dirección del flujo de potencia o mediante comandos lógicos. Por ello, es necesario considerar el uso de reconectadores con capacidades avanzadas, que contengan además funciones de protección direccional e inclusive esquemas de protección adaptativos y asistidos por comunicaciones.

La coordinación tradicional mediante curvas tiempo corriente conlleva un retraso de tiempo en la operación de los equipos, esto puede mejorarse utilizando comunicación entre dispositivos mediante la aplicación de mensajes GOOSE, el intercambio de mensajes GOOSE entre dispositivos se basa en un mecanismo editor-suscriptor. Las aplicaciones de protección modernas, requieren comunicaciones de alta velocidad que garanticen el tiempo de transferencia total por debajo del orden de un cuarto de ciclo. Los mensajes GOOSE tienen el tiempo de transferencia máximo permitido más corto entre todos los mensajes IEC 61850, en el orden de los 3 ms. Es importante mencionar que, para implementar este tipo de esquemas de protección es necesario un sistema

de comunicaciones basado en fibra óptica, que permita obtener los tiempos de transmisión de datos en el orden los milisegundos [17].

2.5.8. Habilitar/Deshabilitar FLISR

Como un control de seguridad es posible implementar comandos vía SCADA que habiliten/deshabiliten la función FLISR. Con ello el operador del centro de control en caso de una mala operación o emergencia, podría ejecutar estos comandos deshabilitando el FLISR. Luego de realizar la revisión de las novedades presentadas en el sistema y una vez corregidas, se puede volver a habilitar la lógica FLISR mediante este tipo de comando [16].

2.5.9. Restablecer a la topología normal

Otro aspecto importante de seguridad para el personal técnico de mantenimiento a considerar, son las condiciones que se deben cumplir luego de que el FLISR se haya ejecutado completamente y se requiera volver a la configuración normal de los alimentadores. Para ello es necesario que el personal técnico de mantenimiento comunique al operador del centro de control, que la reparación de la parte afectada del alimentador ha sido terminada y se encuentran fuera de línea, con esto el operador del centro de control, podrá emitir el comando de restablecimiento de topología, para el caso de un FLISR totalmente automático, o realizar la secuencia de comandos de apertura y cierre remoto de los diferentes reconectores o interruptores desde SCADA/ADMS para el caso de un restablecimiento de topología telecomandado. Por ello se requiere que el operador debe contar con experiencia en operación y procedimientos de seguridad para los trabajadores [18].

2.6. Pruebas para implementar FLISR

La lógica FLISR al ser automática, debe tomar decisiones basada en información generada por todos los equipos y dispositivos involucrados, por lo que una señal o dato incorrecto puede llevar al sistema a una operación de riesgo, tanto para las personas como para los activos de la empresa distribuidora. Por lo tanto, la confiabilidad de la información intercambiada entre los diferentes dispositivos debe ser muy alta, para ello es necesario realizar pruebas exhaustivas y comprobar el correcto funcionamiento de todos los elementos [19].

En cuanto a las pruebas y desarrollos de **FLISR**, se debe considerar que es muy difícil probar este tipo de sistema después de la instalación, lo que significa que las pruebas de fábrica deben ser lo más completas posible. No es práctico probar este tipo de sistema en una red de distribución real, por lo que el sistema debe ser probado en un entorno de laboratorio utilizando una red simulada. Además, no solo se deben simular fallas eléctricas, sino también la seguridad de operación de **FLISR** en caso de fallas de comunicación o de mala operación de un reconector o interruptor, por lo que todos estos escenarios deben ser tomados en cuenta al momento de testear el **FLISR** a ser implementado [16].



Figura 2.10: Ambiente de pruebas de laboratorio FLISR

Varias empresas especializadas en ello, cuentan con el software y hardware necesario para realizar pruebas de funcionamiento y desempeño del **FLISR**. Un valor agregado muy importante, es tener un campo de simulaciones y pruebas lógicas controladas de todo el sistema a implementar, donde se pueda reproducir el comportamiento real entre los diferentes dispositivos físicos como **IEDs**, controladores maestros, equipos de comunicación, etc. y el software de programación de las lógicas de **FLISR**. Las condiciones de prueba se las puede generar mediante inyección de corriente en los equipos, mediante maletas

de inyección o desde su propia generación de onda de corriente y voltaje que disponen los IEDs de control modernos.

Una manera de obtener los valores necesarios para las simulaciones, es contar con la topología de red georreferenciada y la base datos de datos de placa de equipos dentro de un software de análisis eléctrico, mediante el cual se pueden realizar flujos de carga y análisis de cortocircuitos para diferentes condiciones de operación de la red de distribución.

Una vez obtenidos los valores para las diferentes variables eléctricas, estas deben ser enviadas hacia los IEDs. Para ello es necesario un transductor de señales que se encarga de amplificar y acondicionar las señales a valores que puedan ser leídos correctamente por los IEDs.

Los IEDs deben tener capacidades de comunicación Ethernet y de protocolos de comunicación como DNP3, IEC 104 o los protocolos del estándar IEC 61850, de esta manera poder reportar a un controlador maestro de automatización, a un sistema SCADA/ADMS, o comunicarse entre sí, esto dependerá de la arquitectura FLISR adoptada inicialmente [18].

Estas instalaciones de prueba son utilizadas para desarrollar, evaluar y optimizar los algoritmos de ejecución FLISR, mejorando su desempeño y nivel de seguridad, al ser muy complicado probar el sistema completo real, al menos que la empresa distribuidora lo requiera, un campo de pruebas con la reproducción lo más parecido a la realidad, es un requisito indispensable antes de poder en funcionamiento un esquema FLISR. La implementación de FLISR es una tarea multidisciplinaria, donde se requieren conocimientos avanzados de operación, protecciones, control y comunicaciones [19].

2.7. Aplicaciones del FLISR

En este apartado se describirán dos implementaciones de FLISR, la primera con una arquitectura centralizada y la segunda con una arquitectura distribuida, donde se destacan los retos enfrentados y resultados obtenidos.

2.7.1. Westar Energy

Westar Energy es una empresa de distribución que se encuentra en los Estados Unidos y sirve aproximadamente a 690.000 usuarios en la parte este de

Kansas. La empresa implementó un sistema de automatización de la distribución que comprende **FLISR** y control Volt/VAR mediante un plan piloto en 24 de los 1227 circuitos con los que cuenta su red de distribución.

La arquitectura **FLISR** adoptada es del tipo centralizada con un controlador de automatización de la distribución **Distribution Automation Control (DAC)**. Este controlador permite interoperabilidad al tener capacidad de manejar diferentes protocolos abiertos como **DNP3**, entonces es posible reportar al sistema **DMS** existente en la distribuidora, sin necesidad de un interfaz nuevo a nivel de centro de control.

En los alimentadores considerados se instalaron reconectores para seccionamiento y aislamiento de falla normalmente cerrados y reconectores normalmente abiertos para interconectar dos o más fuentes de suministro de energía. Cabe mencionar, que la mayoría son controles de reconectores nuevos con capacidad para sincronización por **Global Positioning System (GPS)**.

El sistema de comunicaciones utilizado es la comunicación basada en tecnología celular, no requieren comunicación de alta velocidad ya que las funciones de protección son ejecutadas localmente por el **IED** del reconector, por lo que al perder comunicación se sigue teniendo protección, aunque es un escenario no deseable. También se reconoció que el diseño, implementación y mantenimiento de un sistema de comunicaciones propiedad de la empresa requeriría una inversión de capital significativa y resultaría en gastos de operación y mantenimiento a largo plazo.

La configuración inicial de los módems y antenas celulares resultó para ellos ser un desafío. Tuvieron que realizar cambios en la ubicación de la antena que se encontraba inicialmente debajo del gabinete de control a un soporte de montaje más alto en el poste para mejorar la calidad del servicio celular. La configuración inicial de Ethernet y serie para los módems, también les tomó algún tiempo para solucionar sus problemas, y se necesitaron tiempo para desarrollar configuraciones estandarizadas para varios **IEDs**. Los ingenieros de automatización de la distribución, trabajaron en estrecha colaboración con los grupos de **Technology Information (TI)** de Westar y los proveedores de redes celulares, logrando implementar un sistema de comunicaciones seguro utilizando comunicaciones celulares, seriales y Ethernet.

Las comunicaciones celulares 3G y 4G en Westar Energy, requieren de gastos en planes de datos con las operadoras celulares por lo cual negociaron pla-

nes con mejores tarifas para datos. Westar Energy confía en que la tecnología celular fue la decisión correcta, además consideraron que la red celular se está actualizando y expandiendo continuamente para incorporar nuevas tecnologías que aumentan las tasas de rendimiento de datos y reducen los costos de los planes de datos.

En la implementación de **FLISR** la programación inicial del **DAC** fue realizada por el fabricante del mismo, creando un modelo del sistema y configurando bibliotecas de automatización de distribución estándar. También desarrollaron interfaz hombre-máquina para su uso durante las pruebas y puesta en servicio.

El **DAC** proporcionó las siguientes características como parte de la funcionalidad **FLISR**:

- Detección de pérdida de fuente de alimentación
- Detección de fase abierta
- Detección y mitigación de descoordinación de protecciones
- Mitigación de sobrecarga y desconexión de carga

Otro aspecto del **DAC** tiene que ver con la configuración de rutinas automáticas de mensajes de texto **Short Message Service (SMS)** y correo electrónico para alarmas y eventos configurados, alertando a los operadores o ingenieros sobre problemas del sistema que requieren atención.

Westar Energy al implementar un sistema de comunicaciones seguro, es capaz de acceder remotamente a los equipos de subestación y de alimentadores para realizar labores de ingeniería como revisar eventos, descargar oscilografía, realizar ajustes de protección, en general tiene acceso en cualquier instante a las funcionalidades de los **IEDs** mediante software de ingeniería propietario.

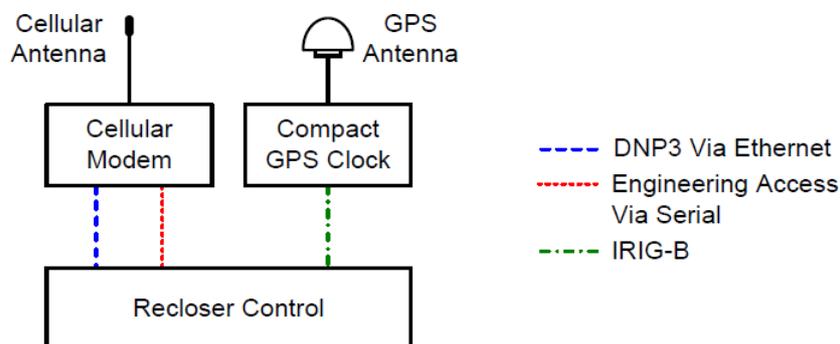


Figura 2.11: Gabinete de reconectador con GPS y modem celular. [20]

También implementaron la gestión automatizada de contraseñas, utilizando una puerta de enlace Ethernet segura para facilitar el cambio de contraseñas de acuerdo con los requisitos de protección de infraestructura crítica de [North America Electric Reliability Corporation Critical Infrastructure Protection \(NERC CIP\)](#). La gestión automatizada de contraseñas permite cambiar contraseñas complejas en todos los [IEDs](#) remotos periódicamente o bajo demanda, según sea necesario.

Una vez implementado el sistema, este tuvo su actuación real cuando un cable de tierra defectuoso ubicado en la línea primaria entre el interruptor de la subestación y el primer reconectador aguas abajo falló y provocó que el circuito se bloqueara. El [DAC](#) abrió el primer reconectador aguas abajo para aislar la falla y cerró un reconectador normalmente abierto para restablecer el servicio a 894 clientes con una fuente de alimentación alternativa en menos de dos minutos. Otro beneficio que han obtenido mediante la adición de reconectadores automáticos al sistema DA, es la reducción del tiempo en las interrupciones de los clientes por fallas temporales, incluso sin la interacción del sistema [FLISR](#).

Debido a que el [DAC](#) usa protocolos estándar de la industria y debido a que los controles de equipos nuevos y existentes se pueden integrar y usar juntos, el tiempo de instalación y los costos asociados con el proyecto se redujeron. Además, el uso de estos mismos protocolos estándar permitió al sistema [DA](#) interactuar con el [DMS](#) y [OMS](#) existentes, lo que ayudó a los operadores a sentirse más cómodos con el nuevo sistema.

Los ingenieros de Westar Energy recibieron capacitación interactiva remota para que fueran capaces de dar mantenimiento e implementar cambios en el

sistema como ingresar IEDs o alimentadores adicionales en el futuro. Además, la participación de los grupos de operación en la implementación y la capacitación fueron esenciales para que el operador entendiera y aprobara la operación autónoma del sistema.

El nuevo sistema Westar DA, está reduciendo los costos operativos y mejorando la confiabilidad del sistema y la eficiencia operativa, al mismo tiempo que mejora la satisfacción del cliente. Esto proporciona una solución beneficiosa para Westar Energy y sus clientes. Westar Energy planea expandir su uso de DA basado en este exitoso sistema piloto [20].

2.7.2. Southern California Edison - SCE

Southern California Edison (SCE) es la principal empresa de suministro de electricidad de gran parte del sur de California. Proporciona electricidad a 15 millones de personas, en un territorio de servicio de aproximadamente 50.000 millas cuadradas. Implementó un sistema FLISR con inteligencia distribuida, debido a que sus procedimientos de restauración del servicio dependían en gran medida de la intervención de los grupos de mantenimiento.

SCE cuenta con un sistema de radio conectado en malla, llamado Netcom, con aproximadamente 55.000 terminales instalados en campo y utiliza el espectro de 900 MHz no licenciado. Debido a esta infraestructura importante SCE decidió utilizar este sistema de comunicaciones basado en radio para desarrollar el FLISR descentralizado.

El FLISR se basa en un esquema que utiliza reconectores modernos con capacidades de comunicación y protocolos abiertos. Los protocolos de la normativa IEC 61850, en específico la mensajería GOOSE, no la implementaron debido a la latencia elevada del sistema de comunicaciones actual, por lo que el protocolo utilizado fue el DNP3.

Las protecciones eléctricas utilizadas fueron las tradicionales basadas en curvas inversas de tiempo-corriente, debido a que no se pueden usar esquemas de protección asistidas por comunicaciones por las limitaciones en velocidad del sistema de radio. Las protecciones tradicionales se complican a medida que se ubican más reconectores en serie, por lo que implementaron una subrutina de mitigación de descoordinación de protecciones, que se basa en encontrar la verdadera localización de la falla a partir de la información recolectada durante el evento.

El plan piloto contó con dos alimentadores, que se interconectan mediante un reconector normalmente abierto y cada uno de los alimentadores tiene instalado dos reconectores en su recorrido.

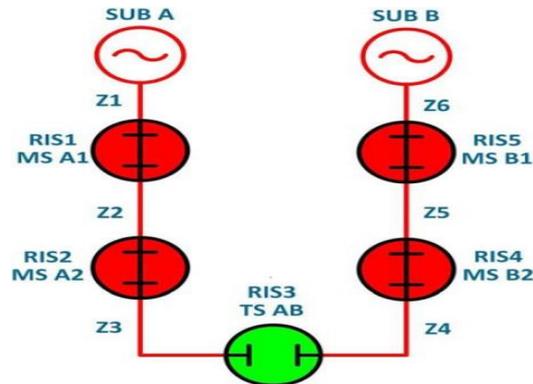


Figura 2.12: Topología plan piloto FLISR de SCE. [21]

Debido a que el protocolo **DNP3** no soporta comunicación “peer to peer”, los ingenieros encargados del proyecto desarrollaron un enrutador **DNP3**, que simula un sistema de publicador- suscriptor, el cual funciona como un maestro que se encarga de preguntar a los reconectores la información requerida y luego se la envía a los demás reconectores que forma el sistema completo. La lógica **FLISR** reside en los controladores de cada uno de los reconectores.

Esto fue un desafío para los desarrolladores debido a la cantidad de etiquetas que se deben implementar en el **DNP3**, la limitación del tamaño del paquete de datos de radio y el ancho de banda del sistema de comunicación.

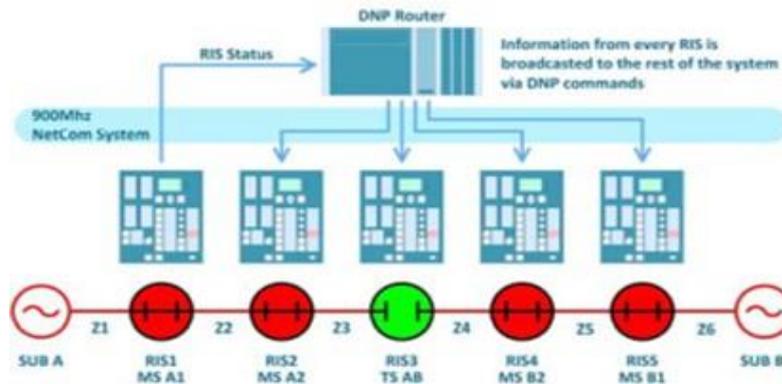


Figura 2.13: Arquitectura de Enrutador DNP. [21]

Por ello un esquema de RTU convencional no fue adecuado debido a la demora que representa el procesamiento de toda la lógica FLISR, alcanzando tiempos de hasta 10 minutos. En la optimización de la lógica, reduciendo la cantidad de pasos necesarios para completar la ejecución del FLISR, encontraron la clave para reducir los tiempos a 2 minutos.

Todo el sistema fue probado por los ingenieros de SCE en un ambiente de laboratorio, mediante simuladores en tiempo real con impedancias de líneas exactas y datos de carga de los alimentadores piloto. Una vez superadas las pruebas de laboratorio, SCE reprodujo el plan piloto en un escenario real, que contó con reconectores conectados a una red de 12 kV, en los cuales inyectaron corrientes secundarias para simular las fallas mediante maletas de prueba con sincronización GPS. En este campo realizaron alrededor de 40 pruebas con diferentes escenarios, donde pudieron comprobar el comportamiento esperado del sistema y su rapidez de operación.

Durante los primeros meses luego de implementado el sistema, el FLISR se ejecutó por dos ocasiones. Una fue ejecutada debido al daño de un cable de media tensión donde dos secciones Z2 y Z3 del esquema piloto fueron transferidas a la subestación B. En la segunda operación actuó de manera similar a la funcionalidad de mitigación de descoordinación de protecciones, debido a que una falla temporal provocó que la zona 4 del sistema piloto sea transferida a la subestación A [21].

2.8. Implementación y desarrollo de FLISR en distribuidoras locales

A continuación, se describen varios sistemas **FLISR** implementados por empresas distribuidoras locales. Se destacan la arquitectura **FLISR** implementada, protocolos y sistemas de comunicación utilizados, así como los requerimientos de desempeño de la lógica utilizada.

A nivel local, la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A., es una de las primeras en implementar sistemas de gestión de la operación como sistemas **SCADA/DMS/OMS** y sistemas de Automatización de Subestaciones, con lo que han logrado un nivel primario de automatización. Posteriormente realizaron el diseño e implementación de la técnica de automatización de alimentador **FLISR**, en un área específica de su red de distribución, con el fin de agregar a la operación de su sistema la capacidad de tener control remoto automático.

2.8.1. CENTROSUR C.A.

A continuación, se describe de manera resumida los aspectos principales del sistema diseñado por CENTROSUR C.A.:

La aplicación fue realizada como un sistema piloto para un área específica de su red de distribución. La arquitectura seleccionada fue la basada en la automatización de la subestación o semidescentralizada, con lo que los algoritmos y lógicas de control se ejecutan en un controlador maestro ubicado en la subestación.

El controlador maestro adoptado es un computador de estación, basado en automatización de subestación, que permite realizar análisis vectoriales y matriciales para el manejo de la información del sistema de distribución, así como su topología. Además, permite una adaptabilidad de la inteligencia **FLISR** y no se limita a una lógica estática, lo cual resulta muy útil ante los cambios dinámicos de la red. Otros aspectos importantes son su capacidad de registro histórico de perfiles de carga, también permite un modo de simulación para realizar comprobaciones del sistema y la ingeniería es replicable en las demás subestaciones.

El sistema de alimentadores piloto para el sistema **FLISR** está conformado por los siguientes elementos:

- Dos alimentadores de medio voltaje de 22 kV
- Cinco equipos inteligentes de seccionamiento
- Dos interruptores de circuito en la subestación
- Tres reconectores en la red de distribución
- Cuatro secciones de alimentador

El sistema de comunicaciones está compuesto por enlaces radioeléctricos con modulación [Orthogonal Frequency-Division Multiplexing \(OFDM\)](#) en la banda libre de 5,8 MHz, los cuales se interconectan con la [Wide Area Network \(WAN\)](#) de la empresa, que es la red de transporte hacia la subestación, y utiliza como medio de comunicación fibra óptica [Optical Ground Wire \(OPGW\)](#) con tecnología [Multiprotocol Label Switching \(MPLS\)](#).

El intercambio de información entre los reconectores y el controlador de subestación lo realizan mediante el protocolo [DNP3 LAN/WAN](#). En cambio, los [IEDs](#) asociados a los interruptores de cabecera se comunican con el controlador de la subestación, mediante mensajes [Manufacturing Message Specification \(MMS\)](#) basados en la norma [IEC 61850](#) mediante un mecanismo cliente – servidor.

Para las pruebas de desempeño del sistema [FLISR](#) realizaron protocolos de prueba en dos entornos diferentes, el uno es un entorno de simulación y el segundo es en un entorno de laboratorio con una arquitectura similar a la del sistema real en las cuales obtuvieron resultados satisfactorios [2].

2.8.2. Empresa Eléctrica Riobamba S.A EERSA

En el año 2018 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. realizó un proyecto piloto para la automatización de dos alimentadores de distribución. Como parte del proyecto realizaron un estudio de ubicación de reconectores, lo que les permitió determinar la ruta de los enlaces de fibra óptica y de radio comunicación a emplear.

La arquitectura adoptada es la semicentralizada, con lo cual la lógica de automatización es realizada en la [RTU](#) del concentrador de datos, instalada en subestación mediante la funcionalidad [Programmables Logics Controllers \(PLCs\)](#), utilizando programación en lenguaje [Function Block Diagram \(FBD\)](#). Dentro del proyecto instalaron reconectores nuevos, pero también utilizaron

relés y reconectores existentes que fueron integrados en el sistema de automatización mediante protocolos de comunicación abiertos como **DNP3** y **MMS** del estándar **IEC 61850**. Las **RTUs** instaladas en las subestaciones, también reportan información al sistema **SCADA** de la distribuidora mediante protocolo **IEC 104**.

La lógica programada de restauración puede ser activada o desactivada, mediante un comando desde el centro de control o en el propio concentrador de datos, en caso de trabajos de mantenimiento programado para seguridad del personal. La lógica además realiza la verificación de comunicación de los equipos, sobrecarga en los alimentadores, actuación de protecciones y bloqueo, etiquetas de trabajo en línea y que los equipos no presenten alarmas de mantenimiento interno.

La lógica de automatización es basada en escenarios de falla predefinidos, de acuerdo a la topología de los alimentadores, definiendo el rol que va a cumplir cada equipo dentro del sistema. Por ello cuentan con equipos **FEEDER**, **MIDPOINT** y **TIE**. El **FEEDER** es un equipo que funciona normalmente cerrado ubicado en la cabecera de los alimentadores, el **MIDPOINT** también opera normalmente cerrado y se apertura para aislar una sección, por lo que es ubicado entre los **FEEDER** y los **TIE**. Los equipos **TIE** operan normalmente abiertos y se encargan de hacer la interconexión entre alimentadores, son cerrados para restablecer el servicio a las secciones sanas.

Además, soporta reconfiguración de la red ante fallas consecutivas y deslastre de carga ante condiciones de sobrecarga, tras evaluar las corrientes en escenarios de transferencia cada 30 segundos.

Luego de la implementación, tuvieron una falla real en la sección más cercana a la cabecera de uno de sus alimentadores, con lo que el sistema al detectar que se trata de una falla permanente, procede a aislar la sección en falla y restablecer el servicio a la parte sana del mismo, todo este proceso desde que se bloqueó el interruptor de cabecera, el sistema **FLISR** lo pudo realizar en 12 segundos [22].

2.8.3. Empresa Eléctrica Quito EEQ

Al igual que los casos descritos anteriormente, la empresa eléctrica Quito implementó un proyecto piloto para la automatización de un grupo de sus alimentadores de distribución, con el fin de ejecutar **FLISR**.

La arquitectura **FLISR** que utilizaron fue la semicentralizada basada en un controlador maestro de automatización instalado en la subestación, el cual recibe la información de relés, reconectores, etc. y ejecuta la lógica para luego enviar comandos a los equipos que forman parte del sistema. Para comunicar los reconectores instalados en los alimentadores utilizaron redes de fibra óptica y radio enlaces.

La lógica de automatización para todo el proceso de **FLISR**, se debe realizar en un tiempo menor a 2 minutos desde la condición de bloqueo del equipo de protección. También debe cambiar las lógicas de funcionamiento en caso de fallos de comunicación o falla en el funcionamiento de cualquier relé o reconector. El retorno a la topología normal de los alimentadores, lo realizan desde su Centro de Control o localmente operando los reconectores en sitio.

El controlador maestro dentro de su lógica, evalúa condiciones de sobrecarga antes de realizar la restauración del servicio a los tramos sanos. En caso de falla en la barra de alta o media tensión de la subestación, realiza la transferencia del alimentador afectado verificando la actuación de su función 27 y apertura de disyuntor de cabecera, en caso de actuar la función 81 de baja frecuencia la transferencia no se realiza.

Los reconectores cambian su grupo de ajustes de protecciones de sobrecorriente luego de realizar un restablecimiento de servicio, mediante lógicas implementadas en el controlador maestro. También tiene la capacidad de corregir una posible descoordinación de protecciones, mediante los eventos de arranque de las protecciones aguas abajo de la protección actuada.

La información que se reporta por parte de relés y reconectores al controlador maestro, la realizan mediante protocolo **DNP3** y **MMS** del estándar **IEC 61850**, esta también es enviada al sistema **SCADA** de la distribuidora [23].

Capítulo 3

Materiales y metodología

3.1. Introducción

En el presente capítulo, se indican la metodología y herramientas utilizadas en los diferentes análisis desarrollados para cumplir con los objetivos planteados en el trabajo. Se comienza por la metodología empleada para realizar la elección de los alimentadores piloto, sobre los cuales se realiza el estudio de la implementación del [FLISR](#), con criterios que se desarrollan más adelante.

Una vez determinados los alimentadores piloto, se determinan los escenarios de operación de los alimentadores a ser automatizados mediante el [FLISR](#). Para ello se realizan los estudios eléctricos de flujos de carga, cálculo de cortocircuitos y coordinación de protecciones.

Posteriormente, se revisa la arquitectura [FLISR](#) que pudiera resultar más adecuada para poder automatizar los escenarios de operación previamente determinados. También se determina la arquitectura de comunicaciones necesaria, para luego desarrollar el algoritmo y lógica [FLISR](#) para cada uno de los escenarios de operación resultantes.

Para complementar el estudio de la implementación del [FLISR](#) en los alimentadores piloto, se realiza la estimación de mejora de los indicadores de calidad comparando el escenario inicial con el escenario proyectado. En el primer escenario, los alimentadores piloto no cuentan con reconectores automatizados en su recorrido, lo contrario sucede en el segundo escenario, en el

cual los alimentadores cuentan con reconectores automatizados para control, protección, seccionamiento y transferencia de carga. Una vez obtenidos los indicadores para los dos escenarios, se evalúa el impacto de esta mejora en los indicadores de calidad de los alimentadores piloto.

Finalmente se analizan los indicadores económicos del proyecto piloto y se dan las especificaciones técnicas de los equipos necesarios para la implementación del [FLISR](#) en los alimentadores de medio voltaje.

3.2. Criterios para escoger alimentadores piloto de estudio

[CNEL EP UN](#) El Oro cuenta con 79 alimentadores de medio voltaje en su zona de servicio. Debido al gran número de alimentadores con los que cuenta la distribuidora, es necesario elegir los alimentadores piloto con los que se desarrollará el estudio [FLISR](#).

Para escoger los alimentadores piloto se usaron los siguientes criterios:

- Indicadores de calidad del servicio
- Posibilidad de energización desde diferentes subestaciones
- Demanda de potencia
- Cargabilidad de transformador de potencia asociado
- Cambios topológicos en el corto plazo
- Cargas críticas
- Equipamiento de protección, control y seccionamiento disponible

Mediante la verificación secuencial de los criterios mencionados, se logra ubicar la zona y alimentadores en los que se basará el presente estudio piloto.

- Se prioriza a los alimentadores con los indicadores de calidad fuera o próximos a los límites permitidos por la Regulación 002-2020 de la [AR-CERNNR](#).
- De este grupo de alimentadores, se procede a verificar que se puedan realizar transferencias con alimentadores que pertenezcan a una subesta-

ción diferente.

- También se considera su nivel de demanda de potencia, de tal manera que sea un alimentador representativo del sistema de distribución. De acuerdo al promedio de demanda máxima del año 2020, la demanda máxima promedio está próxima a los 3 MW.
- Ahora se verifica la cargabilidad de los transformadores de potencia asociados a estos alimentadores. Es importante que los transformadores de potencia cuenten con un margen de reserva. Este margen de reserva se lo consideró del 30 % de su capacidad con ventilación forzada, es decir, para un transformador de los de menor capacidad existente 12,5 MVA, se tiene un margen de 3,75 MVA con lo que puede energizar a nuevas cargas, en caso de transferencia por falla en otro alimentador. Cabe mencionar que existen transformadores de mayor capacidad forzada 20, 24 y 32 MVA, en los cuales el margen de potencia considerando el 30 % de reserva es mayor.
- De los alimentadores obtenidos del punto anterior, se toma en consideración a aquel o aquellos alimentadores que, de acuerdo a la planificación a corto plazo, no vayan a sufrir ninguna modificación importante en su topología actual. Esto es importante debido a que lo que se pretende realizar es automatizar escenarios de operación.
- Una vez en este punto, se evalúa las cargas críticas de atención prioritaria que necesitan el servicio eléctrico de mayor confiabilidad. Dentro de esta categoría se han incluido a todas las Instituciones de salud, unidades educativas, sector industrial, sector camaronero, bananero y bombeo de agua. Se prioriza a los alimentadores con clientes de este tipo de uso del servicio eléctrico.
- Por último, en caso de ser necesario, se analiza de los alimentadores escogidos cuáles son los que cuentan con equipamiento que pudiera ser potencialmente utilizado como parte del nuevo esquema de restablecimiento del servicio.

3.3. Escenarios de operación

En los alimentadores piloto que se determinen con la metodología expuesta en el punto anterior, es necesario definir los escenarios de operación que serán automatizados mediante la implementación del [FLISR](#).

Para determinar los escenarios de operación, es necesario colocar los reconectadores que permitan seccionar los alimentadores en caso de falla y también la posibilidad de transferencia de carga hacia otro alimentador.

La ubicación de los reconectadores será determinada de acuerdo a criterios operativos y donde existan equipos de seccionamiento y transferencia manuales, la cantidad de estos serán determinados de acuerdo a la longitud y topología de los alimentadores.

3.4. Análisis de flujos de carga

Es necesario evaluar mediante un análisis de flujo de carga la cargabilidad de los conductores, equipos de seccionamiento y transformadores de potencia para los diferentes escenarios de operación que resultan una vez se han ubicado los reconectadores en los alimentadores piloto. De igual manera, otro parámetro eléctrico determinante es la caída de voltaje en los escenarios de operación más desfavorables para los alimentadores. El rango de nivel de voltaje máximo admisible para alimentadores primarios es de $\pm 6\%$ respecto de su voltaje nominal, esto de acuerdo a la regulación 002-2020 de la [ARCERNR](#).

Para obtener los parámetros eléctricos antes mencionados se utiliza el software CYMDIST. El análisis se lo realiza para la demanda máxima del periodo de análisis, de esta manera los escenarios de demanda media y demanda mínima quedan cubiertos.

3.5. Cálculo de cortocircuitos

Al igual que el análisis de flujo de carga, para obtener los diferentes valores de fallas en los alimentadores piloto, se utiliza el software CYMDIST con su módulo de cortocircuitos, empleando para ello el método [IEC 60909](#).

Se encontrarán los valores de corrientes de falla para los siguientes casos:

- Falla monofásica a tierra
- Falla bifásica
- Falla bifásica a tierra
- Falla trifásica

Estos valores sirven como datos de entrada para realizar las diferentes coordinaciones de protecciones de fase y de neutro para los diferentes escenarios de operación.

3.6. Coordinación de protecciones

Del análisis de cortocircuitos, se obtienen los diferentes valores de falla entre fases como de fase a tierra, para los distintos escenarios de operación que se desean automatizar mediante la aplicación del [FLISR](#).

Para cada escenario, se debe distinguir que es necesario realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente 50/51P y 50/51N entre:

- Reconectador – Reconectador
- Relé – Reconectador
- Reconectador – Fusible
- Relé – Fusible

La filosofía de protecciones se basa en los siguientes criterios:

- La corriente de ajuste de arranque (pick up) de la protección de fase temporizada 51P, se determina de acuerdo a la capacidad de conducción del conductor de fase aguas abajo del relé o reconectador de cabecera, considerando un margen de sobrecarga del 10 % en el conductor.

Luego se verifica que exista un margen de seguridad, entre la corriente de ajuste 51P determinada anteriormente y la corriente máxima de carga aguas abajo del relé o reconectador, este factor debe ser superior a 1.5.

- El ajuste de pick up para la protección 51P del siguiente reconectador aguas abajo, se lo determina de igual manera al de cabecera, pero se debe

considerar que exista un margen superior al 20 % entre la corriente de pick up del relé o reconectador de cabecera y el reconectador de línea.

- Para el ajuste de arranque (pick up) de la protección de neutro temporizada 51N, se debe considerar el fusible de mayor capacidad aguas abajo con el que se requiere coordinar. Para el ajuste a nivel de cabecera no se considera la capacidad de conducción del conductor de neutro, debido a que los alimentadores son trifilares y lo que están censando los dispositivos de protección en condiciones normales, es el máximo desbalance que existe en el alimentador. El nivel de ajuste será menor al valor de pick up ajustado en la protección 51P, pudiendo considerar un rango de 0.5 a 0.8 del ajuste 51P, el valor escogido debe ser adecuado para coordinar con el fusible aguas abajo.
- Para el ajuste de pick up para la protección 51N del siguiente reconectador aguas abajo, se debe considerar que exista un margen superior al 20 % entre la corriente de pick up del relé o reconectador de cabecera y el reconectador de línea. Así mismo se debe considerar el fusible de mayor capacidad con el que va a coordinar el reconectador.
- Se verifica la coordinación de los reconectores y relés con el primer fusible que se deriva de la troncal trifásica de los alimentadores.
- De acuerdo con el punto anterior, el esquema de reconexión será “fundir fusible”.
- Si los alimentadores piloto son los alimentadores urbanos, los reconectores tendrán un solo recierre por lo que en el segundo disparo por protecciones de sobrecorriente quedará abierto y bloqueado.
- Los fusibles de media tensión utilizados son del tipo K, su capacidad de conducción se considera del 150 % de su denominación.
- Se implementa una sola curva de actuación “lenta” en los relés y reconectores, por lo que, en la secuencia de recierre el reconector actuara con el mismo tipo de curva para los dos disparos mencionados anteriormente.
- La curva máxima de despeje de los fusibles tipo K, deberá quedar por debajo de la curva “lenta” del reconector, por lo menos hasta el nivel de corriente de falla en el punto de instalación del fusible.

- El intervalo de coordinación entre curvas de los reconectores y relés para las protecciones 51P y 51N se considera de 200 ms, para el valor máximo de falla en el equipo de protección aguas abajo.
- El tiempo de recierre utilizado es de 5 segundos y al usar el esquema “fundir fusible”, no se considera afectar las curvas por el factor K.
- Los ajustes de los equipos de protección de cabecera, como reconectores y relés, se encuentran definidos por la distribuidora y son los que coordinan con los elementos de protección aguas arriba, por lo que estos ajustes se toman como el límite superior de la coordinación.
- En caso de requerirse cambiar los ajustes de cabecera, se verifica que coordine correctamente con el relé de protección de transformador en el lado de 13.8 kV.

Al igual que los análisis de flujo de carga y de cálculo de cortocircuitos, la coordinación de protecciones en los alimentadores piloto se la realiza utilizando el software CYMDIST, el cual dispone de un módulo con librerías de diferentes IEDs con sus respectivas curvas de tiempo – corriente.

Además del enfoque tradicional de coordinación de protecciones mediante curvas de tiempo – corriente, se desarrolla un método de coordinación de protecciones que utiliza el intercambio de mensajería entre los IEDs de protección. Es posible desarrollarlo debido a las características y funcionalidades actuales con las que cuentan los IEDs en cuanto a puertos de comunicación Ethernet y protocolos abiertos, como el DNP3 y los protocolos MMS y mensajería GOOSE de la normativa IEC 61850. En el capítulo 4 se amplía con más detalle y a manera de ejemplo la aplicación de este método de coordinación propuesto. Además, se analiza un plan de contingencia para la protección de los alimentadores en caso de que el canal de comunicaciones llegase a fallar.

3.7. Elección de arquitectura FLISR y de comunicaciones

Una vez determinados los escenarios de protección con sus respectivos análisis de flujos de carga, cortocircuitos y de coordinación de protecciones, es necesario elegir una arquitectura FLISR y de comunicaciones que permita automatizar los escenarios determinados mediante la aplicación del FLISR.

El **FLISR** que se propone en este trabajo requiere de una canal de comunicaciones entre los diferentes **IEDs** y demás equipos de comunicación, también es necesario definir mediante que protocolo de comunicaciones intercambiaran la información necesaria para ejecutar el **FLISR**.

Como se ha presentado en la sección 2.4 en la literatura técnica se identifican principalmente tres arquitecturas **FLISR**: Centralizada, Semicentralizada y Descentralizada.

El objetivo de esta sección es evaluar las ventajas y desventajas que presenta un tipo de arquitectura **FLISR** respecto de las otras, considerando la situación actual de los alimentadores piloto en cuanto a equipamiento existente.

En cuanto a la arquitectura de comunicaciones, esta debe ser adecuada para que se pueda implementar la arquitectura **FLISR** y la ejecución del método de coordinación de protecciones asistida por comunicaciones de manera simultánea.

Las arquitecturas típicas de comunicaciones son las de encadenamiento y en estrella, de igual manera que con la arquitectura **FLISR** se evalúan las ventajas y desventajas que presentan una de la otra, considerando la capacidad de los **IEDs**, tiempos de transmisión, puntos de falla y el sistema de redundancia que se pueda llegar a aplicar.

3.8. Algoritmo y lógicas **FLISR**

Este punto hace referencia a la programación con la que se debe contar a nivel de **IEDs**, controlador principal, servidor central, etc. dependiendo de la arquitectura **FLISR** que se desee implementar, para automatizar los escenarios de operación previamente definidos en los alimentadores piloto.

Dentro de la lógica para cada una de las etapas de Localización de Falla, Aislamiento de Falla y Restauración del Servicio se debe considerar los requerimientos de seguridad para el personal y equipos, tiempos de ejecución, orden secuencial de acciones, señales a utilizar entre otras características que permitan ejecutar el **FLISR** de una forma correcta y segura.

El algoritmo **FLISR** debe priorizar la seguridad del personal de mantenimiento y luego salvaguardar los bienes de la distribuidora, para lo cual de ma-

nera obligatoria debe cumplir con condiciones capaces de interrumpir su ejecución o de deshabilitarlo por una orden remota.

Dentro del algoritmo y las lógicas que se desarrollan para el diseño del **FLISR**, se identifican claramente las señales de entradas y salidas digitales, como las señales de entradas analógicas necesarias, conforme al protocolo de comunicaciones empleado.

3.9. Estimación de mejora indicadores de calidad

El objetivo de esta sección es realizar una estimación de la mejora en los indicadores de calidad de los alimentadores piloto, comparando los escenarios inicial y proyectado de los mismos.

Para realizar la estimación de los indicadores de calidad se analizan dos escenarios:

1. Escenario actual, sin reconectores automatizados en el recorrido de los alimentadores.
2. Escenario proyectado, con reconectores automatizados en el recorrido de los alimentadores.

Para realizar los cálculos de los indicadores de calidad de los alimentadores piloto, se utiliza el software de análisis eléctrico CYMDIST, el mismo que cuenta con un módulo de evaluación de la confiabilidad para alimentadores de medio voltaje (RAM).

Dicho módulo tiene dos opciones para realizar los cálculos de los indicadores de calidad:

1. Análisis predictivo
2. Análisis histórico

El análisis histórico usa como entradas los datos sobre las fallas históricas ingresadas por el usuario para calcular los índices de confiabilidad, debido a que no se cuenta con esta información ingresada en la base de datos de CYMDIST este método queda descartado.

Por su parte el análisis predictivo, permite obtener los indicadores de calidad del alimentador a partir de principalmente, las tasas de falla de los equipos

y los tiempos de reparación.

Para calcular las tasas de falla en los alimentadores, es necesario contar con el historial de fallas tanto en líneas aéreas monofásicas, bifásica y trifásicas, así como los datos de falla de seccionadores, fusibles, reconectores, transformadores y disyuntores.

En la sección 4.8 se desarrolla el cálculo de las tasas de falla que son posibles calcular de acuerdo a la información disponible. Es importante mencionar, que para las líneas aéreas y soterradas la tasa de falla se expresa en interrupciones/km-año con la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\# \text{ de fallas}}{\text{longitud} * T}$$

De los equipos que no se cuente con información, se utilizaran valores de tasas de falla y tiempos de reparación típicos para cada uno de ellos de acuerdo a publicaciones especializadas en el tema.

En el módulo de evaluación de la confiabilidad de CYMDIST (RAM), además de lo mencionado anteriormente, es necesario ingresar los siguientes parámetros:

- Discriminar entre porcentaje de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas
- Duración máxima de interrupciones momentáneas
- Tiempos de maniobra:
 - Manuales
 - Controlados remotamente
 - Automatizados
- Tiempo de desplazamiento inicial
- Tiempo de inspección líneas aéreas
- Tipo de restauración utilizado consistente en:
 - Restauración aguas abajo
 - Restauración aguas arriba

Por último, se verifica la diferencia que se tiene entre los dos escenarios señalados anteriormente, tanto en cantidad como en porcentaje para los indicadores **System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)** (inter/cliente-año), **System Average Interruption Duration Index (SAIDI)** (horas/cliente-año), **Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada (TIEPI)** (horas/año), **Número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada (NIEPI)** (inter/año) y **Energía No Suministrada (ENS)** (kWh/año).

3.10. Análisis económico

El presente estudio propone mejoras para la operación de la distribuidora mediante la implementación del **FLISR**, para ello la distribuidora requiere hacer una inversión con la finalidad de adquirir todos los equipos, dispositivos y mano de obra calificada necesarios para la implementación del **FLISR** en los alimentadores piloto.

Por ello, es necesario comprobar mediante indicadores económicos como el **Valor Actual Neto (VAN)**, **Tasa Interna de Retorno (TIR)** y **Relación Beneficio – Costo (RBC)** la viabilidad desde el punto de vista económico de las mejoras propuestas en este estudio.

3.10.1. Valor Actual Neto (VAN)

Este indicador nos dice el valor neto presente que genera una inversión durante su vida útil. La inversión está sujeta a una tasa de rendimiento mínimo aceptable, esta tasa es aplicada a cada uno de los flujos de inversión en la totalidad de los periodos, por lo general anuales, durante la vida útil del proyecto. Los flujos de inversión, son la diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto en cada uno de sus periodos. Un proyecto será factible solo si el **VAN** es mayor que cero [24].

Se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -E_0 + \sum_{j=1}^n (I_j - G_j) * \frac{1}{(1+i)^j}$$

Donde:

i = Tasa de interés mínima aceptable

$I_j - G_j$ = Ingresos en el año j - Gastos en el año j = Flujo de inversión del año j

E_0 = Inversión inicial del proyecto

n = Enésimo año de estudio (vida útil del proyecto).

3.10.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es igual a la tasa de interés que hace que el valor actual neto sea igual a cero. Para que un proyecto resulte rentable, la **TIR** debe ser mayor al costo de oportunidad i , con lo que supone un margen de ganancias sobre la recuperación del capital invertido por el inversionista.

$$VAN = -E_0 + \sum_{j=1}^n (I_j - G_j) * \frac{1}{(1 + TIR)^j} = 0$$

Donde:

TIR = Tasa interna de retorno

VAN = Valor actual neto

$I_j - G_j$ = Ingresos en el año j - Gastos en el año j = Flujo de inversión del año j

E_0 = Inversión inicial del proyecto

n = Enésimo año de estudio (vida útil del proyecto).

3.10.3. Relación Beneficio Costo (RBC)

Se define como el cociente entre los ingresos netos del proyecto de mejora y los egresos netos de implementar el mismo. Se considera rentable un proyecto de mejora sólo si la relación **RBC** es mayor que uno.

$$RBC = \frac{\text{Beneficios del proyecto}}{\text{Costo de implementar el proyecto}}$$

En resumen, de acuerdo con lo expresado anteriormente el proyecto es factible si:

- El VAN sea mayor a cero
- La TIR debe ser mayor a la tasa de interés de rentabilidad
- La relación costo beneficio mayor a la unidad

3.10.4. Metodología para el cálculo de indicadores económicos del proyecto

La metodología a seguir para evaluar los indicadores económicos del plan piloto se lista a continuación:

- Se calcula de acuerdo a los valores del mercado, el costo de implementación del plan piloto, considerando suministro de equipos, materiales, instalación, pruebas e ingeniería del proyecto.
- Los beneficios del proyecto que se van a considerar son únicamente los ingresos por reducción de ENS, de acuerdo con la estimación de indicadores de calidad en los alimentadores piloto. Se tienen otros beneficios como contribución al mejoramiento de los indicadores de calidad globales, los cuales están sujetos a multas económicas por parte de la agencia de regulación.
- Al valor de la energía no suministrada se le aplica una tasa de crecimiento de la demanda del 3.7 % anual sector residencial, de acuerdo al Plan Maestro de Electricidad 2019-2027.
- El tiempo de vida útil del proyecto se considera de 15 años [24].
- La tasa de interés mínima aceptable es típicamente del 10%.
- El valor de energía no suministrada que se expresa en kWh/año, se lo convierte en valor monetario expresado en USD/año, utilizando para ello un valor de 1,53 USD/kWh [25].
- Una vez conocido el valor de inversión inicial del proyecto y los flujos de inversión, se procede a calcular los indicadores VAN, TIR y RBC.
- Por último, se analizan los valores de los indicadores calculados y se determina la factibilidad del proyecto.

Capítulo 4

Resultados y discusión

4.1. Introduccion

El presente capítulo contiene de manera detallada los resultados obtenidos al aplicar la metodología descrita en el capítulo anterior. Los resultados son presentados de manera secuencial, siendo analizados e interpretados de acuerdo a criterios técnicos que se exponen en cada sección de resultados.

4.2. Determinación de los alimentadores piloto

Para escoger los alimentadores piloto utilizados en el presente estudio se desarrolla la metodología expuesta en la sección 3.2. A continuación se muestran los resultados obtenidos en cada uno de los pasos:

- (a) Se prioriza a los alimentadores con los indicadores de calidad fuera o próximos a los límites permitidos por la Regulación 002-2020 de la [ARCERNNR](#).

De acuerdo la regulación 002-2020 los valores límites son los que se encuentran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Límites para indicadores de calidad del servicio

INDICADOR	ALIMENTADOR ALTA DENSIDAD	ALIMENTADOR BAJA DENSIDAD
FMIK	7	9,5
TTIK	10	16

En una primera revisión se consideran todos los alimentadores que sobrepasen el indicador **FMIK** 7 y **TTIK** 10 para el año 2020, en el cual se obtuvieron como resultado 17 alimentadores.

A pesar de que se tienen 17 alimentadores, se pudo observar que, si se reduce el límite del **TTIK** a 8, el número de alimentadores se incrementa a 30. Esto nos indica que tenemos un número considerable de alimentadores cerca del límite permitido, por lo que fueron incluidos dentro del análisis.

Tabla 4.2: Alimentadores próximos al límite

No	SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	FMIK	TTIK
1	PAGUA	LA CADENA	45	28,61
2	SANTA ROSA	BOLÍVAR	15	23,58
3	ARENILLAS	JAMBELÍ	21	19,17
4	POROTILLO	QUERA	15	17,75
5	PAGUA	BELLA RICA	26	16,60
6	PAGUA	PONCE ENRÍQUEZ	17	16,37
7	SARACAY	PIEDRAS	19	16,34
8	SARACAY	TORATA	12	15,66
9	PAGUA	LA LÓPEZ	16	15,48
10	SARACAY	BALSAS	13	14,71
11	PAGUA	RÍO BONITO	24	13,45
12	PAGUA	MIRADOR	22	13,02
13	HUAQUILLAS	CHACRAS	8	12,26
14	POROTILLO	CHILLA	9	11,94
15	SANTA ROSA	PUERTO JELY	11	11,74
16	MACHALA CENTRO	ARÍZAGA	15	10,84
17	PRIMAVERA	EL AGUADOR	15	10,64
18	HUAQUILLAS	HUALTACO	7	9,57
19	HUAQUILLAS	TENIENTE CORDOVEZ	7	9,49
20	ARENILLAS	ARENILLAS	11	8,98
21	MACHALA	UNIORO	13	8,75
22	SANTA ROSA	OLMEDO	7	8,52
23	ARENILLAS	EL TELÉGRAFO	9	8,49
24	LA PEAÑA	MALECÓN	11	8,35
25	MACHALA	CIUDAD DEL SOL	11	8,33
26	SANTA ROSA	BELLAVISTA LA AVANZADA	9	8,25
27	PRIMAVERA	10 DE SEPTIEMBRE	14	8,21
28	SANTA ROSA	JUMON	7	8,16
29	LOS PINOS	CETEORO	10	8,10
30	LOS PINOS	UNE	10	8,09

- (b) De los alimentadores nombrados anteriormente, se verifica cuales tienen transferencia con otro alimentador que pertenezca a una subestación diferente.

Tabla 4.3: Alimentadores transferibles a subestaciones diferentes

S/E	ALIMENTADOR	TRANS A S/E DIFERENTE	S/E 2	ALIMENTADOR 2	S/E 3	ALIMENTADOR 3
MACHALA	UNIORO	SI	LA PRIMAVERA	PUERTO GRANDE	LA IBERIA	PRIMAVERA
MACHALA	CIUDAD DEL SOL	SI	EL CAMBIO	EL CAMBIO		
LOS PINOS	CETEORO	SI	LA PRIMAVERA	VELA		
LOS PINOS	UNE	SI	MACHALA CENTRO	FYBECA	MACHALA CENTRO	ARÍZAGA
SANTA ROSA	OLMEDO	SI	EL CAMBIO	SANTA ROSA		
SANTA ROSA	BELLAVISTA LA AVANZADA	SI	LA AVANZADA	QUITUMBE		
SANTA ROSA	JUMON	SI	ARENILLAS	ARENILLAS		
MACHALA CENTRO	ARIZAGA	SI	LOS PINOS	UNE		
ARENILLAS	ARENILLAS	SI	SANTA ROSA	JUMÓN		
PAGUA	RÍO BONITO	SI	LA IBERIA	LA LOMA	BARBONES	BARBONES TENDALES
SARACAY	TORATA	SI	LA AVANZADA	PLAYÓN		
POROTILLO	QUERA	SI	LA PEÑA	PASAJE		
PRIMAVERA	EL AGUADOR	SI	MACHALA	MADERO VARGAS		

Se puede observar que 13 de los 30 alimentadores iniciales son transferibles a una subestación diferente, inclusive 3 de ellos se pueden transferir a dos subestaciones diferentes.

- (c) De entre los 13 alimentadores anteriores, se verifica cuáles de ellos poseen un nivel de demanda igual o superior a los 3 MW.

Tabla 4.4: Alimentadores con demanda igual o superior a 3 MW

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	DEMANDA >= 3MW
MACHALA	UNIORO	SI
SANTA ROSA	OLMEDO	SI
SANTA ROSA	BELLAVISTA LA AVANZADA	SI
SANTA ROSA	JUMON	SI
MACHALA CENTRO	ARIZAGA	SI
PAGUA	RÍO BONITO	SI

Al realizar esta verificación resultan 6 alimentadores con demanda máxima superior a 3 MW.

- (d) El margen de reserva de capacidad de transformación en las subestaciones se lo consideró del 30 % de su capacidad con ventilación forzada, a continuación, se muestran los alimentadores que cumplen dicha condición:

Tabla 4.5: Alimentadores con capacidad de transformación en subestación

SUBESTACIÓN	CAPACIDAD (MVA) ONAN/ONAF	ALIMENTADOR	RESERVA DE 30 % DE CAPACIDAD EN S/E
MACHALA	40/48	UNIORO	SI
SANTA ROSA	32/40	OLMEDO	SI
SANTA ROSA	32/40	BELLAVISTA LA AVANZADA	SI
PAGUA	20/24	RÍO BONITO	SI

Las subestaciones Machala, Santa Rosa y Pagua cuentan con el margen del 30 % de reserva de su capacidad forzada en demanda máxima, por lo que tenemos 4 alimentadores que cumplen con todas las condiciones expuestas hasta este punto.

- (e) En los cuatro alimentadores anteriores, se verifica de acuerdo a la planificación a corto plazo, cuales no van a sufrir una modificación importante en su topología, esto con la finalidad de que, en caso de implementación, al actualizar los estudios no se tengan que realizar cambios sustanciales en el diseño.

Tabla 4.6: Alimentadores sin modificaciones en topología

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	TOPOLOGÍA NO MODIFICABLE A CORTO PLAZO
MACHALA	UNIORO	SI
SANTA ROSA	BELLAVISTA LA AVANZADA	SI

Los alimentadores Olmedo y Rio Bonito no son considerados, debido a que se están realizando proyectos para la construcción de alimentadores nuevos que entraran en operación en corto plazo, con lo cual su topología será modificada sustancialmente.

Como podemos observar, tenemos dos alimentadores que han cumplido hasta aquí con todas las condiciones expuestas en la metodología para escoger el alimentador piloto para el estudio.

- (f) De los dos alimentadores mencionados en la tabla anterior se puede concluir que ambos cuentan con cargas importantes como centros de estudio, centros médicos, sector comercial y dependencias públicas. Por esta razón para elegir el alimentador piloto de estudio, se lo determina con el último punto de la metodología.

Tabla 4.7: Alimentadores cargas críticas

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	CARGAS CRÍTICAS
MACHALA	UNIORO	SI
SANTA ROSA	BELLAVISTA LA AVANZADA	SI

- (g) La última verificación propuesta es la disponibilidad de equipamiento disponible que pudiese ser utilizado para el estudio.

Para esta verificación se considera que el alimentador Unioro cuenta con un reconector de transferencia existente, el mismo que puede ser automatizado para ser utilizado en el FLISR. Por su parte el alimentador Bellavista La Avanzada no cuenta con re conectadores instalados en su recorrido.

Tabla 4.8: Alimentadores con equipamiento disponible

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	EQUIPAMIENTO DISPONIBLE
MACHALA	UNIORO	SI

Como se puede observar el alimentador Unioro es escogido de entre los 30 alimentadores iniciales. Cabe mencionar que este alimentador cuenta con la posibilidad de transferencia con dos alimentadores de diferentes subestaciones, tal como se muestra en la tabla 4.3. Por tanto, se analizarán los escenarios de operación para implementar FLISR en el alimentador Unioro considerando las posibilidades de transferencia con los otros dos alimentadores que son: Alimentador Puerto Grande perteneciente a la subestación

La Primavera y con el alimentador La Primavera perteneciente a la subestación La Iberia.

4.3. Determinación de escenarios de operación

En esta sección se determinan los escenarios de operación de los alimentadores escogidos en el punto 4.2. Estos alimentadores son:

Tabla 4.9: Alimentadores para estudio piloto FLISR

S/E 1	ALIMENTADOR 1	S/E 2	ALIMENTADOR 2	S/E 3	ALIMENTADOR 3
MACHALA	UNIORO	LA PRIMAVERA	PUERTO GRANDE	LA IBERIA	LA PRIMAVERA

El escenario inicial para los alimentadores de la tabla 4.8 se muestra mediante un diagrama unifilar en la figura 4.1.

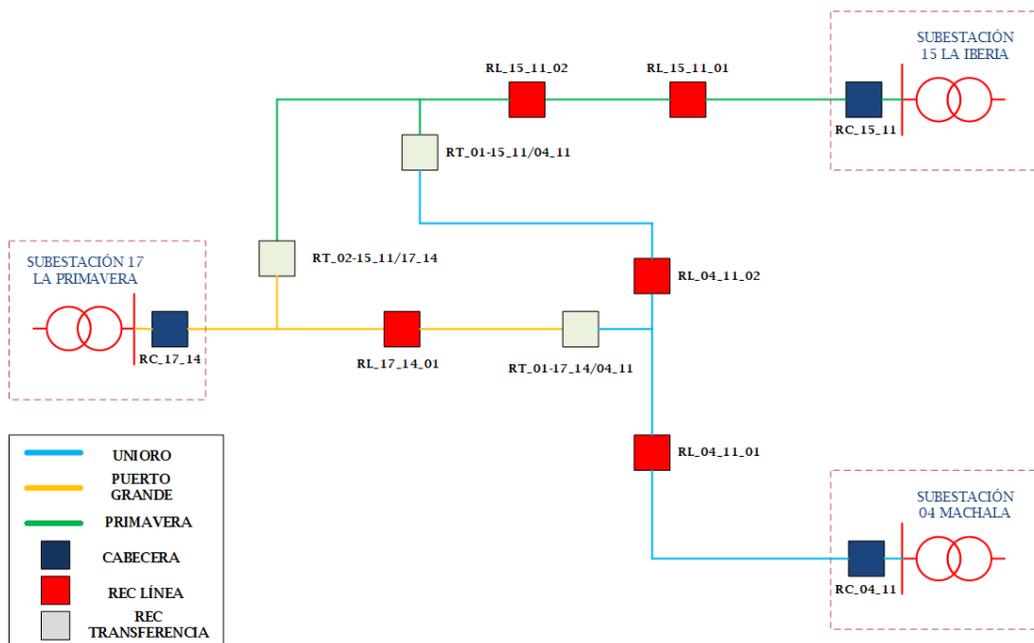


Figura 4.1: Diagrama Unifilar inicial para estudio piloto FLISR

El escenario inicial está conformado por los tres alimentadores: Unioro, La

Primavera y Puerto Grande. En este escenario inicial se han colocado reconectores de línea, con el fin de dividir los alimentadores en secciones que puedan ser aisladas en caso de falla. Además, se añadieron reconectores de transferencia entre los alimentadores, para que las secciones sanas sin falla puedan ser transferidas a otro alimentador disponible.

La ubicación inicial de los reconectores de transferencia se las realizó en los puntos de transferencia actuales, en los cuales se tiene equipo de seccionamiento manual. Para los reconectores de línea del alimentador Unioro inicialmente se los ubicó en puntos de seccionamiento existentes con equipos manuales.

Debido a que el alimentador Unioro tiene transferencia con dos alimentadores de subestaciones distintas, se pueden diferenciar tres casos para transferencia de carga en caso de falla en la primera sección del alimentador Unioro. Se considera la ubicación de la falla en esta sección ya que en este caso se requerirá la mayor capacidad de transferencia entre los alimentadores.

Los casos posibles se detallan a continuación:

- Transferir todas las secciones sanas del alimentador Unioro al alimentador Puerto Grande de la subestación La Primavera.
- Transferir todas las secciones sanas del alimentador Unioro al alimentador Primavera de la subestación La Iberia.
- Transferir todas las secciones sanas del alimentador Unioro al alimentador Puerto Grande de la subestación La Primavera y al alimentador Primavera de la subestación La Iberia.

De entre las tres posibilidades citadas anteriormente, se determina el escenario de operación más favorable para poder ser automatizado en el alimentador Unioro. Es importante mencionar que, la opción elegida nos indica la topología con la que se desarrollaran los demás escenarios de operación para diferentes puntos de falla en la misma.

Los criterios utilizados para determinar el mejor escenario, partiendo de la topología del escenario inicial de la figura 4.1 son: cargabilidad de los conductores y equipos de medio voltaje, capacidad de transformación en subestación y el nivel de voltaje de operación resultante en las secciones más alejadas del alimentador. La comprobación de los criterios mencionados se lo realiza

mediante un análisis de flujos de carga en demanda máxima del alimentador Unioro.

El rango de nivel de voltaje admitido respecto del voltaje nominal de acuerdo a la regulación [ARCERNNR-002-2020](#) para medio voltaje es de +/- 6%.

4.4. Análisis de Flujos de carga

Los análisis de flujos de carga se realizaron mediante el software de análisis de redes eléctricas CYMDIST. Debido a que el fin es automatizar escenarios de operación de los alimentadores involucrados, el análisis de flujo de carga se lo realiza cuando el alimentador Unioro presenta su demanda máxima, escenario en el cual se tendrán las condiciones más extremas de operación en los diferentes escenarios.

La comprobación de flujos de carga en demanda máxima es importante, dado que con ella se incluyen a todos los demás escenarios de demanda, es decir al automatizar el escenario de demanda máxima, los escenarios de demanda mínima y demanda da media quedan cubiertos.

El intervalo de tiempo considerado para encontrar la demanda máxima del alimentador Unioro fue de 12 meses desde abril 2020 a abril 2021. En la siguiente tabla se muestran los valores de demanda en MW.

Tabla 4.10: Demandas máximas mensuales alimentador Unioro

MES	DMAX MW
abr-20	2,90
may-20	3,62
jun-20	3,24
jul-20	3,03
ago-20	2,97
sep-20	3,06
oct-20	3,09
nov-20	3,03
dic-20	3,45
ene-21	3,45
feb-21	3,65
mar-21	3,61
abr-21	3,71

La demanda máxima se da en el mes de abril de 2021 con un valor de 3.71 MW, esta demanda se registró el 21 de abril de 2021 a las 21:45. Por tanto se considera las demandas de los alimentadores La Primavera y Puerto Grande en ese mismo instante de tiempo.

Los datos con los cuales se ejecutan los diferentes flujos de carga, en los diferentes escenarios mencionados anteriormente son los siguientes:

Tabla 4.11: Demandas de alimentadores en demanda máxima del alimentador Unioro

DEMANDAS DE ALIMENTADORES EN DEMANDA MÁXIMA DEL ALIMENTADOR UNIORO						
ALIMENTADOR	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	P (kW)	fp (%)	Vln Avg (V)
UNIORO	162	177	168	3717	93,94	7832
PRIMAVERA	92	97	77	2084	97,00	8053
PUERTO GRANDE	75	73	74	1616	94,18	7736

La distribución de la carga en los alimentadores primarios se la realiza en

CYMDIST mediante el método de los kVAs conectados, el cual distribuye la demanda medida en cabecera de acuerdo a la capacidad de los transformadores de distribución existentes.

4.4.1. Flujos de carga. Escenario 1 - Transferir todas las secciones sanas al alimentador Puerto Grande de la subestación La Primavera.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar resultante para una falla en la primera sección del alimentador Unioro y la transferencia de las secciones sanas al alimentador Puerto Grande.

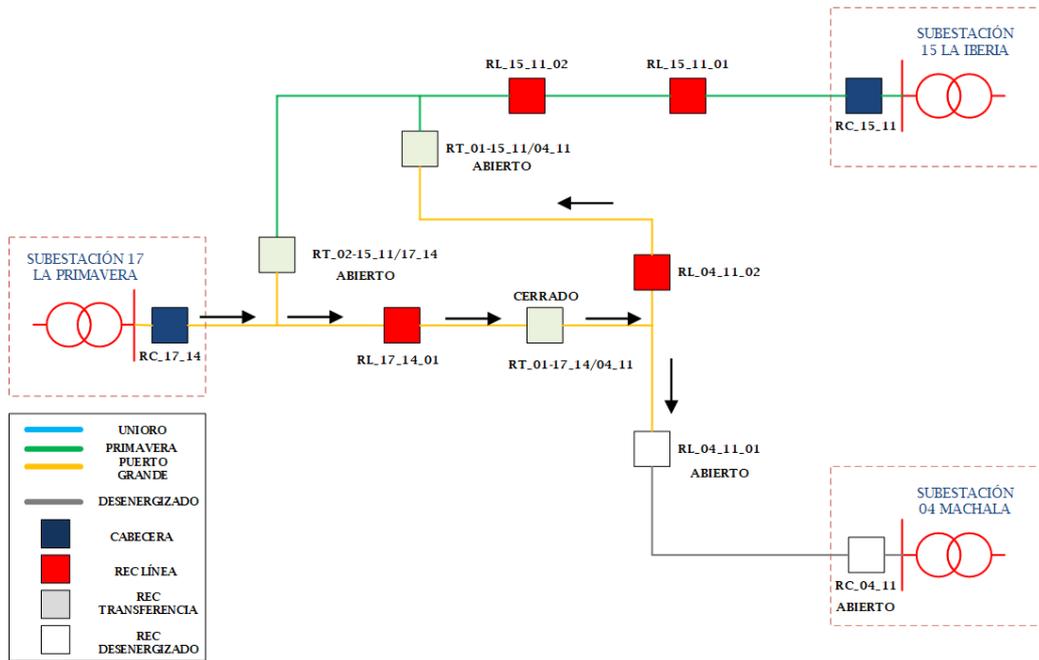


Figura 4.2: Diagrama Unifilar Escenario 1

Para obtener el escenario de operación descrito en la figura anterior se sigue la siguiente secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reanclador de cabecera del alimentador Unioro, con esto se abre el reanclador RC_04_11

- - Se abre el reconectador de línea RL_04_11_01 del alimentador Unioro. Con esto se aísla la sección en falla.
- - Luego se cierra el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 que opera normalmente abierto. Con lo que las secciones aguas arriba quedan energizadas.

Los resultados del flujo de carga se muestran a continuación:

Tabla 4.12: Datos de demanda en cabecera Escenario 1

Flujo de carga Escenario 1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_17_14	FASE A	216	7736	2,90
	FASE B	185	7736	2,90
	FASE C	190	7736	2,90

Tabla 4.13: Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1

Flujo de carga Escenario 1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_17_14_01	FASE A	212	7608	4.51
	FASE B	180	7650	3.98
	FASE C	177	7627	4.27

Tabla 4.14: Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 1

Flujo de carga Escenario 1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-17_14/04_11	FASE A	136	7482	6,09
	FASE B	111	7569	5,00
	FASE C	118	7524	5,56

Tabla 4.15: Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1

Flujo de carga Escenario 1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_02	FASE A	83	7479	6,13
	FASE B	61	7650	3,98
	FASE C	60	7627	4,27

Tabla 4.16: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 1	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7415	6,93
FASE B	7542	5,34
FASE C	7486	6,04

Tabla 4.17: Cargabilidad de equipos y conductores Escenario 1

Equipo/Conductor	I nominal (A)	I carga (A)	Cargabilidad (%)
RC_17_14	600	216	36,00
RL_17_14_01	600	212	35,33
RT_01-17_14/04_11	600	136	22,67
RL_04_11_02	600	83	13,83
ACSR 2/0	270	83	30,74
ACSR 4/0	340	216	63,53

Tabla 4.18: Cargabilidad de Transformador de Potencia Escenario 1

Transformador de potencia	Demanda máxima (MVA)	Cargabilidad ONAN (%)	Cargabilidad ONAF (%)
S/E PRIMAVERA T1 20/24 MVA	14,7	73,50	61,25

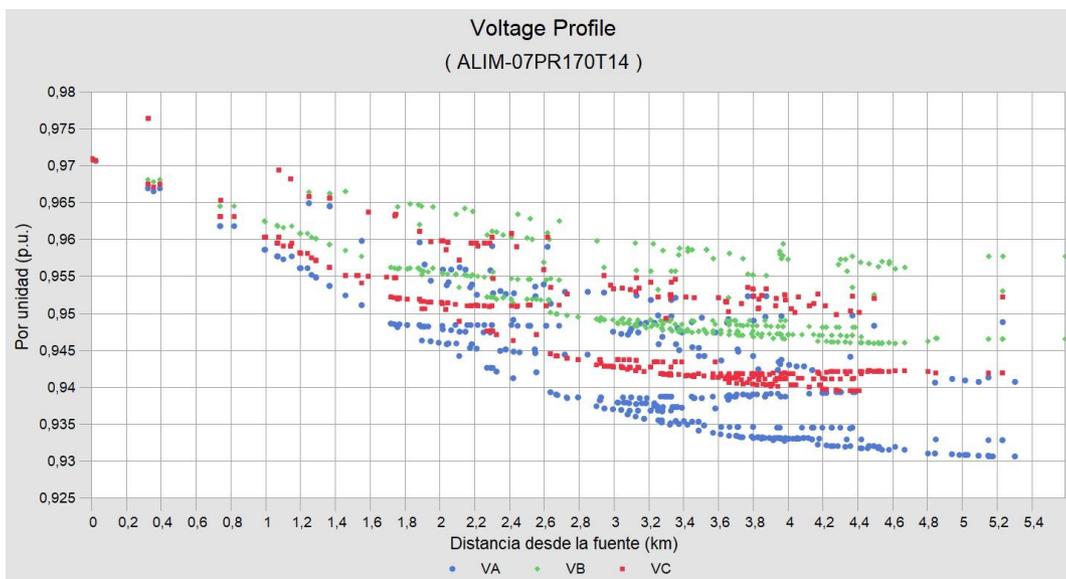


Figura 4.3: Perfil de Voltaje Alimentador Puerto Grande Escenario 1

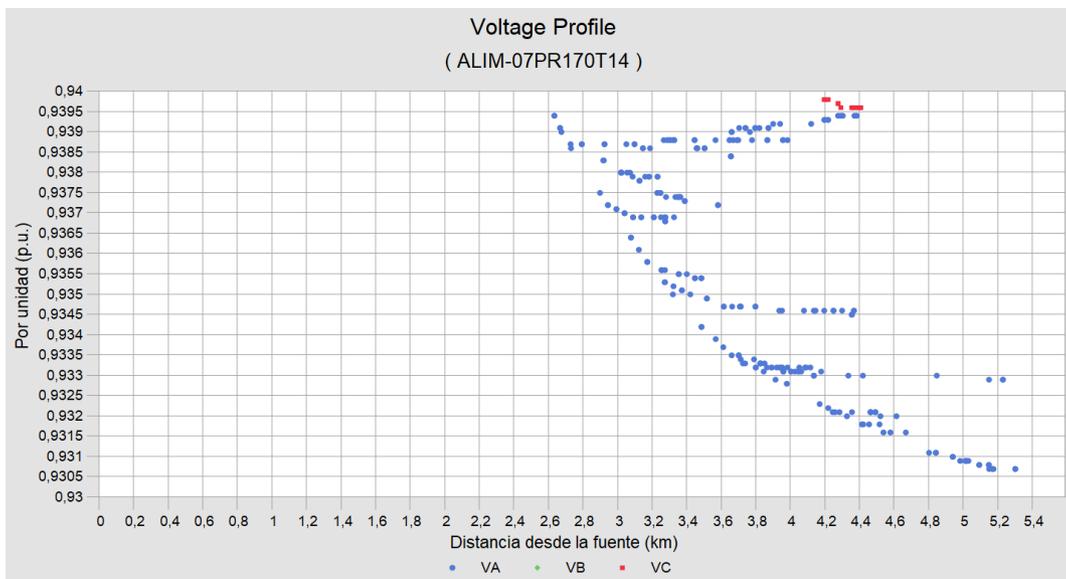


Figura 4.4: Puntos fuera del límite de Voltaje Escenario 1

Como se puede observar, los resultados mostrados desde la tabla 4.11 a la

4.17 no se tiene problemas de sobrecargas en los conductores siendo el mayor porcentaje de 63,53 %. En el caso del transformador de potencia T1 de la subestación La Primavera se tiene una cargabilidad de 73,50 % de su capacidad ONAN y 61,25 % de su capacidad ONAF.

Esto indica que, para este escenario de demanda máxima, aún se tiene un margen importante de capacidad de conducción en conductores y transformador de potencia para soportar el crecimiento de la demanda (3.7 % anual sector residencial, de acuerdo al Plan Maestro de Electricidad 2019-2027).

En cuanto al nivel de voltaje admitido (+/- 6 %), podemos observar que el peor nivel de voltaje resultante en el alimentador en demanda máxima es de 6.93 % en la fase A, la misma que transporta la mayor cantidad de corriente 216 A en cabecera.

4.4.2. Flujos de carga. Escenario 2 - Transferir todas las secciones sanas al alimentador La Primavera de la subestación La Iberia.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar resultante para una falla en la primera sección del alimentador Unioro y la transferencia de las secciones sanas al alimentador Primavera.

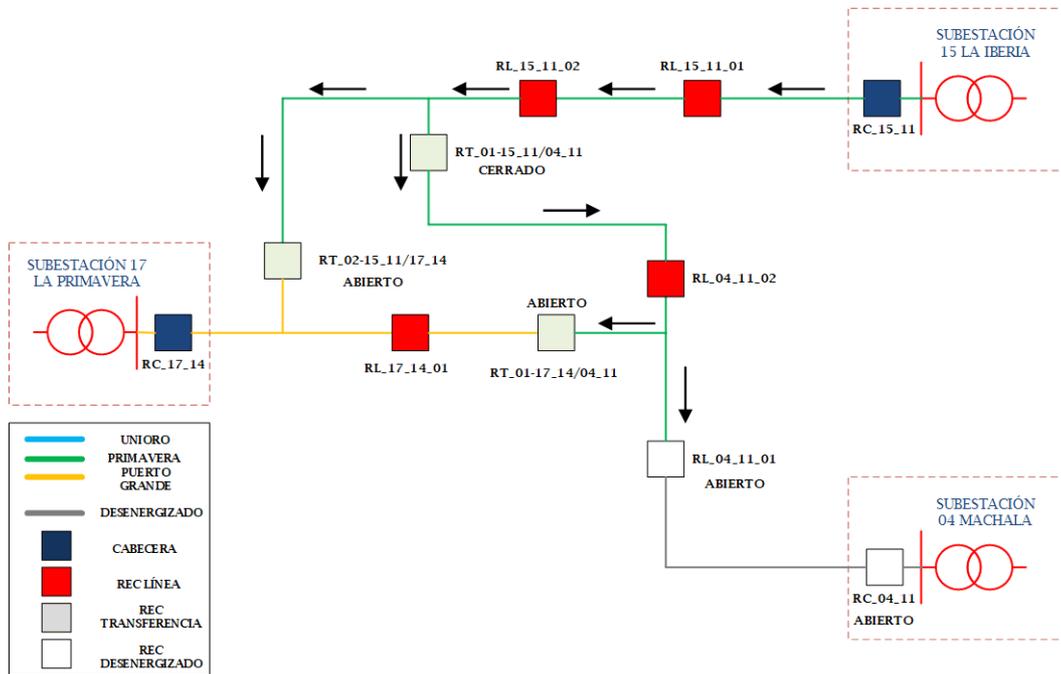


Figura 4.5: Diagrama Unifilar Escenario 2

Para obtener el escenario de operación descrito en la figura anterior, se sigue la siguiente secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reconectador de cabecera del alimentador Unioro, con esto se abre el reconectador RC_04_11.
- Se abre el reconectador de línea RL_04_11_01 del alimentador Unioro. Con esto se aísla la sección en falla.
- Luego se cierra el reconectador de transferencia RT_01-15_11/04_11 que opera normalmente abierto. Con lo que las secciones aguas arriba quedan energizadas.

Los resultados del flujo de carga se muestran a continuación:

Tabla 4.19: Datos de demanda en cabecera Escenario 2

Flujo de carga Escenario 2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_15_11	FASE A	244	8053	1,08
	FASE B	218	8053	1,08
	FASE C	217	8053	1,08

Tabla 4.20: 4.20 Datos de demanda en RL_15_11_01 Escenario 2

Flujo de carga Escenario 2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_15_11_01	FASE A	239	7684	3,55
	FASE B	214	7790	2,22
	FASE C	215	7743	2,81

Tabla 4.21: Datos de demanda en RL_15_11_02 Escenario 2

Flujo de carga Escenario 2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_15_11_02	FASE A	220	7129	10,52
	FASE B	191	7385	7,31
	FASE C	196	7261	8,86

Tabla 4.22: Datos de demanda en RT_01-15_11/04_11 Escenario 2

Flujo de carga Escenario 2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-15_11/04_11	FASE A	149	6912	13,24
	FASE B	118	7237	9,16
	FASE C	128	7059	11,40

Tabla 4.23: Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 2

Flujo de carga Escenario 2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_02	FASE A	57	6791	14,76
	FASE B	54	7154	10,20
	FASE C	63	6909	13,28

Tabla 4.24: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 2

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 2	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	6774	14,97
FASE B	7143	10,34
FASE C	6866	13,82

Tabla 4.25: Cargabilidad de equipos y conductores Escenario 2

Equipo/Conductor	I nominal (A)	I carga (A)	Cargabilidad (%)
RC_15_11	600	244	40,67
RL_15_11_01	600	239	39,83
RL_15_11_02	600	220	36,67
RT_01-15_11/04_11	600	149	24,83
RL_04_11_02	600	63	10,50
ACSR 2/0	270	149	55,19
ACSR 4/0	340	244	71,76

Tabla 4.26: Cargabilidad de Transformador de Potencia Escenario 2

Transformador de potencia	Demanda máxima (MVA)	Cargabilidad ONAN (%)	Cargabilidad ONAF (%)
S/E LA IBERIA T1 10/12,5 MVA	10,12	101,20	80,96



Figura 4.6: Perfil de Voltaje Alimentador Puerto Grande Escenario 2

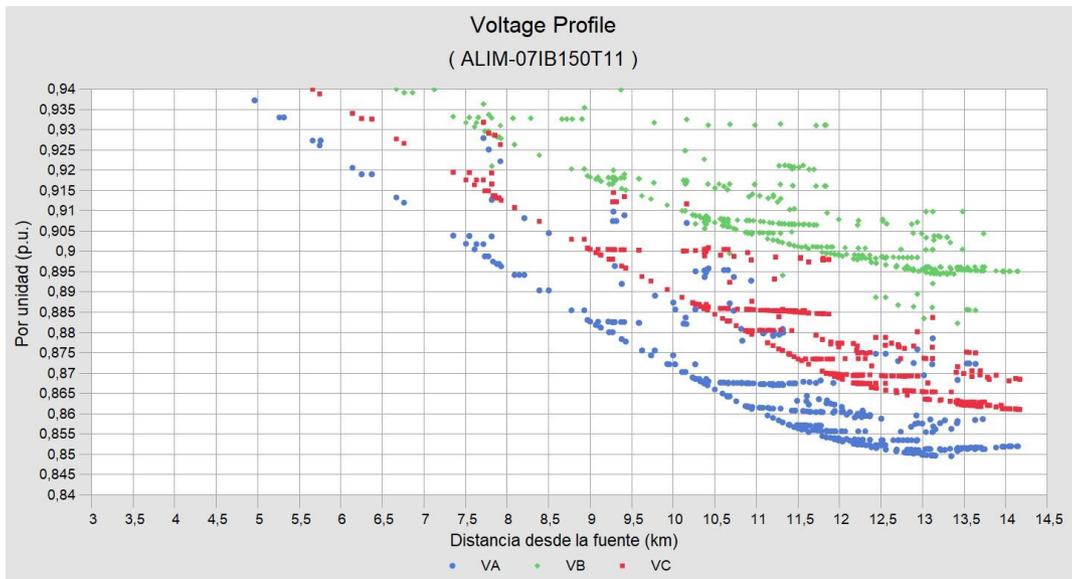


Figura 4.7: Puntos fuera del límite de Voltaje Escenario 2

Como se puede observar, los resultados mostrados desde la tabla 4.18 a la

4.24 no se tiene problemas de sobrecargas en los conductores siendo el mayor porcentaje de 55,19%.

En el caso del transformador de potencia T1 de la subestación La Iberia descrito en la tabla 4.25, se tiene una cargabilidad de 101,20 % de su capacidad ONAN y 80,96 de su capacidad ONAF. En este caso, tenemos mayor cargabilidad del transformador de potencia en comparación con el escenario 1, en el cual tenemos para el transformador de potencia T1 de la subestación La Primavera una cargabilidad de 73,50 % de su capacidad ONAN y 61,25 % de su capacidad ONAF.

Para este escenario de demanda máxima aún se tiene un margen importante de capacidad de conducción en conductores, pero en el caso del transformador de potencia en la subestación La Iberia, resulta en un margen reducido para soportar el crecimiento de la demanda (3.7 % anual sector residencial, de acuerdo al Plan Maestro de Electricidad 2019-2027).

En cuanto al nivel de voltaje admitido (+/- 6 %), podemos observar que se violan los límites en las tres fases, con valores mayores al doble del porcentaje permitido, siendo el peor nivel de voltaje resultante de 14,97 % en la fase A, la misma que transporta la mayor cantidad de corriente 244 A en cabecera.

4.4.3. Flujos de carga. Escenario 3 - Transferir todas las secciones sanas al alimentador Primavera de la subestación La Iberia y al alimentador Puerto Grande de la subestación La Primavera.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar resultante para una falla en la primera sección del alimentador Unioro y la transferencia de las secciones sanas al alimentador Primavera.

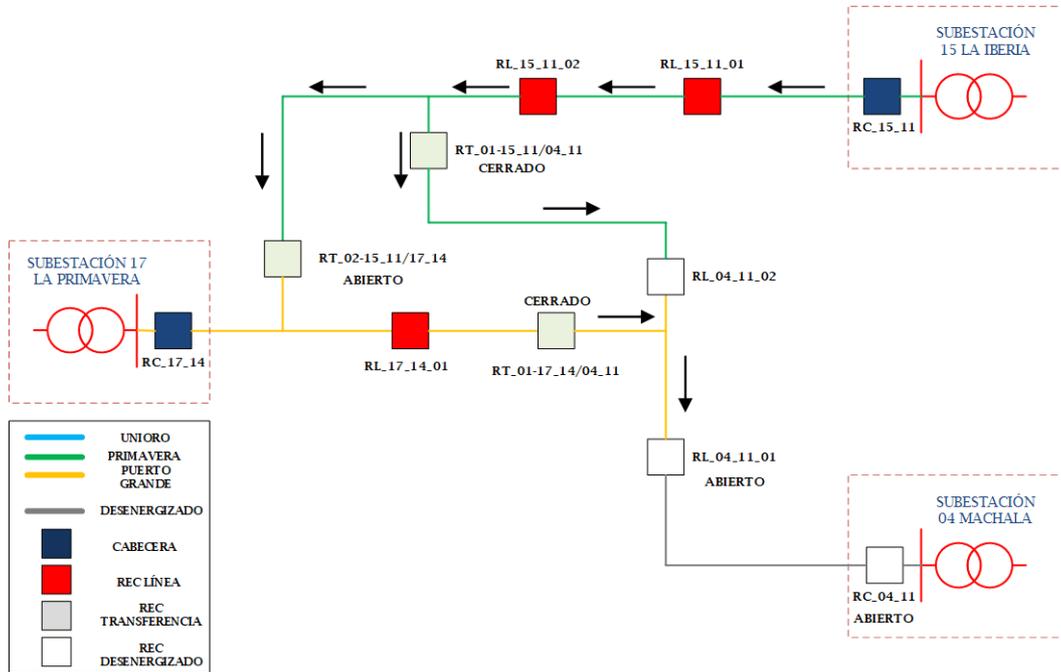


Figura 4.8: Diagrama Unifilar Escenario 3

Para obtener el escenario de operación descrito en la figura anterior, se sigue la siguiente secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reanclador de cabecera del alimentador Unioro, con esto se abre el reanclador RC_04_11.
- Se abre el reanclador de línea RL_04_11_01 del alimentador Unioro. Con esto se aísla la sección en falla.
- Se abre el reanclador de línea RL_04_11_02 del alimentador Unioro. Hasta este reanclador se transferirá por el alimentador La Primavera de la subestación La Iberia.
- Luego se cierran los reancladores de transferencia RT_01-15_11/04_11 y RT_01-17_14/04_11 que operan normalmente abiertos. Con lo que las secciones sanas del alimentador Unioro, quedan transferidas a los alimentadores Puerto Grande y La Primavera.

Los resultados del flujo de carga se muestran a continuación:

Tabla 4.27: Datos de demanda en cabecera Primavera Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_15_11	FASE A	178	8053	1,08
	FASE B	158	8053	1,08
	FASE C	147	8053	1,08

Tabla 4.28: Datos de demanda en RL_15_11_01 Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_15_11_01	FASE A	175	7776	2,40
	FASE B	154	7879	1,10
	FASE C	144	7858	1,37

Tabla 4.29: Datos de demanda en RL_15_11_02 Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_15_11_02	FASE A	155	7358	7,64
	FASE B	131	7612	4,46
	FASE C	126	7544	5,31

Tabla 4.30: Datos de demanda en RT_01-15_11/04_11 Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-15_11/04_11	FASE A	87	7201	9,61
	FASE B	61	7626	4,28
	FASE C	62	7420	6,87

Tabla 4.31: Datos de demanda en cabecera Puerto Grande Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_17_14	FASE A	130	7736	2,90
	FASE B	123	7736	2,90
	FASE C	128	7736	2,90

Tabla 4.32: Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_17_14_01	FASE A	127	7663	3,82
	FASE B	119	7672	3,70
	FASE C	116	7665	3,79

Tabla 4.33: Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 3

Flujo de carga Escenario 3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-17_14/04_11	FASE A	51	7603	4,57
	FASE B	50	7618	4,38
	FASE C	57	7612	4,46

Tabla 4.34: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 3

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 3	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7140	10,38
FASE B	7499	5,87
FASE C	7351	7,73

Tabla 4.35: Cargabilidad de equipos y conductores Escenario 3

Equipo/Conductor	I nominal (A)	I carga (A)	Cargabilidad (%)
RC_15_11	600	178	29,67
RL_15_11_01	600	175	29,17
RL_15_11_02	600	155	25,83
RT_01-15_11/04_11	600	87	14,50
RC_17_14	600	130	21,67
RL_17_14_01	600	127	21,17
RT_01-17_14/04_11	600	57	9,50
ACSR 2/0	270	87	32,22
ACSR 4/0	340	178	52,35

Tabla 4.36: Cargabilidad de Transformadores de Potencia Escenario 3

Transformador de potencia	Demanda máxima (MVA)	Cargabilidad ONAN (%)	Cargabilidad ONAF (%)
S/E LA IBERIA T1 10/12,5 MVA	8,55	85,50	68,40
S/E LA PRIMAVERA T1 20/24 MVA	13,09	65,45	54,54

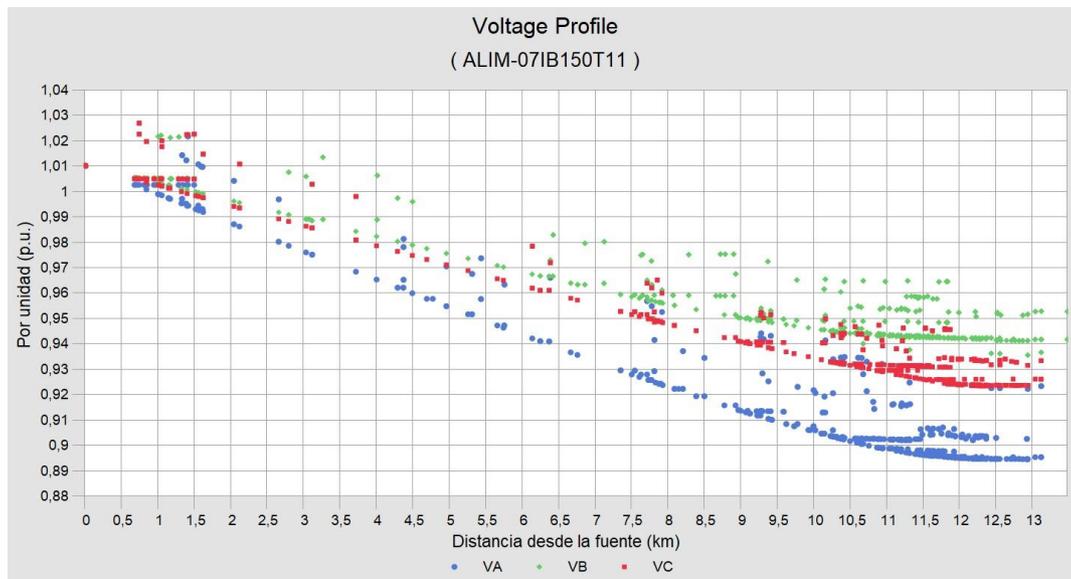


Figura 4.9: Perfil de Voltaje Alimentadores en Escenario 3

Como se puede observar, los resultados mostrados desde la tabla 4.26 a la 4.34 no se tiene problemas de sobrecargas en los conductores siendo el mayor porcentaje de 32,22 %.

Como resultado de la división de carga entre los dos alimentadores, se tienen niveles de cargabilidad más bajos en los transformadores de potencia asociados, como se muestra en la tabla 4.36.

Para este escenario de demanda máxima, aún se tiene un margen importante de capacidad de conducción en conductores, de igual manera en los transformadores de potencia para soportar el crecimiento de la demanda (3.7 % anual sector residencial, de acuerdo al Plan Maestro de Electricidad 2019-2027).

En cuanto al nivel de voltaje admitido ($\pm 6\%$), podemos observar que se violan los límites en las fases A y C, siendo el peor voltaje resultante de 10,38 % en la fase A.

Una vez ejecutados los flujos de carga en demanda máxima con los tres diferentes escenarios de operación, se puede observar que en cuanto a cargabilidad de conductores y equipos en el alimentador no se tiene ningún tipo de restricción.

En cuanto a cargabilidad de transformadores de potencia se puede observar un resumen en la tabla 4.37.

Tabla 4.37: Resumen Cargabilidad de Transformadores de Potencia

Escenarios Transformadores de Potencia		Demanda máxima (MVA)	Cargabilidad ONAN (%)	Cargabilidad ONAF (%)
Escenario 1	S/E PRIMAVERA T1 20/24 MVA	14,7	73,50	61,25
Escenario 2	S/E LA IBERIA T1 10/12,5 MVA	10,12	101,20	80,96
Escenario 3	S/E LA IBERIA T1 10/12,5 MVA	8,55	85,50	68,40
	S/E LA PRIMAVERA T1 20/24 MVA	13,09	65,45	54,54

Los escenarios 1 y 3 son los que mantienen un margen de capacidad superior al 25 % en su capacidad ONAN y ONAF. Para el escenario 1 se tiene en potencia aparente ONAN 5,3 MVA y en ONAF 9,3 MVA de reserva de capacidad.

Por otra parte, en el escenario 2 se sobrepasa la capacidad nominal ONAN del transformador de potencia y se tiene alrededor del 19,04 % de reserva de capacidad en operación ONAF, es importante mencionar que este porcentaje traducido a potencia aparente nos da una cantidad de solo 2.38 MVA.

De lo descrito anteriormente, podemos concluir que en cuanto a cargabilidad de transformadores de potencia, el mejor escenario es el escenario 3, luego el escenario 1 y el menos favorable sería el escenario 2.

Otro aspecto importante a considerar, es el nivel de voltaje resultante al modificar la topología de los alimentadores, por lo tanto, en la siguiente tabla se muestra un resumen de los peores niveles de voltaje resultantes en los tres escenarios de operación.

Tabla 4.38: Resumen peores nivel de voltaje por escenario

PEOR CASO NIVEL DE VOLTAJE	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2		ESCENARIO 3	
	(V)	(%)	(V)	(%)	(V)	(%)
A	7415	6,93	6774	14,98	7140	10,39
B	7542	5,34	7143	10,35	7499	5,88
C	7486	6,04	6866	13,82	7351	7,74

Como se puede observar en la tabla 4.38, el escenario 2 es el menos favorable, al igual que en la verificación de cargabilidad de transformadores de potencia, por tanto, este escenario de operación queda descartado.

A pesar de que el escenario 3 es más favorable en cuanto a cargabilidad de transformadores de potencia, se puede observar que los mejores niveles de voltaje resultan en el escenario de operación 1.

Por lo tanto, al tener en el escenario 1 un margen de potencia aparente ONAN de 5,3 MVA y en ONAF de 9,3 MVA de reserva de capacidad en transformador de potencia y mejores niveles de voltaje que en los escenarios 2 y 3, es este el escenario elegido a ser automatizado.

En la siguiente sección, se realiza el análisis de flujos de carga para los diferentes escenarios en caso de falla en las secciones definidas en el escenario 1.

4.4.4. Análisis de flujo de carga en caso de falla en las secciones del escenario a automatizar

A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la topología del escenario 1 escogido en la sección anterior:

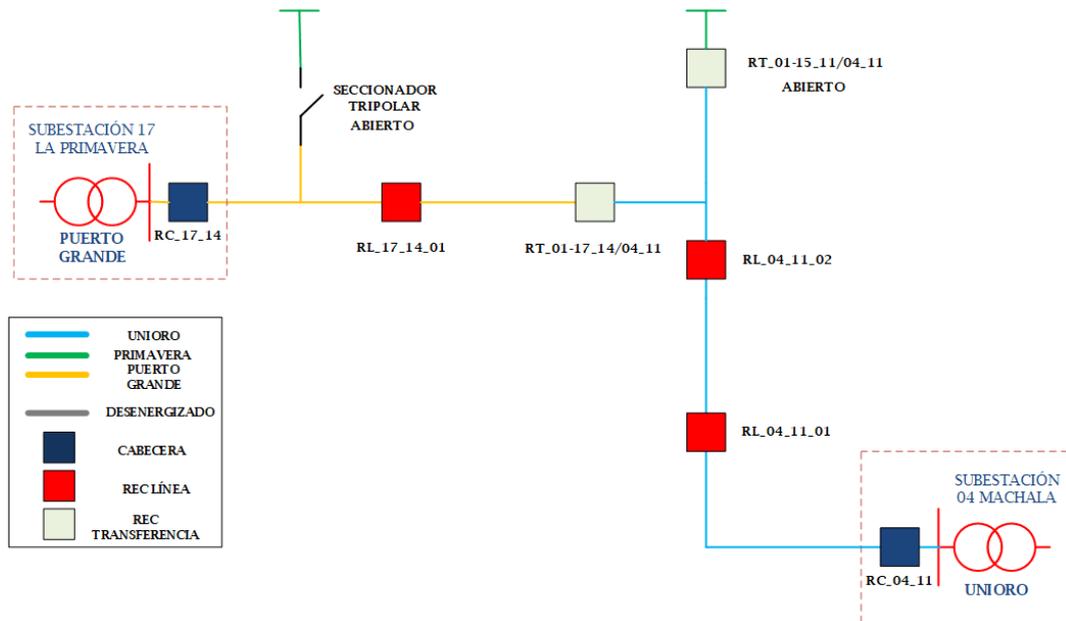


Figura 4.10: Diagrama Unifilar de la topología a automatizar

En las siguientes tablas se muestran la cantidad, ubicación y distancias entre los reconectores proyectados en los alimentadores Unioro y Puerto Grande:

Tabla 4.39: Ubicación Reconectores Alimentador Unioro

No	Nombre	Tipo	Coordenada X	Coordenada Y	Distancia a la S/E (km)
1	RC_04_11	Cabecera	618552	9638520	0
2	RL_04_11_01	Línea	618297	9639447	1,408
3	RL_04_11_02	Línea	617919	9640222	2,77
4	RT_01-17_14/04_11	Transferencia	617888	9640179	2,724

Tabla 4.40: Ubicación Reconectores Alimentador Puerto Grande

No	Nombre	Tipo	Coordenada X	Coordenada Y	Distancia a la S/E (km)
1	RC_17_14	Cabecera	616680	9641665	0
2	RL_17_14_01	Línea	616871	9641059	1,363
3	RT_01-17_14/04_11	Transferencia	617888	9640179	2,665

En el siguiente diagrama, se etiquetan las diferentes secciones en los alimentadores Unioro y Puerto Grande:

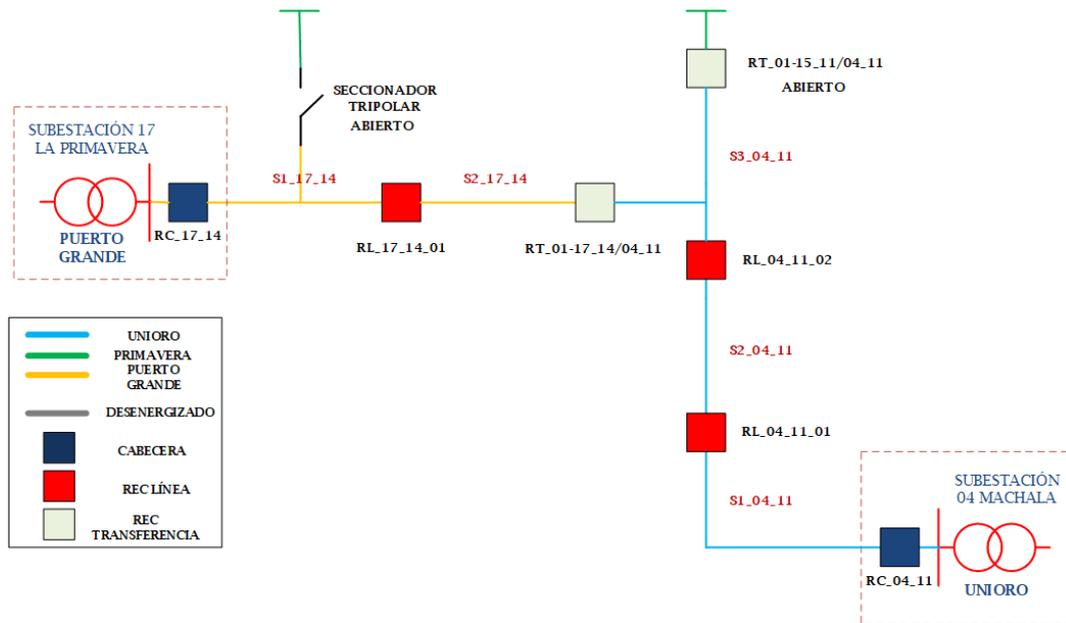


Figura 4.11: Diagrama Unifilar del escenario a automatizar con secciones

A continuación, se muestra el detalle de las secciones definidas en los alimentadores piloto, así como sus longitudes:

Tabla 4.41: Secciones en el Alimentador Unioro

No Sección	R inicial-R final	Tipo	Longitud de sección (km)
S1_04_11	RC_04_11	Cabecera	1,408
	RL_04_11_01	Línea	
S2_04_11	RL_04_11_01	Línea	1,362
	RL_04_11_02	Línea	
S3_04_11	RL_04_11_02	Línea	1,973
	RT_01-15_11/04_11	Transferencia	

Tabla 4.42: Secciones en el Alimentador Puerto Grande

No Sección	R inicial-Rfinal	Tipo	Longitud de sección (km)
S1_17_14	RC_17_14	Cabecera	1,363
	RL_17_14_01	Línea	
S2_17_14	RL_17_14_01	Línea	1,302
	RT_01-17_14/04_11	Transferencia	

En las siguientes secciones, se analizan los escenarios de flujo de carga que resultan de aplicar el **FLISR**, ante fallas en las diferentes secciones definidas anteriormente.

Cabe mencionar que el escenario más crítico fue analizado en las secciones anteriores, por lo que, en los resultados de flujo de carga para los diferentes escenarios, se mostraran los resultados de flujo de carga en los diferentes reconectores y los peores niveles de voltaje.

4.4.4.1. Análisis de flujo de carga - Escenario 1.1

Ubicación de la falla permanente: Sección S1_04_01

Secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reconector de cabecera del alimentador Unioro, con esto se abre el reconector RC_04_11.

- Se abre el reconectador de línea RL_04_11_01 del alimentador Unioro. Con esto se aísla la sección en falla S1_04_01.
- Luego se cierra el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 que opera normalmente abierto. Con lo que las secciones aguas arriba de la sección S1_04_01 quedan energizadas por el alimentador Puerto Grande.

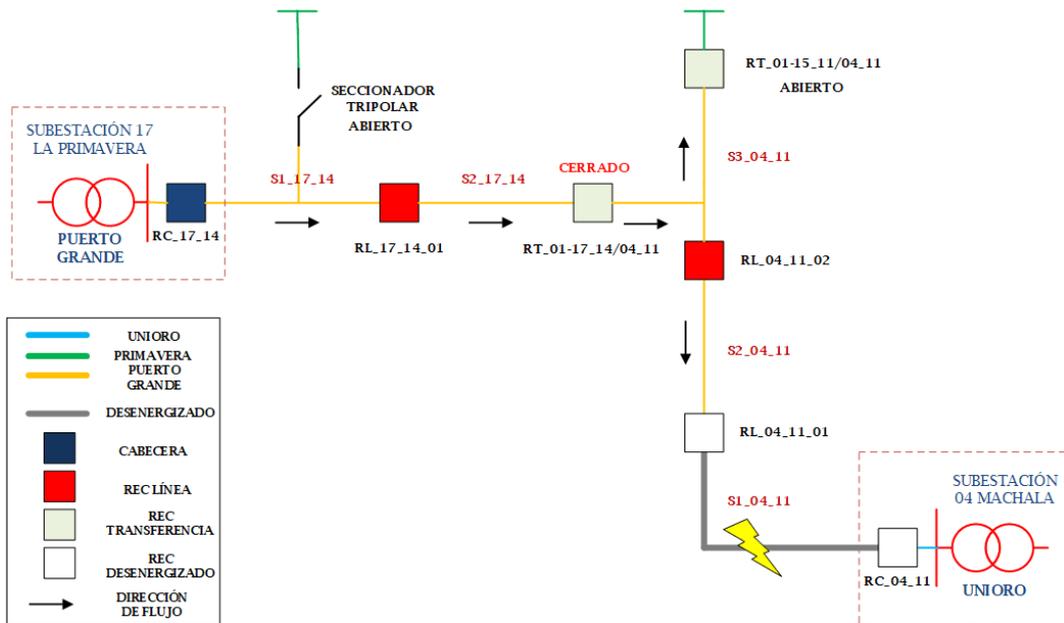


Figura 4.12: Diagrama Unifilar del escenario 1.1

Los resultados de flujo de carga, para los diferentes reconectores y los peores niveles de voltaje del escenario 1.1 se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 4.43: Datos de demanda en cabecera Escenario 1.1

Flujo de carga Escenario 1.1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_17_14	FASE A	201	7736	2,90
	FASE B	185	7736	2,90
	FASE C	190	7736	2,90

Tabla 4.44: Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1.1

Flujo de carga Escenario 1.1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_17_14_01	FASE A	193	7608	4,51
	FASE B	180	7650	3,98
	FASE C	177	7627	4,27

Tabla 4.45: Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Esc. 1.1

Flujo de carga Escenario 1.1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-17_14/04_11	FASE A	132	7482	6,09
	FASE B	111	7569	5,00
	FASE C	118	7524	5,56

Tabla 4.46: Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1.1

Flujo de carga Escenario 1.1		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_02	FASE A	83	7479	6,13
	FASE B	61	7650	3,98
	FASE C	60	7627	4,27

Tabla 4.47: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.1

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 1.1	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7415	6,93
FASE B	7542	5,34
FASE C	7486	6,04

4.4.4.2. Análisis de flujo de carga - Escenario 1.2

Ubicación de la falla permanente: Sección S1_04_02

Secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reconectador de línea 01 del alimentador Unioro, con esto se abre el reconectador RL_04_11_01.
- Se abre el reconectador de línea RL_04_11_02 del alimentador Unioro. Con esto se aísla la sección en falla S1_04_02.
- Luego se cierra el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 que opera normalmente abierto. Con lo que la sección S1_04_03 queda energizada por el alimentador Puerto Grande.

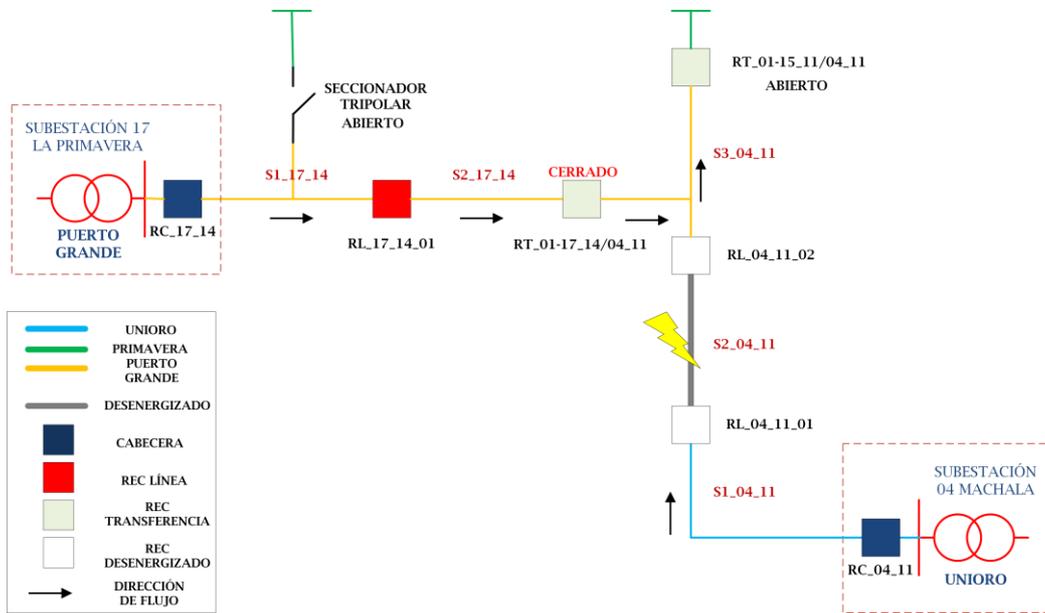


Figura 4.13: Diagrama Unifilar del escenario 1.2

Tabla 4.48: Datos de demanda en cabecera Escenario 1.2

Flujo de carga Escenario 1.2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_17_14	FASE A	162	7736	2,90
	FASE B	133	7736	2,90
	FASE C	131	7736	2,90

Tabla 4.49: Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1.2

Flujo de carga Escenario 1.2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_17_14_01	FASE A	158	7635	4,17
	FASE B	129	7680	3,60
	FASE C	118	7662	3,83

Tabla 4.50: Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 1.2

Flujo de carga Escenario 1.2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-17_14/04_11	FASE A	83	7542	5,33
	FASE B	60	7636	4,15
	FASE C	59	7602	4,58

Tabla 4.51: Datos de demanda en RC_04_11 Escenario 1.2

Flujo de carga Escenario 1.2		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_04_11	FASE A	30	7832	1,69
	FASE B	70	7832	1,69
	FASE C	46	7832	1,69

Tabla 4.52: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.2

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 1.2	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7476	6,17
FASE B	7605	4,55
FASE C	7578	4,89

4.4.4.3. Análisis de flujo de carga - Escenario 1.3

Ubicación de la falla permanente: Sección S1_04_03

Secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reconectador de línea 02 del alimentador Unioro, con esto se abre el reconectador RL_04_11_02.
- Al ser la sección final del alimentador Unioro no es posible cerrar el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11.
- Por tanto, el reconectador RL_04_11_02 permanece abierto hasta que se despeje la falla en la sección S1_04_03 por parte del personal técnico.

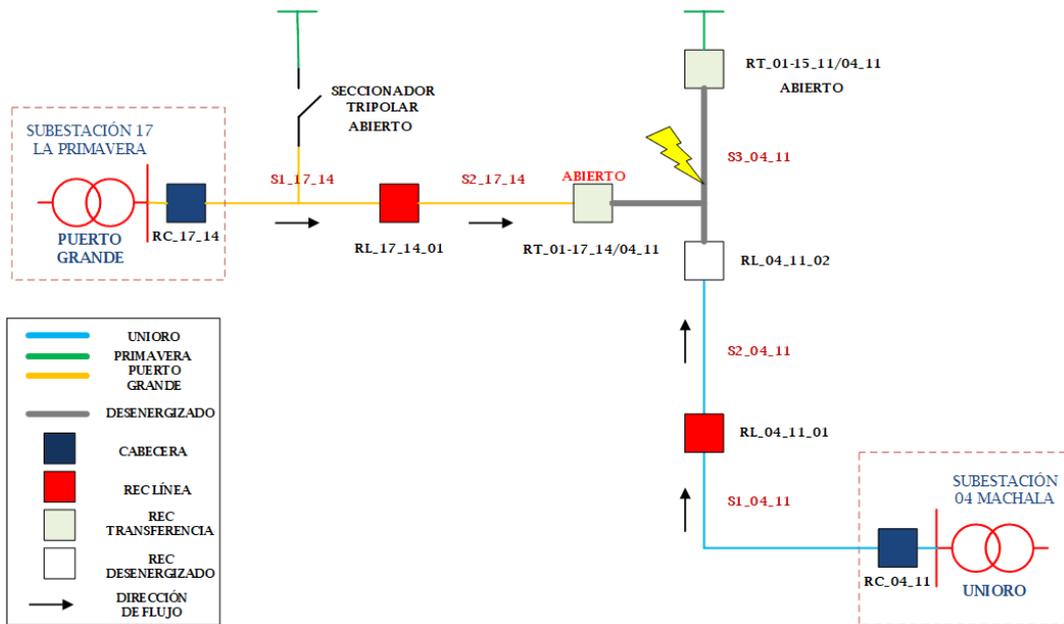


Figura 4.14: Diagrama Unifilar del escenario 1.3

Tabla 4.53: Datos de demanda en cabecera Escenario 1.3

Flujo de carga Escenario 1.3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_17_14	FASE A	78	7736	2,90
	FASE B	72	7736	2,90
	FASE C	71	7736	2,90

Tabla 4.54: Datos de demanda en RL_17_14_01 Escenario 1.3

Flujo de carga Escenario 1.3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_17_14_01	FASE A	74	7689	3,49
	FASE B	68	7701	3,34
	FASE C	58	7699	3,36

Tabla 4.55: Datos de demanda en RC_04_11 Escenario 1.3

Flujo de carga Escenario 1.3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_04_11	FASE A	81	7832	1,69
	FASE B	119	7832	1,69
	FASE C	103	7832	1,69

Tabla 4.56: Datos de demanda en RL_04_11_01 Escenario 1.3

Flujo de carga Escenario 1.3		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_01	FASE A	51	7797	2,13
	FASE B	49	7763	2,56
	FASE C	56	7798	2,12

Tabla 4.57: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.3

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 1.3	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7649	4,00
FASE B	7677	3,65
FASE C	7667	3,77

4.4.4.4. Análisis de flujo de carga - Escenario 1.4

Ubicación de la falla permanente: Sección S1_17_14

Secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el relé de cabecera del alimentador Puerto Grande RC_17_14, con esto se abre el interruptor asociado en la subestación.
- Se abre el reconectador de línea RL_17_14_01 del alimentador Puerto Grande. Con esto se aísla la sección en falla S1_17_14.
- Luego se cierra el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 que opera normalmente abierto. Con lo que la sección S2_17_14 queda energizada por el alimentador Unioro.

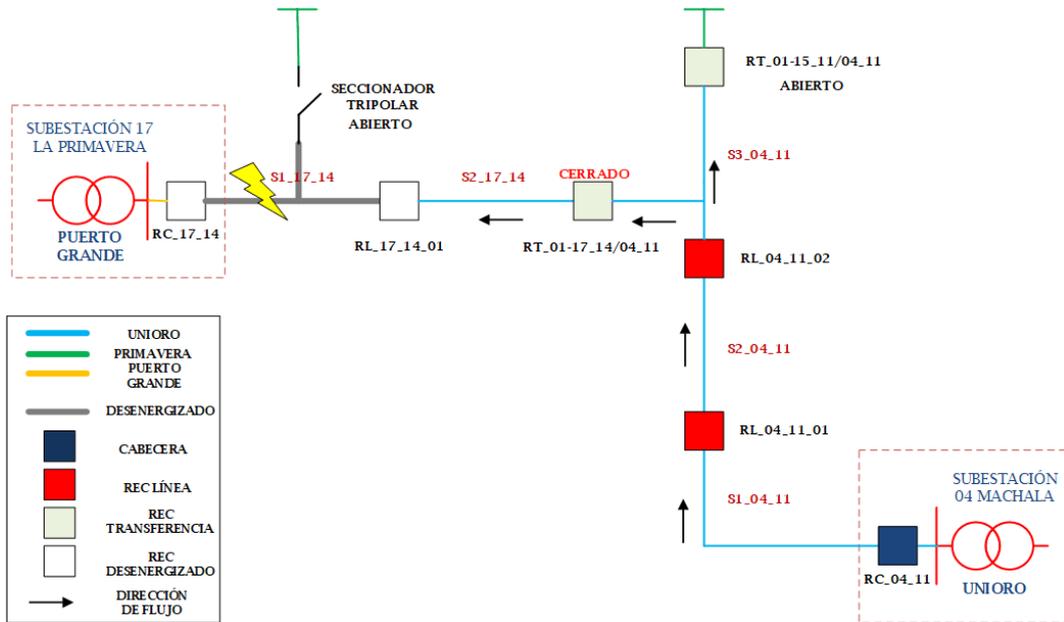


Figura 4.15: Diagrama Unifilar del escenario 1.4

Tabla 4.58: Datos de demanda en cabecera Escenario 1.4

Flujo de carga Escenario 1.4		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_04_11	FASE A	231	7832	1,69
	FASE B	230	7832	1,69
	FASE C	222	7832	1,69

Tabla 4.59: Datos de demanda en RL_04_11_01 Escenario 1.4

Flujo de carga Escenario 1.4		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_01	FASE A	211	7693	3,44
	FASE B	180	7716	3,15
	FASE C	175	7727	3,01

Tabla 4.60: Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1.4

Flujo de carga Escenario 1.4		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_02	FASE A	159	7543	5,32
	FASE B	130	7624	4,31
	FASE C	119	7626	4,28

Tabla 4.61: Datos de demanda en RT_01-17_14/04_11 Escenario 1.4

Flujo de carga Escenario 1.4		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RT_01-17_14/04_11	FASE A	72	7543	5,32
	FASE B	70	7623	4,32
	FASE C	59	7626	4,28

Tabla 4.62: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.4

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 1.4	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7477	6,16
FASE B	7589	4,75
FASE C	7507	5,78

4.4.4.5. Análisis de flujo de carga - Escenario 1.5

Ubicación de la falla permanente: Sección S2_17_14

Secuencia de maniobras:

- Se detecta la falla en el reconectador de línea RL_{17_14_01} del alimentador Puerto Grande.
- Al ser la sección final del alimentador Puerto Grande no es posible cerrar el reconectador de transferencia RT_{01-17_14/04_11}.
- Por tanto, el reconectador RL_{17_14_01} permanece abierto hasta que se despeje la falla en la sección S_{2_17_14} por parte del personal técnico.

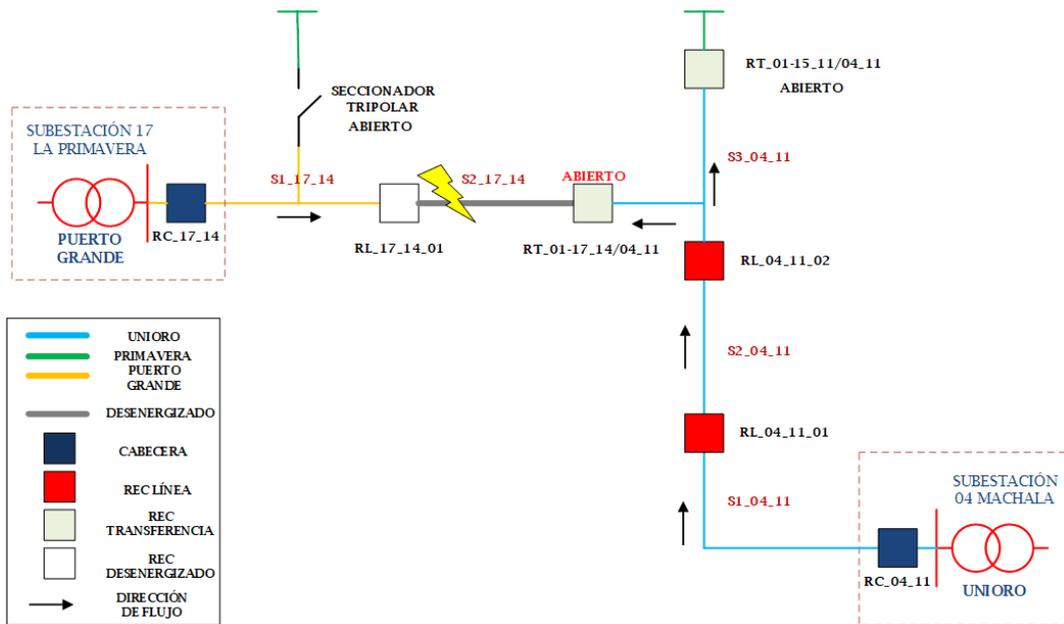


Figura 4.16: Diagrama Unifilar del escenario 1.5

Tabla 4.63: Datos de demanda en cabecera Escenario 1.5

Flujo de carga Escenario 1.5		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC _{04_11}	FASE A	163	7832	1,69
	FASE B	180	7832	1,69
	FASE C	162	7832	1,69

Tabla 4.64: Datos de demanda en RL_04_11_01 Escenario 1.5

Flujo de carga Escenario 1.5		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_01	FASE A	133	7746	2,77
	FASE B	109	7746	2,77
	FASE C	115	7758	2,62

Tabla 4.65: Datos de demanda en RL_04_11_02 Escenario 1.5

Flujo de carga Escenario 1.5		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RL_04_11_02	FASE A	82	7657	3,89
	FASE B	60	7693	3,44
	FASE C	59	7696	3,40

Tabla 4.66: Datos de demanda en RC_17_14 Escenario 1.5

Flujo de carga Escenario 1.5		I (A)	V (kVLN)	dV (%)
RC_17_14	FASE A	4	7736	2,90
	FASE B	4	7736	2,90
	FASE C	12	7736	2,90

Tabla 4.67: Peor nivel de voltaje por fase Escenario 1.5

Peor caso Nivel de Voltaje Escenario 1.5	V (kVLN)	dV (%)
FASE A	7592	4,71
FASE B	7661	3,85
FASE C	7672	3,71

4.5. Análisis de cortocircuitos

En la presente sección se encontrarán los valores de corrientes de falla para los siguientes casos:

- Falla monofásica a tierra
- Falla bifásica
- Falla bifásica a tierra
- Falla trifásica

Estos valores sirven como datos de entrada, para realizar las diferentes coordinaciones de protecciones de fase y de neutro. Los escenarios en los que se calculan los valores de falla, son el escenario de configuración normal de los alimentadores y los escenarios en los cuales cambian su topología al cerrarse el reconector de transferencia entre ellos, es decir, los escenarios 1.1 y 1.4 descritos en la sección 4.4.4. En los escenarios 1.2, 1.3 y 1.5 los valores de falla en los alimentadores corresponden a los del escenario de operación normal.

4.5.1. Valores de falla de fase y neutro en el escenario de operación normal

Se obtienen los valores de falla para la configuración de operación normal de los alimentadores Unioro y Puerto Grande, es decir el escenario inicial de funcionamiento de ellos.

Los valores de falla fueron obtenidos en las diferentes ubicaciones de los re-conectores y en la sección de la primera derivación desde la troncal de los alimentadores.

A continuación, en las siguientes tablas se muestran los valores de falla en las ubicaciones de los re-conectores, al igual que los valores de carga máxima y de falla en las primeras derivaciones desde la troncal de los alimentadores.

Tabla 4.68: Valores de falla en reconectores - Escenario de operación normal

EQUIPO	I 3F (A)	I 1FT (A)	I 2F (A)	I 2FT (A)
RC_04_11	8600	9500	7448	9148
RL_04_11_01	5179	3859	4486	4823
RL_04_11_02	3553	2397	3077	3314
RC_17_14	6700	7798	5803	7447
RL_17_14_01	4432	3784	3842	4224
RT_01-17_14/04_11	3146	2320	2726	2933

Tabla 4.69: Valores de falla en derivaciones - Escenario de operación normal

No Sección	I máx. 1era derivación (A)	Sección I máx. 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I 1FT (A)	I 2F (A)	I 2FT (A)
S1_04_11	48	282387_MTA	282387_MTA	5811	4557	5033	5436
S2_04_11	40	3985_MTA	MTA_S_3918	4860	3533	4210	4519
S3_04_11	17	98386_MTA	154565_MTA	3318	2217	2873	3100
S1_17_14	4	326602_MTA	MTA_S_98680	4821	4352	4180	4722
S2_17_14	35	243475_MTA	MTA_S_4028	4224	3514	3662	3977

En la siguiente figura se muestran estos valores tanto para fase, como para el valor más alto de falla de neutro.

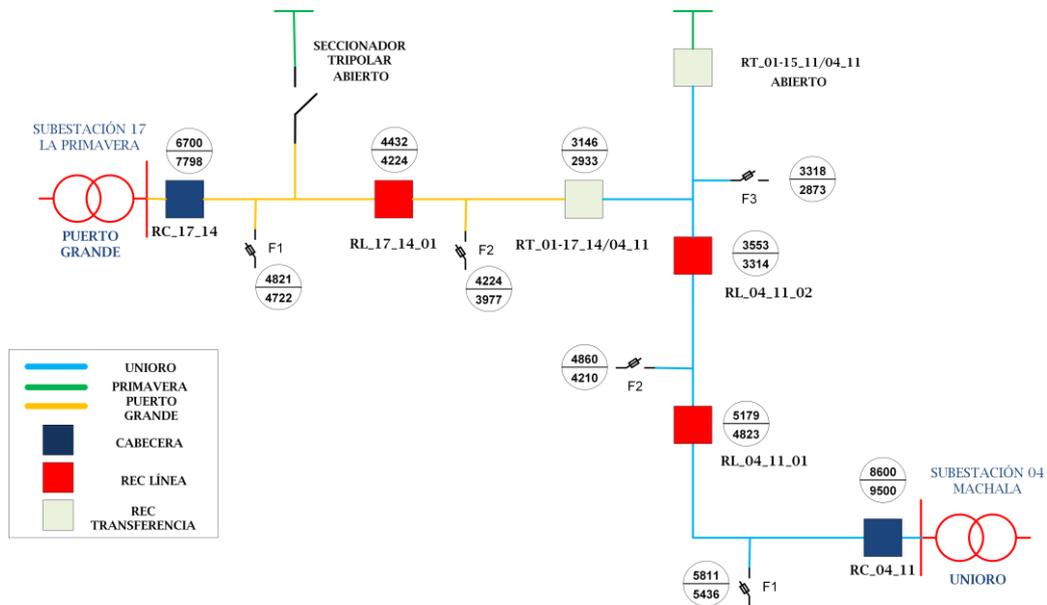


Figura 4.17: Diagrama unifilar valores de falla del escenario de operación normal

4.5.2. Valores de falla de fase y neutro en Escenario 1.1

A continuación, se muestran los valores de falla con la configuración de los alimentadores para el escenario 1.1.

Tabla 4.70: Valores de falla en reconectadores – Escenario 1.1

EQUIPO	I 3F (A)	I 1FT (A)	I 2F (A)	I 2FT (A)
RC_04_11	NA			
RL_04_11_01	NA			
RL_04_11_02	3141	2315	2721	2927
RC_17_14	6700	7798	5803	7447
RL_17_14_01	4432	3784	3842	4224
RT_01-17_14/04_11	3146	2320	2726	2933

Tabla 4.71: Valores de falla en derivaciones – Escenario 1.1

No Sección	I max 1era derivación (A)	Sección I max 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I 1FT (A)	I 2F (A)	I 2FT (A)
S1_04_11	0	NA	NA	NA			
S2_04_11	40	3985_MTA	3985_MTA	3064	2241	2654	2856
S3_04_11*	17	98386_MTA	154565_MTA	2957	2146	2562	2761
S1_17_14	4	326602_MTA	MTA_S_98680	4821	4352	4180	4722
S2_17_14	35	243475_MTA	MTA_S_4028	4224	3514	3662	3977

En la siguiente figura se muestran los valores de falla obtenidos para fase y neutro en el escenario 1.1.

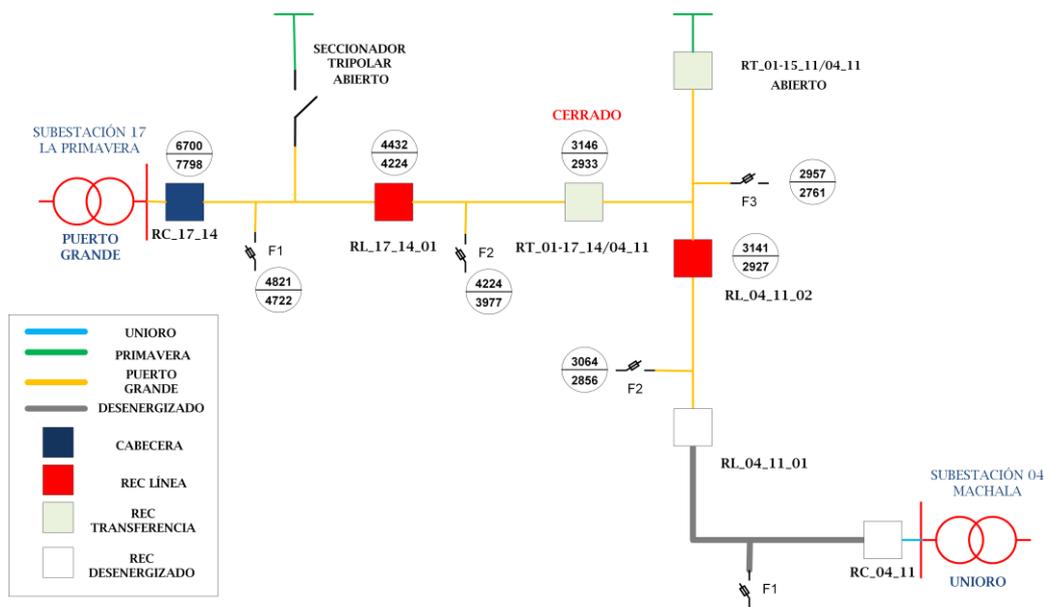


Figura 4.18: Diagrama Unifilar Valores de falla del escenario 1.1

4.5.3. Valores de falla de fase y neutro en Escenario 1.4

A continuación, se muestran los valores de falla con la configuración de los alimentadores para el escenario 1.4.

Tabla 4.72: Valores de falla en reconectores – Escenario 1.4

EQUIPO	I 3F (A)	I 1FT (A)	I 2F (A)	I 2FT (A)
RC_04_11	8600	9500	7448	9148
RL_04_11_01	5179	3859	4486	4823
RL_04_11_02	3553	2397	3077	3314
RC_17_14	NA			
RL_17_14_01	NA			
RT_01-17_14/04_11	3547	2392	3072	3055

Tabla 4.73: Valores de falla en derivaciones – Escenario 1.4

No Sección	I max 1era derivación (A)	Sección I max 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I 1FT (A)	I 2F (A)	I 2FT (A)
S1_04_11	47	282387_MTA	282387_MTA	5727	4459	4960	5353
S2_04_11	40	3985_MTA	MTA_S_3918	4860	3533	4210	4519
S3_04_11	17	98386_MTA	154565_MTA	3318	2217	2873	3100
S1_17_14	0	NA	NA	NA			
S2_17_14	35	243475_MTA	293059_MTA	3273	2175	2835	3055

En la siguiente figura se muestran los valores de falla obtenidos para fase y neutro en el escenario 1.4.

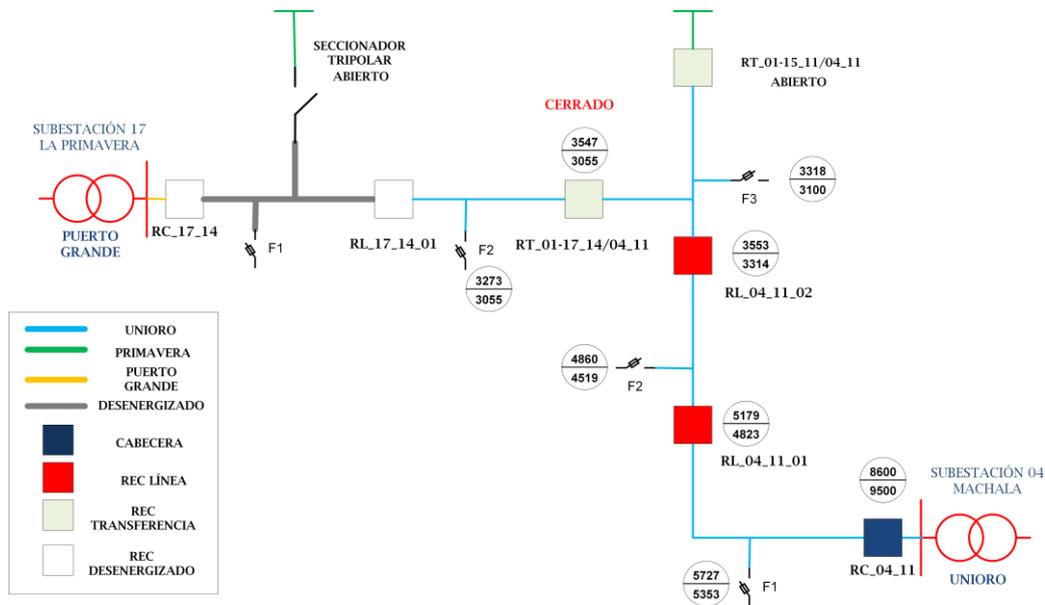


Figura 4.19: Diagrama Unifilar Valores de falla del escenario 1.4

En la siguiente sección, se realiza la coordinación de protecciones de los alimentadores, para lo cual se tomarán consideraciones dependiendo del caso y configuración en la que se encuentren los alimentadores.

4.6. Coordinación de protecciones

Para cada escenario, se debe distinguir que es necesario realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente 50/51P y 50/51N entre:

- Reconectador – Reconectador
- Relé – Reconectador
- Reconectador – Fusible
- Relé – Fusible

La filosofía de protecciones utilizada para obtener los siguientes resultados es la descrita en la sección 3.6.

4.6.1. Coordinación reconectador – reconectador de fase 51P entre RC_04_11 y RL_04_11_01. Escenario de operación normal

En la siguiente tabla, se muestran los ajustes de protección del reconectador de cabecera RC_04_11. Además, se muestra la corriente de carga máxima, la corriente de carga máxima multiplicada 1,5 veces, el valor de ajuste de corriente de arranque elegido, tipo de curva, dial y valores de falla entre fases máximo en las ubicaciones de los reconectores.

Tabla 4.74: Ajustes de protecciones RC_04_11 y RL_04_11_01 - Escenario de operación normal

Equipo de protección	I máx. carga (A)	I nom. Conductor*1,1 (A)	Pick up 51P/ I máx. carga	Pick up 51P (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 3F (A)
RC_04_11	180	374	1,94	350	IEC VI	0,15	8600
RL_04_11_01	133	297	1,503	200	IEC VI	0,05	5179

A continuación, se muestran las curvas de tiempo inverso – corriente:

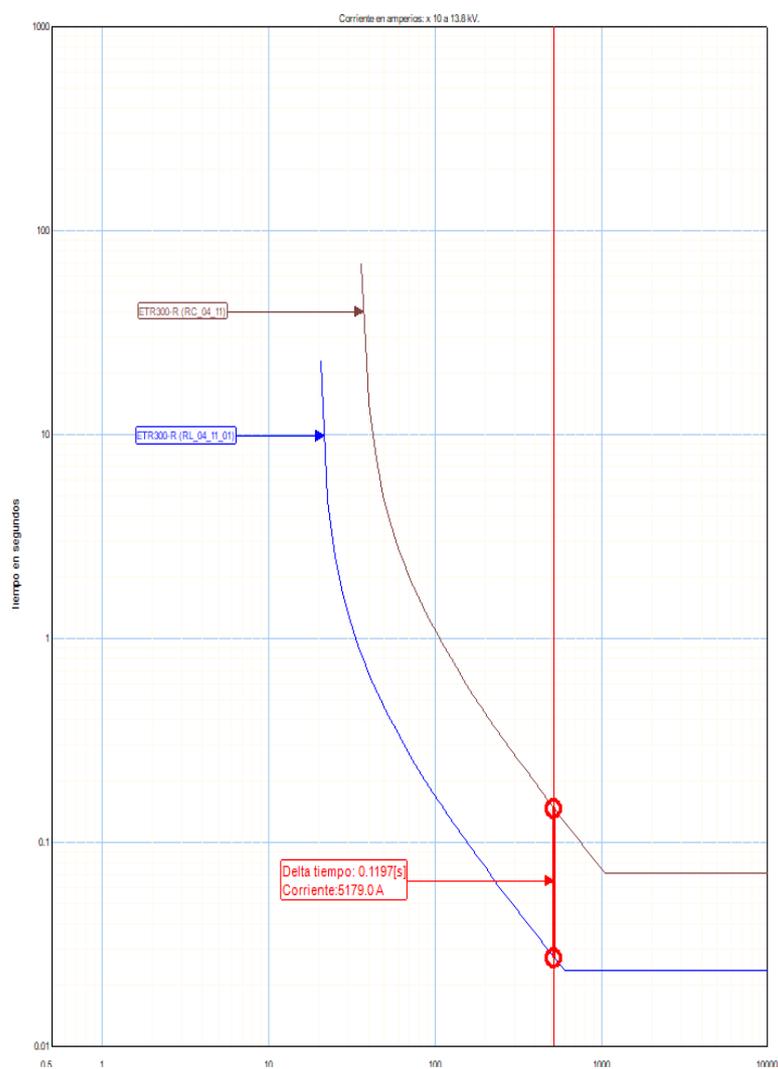


Figura 4.20: Curvas de coordinación entre RC_04_11 - RL_04_11_01 Escenario de operación normal

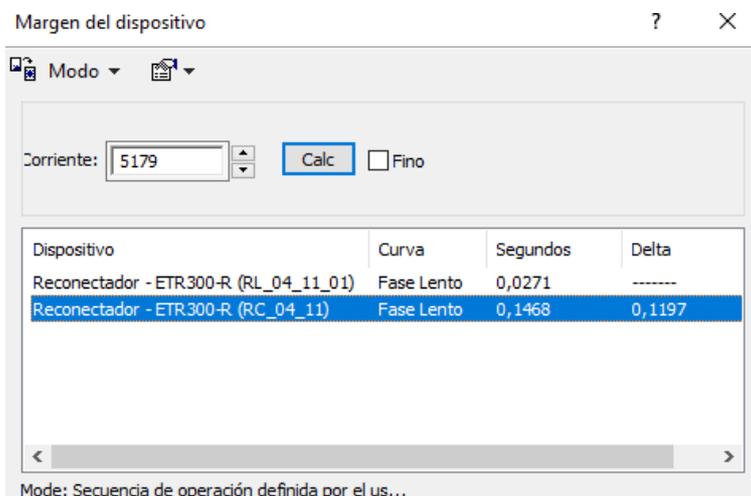


Figura 4.21: Tiempos de coordinación entre RC_04_11 y RL_04_11_01 Escenario de operación normal

Se puede observar que la curva del reconectador de cabecera RC_04_11, para un valor de 5179 A da un tiempo de actuación de 146,8 ms, por lo que no es posible obtener 200 ms de intervalo de coordinación.

Para el valor de falla de fase en el reconectador RL_04_11_01 que es de 5176 Amperios, se obtiene el tiempo de coordinación entre los reconectadores, utilizando una curva IEC VI, dial 0,05, arranque en 200 Amperios en el reconectador de línea RL_04_11_01, dando como resultado un intervalo de coordinación de 119,7 ms.

Al cambiar el tipo de curva de **IEC VI** a **IEC EI**, aumenta el intervalo de coordinación a 140,8 ms, pero cabe mencionar que la curva IEC VI por su forma, se aleja más de la curva de máximo tiempo de despeje del fusible tipo K para valores elevados de corriente donde los tiempos son más pequeños.

4.6.2. Coordinación reconectador – reconectador de fase 51P entre RL_04_11_01 y RL_04_11_02. Escenario inicial

En la siguiente tabla se muestran los datos de ajustes y nivel de falla para los cuales deben coordinar los dos reconectadores de línea RL_04_11_01 y RL_04_11_02.

Tabla 4.75: Ajustes de protecciones RL_04_11_01 y RL_04_11_02 - Escenario de operación normal

Equipo de protección	I máx. carga (A)	I nom. Conductor*1,1 (A)	Pick up 51P/ I máx. carga	Pick up 51P (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 3F (A)
RL_04_11_01	133	297	1,503	200	IEC VI	0,05	5179
RL_04_11_02	82	297	1,52	125	IEC VI	0,05	3553

A continuación, se muestran las curvas de tiempo inverso – corriente:

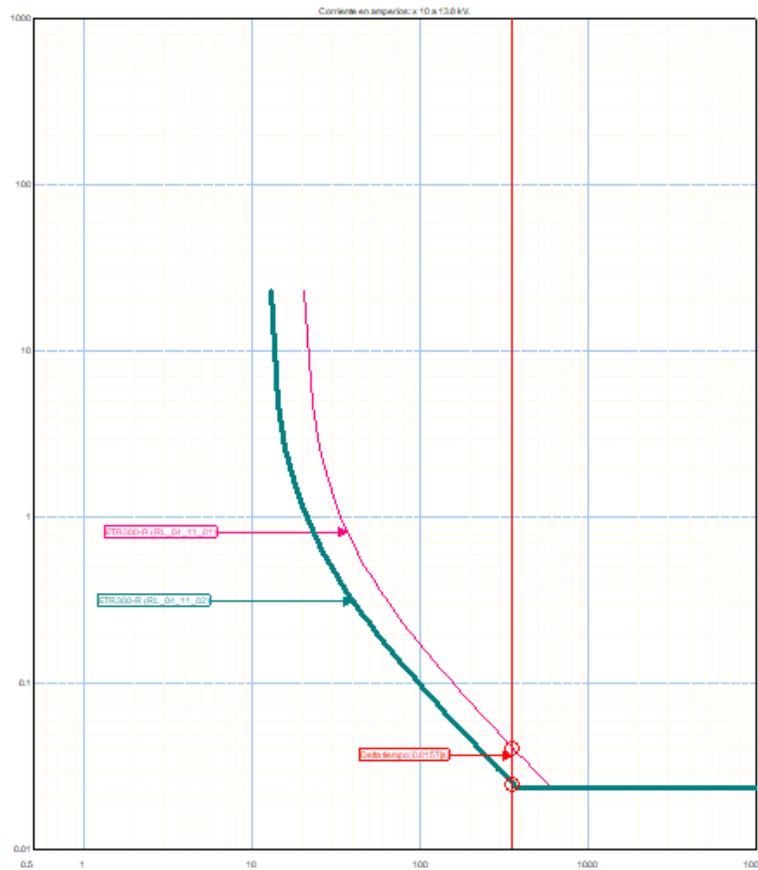


Figura 4.22: Curvas de coordinación entre RL_04_11_01 - RL_04_11_02 Escenario de operación normal

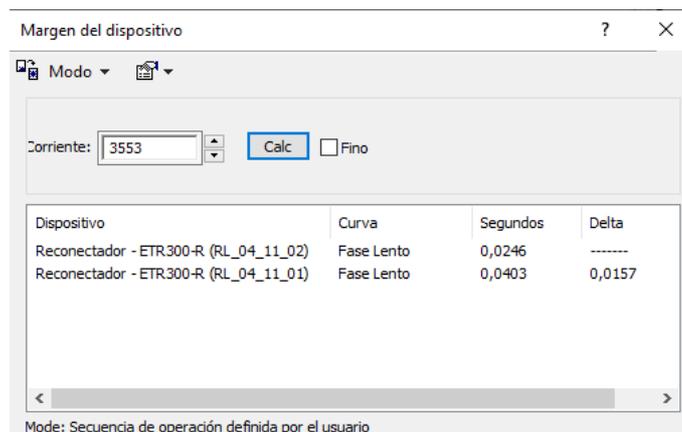


Figura 4.23: Tiempos de coordinación entre RL_04_11_01 y RL_04_11_02 Escenario de operación normal

Los reconectadores deben coordinar hasta un valor de falla de 3553 Amperios, que es el valor de falla en la ubicación del reconectador RL_04_11_02, como se puede observar en la gráfica anterior, para ese valor de corriente la curva del RL_04_11_01 tiene un tiempo de 40,3 ms y la curva del RL_04_11_02 un tiempo de 24,6 ms, por lo que, se obtiene una diferencia de tiempo entre curvas de solo 15,7 ms. Este tiempo es insuficiente para asegurar la selectividad entre los dos equipos de protección.

Si bien, se pueden probar diferentes curvas para ajustar en el RL_04_11_02, la limitación la da el reconectador RL_04_11_01, con un tiempo en su curva menor a los 200 ms para el valor de falla de 3553 A.

Como se ha observado hasta ahora en los dos casos mostrados de coordinación entre reconectadores, no fue posible para los valores de falla obtener el intervalo de coordinación de 200 ms que nos permita asegurar selectividad en las protecciones. Esto sucede al estar limitados, por el ajuste del reconectador de cabecera de alimentador, esto es importante, ya que este reconectador se encuentra previamente coordinado con el relé de protección de la barra de 13,8 kV, que actúa como protección ante una falla en barra y como respaldo en caso de que el reconectador de cabecera por algún motivo no actúe ante una falla aguas abajo de él.

Una posible solución sería “subir” las curvas de cabecera y de protección de barra de 13.8 kV aumentando el dial de las curvas, esto no siempre es posible

debido a que se debe coordinar con el sistema de subtransmisión el cual tiene límites operativos delimitados por el Transmisor.

Por todo lo mencionado anteriormente, es necesario encontrar una alternativa a la coordinación de protecciones tradicional, por lo que en la siguiente sección se propone y desarrolla un método de coordinación que no depende exclusivamente de la separación de las curvas de corriente - tiempo inverso.

4.6.3. Coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones

En la aplicación de **FLISR** en un alimentador de media tensión utilizando reconectores, estos son los que delimitan las secciones en las que el alimentador será dividido, resultando que a mayor cantidad de reconectores en cascada, se tendrá mayor número de secciones en el alimentador y por lo tanto menos clientes afectados durante una falla permanente.

Como se ha visto en secciones precedentes, con la coordinación de protecciones tradicional, mientras más reconectores en cascada sean considerados a lo largo de un alimentador, más difícil es lograr un adecuado intervalo de coordinación para los valores de falla en los puntos de instalación de los mismos.

Por tal motivo, se requiere un método de coordinación de protecciones que no limite el número de reconectores en cascada que se puedan instalar a lo largo del alimentador, asegurando la correcta actuación de las protecciones. Por otra parte, las consideraciones operativas y económicas también deben ser evaluadas.

Un método de coordinación de protecciones que permite incorporar un número mayor de **IEDs** de protección (relés, reconectores) en cascada es la coordinación de protecciones asistida por comunicaciones. Este método se basa en el intercambio de mensajes entre los **IEDs** de protección, mediante el cual se pueden bloquear la actuación de las protecciones de los **IEDs** de protección más alejados de la falla, asegurando la selectividad de las protecciones.

Para el intercambio de información entre reconectores se utiliza la mensajería **GOOSE** de la normativa **IEC 61850** mediante su esquema de publicador/suscriptor. Para realizar esta comunicación horizontal, es necesario disponer de un canal de comunicaciones entre **IEDs** de protección de alta velocidad

mediante fibra óptica. Como se verá más adelante los tiempos de transmisión de la mensajería es fundamental.

Este método de coordinación de protecciones para su funcionamiento necesita que los IEDs de protección tengan activos los mismos ajustes de protección de sobrecorriente, entonces al detectar una falla se activa la señal de arranque de sobrecorriente 51P o 51N, este cambio de estado de la señal de arranque debe ser publicado a los IEDs de protección vecinos en ambas direcciones, los cuales actúan como suscriptores. Es decir, todos los IEDs de protección deben tener la capacidad de publicar su cambio de señal de arranque y de suscribirse al cambio de la señal de arranque de sus IEDs de protección vecinos.

Mediante la siguiente figura se ejemplifica el método de coordinación de protecciones asistido por comunicaciones:

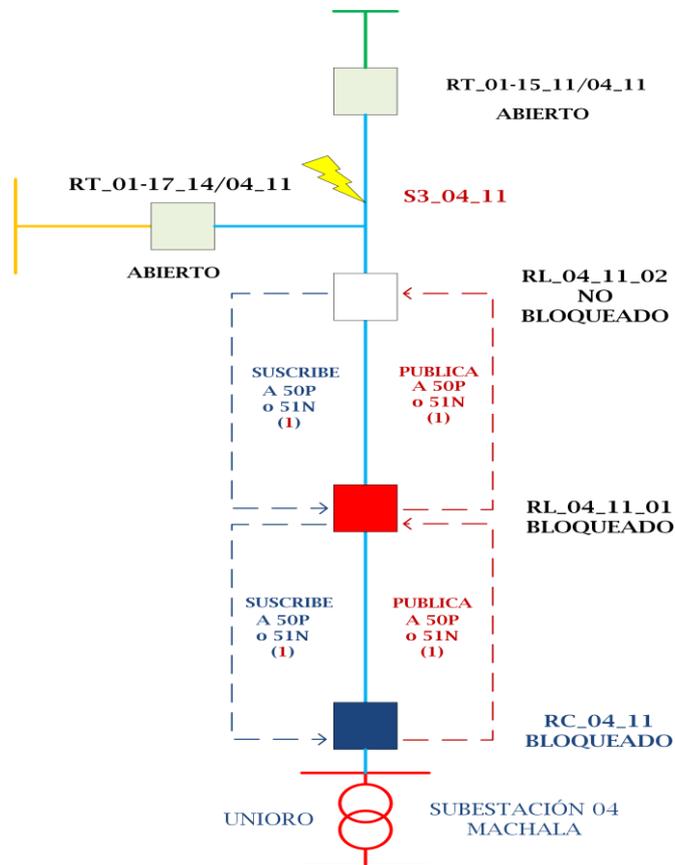


Figura 4.24: Esquema de mensajería entre IEDs de protección

Supongamos que una falla se presenta en la tercera sección S3_04_11 del alimentador Unioro, por lo que el reconectador que deberá despejar la falla es el RL_04_11_02. La secuencia de acciones del método de coordinación asistido por comunicaciones ocurre en el siguiente orden:

- Al tener todos los reconectores los mismos ajustes de protecciones para 51P y 51N, en caso de una falla todos van a arrancar la protección al mismo tiempo.
- Para que se bloqueen las protecciones en el reconectador de línea RL_04_11_01 es necesario que le lleguen dos notificaciones (mensajes **GOOSE**) de arranque de protecciones desde sus reconectores vecinos (RC_04_11 aguas arriba y RL_04_11_02 aguas abajo).

Tabla 4.76: Señales de publicación y suscripción para RL_04_11_01

NO BLOQUEO / BLOQUEO DE PROTECCIONES DE RL_04_11_01		
Señales que publica y a las que se suscribe	NO BLOQUEO	BLOQUEO
Arranque propio de 50P o 51N	1	1
Publica el Arranque 50P o 51N en el RC_04_11	1	1
Publica el Arranque 50P o 51N en el RL_04_11_02	1	1
Suscribe el Arranque 50P o 51N desde el RC_04_11	1	1
Suscribe el Arranque 50P o 51N desde el RL_04_11_02	0	1

- Como se observa en la tabla anterior, recibe las notificaciones desde el reconectador de cabecera RC_04_11 y desde el reconectador de línea dos RL_04_11_02. Por tanto, al tener las dos notificaciones de arranque de

protecciones de sobrecorriente de sus reconectores vecinos, este reconector bloquea su función de protección de sobrecorriente.

- Si existieran más reconectores de línea la lógica de actuación sería la misma, es decir la lógica es replicable a más reconectores en cascada.
- Para el caso de los reconectores de cabecera, si la falla se presenta dentro de su zona de protección, solo será necesario que actúe con su propio ajuste de protecciones, el cual estará coordinado de manera tradicional con el relé de protección del transformador de potencia de la subestación.
- Cuando la falla es fuera de la zona de protección del reconector de cabecera, como es el caso del ejemplo, este bloquea su función de protección de sobrecorriente al recibir una sola notificación de arranque del reconector vecino aguas abajo, en este caso el reconector RL_04_11_01. Esto debe ser declarado para los reconectores de cabecera dentro de la lógica de actuación de todo el sistema de coordinación.

Tabla 4.77: Señales de publicación y suscripción para RL_04_11_01

NO BLOQUEO / BLOQUEO DE PROTECCIONES DE RC_04_11		
Señales que publica y a las que se suscribe	NO BLOQUEO	BLOQUEO
Arranque propio de 50P o 51N	1	1
Publica el Arranque 50P o 51N en el RL_04_11_01	1	1
Suscribe el Arranque 50P o 51N desde el RL_04_11_01	0	1

- Finalmente, los reconectores RC_04_11 y RL_04_11_01 bloquean sus funciones de protección de sobrecorriente, por lo que la falla pasa a ser despejada por el reconector RL_04_11_02.

Tabla 4.78: Señales de publicación y suscripción para RL_04_11_02

NO BLOQUEO / BLOQUEO DE PROTECCIONES DE RL_04_11_02		
Señales que publica y a las que se suscribe	NO BLOQUEO	BLOQUEO
Arranque propio de 50P o 51N	1	0
Publica el Arranque 50P o 51N en el RL_04_11_01	1	0
Suscribe el Arranque 50P o 51N desde el RL_04_11_01	1	1

Lo mencionado anteriormente para que funcione adecuadamente, debe ocurrir en un tiempo tal que para el valor de falla que se presente, el intercambio de mensajes entre reconfiguradores y el procesamiento de las lógicas internas de cada reconfigurador, sea menor al tiempo de actuación de la curva de ajuste de sobrecorriente común para todos ellos.

Por ejemplo, en la sección 4.6.1 se pudo observar que la curva del reconfigurador de cabecera RC_04_11 para un valor de 5179 A, el cual es el valor de falla trifásica en el punto de instalación del reconfigurador de línea uno RL_04_11_01, da un tiempo de actuación de 146,8 ms.

Entonces, es necesario que al presentarse una falla aguas abajo de RL_04_11_01, con un valor de falla trifásico de 5179 A, el intercambio de mensajes **GOOSE** y la ejecución de la lógica de actuación del conjunto de reconfiguradores involucrados sea menor a 146,8 ms. Se obtienen tiempos mayores de actuación de la curva de protección, cuando se presentan fallas dentro de la zona de protección con valores de corriente de cortocircuito menores, por lo que este se considera el caso más extremo en límite de tiempo.

Para utilizar este método se han tomado los ajustes de sobrecorriente de fase y de neutro de los reconfiguradores de cabecera, tanto del alimentador Unioro como del alimentador Puerto Grande, ya que estos se encuentran previamente coordinados de manera tradicional con los ajustes de sobrecorriente del relé de protección del transformador de potencia.

Estos ajustes de cabecera son utilizados de manera común para todos los reconectores de línea de cada alimentador respectivamente, es decir todos los reconectores del alimentador Unioro tendrán el mismo ajuste de protecciones y de igual manera todos los reconectores del alimentador Puerto Grande.

A continuación, se muestran los ajustes actuales de cabecera de los alimentadores Unioro y Puerto Grande:

Tabla 4.79: Ajustes de protecciones actuales RC_04_11 y RC_17_14

Ajustes de protecciones de sobrecorriente de cabecera de alimentadores			
Equipo de protección	Pick up 51 (Ap)	Tipo de Curva	Dial
RC_04_11 FASE	350	IEC VI	0,15
RC_04_11 NEUTRO	300	IEC VI	0,17
RC_17_14 FASE	300	IEC VI	0,1
RC_17_14 NEUTRO	204	IEC VI	0,14

Para los ajustes presentados en la tabla anterior, se determinan los tiempos de actuación de las curvas de protección en cada ubicación de los reconectores de línea, los mismos que como ya se ha mencionado antes, cuentan con los mismos ajustes comunes.

Esto se realiza con la finalidad de verificar el tiempo mínimo de actuación de las curvas de protección en cada caso de falla, para con esto determinar cuál será el tiempo máximo con el que debe actuar todo el sistema de protección.

Tabla 4.80: Tiempos de actuación de curvas de IEDs de protección

Equipo de protección	I_{3F} (A)	t actuación 51P (ms)	I_{FT} (A)	t actuación 51N (ms)
RC_04_11	8600	85,9	9500	79,1
RL_04_11_01	5179	146,8	4823	152,2
RL_04_11_02	3553	221,3	3314	228,5
RC_17_14	6700	63,3	7798	65,2
RL_17_14_01	4432	98	4224	95,9
RT_01-17_14/04_11	3146	142,3	2933	141,3

Cabe mencionar que los tiempos de RC_04_11 Y RC_17_14 no se consideran para determinar el máximo tiempo que se debería demorar todo el sistema de protecciones asistidos por comunicaciones, ya que como se explicó anteriormente, estos equipos al ver una falla en su zona de protección operan de manera tradicional coordinados con el relé de protección del transformador de potencia asociado.

A continuación, se muestran las curvas con los puntos de prueba en cada una de ellas:

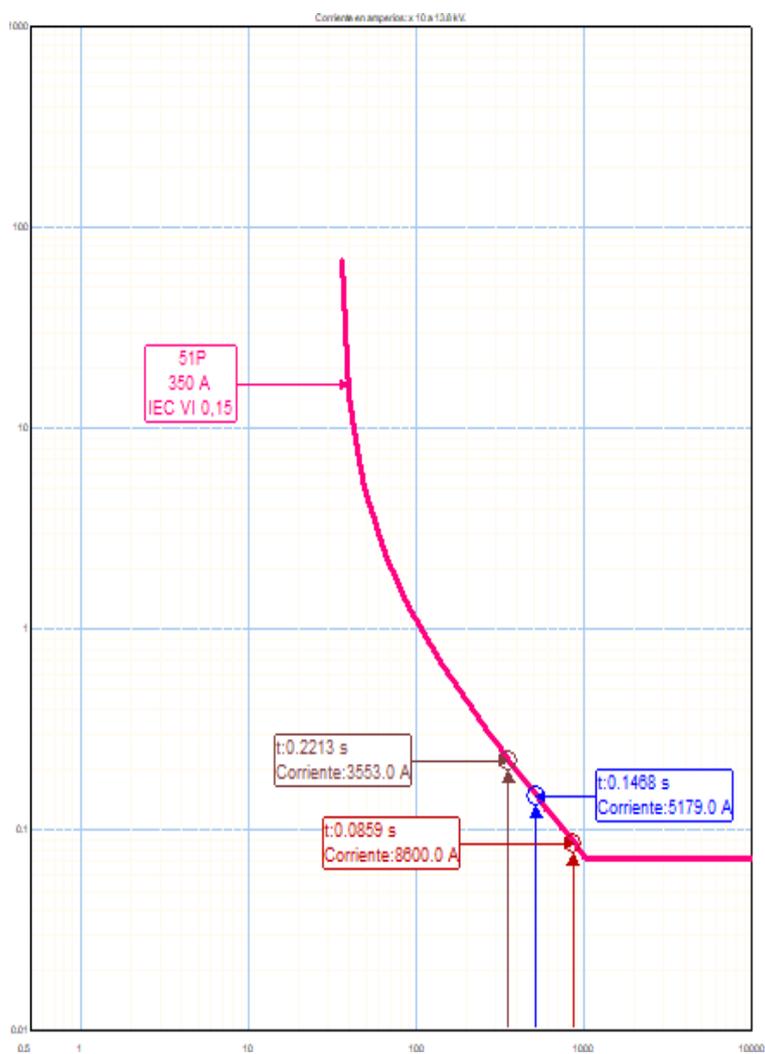


Figura 4.25: Tiempos de actuación de la curva 51P alimentador Unioro

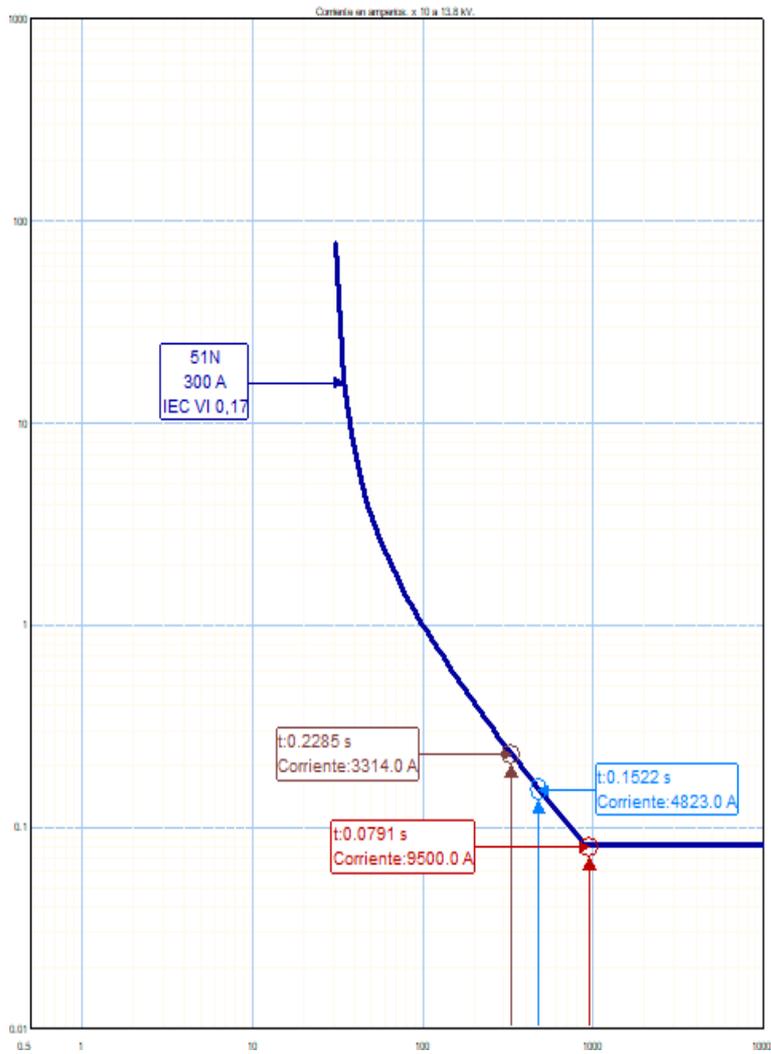


Figura 4.26: Tiempos de actuación de la curva 51N alimentador Uniuro

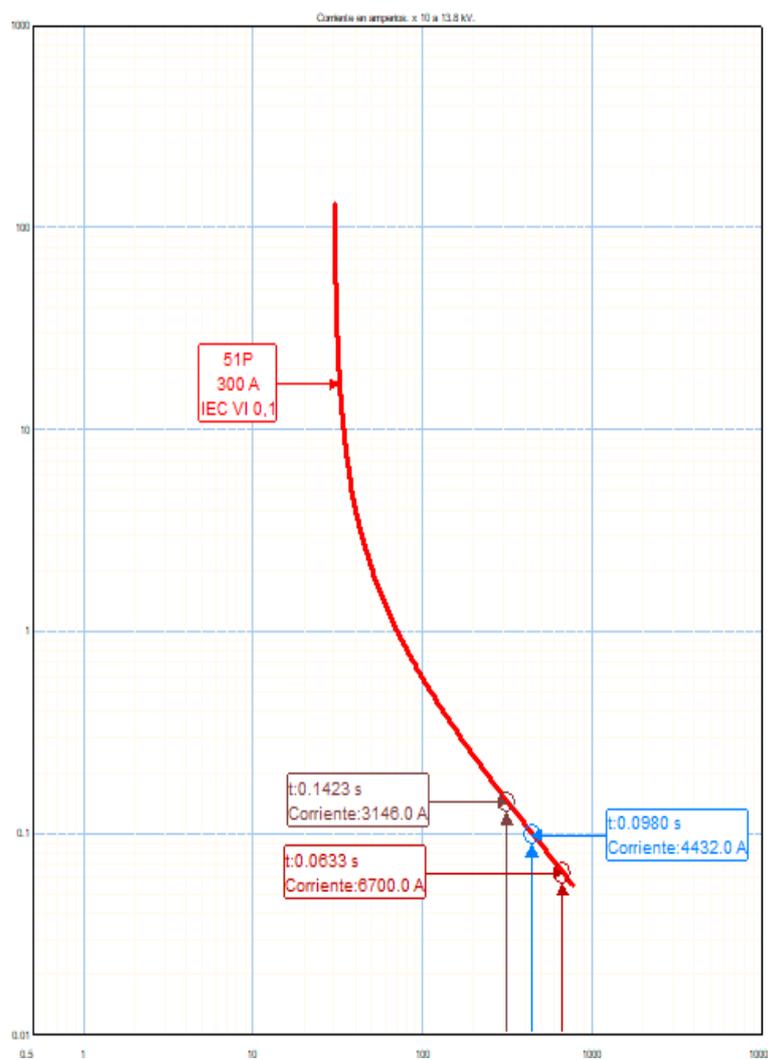


Figura 4.27: Tiempos de actuación de la curva 51P alimentador Pto Grande

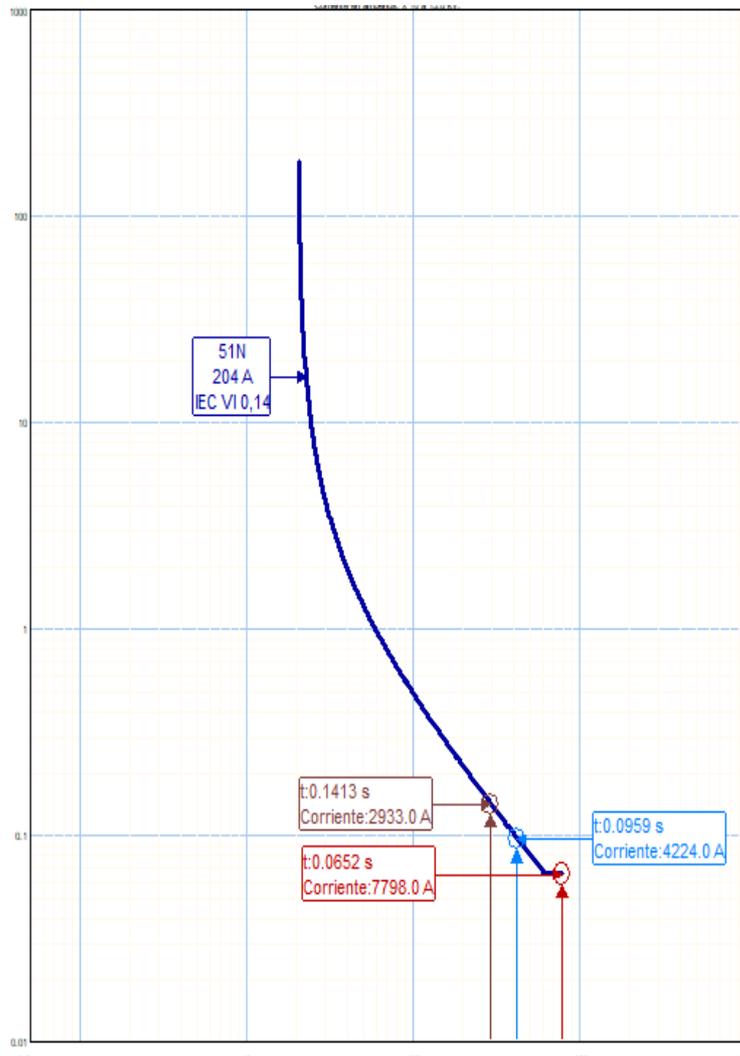


Figura 4.28: Tiempos de actuación de la curva 51N alimentador Pto Grande

Como se puede observar el menor tiempo para el alimentador Uniro es de 146,8 ms y para el alimentador Puerto Grande de 95,9 ms, esto nos indica el tiempo máximo que debe durar la transmisión de mensajería **GOOSE** y la ejecución de las lógicas para bloquear las protecciones en los reconectores que no deben actuar.

De acuerdo con la norma **IEC 61850-5**, para la aplicación mencionada an-

teriormente, se deben utilizar mensajes del tipo “Type 1 – Fast messages”, los cuales incluyen dos subtipos el “Type 1A Trip” y “Type 1B Others”.

Debido a los requerimientos de tiempos cortos de transmisión de mensajes para la aplicación de protecciones asistidas por comunicaciones, la norma IEC 61850-5 nos indica que para aplicaciones entre subestaciones en los que se requiera transmitir señales de protecciones, se debe utilizar el subtipo “Type 1A Trip” con clase de desempeño P1 con un tiempo total de transmisión en el orden de medio ciclo, es decir, 8 ms para 60 Hz.

El tiempo total de transmisión del mensaje considera, el tiempo que le toma al equipo IED publicador codificar su mensaje para ser enviado, el tiempo de viaje en el medio físico y el tiempo que le toma al equipo IED suscriptor decodificar el mensaje.

Por tanto, para cumplir con los tiempos de la norma es necesario implementar un canal de comunicación dedicado de fibra óptica entre los reconectores, ya que el tiempo de viaje en el medio físico incluiría todos los retardos provocados por equipos activos de comunicación como ruteadores, switches, etc. Igualmente, los reconectores deberán estar certificados en el cumplimiento de la normativa IEC 61850.

El sistema completo de protecciones en primera instancia debe ser probado en un ambiente de laboratorio con los equipos físicos, con el fin de constatar los tiempos de transmisión de mensajes y ejecución de lógicas de protección. La prueba final deberá ser en el comisionamiento del sistema, en el cual ya interviene el tiempo real de transmisión de mensajería sobre el medio físico utilizado.

4.6.3.1. Pérdida del canal de comunicación entre IEDs

El método de protección descrito en la sección anterior, como su nombre lo indica, se basa fundamentalmente en la comunicación horizontal entre los diferentes IEDs que se encuentran instalados a lo largo del recorrido de los alimentadores. Ahora bien, es necesario contar con un método de contingencia en caso de que se pierda la comunicación entre ellos.

En el caso de pérdida de comunicación, los alimentadores de medio voltaje no pueden quedar desprotegidos, por lo que es necesario asumir este escenario y contar con ajustes de protecciones de sobrecorriente que garanticen selecti-

vidad en su actuación.

En este escenario, no será posible contar con ajustes de protecciones de sobrecorriente en todos los reconectores, tal como ya se había demostrado en secciones anteriores, es decir, no es posible obtener un intervalo de coordinación adecuado que garantice selectividad, para los valores de falla en los puntos de instalación de los mismos.

4.6.3.2. Ajustes de protección para alimentadores Puerto Grande y Unioro - Escenario de operación normal

A continuación, se muestran los valores de cortocircuito para los cuales deben coordinar el relé de cabecera RC_17_14 y el reconector de línea RL_17_14_01 del alimentador Puerto Grande.

Tabla 4.81: Valores de falla alimentador Puerto Grande

Equipo de protección	I 3F (A)	I FT (A)
RC_17_14	6700	7798
RL_17_14_01	4432	4224
RT_01-17_14/04_11	3146	2933

Los ajustes de sobrecorriente del relé de cabecera y de protección de barra de 13,8 kV del transformador de potencia son:

Tabla 4.82: Ajustes de protecciones de sobrecorriente de transformador y cabecera Puerto Grande actuales

Equipo de protección	Pick up 51 (Ap)	Tipo de Curva	Dial	Instantáneo 50 (Ap)
TRAFO FASE	1008	IEC VI	0,15	OFF
TRAFO NEUTRO	504	IEC VI	0,35	OFF
RC_17_14 FASE	300	IEC VI	0,1	OFF
RC_17_14 NEUTRO	204	IEC VI	0,14	OFF

Para lograr coordinar el relé de cabecera con el reconector de línea del ali-

mentador Puerto Grande, fue necesario subir el dial de la curva de fase y de neutro en el relé de cabecera, además se activó su función de protección instantánea 50N.

Los ajustes de sobrecorriente del relé de protección del transformador de potencia no fueron modificados, se obtiene para los valores falla en barra de 13,8 kV, un intervalo de coordinación de más de 200 ms con el ajuste del relé de cabecera modificado tanto en fase como en neutro. A continuación, se muestran los ajustes finales y las curvas de coordinación para fase y neutro.

Tabla 4.83: Ajustes de protecciones de sobrecorriente transformador, cabecera y línea Puerto Grande finales

Equipo de protección	51 (Ap)	Tipo de Curva	Dial	Instantáneo 50 (Ap)
TRAFO FASE	1008	IEC VI	0,15	OFF
TRAFO NEUTRO	504	IEC VI	0,35	OFF
RC_17_14 FASE	300	IEC VI	0,24	OFF
RC_17_14 NEUTRO	204	IEC VI	0,35	6000
RL_17_14_01 FASE	110	IEC VI	0,07	OFF
RL_17_14_01 NEUTRO	100	IEC VI	0,08	OFF

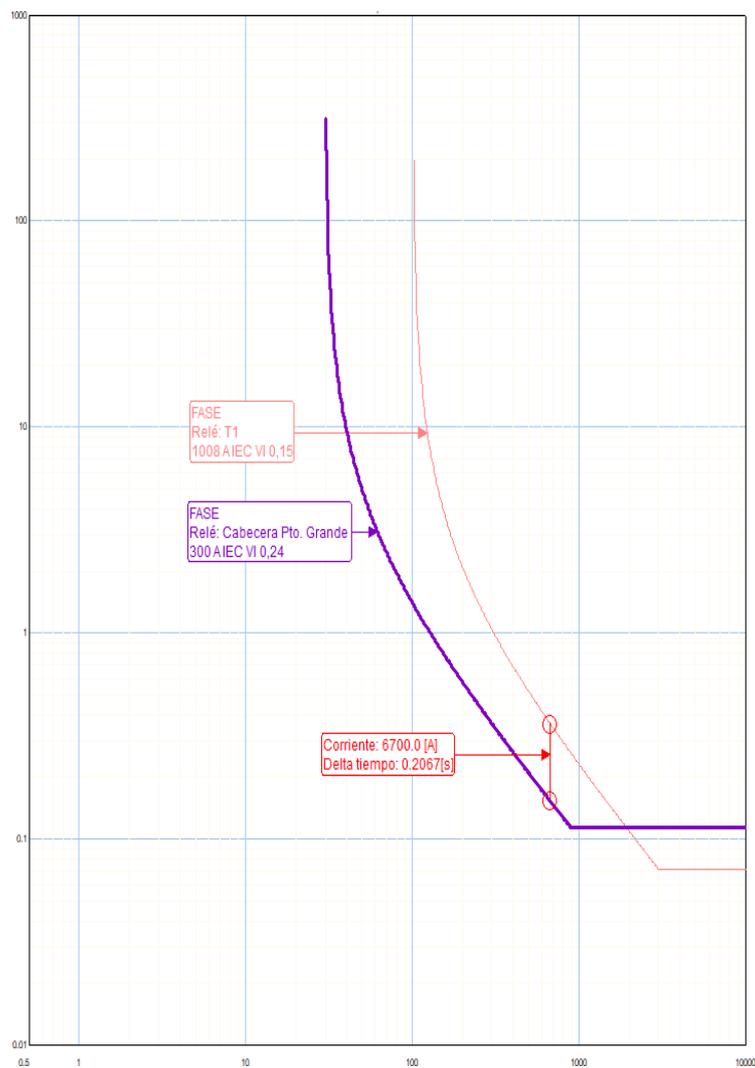


Figura 4.29: Coordinación de fase entre T1 y RC_17_14

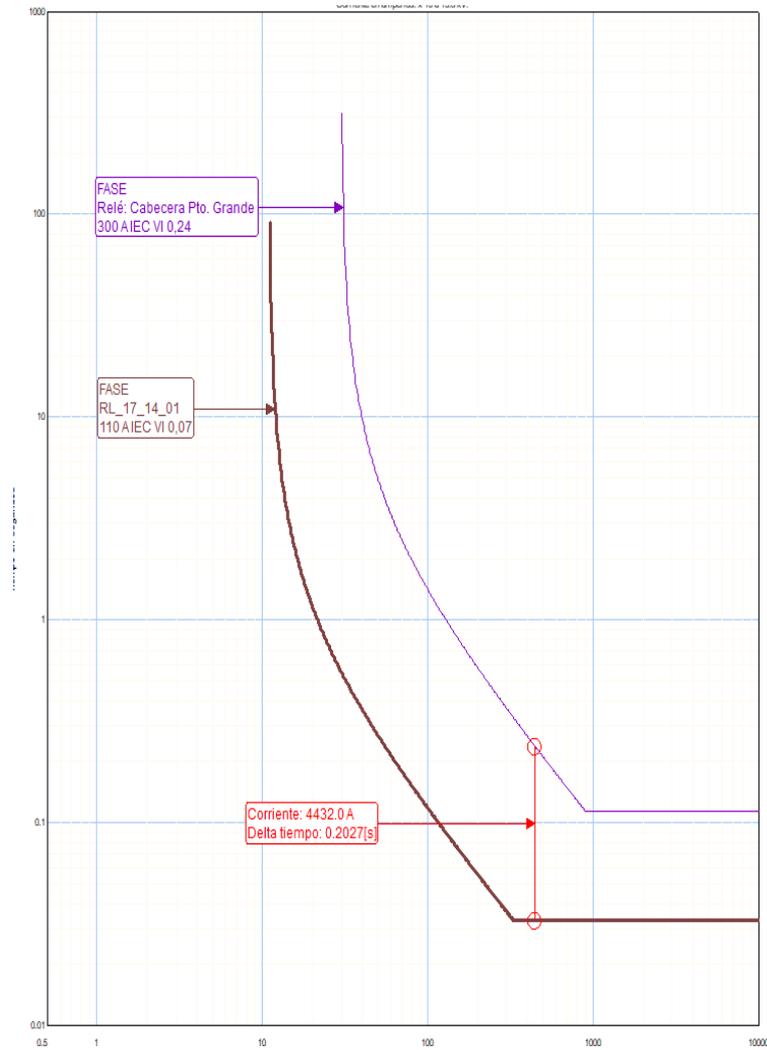


Figura 4.30: Coordinación de fase entre RC_17_14 y RL_17_14_01

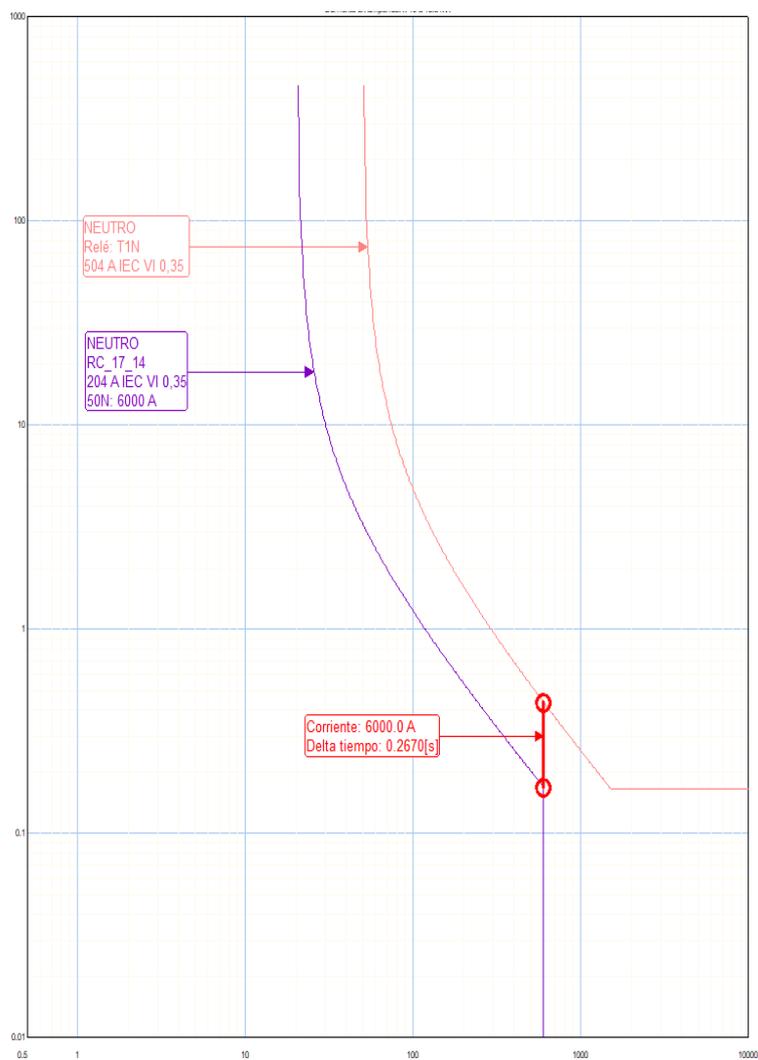


Figura 4.31: Coordinación de neutro entre T1 y RC_17_14

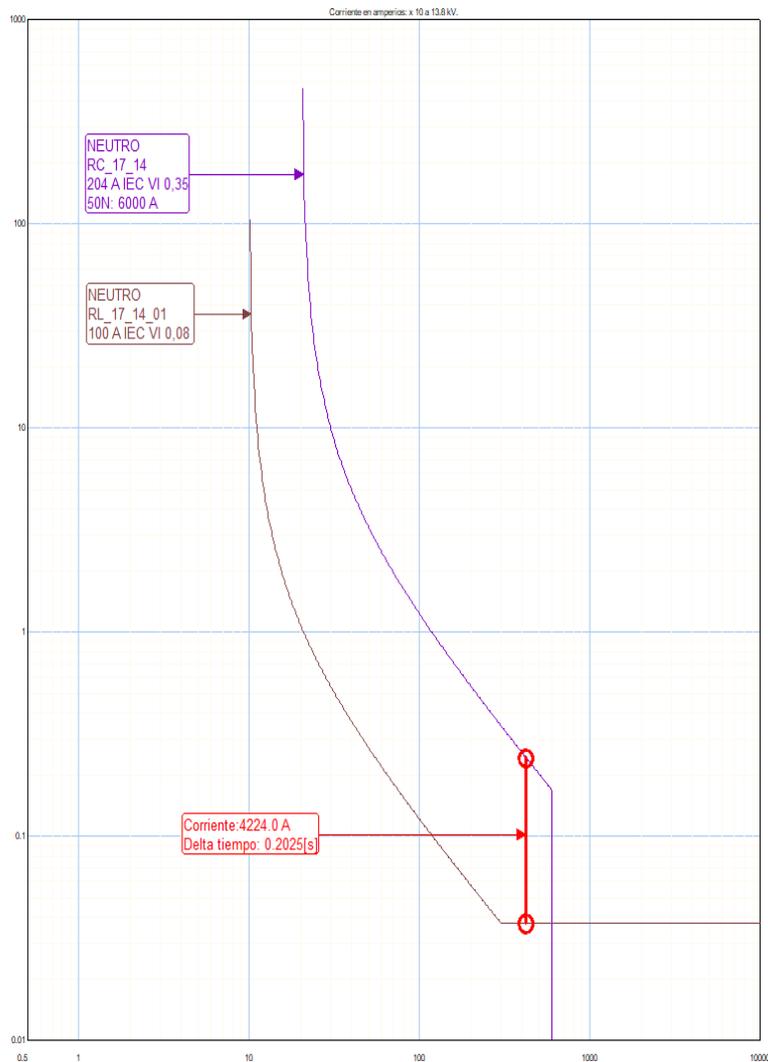


Figura 4.32: Coordinación de neutro entre RC_17_14 y RL_17_14_01

Como se puede observar en las gráficas anteriores, se obtienen intervalos de coordinación de más de 200 ms para las curvas de coordinación de fase y de neutro, tanto entre el relé de protección del transformador y relé de cabecera del alimentador, y entre este último y las curvas de sobrecorriente del reconec-tador de línea.

Además, es necesario verificar la coordinación con el fusible a ser ubicado

en la primera derivación desde la troncal del alimentador, tanto para el relé de cabecera como el reconector de línea.

Tabla 4.84: Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la troncal alimentador Puerto Grande

Rinicial-Rfinal	I máx. (A)	Sección I max 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I FT (A)
RC_17_14	4	326602_MTA	MTA_S_98680	4821	4722
RL_17_14_01					
RL_17_14_01	35	243475_MTA	MTA_S_4028	4224	3977
RT_01-17_14/04_11					

En la tabla anterior, se muestran los valores de demanda máxima en la primera derivación para las dos secciones del alimentador Puerto Grande. También se muestran los máximos valores de falla para fase y neutro en la ubicación de los fusibles.

Para esta coordinación, se verifica que la curva de sobrecorriente de fase y neutro, tanto del relé de cabecera como del reconector de línea, queden por encima de la curva de tiempo total de despeje del fusible.

Con la finalidad de estandarizar y dado que la máxima corriente de carga es de 35 A, se toma un fusible 30K (45 A nominal) para las primeras derivaciones en las dos secciones del alimentador Puerto Grande.

A continuación, se muestran las curvas de coordinación con un fusible 30K y los tiempos de actuación entre el fusible y el relé de cabecera tanto para fase y neutro.

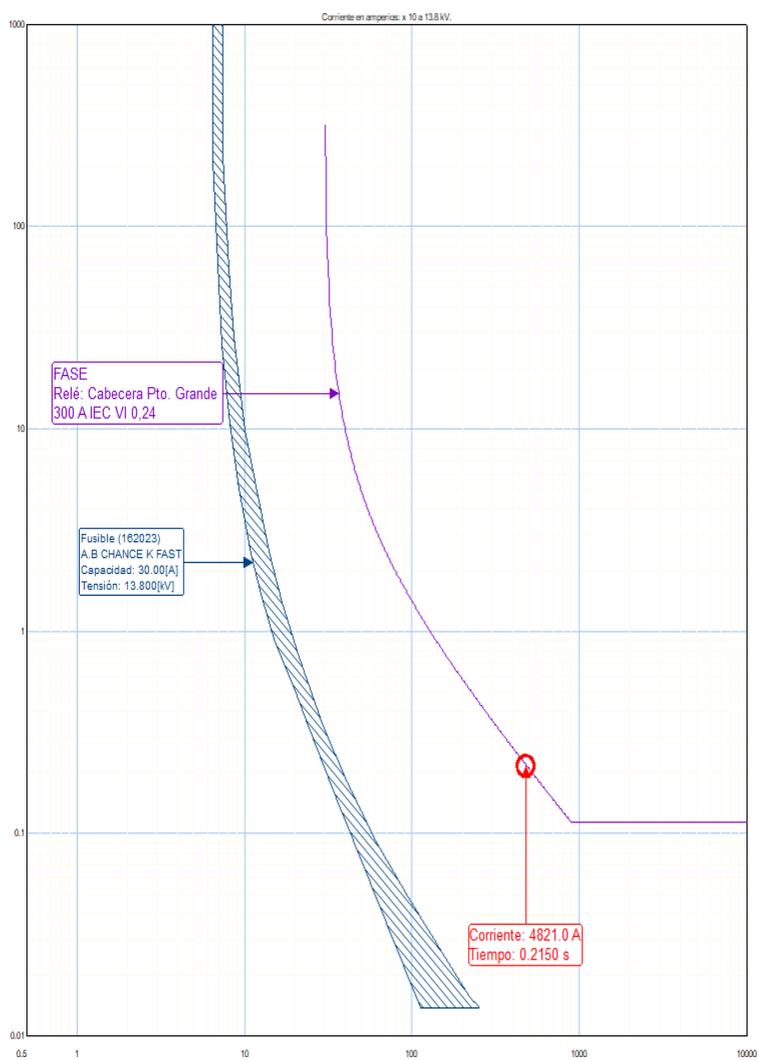


Figura 4.33: Coordinación de fase entre RC_17_14 y fusible 30K

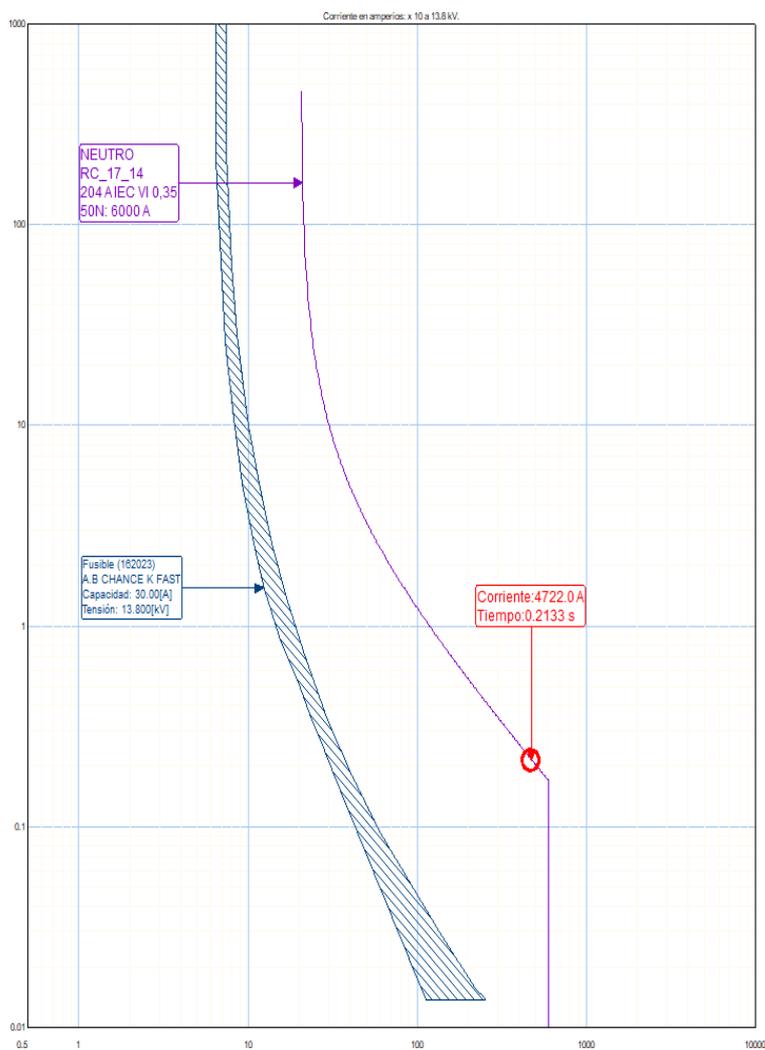


Figura 4.34: Coordinación de neutro RC_17_14 y fusible 30K

A continuación, se muestran las curvas de coordinación con un fusible 30K y los tiempos de actuación entre el fusible y el relé de línea RL_17_14_01 del alimentador Puerto Grande, tanto para fase y neutro.

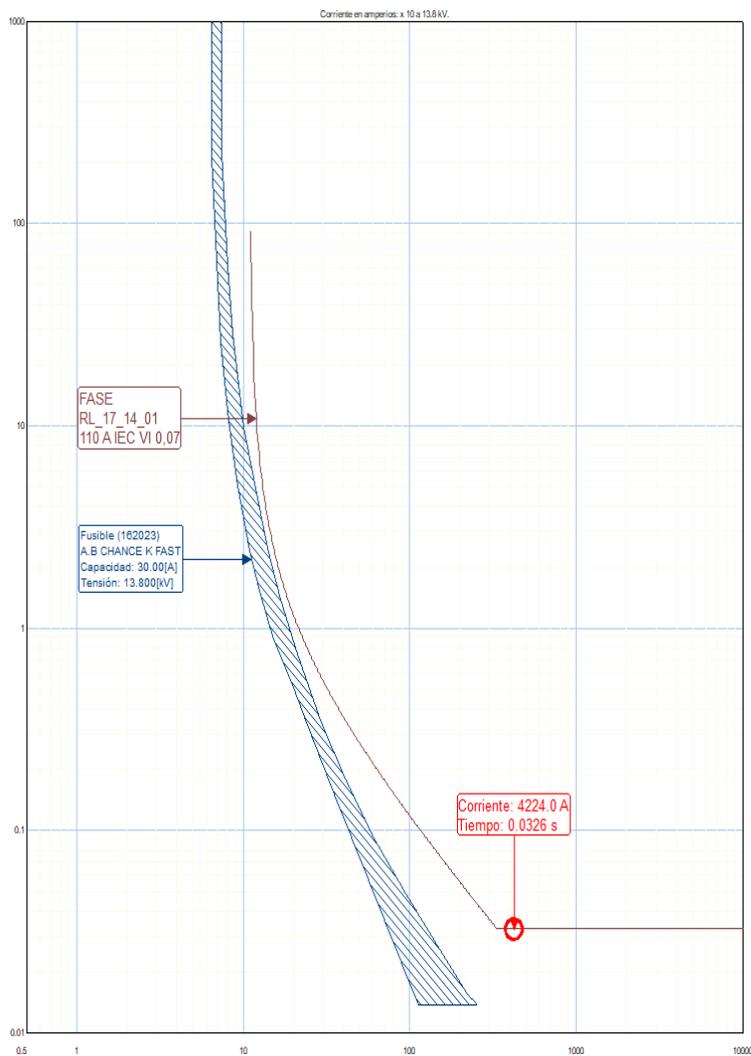


Figura 4.35: Coordinación de fase RL_17_14_01 y fusible 30K

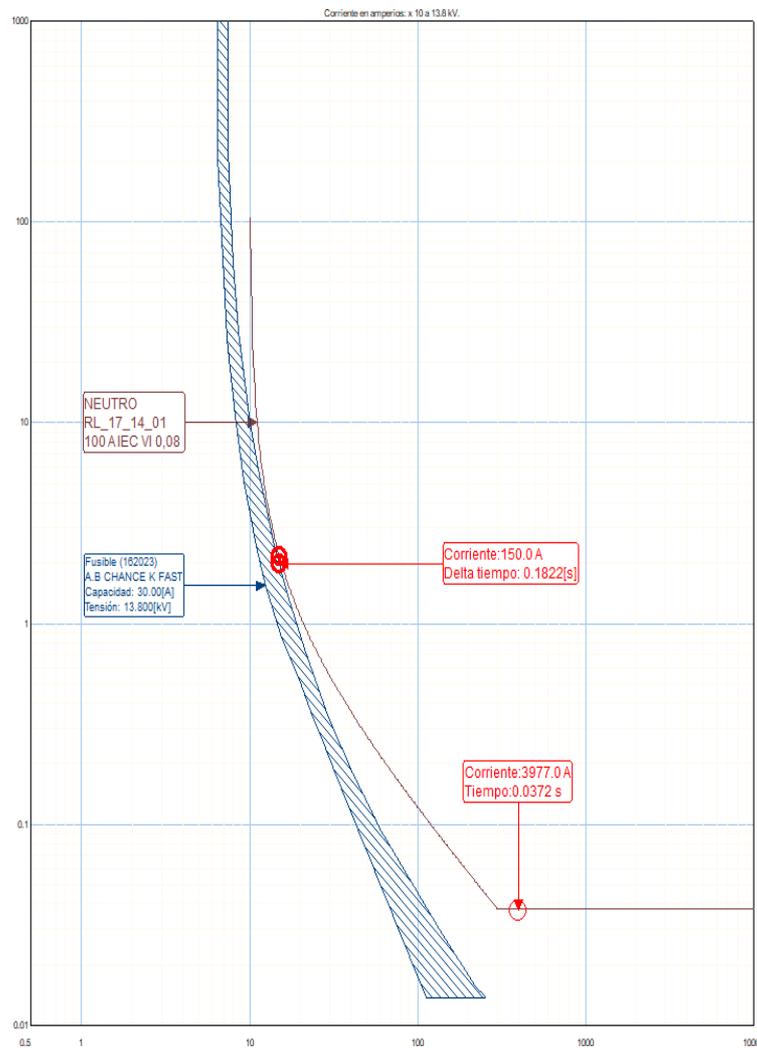


Figura 4.36: Coordinación de neutro RL_17_14_01 y fusible 30K

Como se puede observar, es posible coordinar con un fusible 30K para las primeras derivaciones en el alimentador Puerto Grande.

A continuación, se muestran los ajustes y consideraciones realizadas para coordinar los reconectores en el alimentador Uniro.

Debido a que en el alimentador Uniro se lo ha dividido en tres secciones, ya que se ubicaron dos reconectores de línea, en caso de pérdida de canal

de comunicaciones, solo el reconectador de línea 2 RL_04_11_02 permanece con las funciones de protección activadas. Es decir, permanecen con protecciones activadas el reconectador de cabecera RC_04_11 y el reconectador de línea RL_04_11_02, mientras que el reconectador de línea RL_04_11_01 tendrá sus funciones de protección desactivadas.

Al igual que el caso anterior, los ajustes del relé de transformador no fueron modificados.

Tabla 4.85: Ajustes de protecciones de sobrecorriente de transformador y cabecera Unioro actuales

Equipo de protección	Pick up 51(Ap)	Tipo de Curva	Dial	Instantáneo 50 (Ap)
TRAFO FASE	1020	IEC VI	0,18	OFF
TRAFO NEUTRO	750	IEC VI	0,25	OFF
RC_04_11 FASE	350	IEC VI	0,15	5000
RC_04_11 NEUTRO	300	IEC VI	0,17	5000

Los ajustes para la coordinación mencionada anteriormente se muestran a continuación:

Tabla 4.86: Ajustes de protecciones de sobrecorriente transformador, cabecera y línea Unioro finales

Equipo de protección	51 (Ap)	Tipo de Curva	Dial	Instantáneo 50 (Ap)
TRAFO FASE	1020	IEC VI	0,18	OFF
TRAFO NEUTRO	750	IEC VI	0,25	OFF
RC_04_11 FASE	350	IEC VI	0,17	OFF
RC_04_11 NEUTRO	300	IEC VI	0,17	OFF
RL_04_11_02 FASE	125	IEC VI	0,1	OFF
RL_04_11_02 NEUTRO	75	IEC VI	0,06	OFF

A continuación, se muestran las curvas tiempo - corriente con los intervalos de coordinación superiores a 200 ms, tanto para fase como neutro:

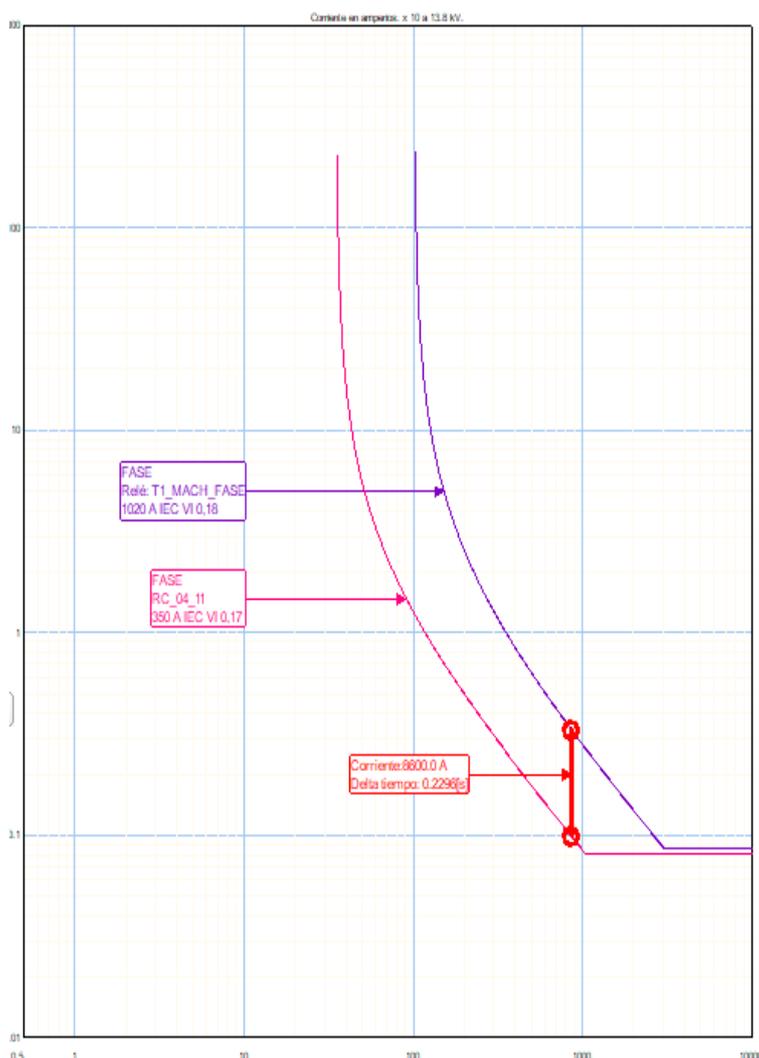


Figura 4.37: Coordinación de fase entre T1 y RC_04_11

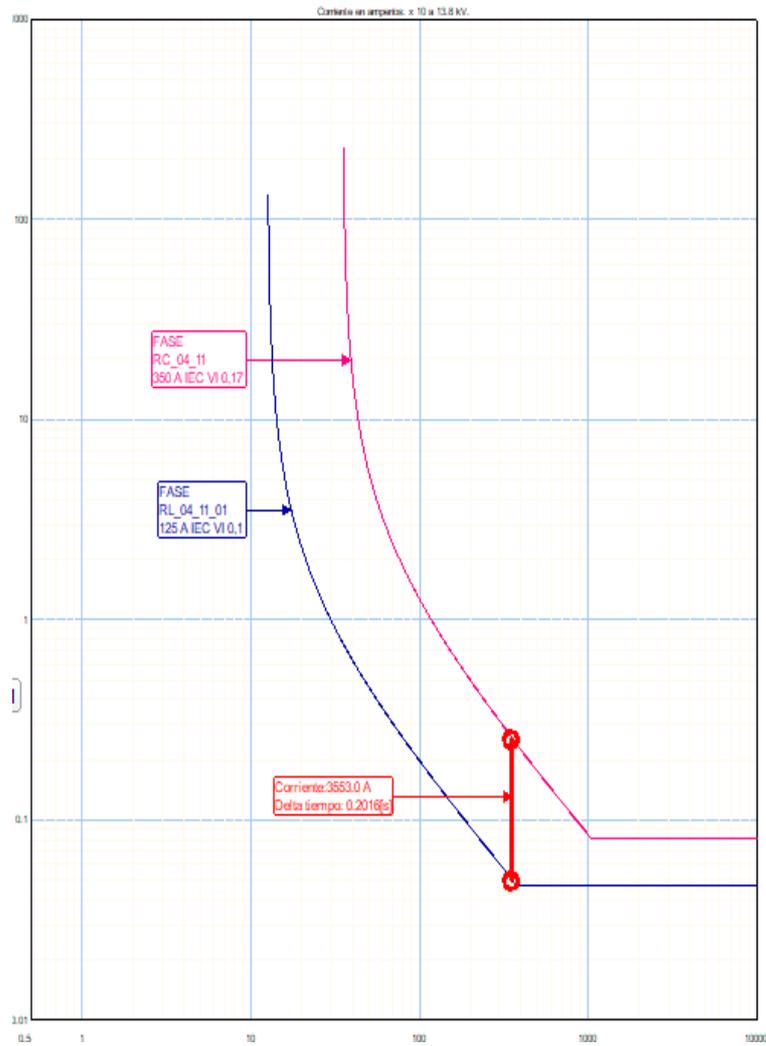


Figura 4.38: Coordinación de fase entre RC_04_11 RL_04_11_02

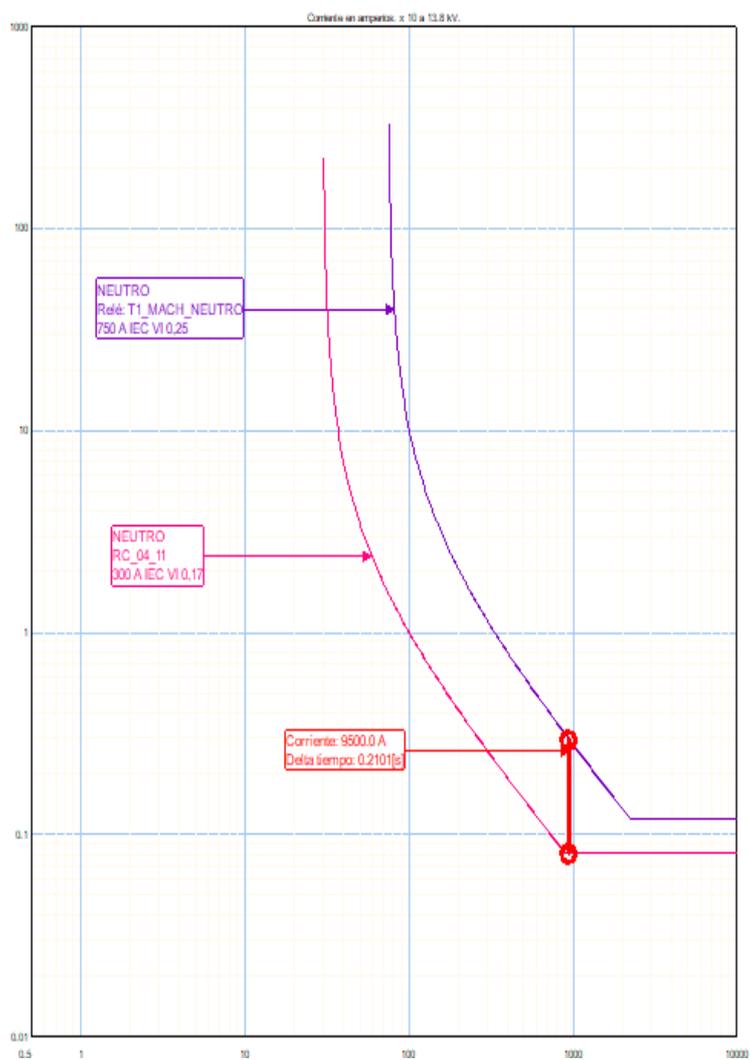


Figura 4.39: Coordinación de neutro entre T1 y RC_04_11

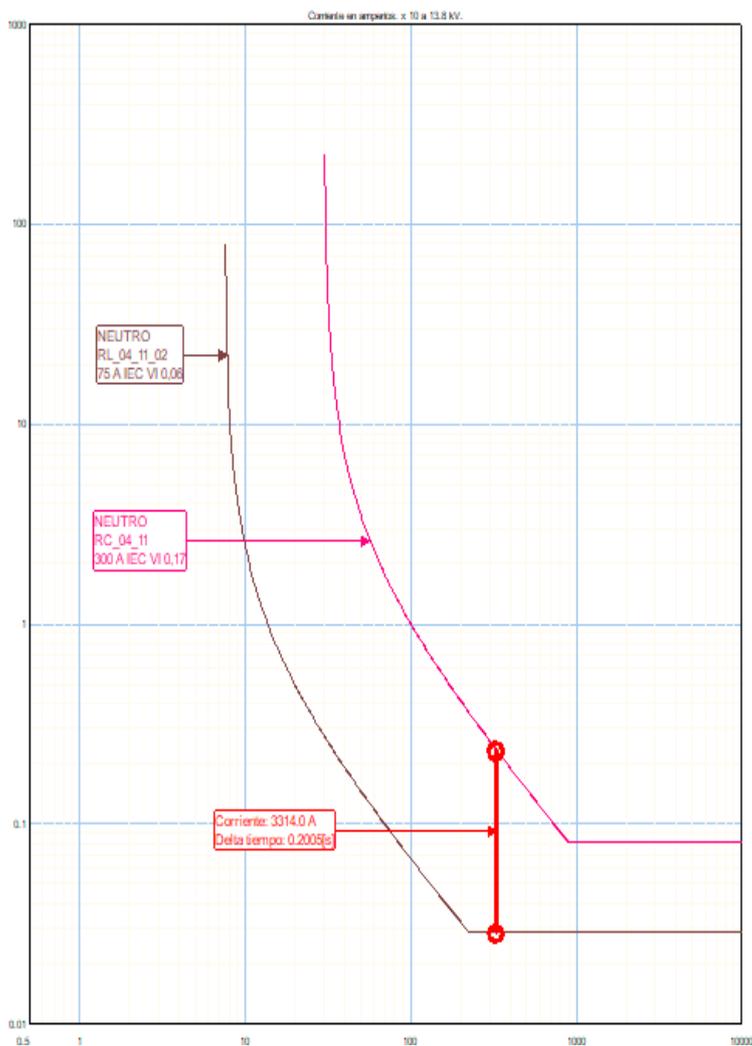


Figura 4.40: Coordinación de neutro entre RC_04_11 y RL_04_11_02

Además, es necesario verificar la coordinación con el fusible a ser ubicado en la primera derivación desde la troncal del alimentador, tanto para el reconector de cabecera, como para el reconector de línea RL_04_11_02.

Tabla 4.87: Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la troncal alimentadora Unioro

Rinicial-Rfinal	I máx. (A)	Sección I max 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I FT (A)
RC_04_11	48	282387_MTA	282387_MTA	5811	5436
RL_04_11_02					
RL_04_11_02	17	98386_MTA	154565_MTA	3318	3100
RT_01-15_11/04_11					

En la tabla anterior, se muestran los valores de demanda máxima en la primera derivación para las dos secciones del alimentador Unioro. También se muestran los máximos valores de falla para fase y neutro en la ubicación de los fusibles.

Para esta coordinación, se verifica que la curva de sobrecorriente de fase y neutro del reconector de cabecera, como del reconector de línea tanto para fase y neutro, queden por encima de la curva de despeje del fusible.

Para la sección entre cabecera y el reconector de línea RL_04_11_02 con máxima corriente de carga de 48 A, se toma un fusible 65K (97,5 A nominal). En la sección aguas abajo del reconector de línea RL_04_11_02, con máxima corriente de carga de 17 A se utiliza un fusible 20K (30 A).

A continuación, se muestran las curvas de coordinación para las dos secciones descritas anteriormente, con sus tiempos de actuación tanto para fase y neutro.

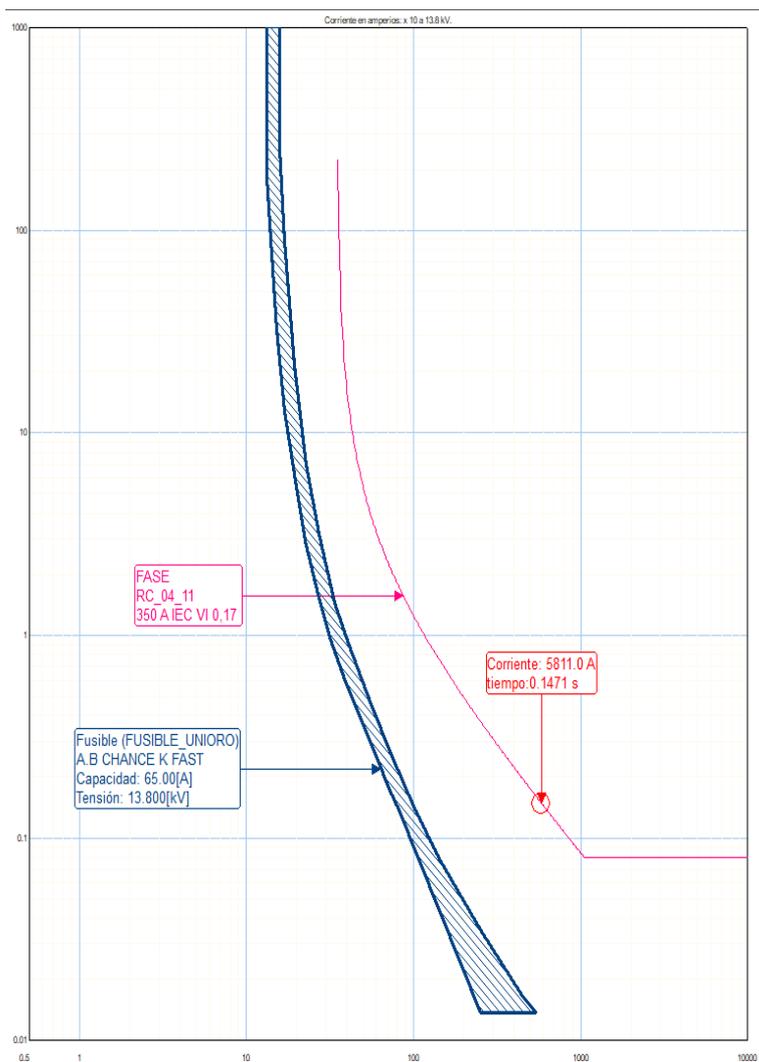


Figura 4.41: Coordinación de fase entre RC_04_11 y fusible 65K

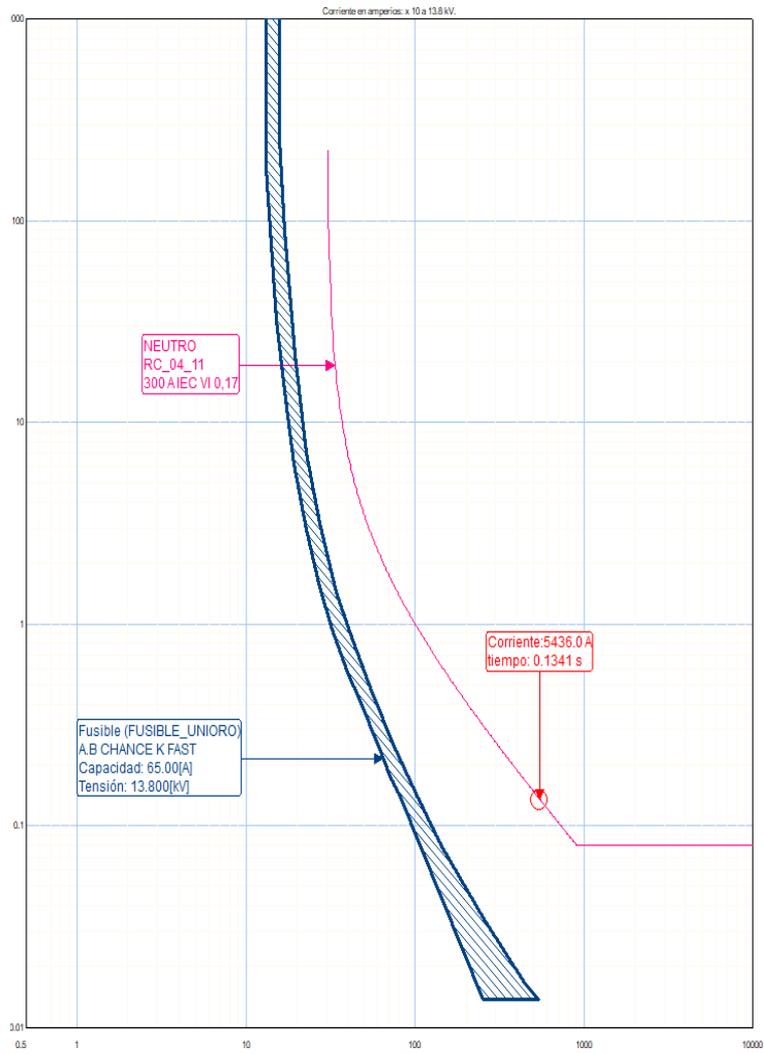


Figura 4.42: Coordinación de neutro entre RC_04_11 y fusible 65K

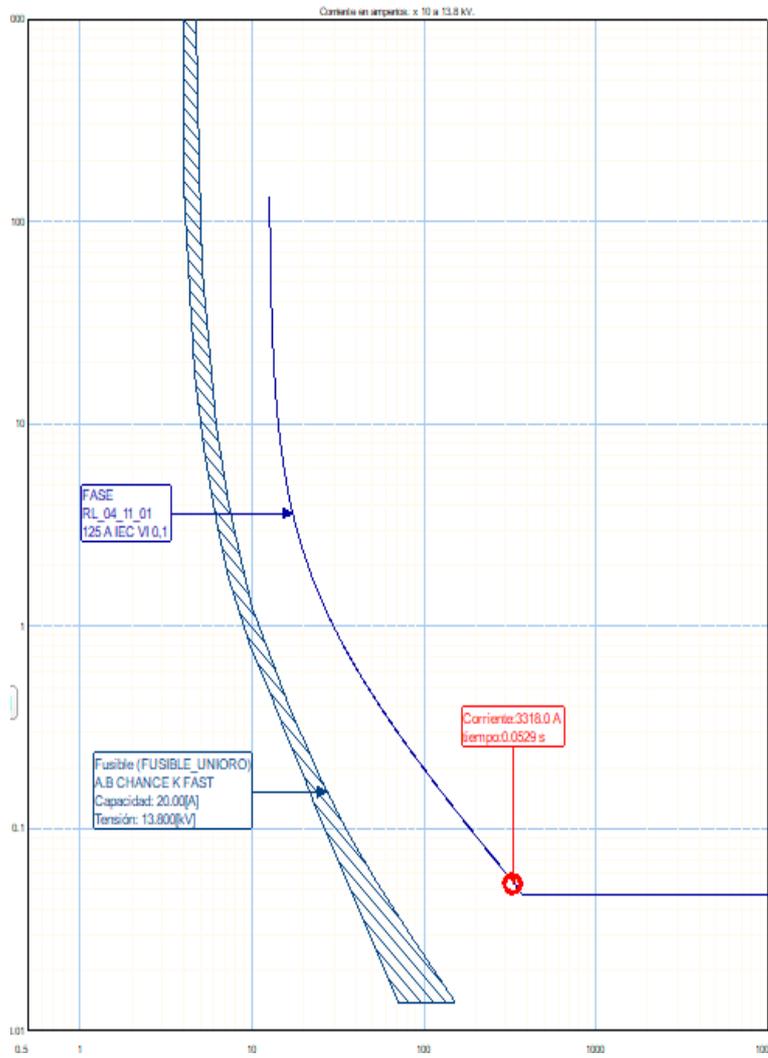


Figura 4.43: Coordinación de fase entre RL_04_11_02 y fusible 20K

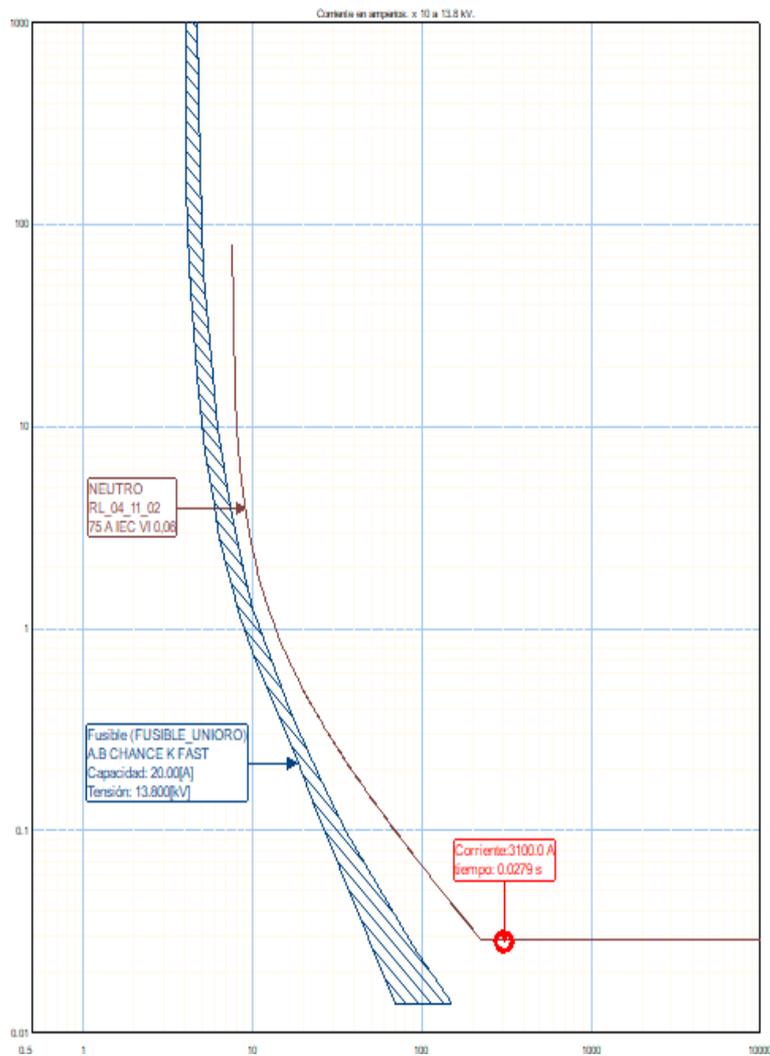


Figura 4.44: Coordinación de neutro entre RL_04_11_02 y fusible 20K

4.6.3.3. Ajustes de protección para alimentadores Puerto Grande Unioro – Escenario 1.1

A continuación, se muestran las consideraciones y la coordinación de protecciones, en el caso de que se pierda el canal de comunicaciones cuando los alimentadores se encuentren en la configuración del escenario 1.1.

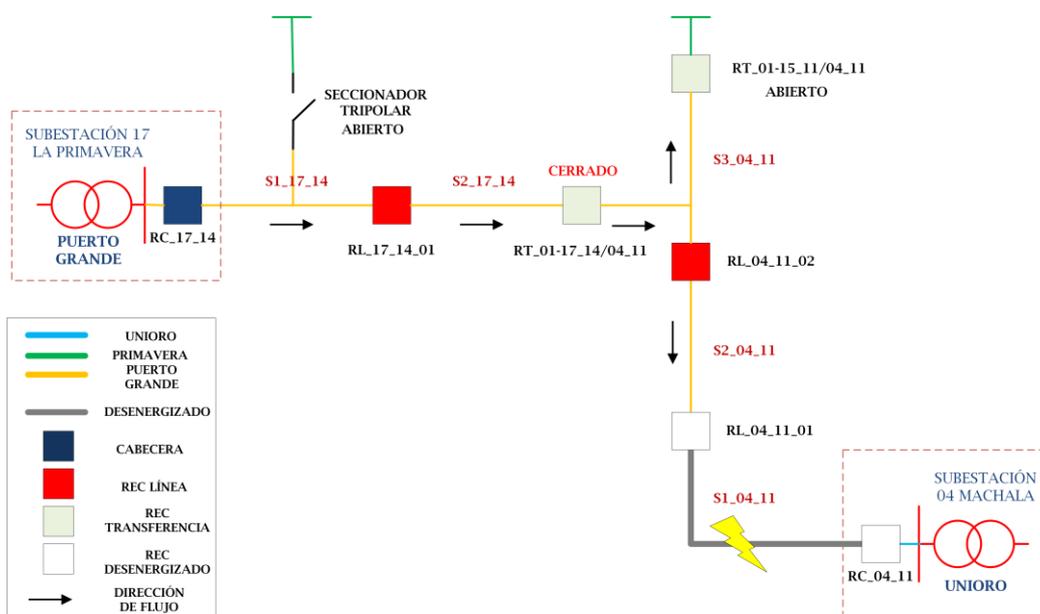


Figura 4.45: Topología de alimentadores escenario 1.1

Se activarán las protecciones en el relé de cabecera RC_17_14 y en el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11. Los reconectores RL_17_14_01 y RL_04_11_02 tendrán sus protecciones desactivadas.

Para esto es necesario asegurar la correcta coordinación entre RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11, para los valores de falla que resultan en esta topología.

A continuación, se muestran los ajustes determinados para los dos reconectores mencionados anteriormente:

Tabla 4.88: Ajustes de protecciones de sobrecorriente de fase cabecera y transferencia escenario 1.1

Equipo de protección	I máx. carga (A)	I nom. Conductor*1,1 (A)	Pick up 51P/ Imáx. carga	Pick up 51P (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 3F (A)
RC_17_14	201	330	1,50	300	IEC VI	0,24	6700
RT_01-17_14/04_11	132	330	1,52	200	IEC VI	0,1	3146

Tabla 4.89: Ajustes de protecciones de sobrecorriente de neutro cabecera y transferencia escenario 1.1

EQUIPO	I máx. carga (A)	I pick up 51P*0,5 (A)	Pick up 51N (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 1FT (A)
RC_17_14	201	150	204	IEC VI	0,35	7798
RT_01-17_14/04_11	132	100	100	IEC VI	0,15	2933

Como se puede observar, la corriente de carga es mayor debido a que ahora se energizan nuevos clientes al encontrarse cerrado el reconector de transferencia RT_01-17_14/04_11. El ajuste de cabecera determinado para el escenario normal se mantiene para la coordinación en fase y neutro.

A continuación, se muestran las curvas de coordinación para fase y neutro:

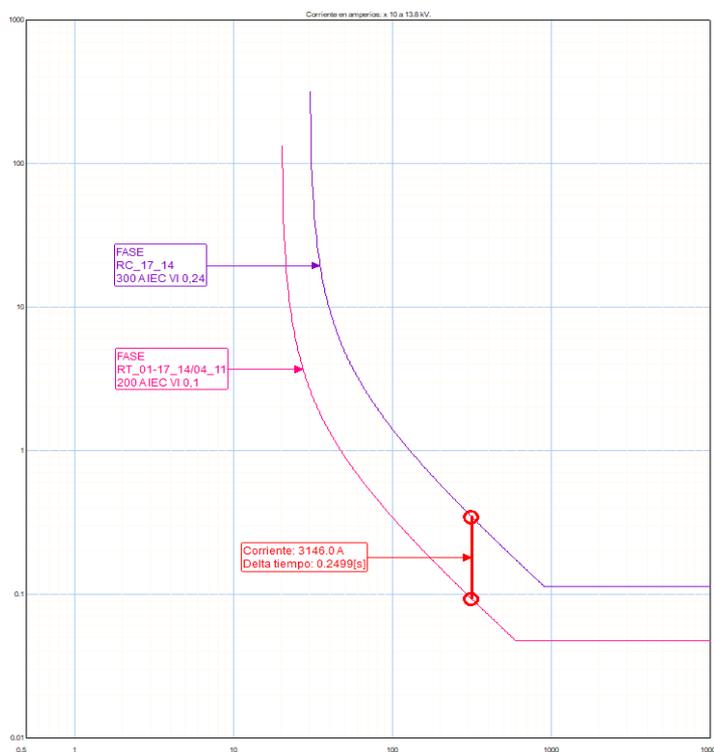


Figura 4.46: Coordinación de fase entre RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11

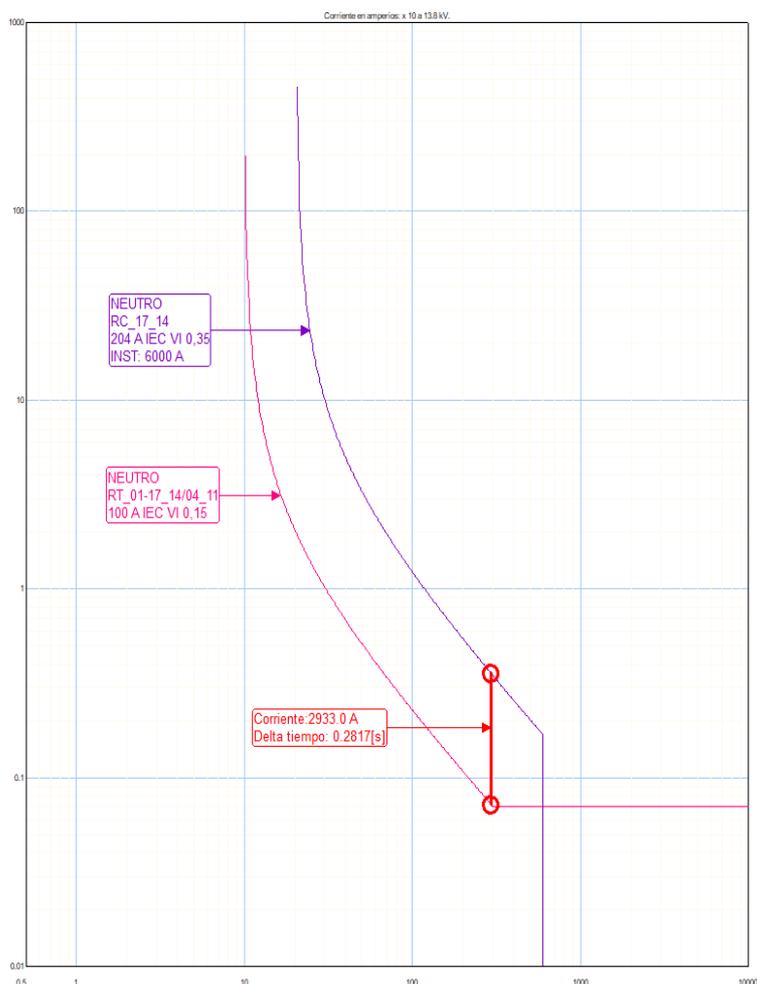


Figura 4.47: Coordinación de neutro entre RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11

Es necesario verificar que los ajustes de fase y neutro del RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11, coordinen con los fusibles de las primeras derivaciones.

Así, en la siguiente tabla, se muestran los valores de corriente máxima de carga y valores de falla en la ubicación de los fusibles. Al cerrarse el rector de transferencia RT_01-17_14/04_11, la sección aguas abajo de este en el escenario normal coordinaban con fusibles de 30K y 65 K por lo que se realiza la comprobación con estos fusibles.

Para la sección entre el RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11, el fusible determina-

do en el escenario normal fue 30K, por lo que también se realiza la comprobación entre los ajustes del RC_17_14 y el fusible 30K.

Tabla 4.90: Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la troncal escenario 1.1

Rinicial-Rfinal	I máx. (A)	Sección I máx. 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I FT (A)
RC_17_14	35	282387_MTA	282387_MTA	4224	3977
RT_01-17_14/04_11					
RT_01-17_14/04_11	40	243475_MTA	MTA_S_4028	3064	2856
RL_04_11_01					

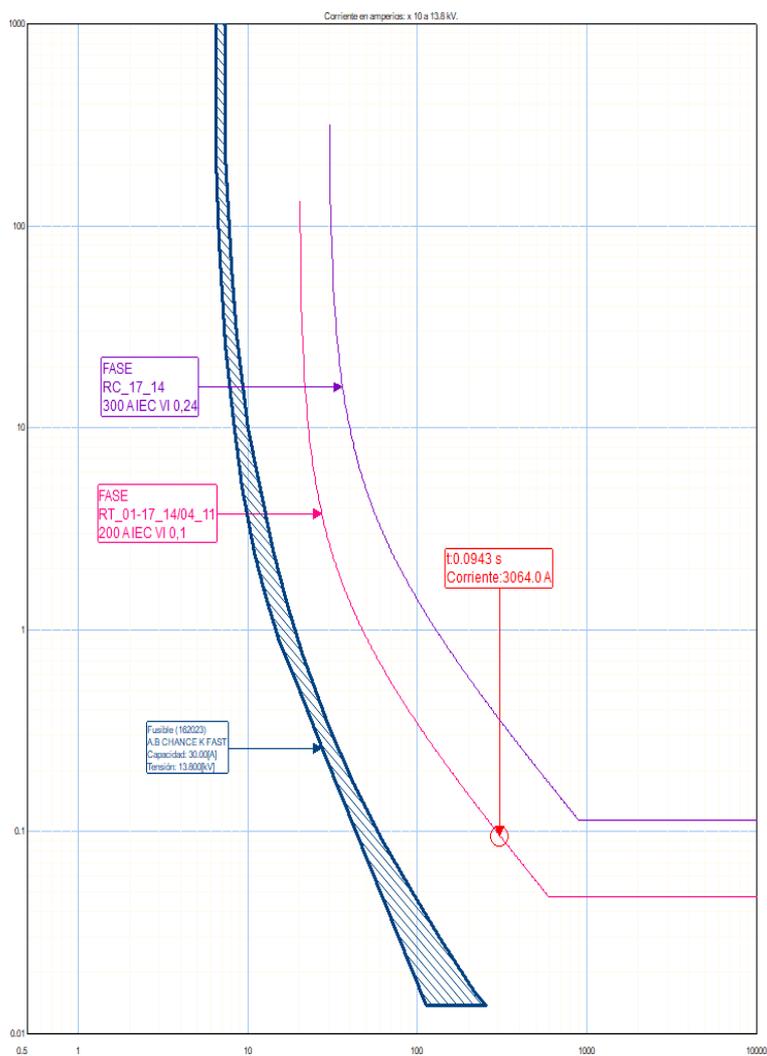


Figura 4.48: Coordinación de fase entre fusible 30K, RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11

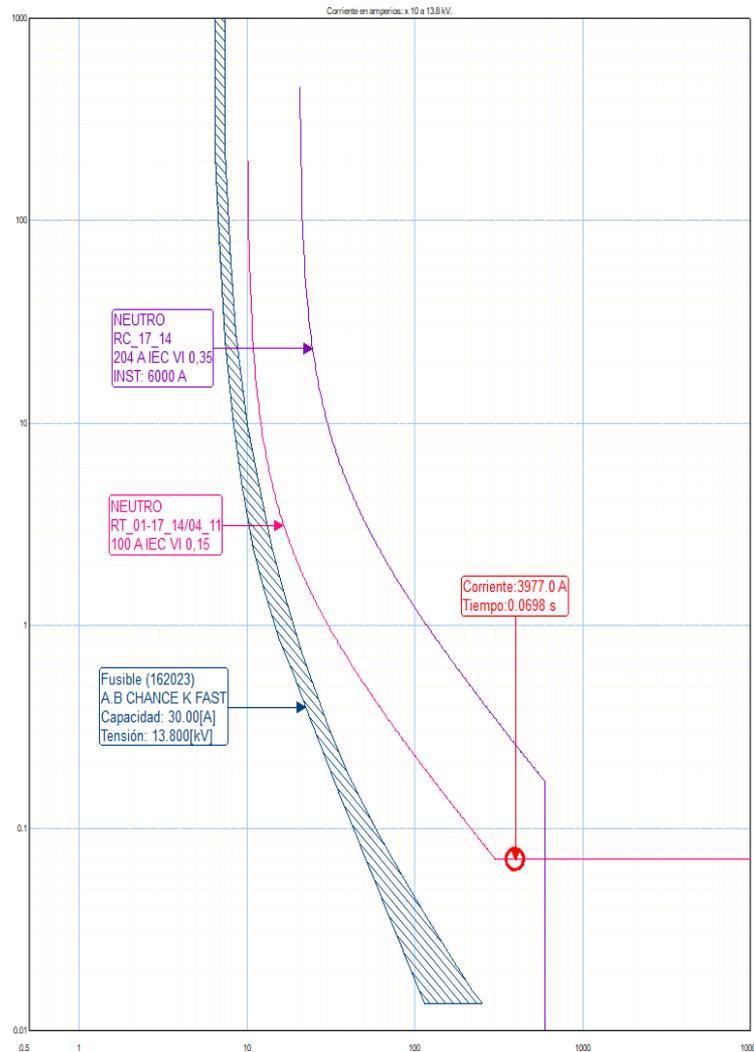


Figura 4.49: Coordinación de neutro entre fusible 30K, RC_17_14 y RT_01-17_14/04_11

Como se había mencionado anteriormente, aguas abajo del reconector RT_01-17_14/04_11 también se tienen fusibles 65K, en esta verificación de la coordinación resulta que el ajuste de fase del RT_01-17_14/04_11 coordina adecuadamente con un fusible 65K, mientras que los ajustes de neutro no coordinan.

Por esta razón, en el reconfigurador RT_01-17_14/04_11 solo quedará activa la protección de sobrecorriente temporizada de fase y la protección de sobrecorriente temporizada de neutro desactivada.

De lo anterior resulta que, es necesario comprobar que para una falla a tierra en la ubicación del reconfigurador RT_01-17_14/04_11, el ajuste de fase de este coordine correctamente con el ajuste de neutro de la cabecera RC_17_14.

En la tabla 4.85 podemos observar que el valor de falla a tierra en el RT_01-17_14/04_11, es de 2933 Amperios. A continuación, se muestran las curvas de tiempo corriente inverso con el intervalo de coordinación superior a los 200 ms.

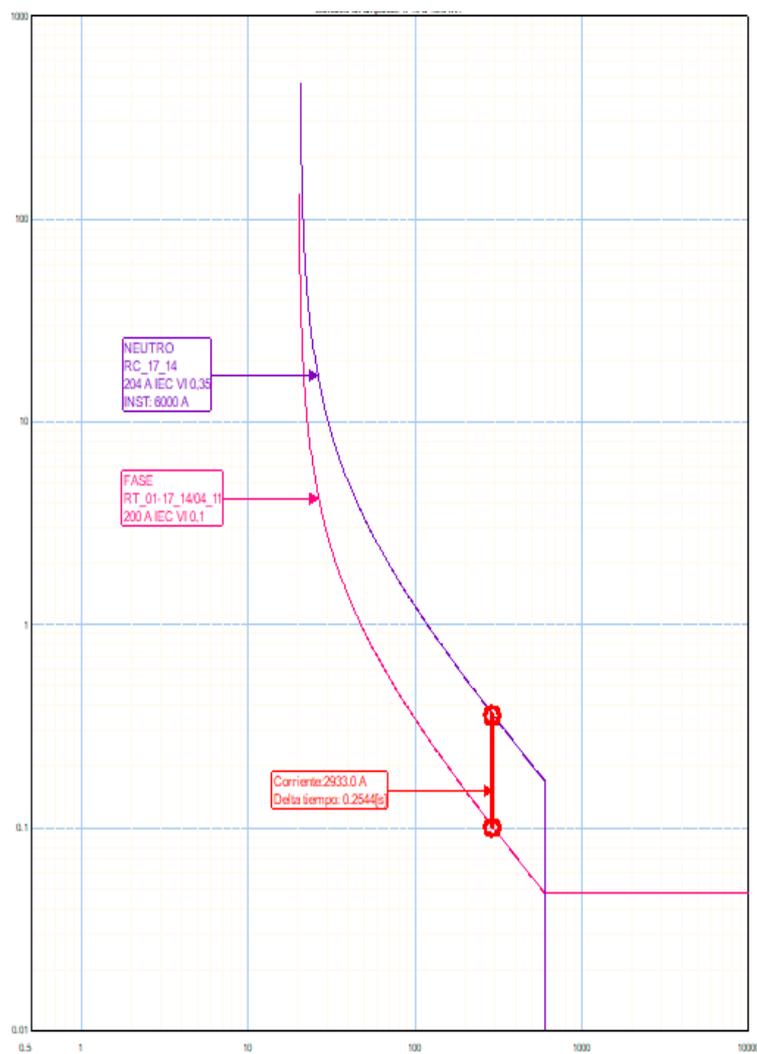


Figura 4.50: Coordinación entre fase de RT_01-17_14/04_11 y neutro de RC_17_14

A continuación, se muestran las curvas de coordinación entre RT_01-17_14/04_11 y el fusible de 65K, para los ajustes de fase y valor de falla trifásico de 3064 Amperios.

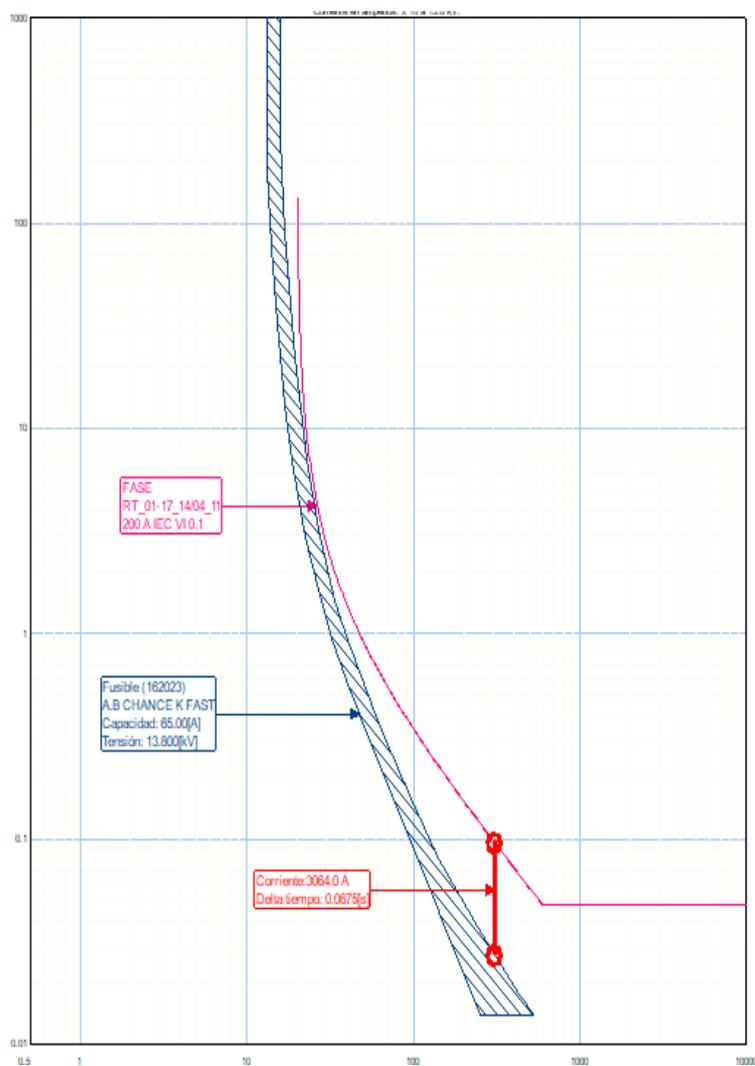


Figura 4.51: Coordinación de fase entre RT_01-17_14/04_11 y fusible 65K

Tabla 4.91: Ajustes finales de protecciones de sobrecorriente de fase y neutro para cabecera y transferencia escenario 1.1

Equipo de protección	I máx. carga (A)	Pick up 51P (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 3F (A)
RC_17_14	216	300	IEC VI	0,24	6700
RT_01-17_14/04_11	132	200	IEC VI	0,1	3146
EQUIPO	I máx. carga (A)	Pick up 51N (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 1FT (A)
RC_17_14	216	204	IEC VI	0,35	7798
RT_01-17_14/04_11	132	OFF	OFF	OFF	2933

4.6.3.4. Ajustes de protección para alimentadores Puerto Grande y Unioro - Escenario 1.4

A continuación, se muestran las consideraciones y la coordinación de protecciones, en el caso de que se pierda el canal de comunicaciones, cuando los alimentadores se encuentren en la configuración del escenario 1.4.

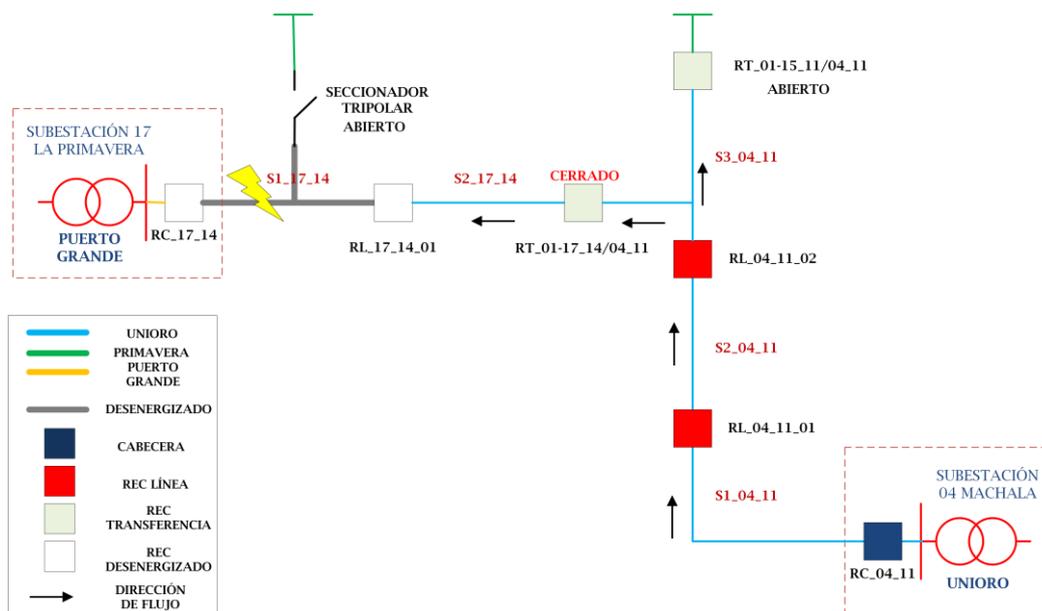


Figura 4.52: Topología de alimentadores escenario 1.4

Se activarán las protecciones en el relé de cabecera RC_04_11 y en el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11. Los reconectores RL_04_11_01 y RL_04_11_02 tendrán sus protecciones desactivadas.

Para esto es necesario asegurar la correcta coordinación entre RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11, para los valores de falla que resultan en esta topología.

A continuación, se muestran los ajustes determinados para los dos reconectores mencionados anteriormente:

Tabla 4.92: Ajustes de protecciones de sobrecorriente de fase para cabecera y transferencia escenario 1.4

Equipo de protección	I máx. carga (A)	I nom. Conductor*1,1 (A)	Pick up 51P/ I máx. carga	Pick up 51P (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 3F (A)
RC_04_11	231	374	1,52	350	IEC VI	0,17	8600
RT_01-17_14/04_11	72	330	1,53	110	IEC VI	0,1	3547

Tabla 4.93: Ajustes de protecciones de sobrecorriente de neutro para cabecera y transferencia escenario 1.4

EQUIPO	I máx. carga (A)	I pick up 51P * 0,5 (A)	Pick up 51N (Ap)	Tipo de Curva	Dial	I 1FT (A)
RC_04_11	231	175	300	IEC VI	0,17	9500
RT_01-17_14/04_11	72	55	100	IEC VI	0,1	3055

Como se puede observar, la corriente de carga es mayor debido a que ahora se energizan nuevos clientes al encontrarse cerrado el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11. El ajuste de cabecera determinado para el escenario normal se mantiene para la coordinación en fase y neutro.

A continuación, se muestran las curvas de coordinación para fase y neutro:

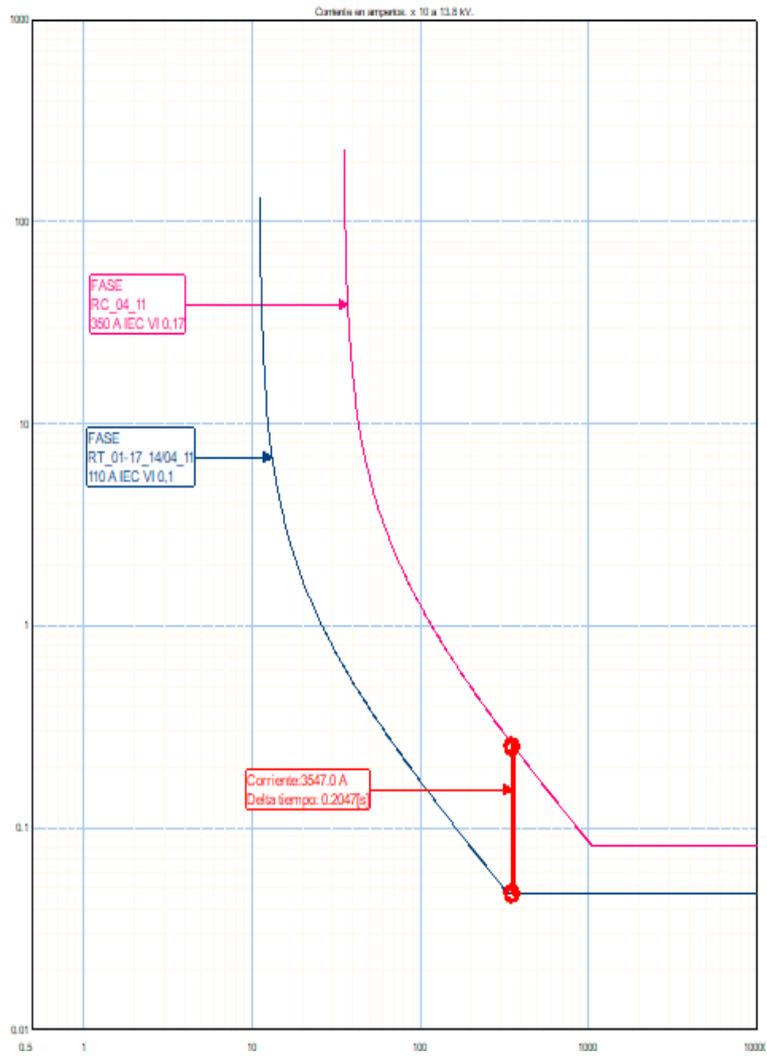


Figura 4.53: Coordinación de fase RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11

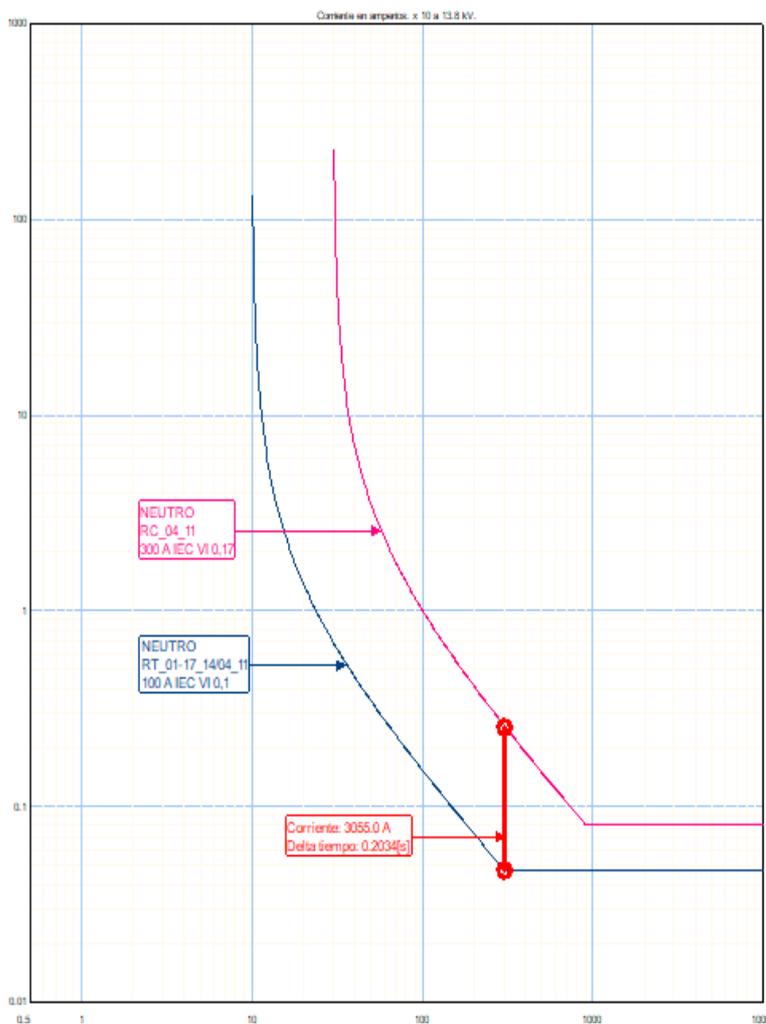


Figura 4.54: Coordinación de neutro entre RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11

Es necesario verificar que, los ajustes de fase y neutro del RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11, coordinen con los fusibles de las primeras derivaciones.

Al cerrarse el reconector de transferencia RT_01-17_14/04_11, la sección aguas abajo de este, en el escenario normal coordinaban con fusibles de 30K.

Para la sección entre el RC_04_11 y RT_01-17_14/04_11, el fusible determinado en el escenario normal fue 65K, por lo que también se realiza la comprobación entre los ajustes del RC_04_11 y el fusible 65K.

Tabla 4.94: Valores de carga máxima y falla primera derivación desde la troncal escenario 1.4

Rinicial-Rfinal	I máx. (A)	Sección I máx. 1era derivación	Sección I falla 1era derivación	I 3F (A)	I FT (A)
RC_04_11	47	282387_MTA	282387_MTA	5727	5353
RT_01-17_14/04_11					
RT_01-17_14/04_11	35	243475_MTA	293059_MTA	3273	3055
RL_04_11_01					

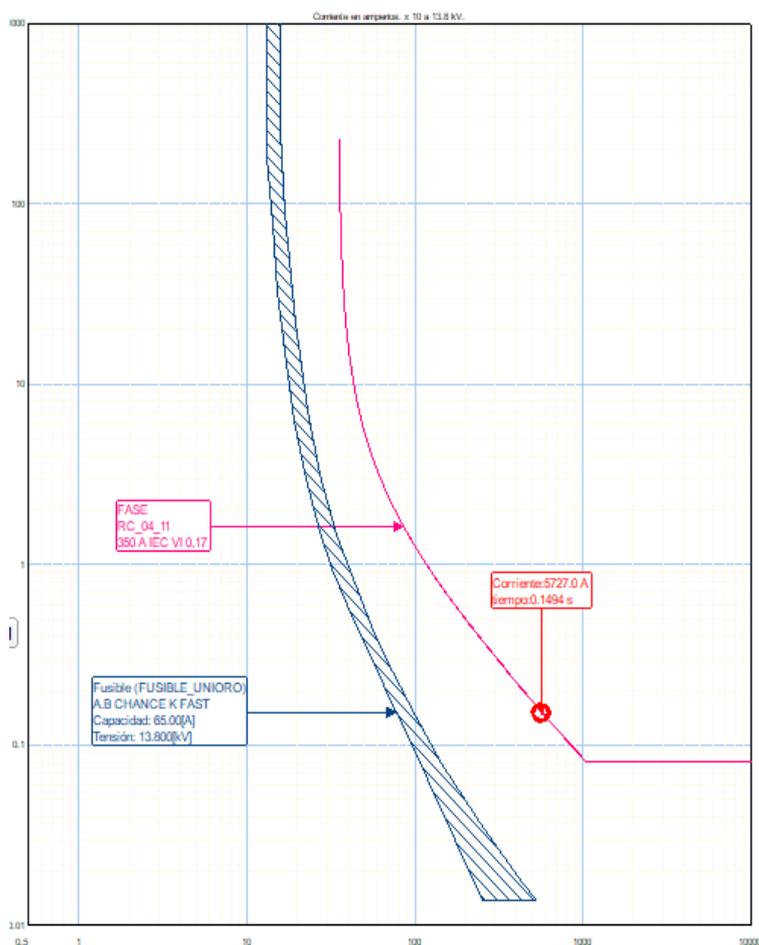


Figura 4.55: Coordinación de fase entre fusible 65K y RC_04_11

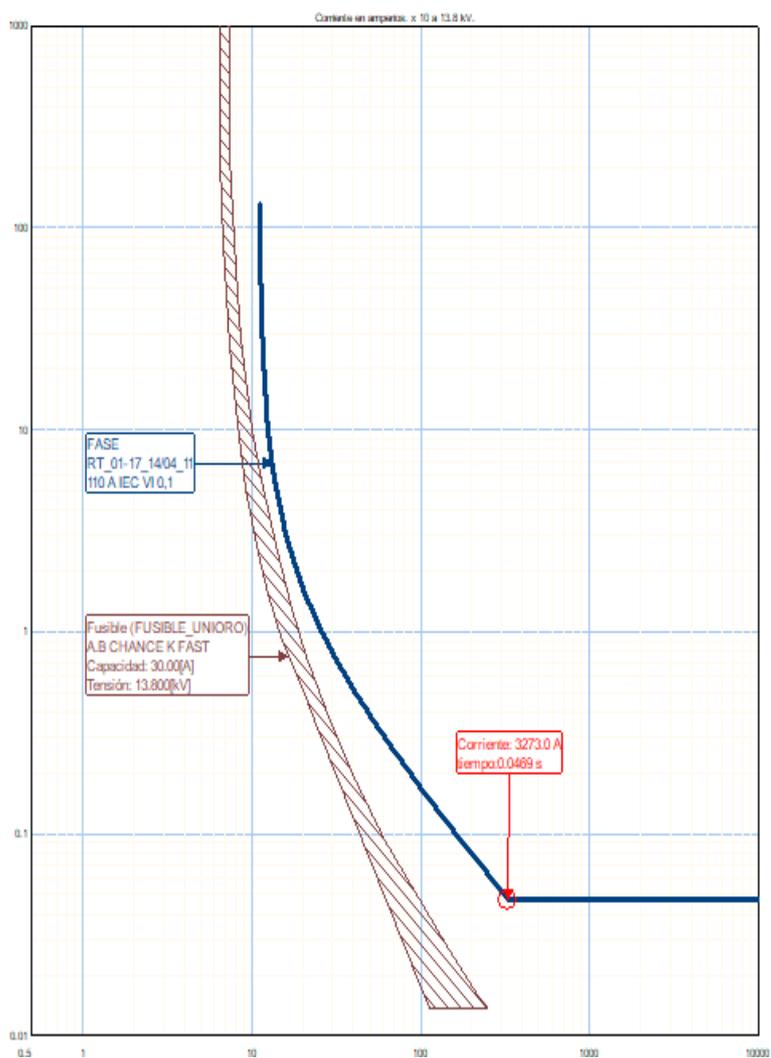


Figura 4.56: Coordinación de fase entre fusible 30K y RT_01-17_14/04_11

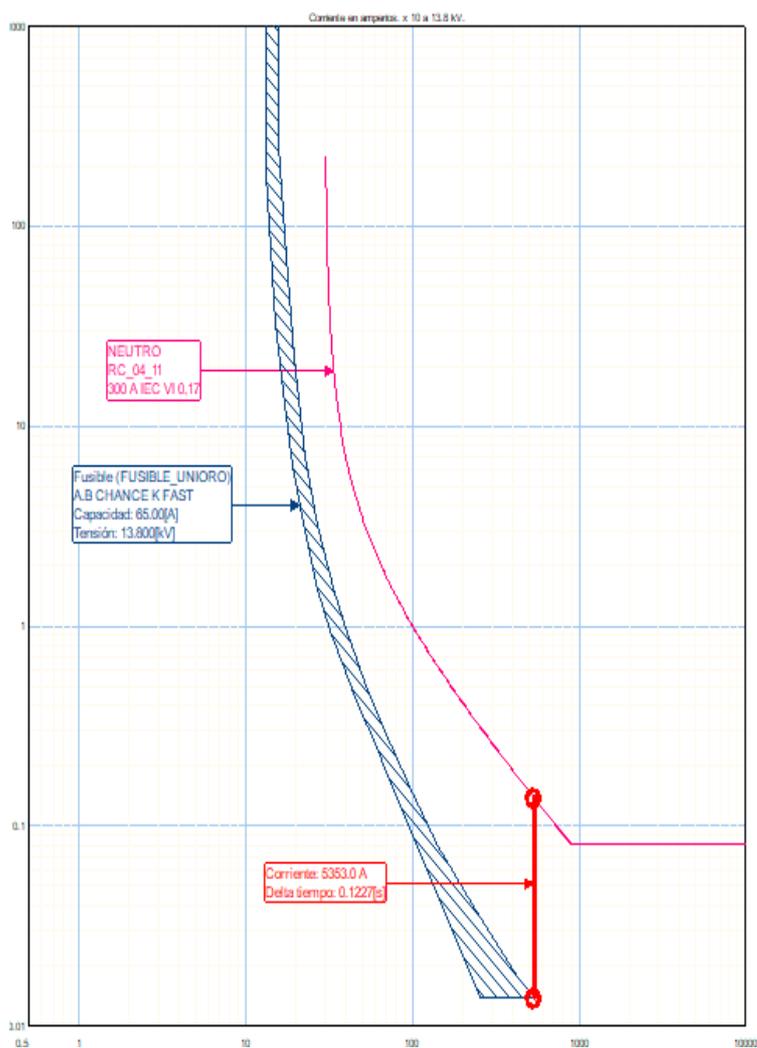


Figura 4.57: Coordinación de neutro entre fusible 65K y RC_04_11

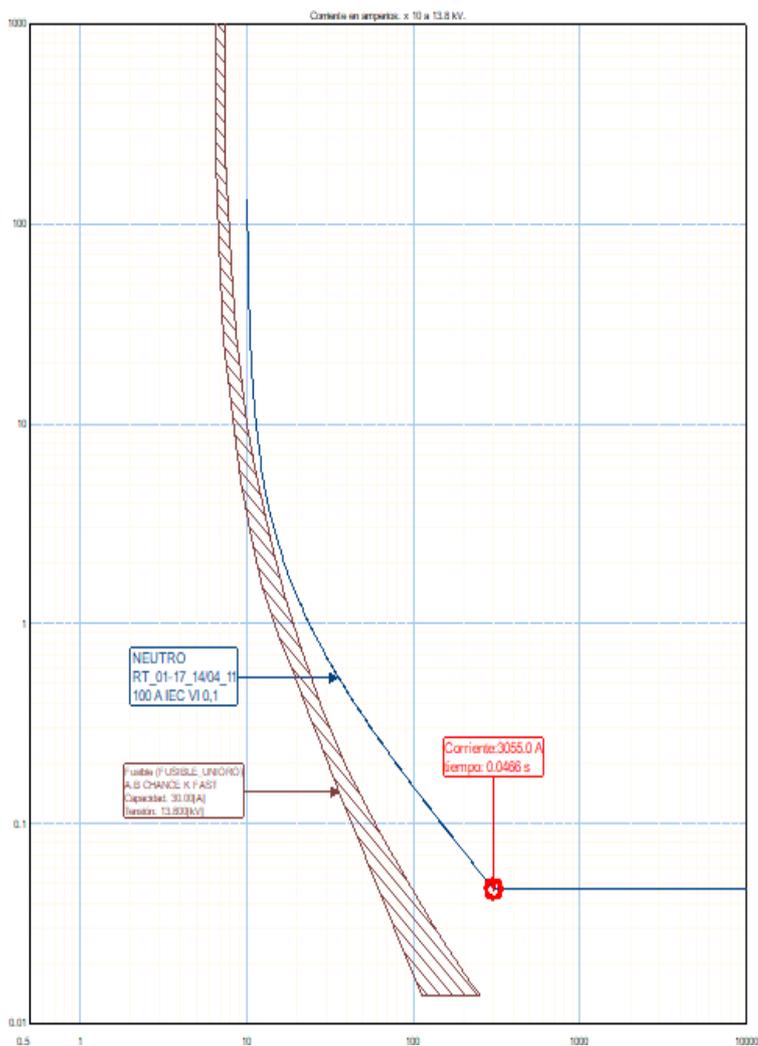


Figura 4.58: Coordinación de neutro entre fusible 30K RT_01-17_14/04_11

Como se puede observar, los ajustes de los reconectadores coordinan correctamente con los fusibles, por lo que los ajustes descritos para fase y neutro respectivamente, son aplicables en este escenario.

4.7. Arquitecturas y protocolos de comunicación para implementar FLISR

4.7.1. Arquitectura FLISR

Como ya se había mencionado en la sección 2.4 se distinguen tres arquitecturas FLISR que son: Centralizada, Semicentralizada y la Descentralizada.

Cada una de ellas tiene sus propias ventajas y desventajas, al momento de aplicarse en alimentadores de medio voltaje. En este apartado veremos la arquitectura FLISR, que mejor se adapte a la operación de los escenarios descritos en las secciones anteriores.

Para la elección de la arquitectura FLISR, que mejor se adecue a los escenarios de operación definidos en la sección 4.3 del sistema piloto que se analiza en el presente trabajo, se toman en cuenta diferentes criterios, resaltando las ventajas y desventajas que resulten de cada una de ellas. Además, se considera el escenario actual de funcionamiento del equipamiento de operación, control y protección en los alimentadores de medio voltaje, así como su nivel de integración al sistema SCADA/ADMS y sistemas de comunicaciones disponibles.

De acuerdo con lo anterior se pueden listar las siguientes ventajas y desventajas para los tres tipos de arquitectura, Centralizada, Semicentralizada y Descentralizada:

Desventajas de la arquitectura centralizada:

- La arquitectura centralizada requiere de un canal de comunicaciones de gran ancho de banda respecto de las otras arquitecturas.
- La arquitectura centralizada requiere de software y hardware que soporte grandes exigencias de procesamiento, para lograr la totalidad de la ejecución de la secuencia FLISR, en un tiempo menor al requerido para mejorar los indicadores de calidad.
- El recorrido de la información desde los reconectadores en campo, hasta el computador central donde se ejecutan las lógicas del FLISR, ubicado generalmente en el centro de control de la distribuidora, es mayor al de las otras arquitecturas.
- Dentro del recorrido de la información en una arquitectura centralizada,

se presentan más equipos activos de comunicación, que pueden resultar en un punto de falla durante la operación del **FLISR**.

- El sistema de comunicación actual que dispone **CNEL EP El Oro** con la cual podría soportar una arquitectura **FLISR** centralizada no es propia de **CNEL EP**, ya que las subestaciones se enlazan con el centro de control, mediante la red **WAN** de fibra óptica de una empresa proveedora de telecomunicaciones.
- De acuerdo a lo presentado en la sección 4.6.3, el método de coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones, requiere comunicación punto a punto entre **IEDs**. Este requerimiento se acerca a una arquitectura descentralizada.

Desventajas de la arquitectura descentralizada:

- En la arquitectura descentralizada al ejecutarse las lógicas en los propios **IEDs**, se requiere de **IEDs** con capacidad de comunicación y procesamiento de lógicas confiables y de alta velocidad.
- En caso de requerirse aumentar **IEDs** dentro de los alimentadores piloto, estos deberán ejecutar tanto la lógica de protecciones asistidas por comunicaciones como las lógicas de secuencia **FLISR**, por lo que en una arquitectura descentralizada la exigencia para los **IEDs** es mayor que en las otras.
- En una arquitectura descentralizada, por lo general, es utilizado un arreglo de comunicaciones en cadena, esto es un **IED** conectado al siguiente en serie, por lo que el fallo de uno de ellos o un error en su tarjeta de comunicaciones, dejará el resto del sistema aislado sin comunicación.
- Los **IEDs** y equipos de comunicación utilizados en la arquitectura descentralizada, deben soportar las condiciones climáticas externas, sin afectar su rendimiento en cuanto a procesamiento de lógicas y de comunicaciones. A diferencia de la centralizada y semicentralizada, donde los controladores donde se ejecutan las lógicas **FLISR**, se encuentran en un ambiente interior con climatización.

Ventajas de la arquitectura semicentralizada:

- Mediante la arquitectura semicentralizada, se dispone de un controlador de automatización robusto con capacidad de procesamiento de lógicas

de programación ubicado en la subestación. Esto permite dividir en zonas la aplicación del **FLISR**, cuando se lo requiera hacer en otros alimentadores de medio voltaje, a diferencia de la arquitectura centralizada.

- Las lógicas de la secuencia **FLISR** se desarrollan en el controlador de automatización ubicado en la subestación, mientras que el desarrollo de las lógicas del sistema de protecciones se las realiza de manera independiente en los **IEDs**. Esto supone una menor exigencia en el procesamiento interno de las CPUs de los **IEDs**.
- De acuerdo con el punto anterior, en caso de requerirse el ingreso de nuevos **IEDs** en los alimentadores piloto, no afectaría en el rendimiento de los **IEDs** y del controlador de la subestación, el cual deberá estar previamente dimensionado para futuros crecimientos del sistema **FLISR**.
- En una arquitectura semicentralizada, en comparación con una arquitectura centralizada, en caso de que el equipo donde se ejecutan las lógicas sufriera un daño quedando este fuera de servicio, en la arquitectura centralizada sería mucho más complicado y costoso contar con un segundo equipo de respaldo que permitiera volver a poner en funcionamiento el sistema **FLISR**.
- Si el controlador **FLISR** ubicado en la subestación sufre una avería, y al existir varios de estos dentro de una arquitectura semicentralizada, sería posible que otro controlador pueda cubrir esa zona y de esta manera tener disponible el **FLISR**. Para ello en la implementación se debería considerar esta contingencia al momento de dimensionar las capacidades del controlador **FLISR** necesario.
- En el caso de avería de un **IED** dentro de la arquitectura semicentralizada, se podría reajustar la topología del sistema de distribución si fuera posible y volver a reprogramar la lógica **FLISR** en el controlador de automatización, en caso de que no se disponga de un **IED** de repuesto inmediato. En este caso sería una solución que podría resultar en zonas de falla más grandes que la topología original.

De lo descrito anteriormente, se puede observar que la arquitectura semicentralizada sería la más adecuada para la implementación de **FLISR**, en los alimentadores de medio voltaje piloto y la coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones.

Adicionalmente otro factor importante que favorece la elección de la arquitectura semicentralizada, es el despliegue de proyectos similares a nivel nacional, contando con mayor experiencia a nivel local en soluciones **FLISR** con esta arquitectura.

En la siguiente figura, se muestran los principales elementos que funcionan dentro de la arquitectura **FLISR** semicentralizada y la coordinación de protecciones asistida por comunicaciones.

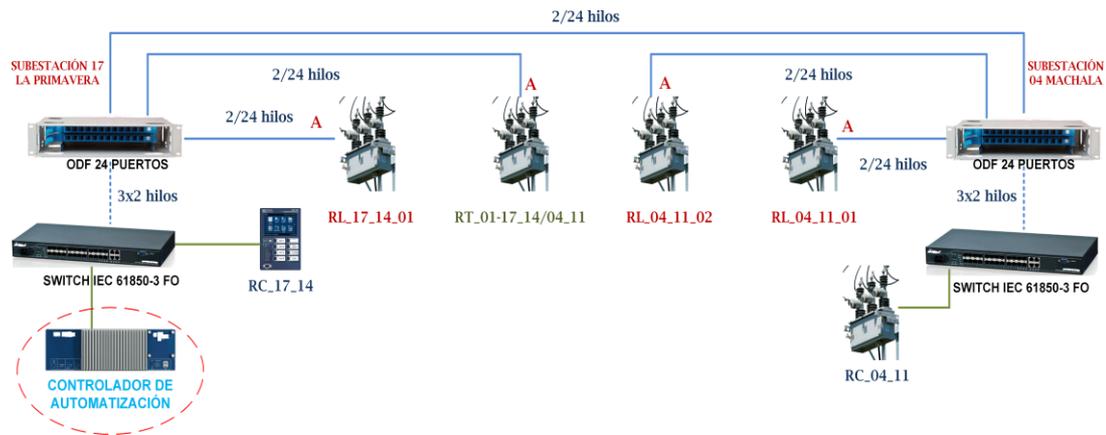


Figura 4.59: Arquitectura FLISR semicentralizada

El controlador de automatización puede ser instalado en cualquiera de las dos subestaciones consideradas dentro del sistema piloto, los **IEDs** reportarán hacia el controlador de automatización, entregando las señales necesarias para la correcta ejecución del algoritmo **FLISR**, que se lo desarrolla en una sección posterior.

4.7.2. Arquitectura de comunicaciones

Una vez determinada la arquitectura para el sistema **FLISR**, se debe elegir una arquitectura de comunicaciones. La arquitectura de comunicaciones debe ser adecuada para una arquitectura **FLISR** semicentralizada, es decir donde los **IEDs** deben reportar hacia el controlador de automatización, que se encuentra en un orden jerárquico superior.

Típicamente, las arquitecturas de comunicación adoptadas para un **FLISR** semicentralizado, son la topología en estrella y la topología “days chain” o de

encadenamiento. Las dos topologías tienen sus particularidades al momento de utilizarse, por lo que se analiza cual es la más adecuada para nuestro caso de estudio piloto.

Un aspecto importante en la arquitectura de comunicaciones, es la confiabilidad de las mismas, la cual se mejora mediante sistemas de redundancia. Para considerar sistemas de redundancia, es necesario considerar las características técnicas de los IEDs que van a formar parte del FLISR y los medios físicos de comunicación.

El medio físico de comunicación que se utiliza en el presente proyecto piloto FLISR, para comunicar los diferentes IEDs en campo y el controlador de automatización, ubicado en la subestación, es la fibra óptica del tipo monomodo, la cual es adecuada para las distancias a las que se encuentran los IEDs en campo.

Entonces, para poseer redundancia ante fallo de este canal principal, una alternativa sería de disponer de otra fibra óptica con una ruta o recorrido diferente a la principal. Una segunda ruta de fibra óptica propia de CNEL EP UN El Oro entre los IEDs supone un gasto mayor a la ruta de fibra óptica principal, ya que la ruta principal está diseñada para que utilice la postería existente de los alimentadores de medio voltaje, en cambio la nueva ruta alternativa incluiría gastos de nuevas estructuras de soporte.

Una alternativa menos costosa y funcional para casos de contingencia sería utilizar la red de fibra óptica de otro proveedor de servicios de telecomunicaciones, como un medio de respaldo para tener acceso remoto a los IEDs y funcionalidades SCADA. Evidentemente, mediante el uso de esta red de un proveedor externo, no sería posible utilizar las funcionalidades de coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones y de FLISR, debido a que se infiere en tiempos de transmisión de datos mayores a los que se obtienen al utilizar una red de fibra óptica dedicada entre IEDs.

Es importante mencionar, que es posible gestionar los puntos de comunicación para los IEDs de campo de manera independiente al presente proyecto piloto, es decir ese costo adicional no se adicionaría directamente al presupuesto de este proyecto piloto, sino a otra cuenta entre las dos entidades.

Por estas razones y debido a que estamos desarrollando un proyecto piloto, no se ha considerado un sistema de redundancia propio y que signifique una gran inversión para no encarecer más el proyecto piloto. Una vez implementado el proyecto, la experiencia en la operación del sistema FLISR nos debe dar

mejores directrices en cuanto al tipo de redundancia a utilizar y su real necesidad.

Otro factor importante, son las características de los puertos de comunicación de los IEDs como reconectores o relés de protección, estos por lo general vienen equipados con dos o más puertos de comunicación Ethernet de cobre o fibra óptica.

Esta característica técnica de comunicación de los IEDs, debe ser definida al momento de elegir la arquitectura de comunicaciones del sistema FLISR, debido a que, por ejemplo, la topología “daysi chain” requiere que la fibra óptica ingrese al puerto A del IED y continúe por el puerto B, funcionando este a manera de switch, con lo cual con dos hilos de fibra óptica se puede comunicar de un extremo al otro, terminando en los switches de subestación.

En el caso de la topología “daysi chain”, es importante considerar que el IED posea esta funcionalidad de “modo switch” en sus puertos de comunicación, ya que de no ser así sería necesario incluir equipos externos, como switches Ethernet. Estos equipos requerirán de sistemas de respaldo de energía eléctrica, por lo que se incrementan los costos del proyecto y aumentan los posibles puntos de falla.

Otro aspecto importante, es la concordancia entre el medio físico de comunicación que se utiliza y las características de los puertos de comunicación de los IEDs, por ejemplo, al utilizar como medio físico fibra óptica y en el IED se disponen de puertos de comunicación Ethernet de cobre, se va requerir instalar un conversor de medios de fibra a cobre para poder comunicarlo.

Al igual que lo explicado anteriormente, esto implica el uso de sistemas de respaldo de energía eléctrica, incrementando los costos del proyecto y aumentando los posibles puntos de falla. Un caso similar ocurre al disponer de puertos de comunicación en los IEDs de fibra óptica multimodo y siendo la fibra óptica principal del tipo monomodo, en este caso sería necesario instalar un convertidor de fibra óptica monomodo a multimodo.

Con la finalidad de no tener equipos activos externos, en la arquitectura “daysi chain” se necesita que los IEDs tengan la funcionalidad de “modo switch” y puertos de fibra óptica monomodo, de esta manera solo se requerirán de elementos pasivos de derivación y conexión como mangas de empalme, rosetas ópticas y patch cord de fibra monomodo.

Un IED con “modo switch” debe manejar todo el tráfico que se genere de extremo a extremo en el enlace de comunicaciones, por tanto, debe ser confiable y tener la suficiente capacidad de manejar todo el tráfico que se genere hacia: el sistema FLISR, hacia el concentrador de datos ubicado en la subestación y el sistema de coordinación de protecciones. Adicionalmente, deberá ser capaz de soportar el ingreso mediante software propietario para configuración y descarga de eventos e históricos.

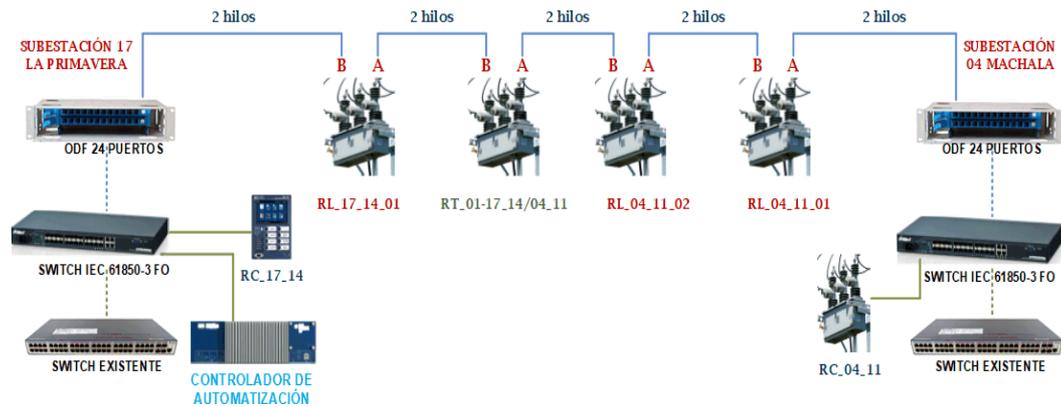


Figura 4.60: Topología de comunicaciones daysi chain

Por otra parte, para la implementación de una arquitectura en estrella, se requiere de dos hilos de fibra óptica dedicados para cada IED (relé o reconector), por tanto, con esta arquitectura no se requiere de “modo switch” en los puertos de comunicación de los IEDs, es decir la fibra óptica se conecta directo desde la subestación hasta el puerto A de comunicación del IED, el puerto B queda libre. Para interconectar los IEDs entre ellos se requieren dos hilos dedicados, que se interconecten entre los switches de las subestaciones.

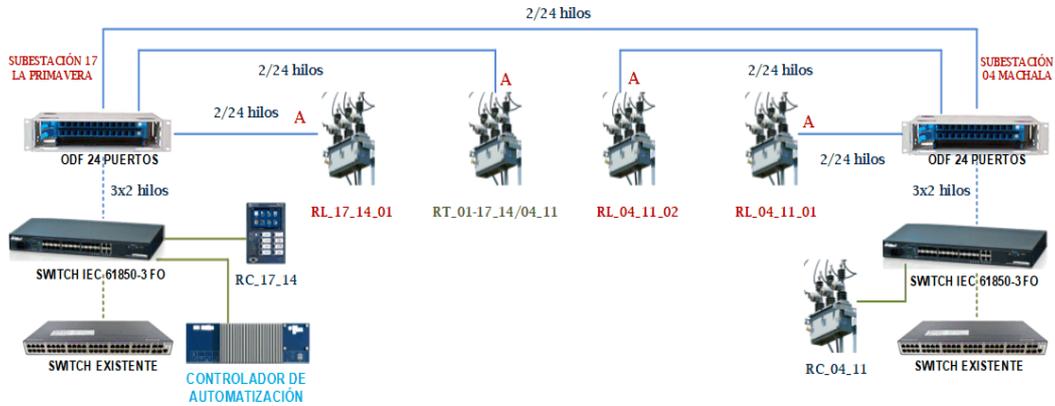


Figura 4.61: Topología de comunicaciones en estrella

Con la arquitectura en estrella, al puerto de comunicación B, se lo podría utilizar de requerirse a futuro, en un sistema de redundancia paralelo, mediante una ruta de fibra óptica secundaria como se había descrito en párrafos anteriores.

Para no usar convertidores externos, es necesario que los puertos de comunicación de los IEDs sean de fibra óptica monomodo. Típicamente, los IEDs con puertos de comunicación de fibra óptica monomodo, tienen un costo más elevado que los IEDs que disponen de puertos de fibra óptica monomodo, pero como se mencionó anteriormente, estos tienen la ventaja de que, no es necesario instalar convertidores y sistemas de respaldo de energía eléctrica para ellos, esto compensa el costo y mejora la confiabilidad del sistema, reduciendo posibles puntos de falla.

Mediante la arquitectura en estrella, cada IED maneja solo el tráfico generado por el mismo, siendo menos densa su gestión. Aunque se requieren de más hilos de fibra óptica, económicamente esto se llega a compensar al no tener equipos activos externos al IED.

De esta manera, con la arquitectura en estrella, se logra tener menos punto de falla en el recorrido del enlace de comunicaciones. El tráfico de comunicación es gestionado por los switch de subestación, los cuales son equipos más robustos y dedicados para estos fines.

Por tanto, la arquitectura de comunicación elegida es la topología en estrella,

como se muestra en la siguiente figura:

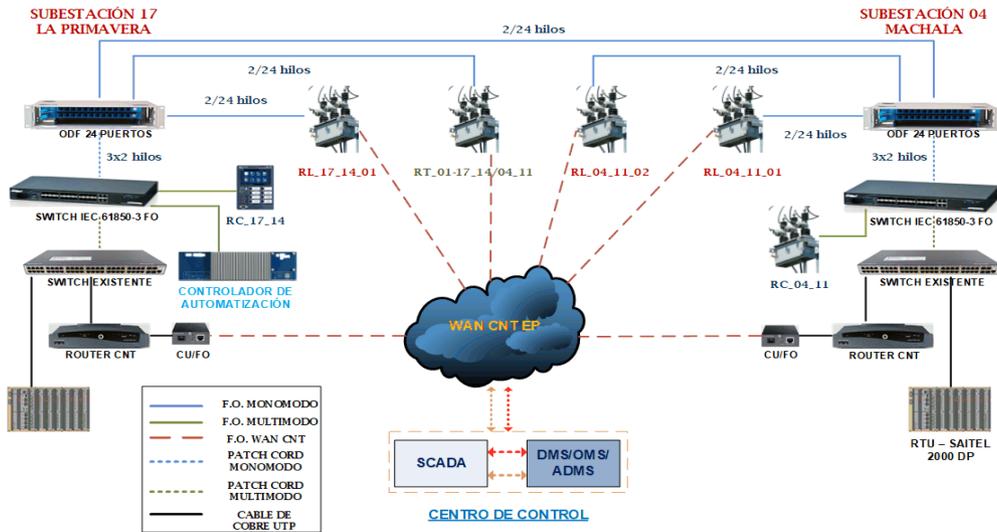


Figura 4.62: Topología de comunicaciones en estrella

Es importante aclarar que la red WAN de CNT, es solo utilizada con el fin de comunicar los IEDs con el sistema SCADA/ADMS y tener acceso remoto a ellos. Las funcionalidades de protecciones asistidas por comunicaciones y FLISR, no son ejecutadas mediante el uso de esta red de fibra óptica externa, estas funcionalidades son ejecutadas exclusivamente, utilizando el canal de fibra óptica dedicado entre IEDs, propio del proyecto piloto.

En la siguiente sección, se desarrolla el algoritmo FLISR considerando una arquitectura FLISR semicentralizada y un arreglo de comunicaciones en estrella.

4.7.3. Protocolos de comunicaciones

Una vez definidas la arquitectura FLISR y de comunicaciones, es necesario definir los protocolos de comunicación con los que los diferentes IEDs realizarán el intercambio de información, tanto como para la ejecución de las lógicas FLISR como la coordinación de protecciones asistida por comunicaciones.

En lo que respecta a la coordinación de protecciones asistida por comunicaciones, como ya se había mencionado en la sección 4.6.3, es necesario utilizar

la mensajería **GOOSE** de la normativa **IEC 61850**. Este protocolo resulta adecuado para la aplicación, debido a que se consiguen tiempos de transmisión bajos utilizando como medio físico de comunicación fibra óptica dedicada. Es importante al momento de realizar la adquisición de los **IEDs**, que estos cuenten con la certificación del cumplimiento de la normativa **IEC 61850 Edición 1 y 2**.

Para la ejecución de las lógicas **FLISR** con una arquitectura semicentralizada, a diferencia de la coordinación de protecciones es posible tener tiempos mayores para su completa ejecución, el mismo que se definió menor a tres minutos.

De acuerdo a lo anterior, el intercambio de información entre **IEDs** se lo podría realizar mediante el protocolo **MMS** de la normativa **IEC 61850** o mediante el protocolo **DNP3**. Los dos protocolos mencionados funcionan con comunicación vertical, es decir, a modo de cliente – servidor o maestro – esclavo, siendo en este caso el cliente o el maestro el controlador de subestación.

Se debe considerar que los **IEDs** también deben reportar sus señales digitales y analógicas al sistema **SCADA/ADMS** de la distribuidora.

La mayoría de **IEDs** disponibles en el mercado, cuentan con dos puertos de fibra óptica en los cuales se puede habilitar los protocolos de la norma **IEC 61850**. Como ya se había mencionado anteriormente, la idea es no utilizar elementos convertidores de medios para comunicar los **IEDs** con el controlador de automatización, por lo que consideraremos **IEDs** con dos puertos de fibra óptica monomodo.

Por lo tanto, en los **IEDs** se debe contar con dos puertos de fibra óptica monomodo, en los cuales, se pueda habilitar el protocolo **MMS** y la mensajería **GOOSE** de la norma **IEC 61850**, para ejecutar la coordinación de protecciones asistida por comunicaciones y **FLISR**.

El controlador de automatización, funciona como otra **RTU**, a la cual le llegan mediante el protocolo **MMS**, las señales digitales y analógicas desde los **IEDs** de campo y debe tener la capacidad de comunicarse con el servidor **SCADA**, mediante protocolo esclavo **IEC 104**.

Como se mencionó en la sección anterior, el puerto B de los **IEDs**, se puede utilizar para tener acceso remoto a los **IEDs** en caso de fallo del canal principal (puerto A), se aclara que las funcionalidades de coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones y **FLISR** no se ejecutan utilizando este puerto de

comunicación, el mismo que se interconecta mediante una red de fibra óptica de un proveedor de servicios.

En la siguiente figura, se muestra el esquema y protocolos de comunicaciones para el proyecto piloto:

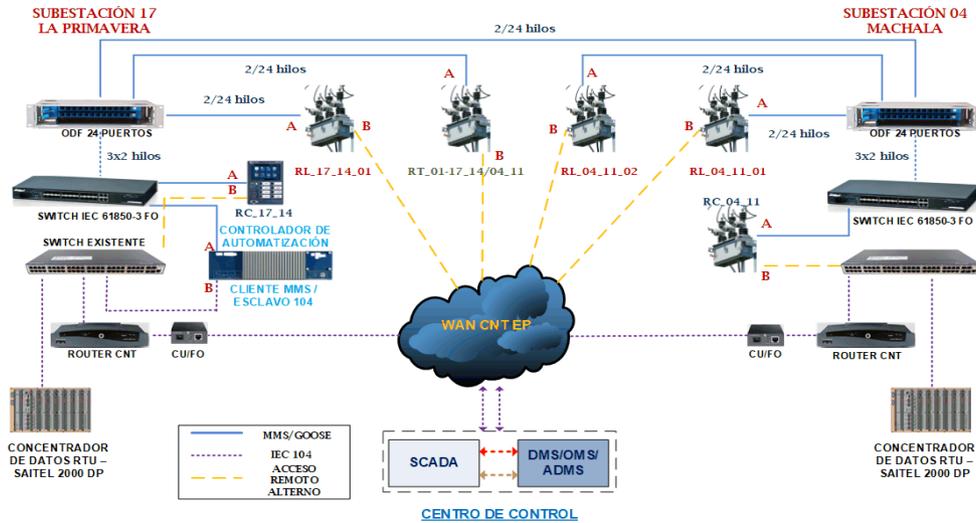


Figura 4.63: Topología de comunicaciones y protocolos

4.7.4. Algoritmo y lógicas FLISR

En esta sección se desarrolla la lógica FLISR para el proyecto piloto propuesto en este trabajo considerando los escenarios de operación determinados previamente, la arquitectura FLISR y de comunicaciones.

Dentro de la lógica para cada una de las etapas de Localización de Falla, Aislamiento de Falla y Restauración del Servicio se consideran los requerimientos de seguridad para el personal y equipos, tiempos de ejecución, orden secuencial de acciones, señales a utilizar entre otras características que permitan ejecutar el FLISR de una forma correcta y segura.

A continuación, se muestra un diagrama de flujo que describe de manera resumida la lógica del algoritmo FLISR, luego se presenta para cada escenario de operación su lógica descrita a detalle.

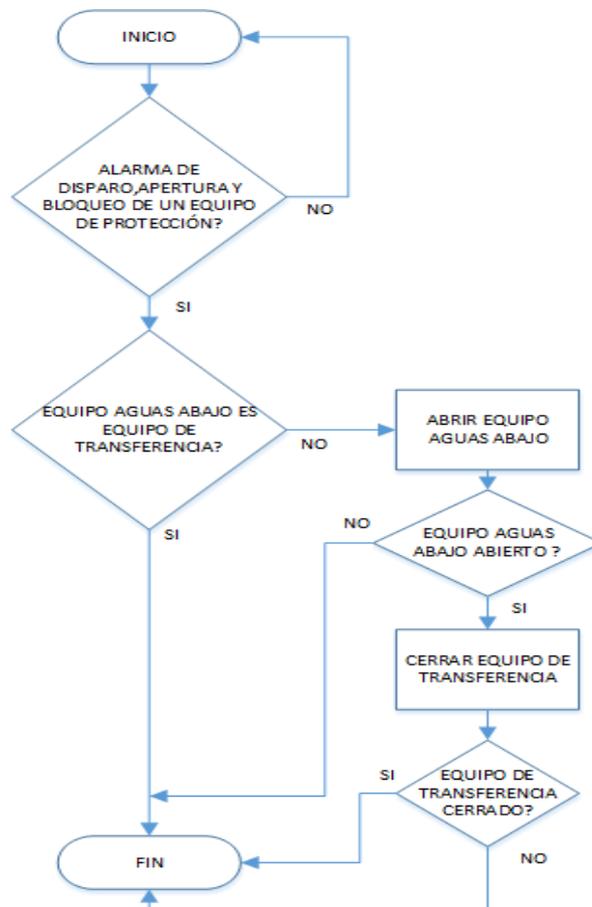


Figura 4.64: Diagrama de flujo resumido del algoritmo FLISR

El algoritmo **FLISR** debe priorizar la seguridad del personal de mantenimiento y luego salvaguardar los bienes de la distribuidora, para lo cual de manera obligatoria debe cumplir con las siguientes condiciones durante su ejecución:

- El sistema **FLISR** deberá tener la opción de activarse / desactivarse mediante un comando enviado desde el centro de control de la distribuidora.
- El sistema **FLISR** debe desactivarse totalmente al detectar que cualquiera de los **IEDs** que forman parte del sistema pasa de modo remoto a local.
- También deberá desactivarse cuando cualquiera de los **IEDs** haya sido

operado, abierto o cerrado, de manera local en campo.

- Al activarse la función “Hot Line Tag” en el panel frontal del IED o de manera remota, el sistema FLISR debe desactivarse.
- Al perder comunicación con cualquiera de los IEDs que forman parte del sistema FLISR, este debe desactivarse.

Las condiciones listadas anteriormente son comunes para cada uno de los escenarios de operación, desde el escenario 1.1 al escenario 1.5. También en los escenarios 1.1 al 1.5 contienen condiciones y lógicas de acciones particulares para cada uno de ellos, estas son desarrolladas indicando la secuencia de acciones y señales que intervienen para que el controlador de automatización y los IEDs completen el FLISR.

Una etapa previa a la localización de falla es la detección de la misma, esta detección de falla es provista por el sistema de protecciones asistido por comunicaciones para los 5 escenarios de operación determinados.

4.7.4.1. FLISR - Escenario 1.1

Este escenario resulta cuando se tiene una falla permanente en la sección S1_04_11.

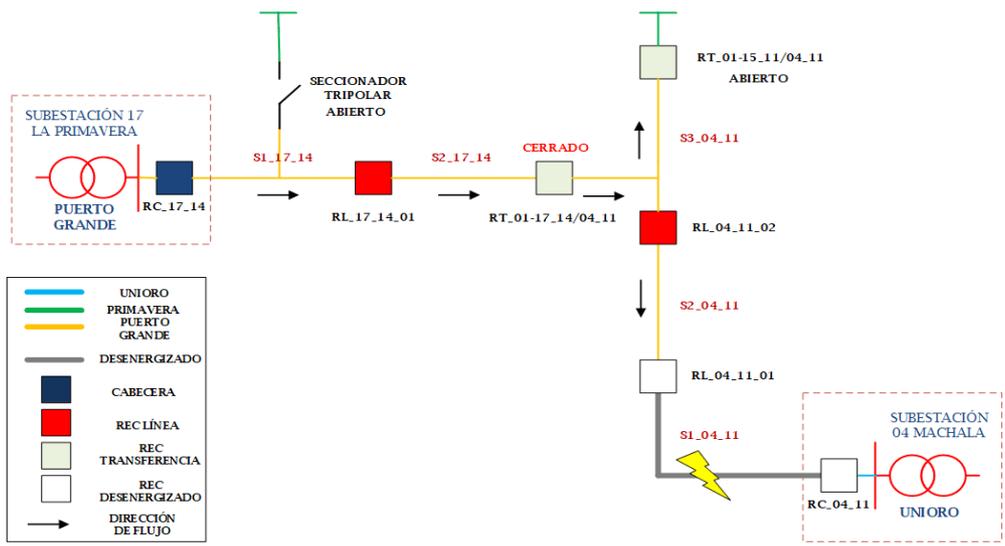


Figura 4.65: Topología para el escenario 1.1

La lógica y secuencia de acciones al producirse una falla permanente en la sección S1_04_11, desde la detección de la falla hasta la restauración del servicio, se lista a continuación:

Paso 1:

El controlador de automatización (C.A.), se encuentra verificando constantemente todas las condiciones de seguridad detalladas en la sección 4.7.4, mediante interrogación a cada uno de los IEDs dentro del sistema [FLISR](#).

Paso 2:

El reconectador de cabecera RC_04_11, opera despejando la falla mediante su ajuste de protecciones de sobrecorriente, el cual está previamente coordinado con las protecciones de sobrecorriente del relé de protección del transformador de potencia. Esta señal de disparo por protecciones de sobrecorriente, junto con las señales de reconectador bloqueado y estado abierto, da inicio a la ejecución del [FLISR](#) para el escenario 1.1.

Paso 3:

El reconectador RC_04_11, envía los mensajes con la información de disparo por actuación de las protecciones de sobrecorriente, señales de reconectador bloqueado y estado abierto al controlador de automatización (C.A.).

Paso 4:

Posterior a la recepción de las señales antes mencionadas, el C.A. verifica el estado de los reconectores de línea RL_04_11_01, RL_04_11_02 y del reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11. Si los dos reconectores RL_04_11_01 y el RL_04_11_02 se encuentran cerrados, se confirma que la ubicación de la falla es en la sección S1_04_11. En caso de que uno de ellos reporte su estado como abierto, o que el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 se encuentre cerrado, se detiene la ejecución del [FLISR](#) y se pasa a control remoto – manual para corregir la descoordinación de protecciones.

Paso 5:

Si la ubicación de la falla es confirmada en la sección S1_04_11, el C.A. envía la orden de apertura al RL_04_11_01, con lo cual queda aislada la falla.

Paso 6:

Una vez abierto el RL_04_11_01, el C.A. verifica el estado del reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, si este reporta su estado abierto, el C.A. envía el comando de cierre del reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, con lo cual las secciones S2_04_11 y S3_04_11 vuelven a ser energizadas. Si el RT_01-17_14/04_11 reporta su estado como cerrado, se detiene la ejecución del FLISR y se pasa a control remoto – manual.

Paso 7:

Una vez el personal técnico de campo, confirme la reparación de la falla en la sección S1_04_11, se regresa a la configuración normal. Desde el centro de control, se emite un comando de normalización de la topología de los alimentadores. El C.A. posterior a recibir este comando, envía una orden de cierre al reconectador RC_04_11, el C.A. confirma el cambio de estado en el RC_04_11 de abierto a cerrado, si este no ha tenido un cierre exitoso, se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Si el cierre del reconectador RC_04_11 ha sido exitoso, el C.A. envía un comando de cierre para el reconectador de línea RL_04_01, de igual manera, el C.A. verifica el cambio de estado de este reconectador y que los reconectores RC_04_11, RL_04_11_02, RT_01-17_14/04_11, RC_17_14 y RL_17_14_01 permanezcan cerrados, si este no se cumple, se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Por último, el C.A. envía un comando de apertura al reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, con lo que se termina la secuencia de maniobras de normalización.

4.7.4.2. FLISR - Escenario 1.2

Este escenario resulta cuando se tiene una falla permanente en la sección S2_04_11.

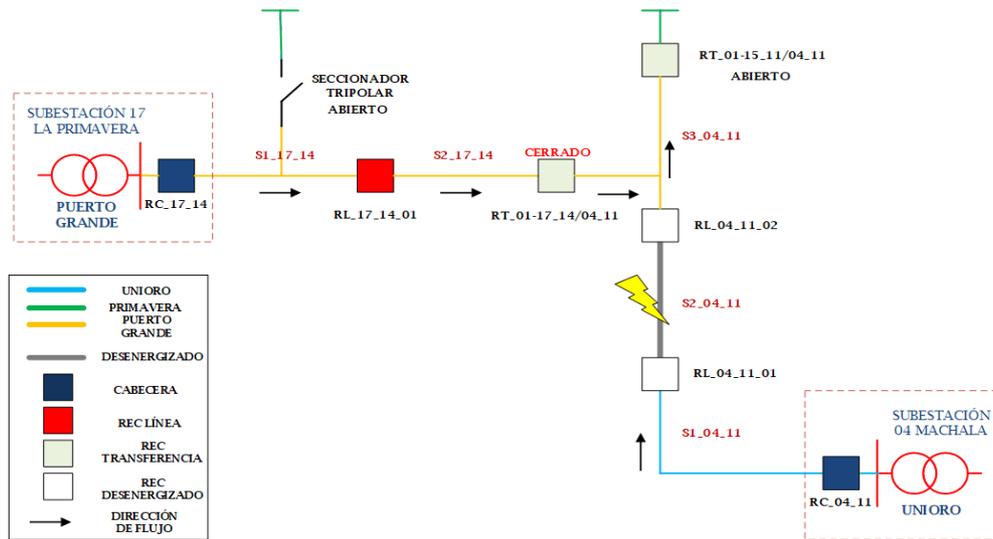


Figura 4.66: Topología para el escenario 1.2

La lógica y secuencia de acciones al producirse una falla permanente en la sección S2_04_11, desde la detección de la falla hasta la restauración del servicio, se lista a continuación:

Paso 1:

El controlador de automatización (C.A.), se encuentra verificando constantemente, todas las condiciones de seguridad detalladas en la sección 4.7.4, mediante interrogación a cada uno de los IEDs dentro del sistema FLISR.

Paso 2:

El reconectador de línea RL_04_11_01, a través de la coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones, opera despejando la falla mediante su ajuste de protecciones de sobrecorriente. Esta señal de disparo por protecciones de sobrecorriente junto con las señales de reconectador bloqueado y estado abierto, da inicio a la ejecución del FLISR para el escenario 1.2.

Paso 3:

El reconectador RL_04_11_01, envía los mensajes con la información de disparo por actuación de las protecciones de sobrecorriente, señales de reconectador bloqueado y estado abierto al controlador de automatización (C.A.).

Paso 4:

Posterior a la recepción de las señales antes mencionadas, el C.A. verifica el estado de los reconectores RC_04_11 y RL_04_11_02. Si los dos reconectores RC_04_11 y RL_04_11_02 se encuentran cerrados se confirma que la ubicación de la falla es en la sección S2_04_11. En caso de que uno de ellos reporte su estado como abierto, se detiene la ejecución del **FLISR** y se pasa a control remoto – manual para corregir la descoordinación de protecciones.

Paso 5:

Si la ubicación de la falla es confirmada en la sección S2_04_11, el C.A. envía la orden de apertura al RL_04_11_02, con lo cual queda aislada la falla.

Paso 6:

Una vez abierto el RL_04_11_02, el C.A. verifica el estado del reconector de transferencia RT_01-17_14/04_11, si este reporta su estado abierto, el C.A. envía el comando de cierre del reconector de transferencia RT_01-17_14/04_11, con lo cual la sección S3_04_11 vuelve a ser energizada. La sección S1_04_11 en este escenario siempre esta energizada, asumiendo que las protecciones funcionan de manera correcta. Si el RT_01-17_14/04_11 reporta su estado como cerrado se detiene la ejecución del **FLISR** y se pasa a control remoto – manual.

Paso 7:

Una vez el personal técnico de campo confirme la reparación de la falla en la sección S2_04_11 se volverá a la configuración normal. Desde el centro de control, se emite un comando de normalización de la topología de los alimentadores. El C.A. posterior a recibir este comando, envía una orden de cierre al reconector RL_04_11_01, el C.A. confirma el cambio de estado en el RL_04_11_01 de abierto a cerrado, si este no ha tenido un cierre exitoso se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Si el cierre del reconector RL_04_11_01 ha sido exitoso, el C.A. verifica que el reconector RC_04_11 se encuentre cerrado, caso contrario se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual. Una vez verificados por el C.A. que los reconectores RL_04_11_01 y RC_04_11 se encuentran cerrados, el C.A. envía un comando de cierre para el reconector de línea RL_04_11_02, de igual manera el C.A. verifica el cambio de estado de este reconector y que los reconectores RL_04_11_01, RC_04_11, RT_01-17_14/04_11, RC_17_14 y

RL_17_14_01 permanezcan cerrados, si esto no se cumple, se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Por último, el C.A. envía un comando de apertura al reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, con lo que se termina la secuencia de maniobras de normalización.

4.7.4.3. FLISR - Escenario 1.3

Este escenario resulta cuando se tiene una falla permanente en la sección S3_04_11.

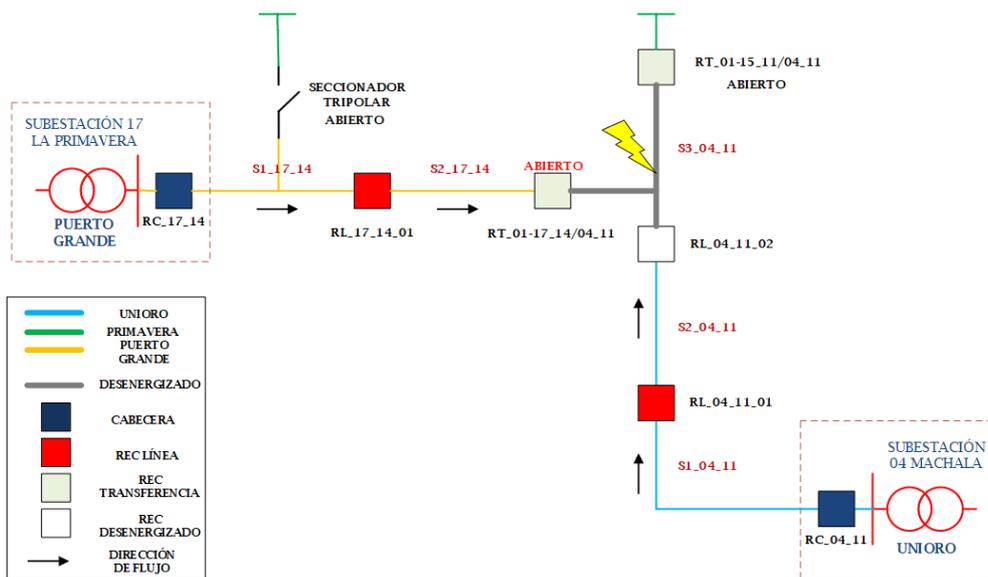


Figura 4.67: Topología para el escenario 1.3

La lógica y secuencia de acciones al producirse una falla permanente en la sección S3_04_11, desde la detección de la falla hasta la restauración del servicio, se lista a continuación:

Paso 1:

El controlador de automatización (C.A.), se encuentra verificando constantemente todas las condiciones de seguridad detalladas en la sección 4.7.4, mediante interrogación a cada uno de los IEDs dentro del sistema FLISR.

Paso 2:

El reconectador de línea RL_04_11_02, mediante la coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones, opera despejando la falla mediante su ajuste de protecciones de sobrecorriente. Esta señal de disparo por protecciones de sobrecorriente junto con las señales de reconectador bloqueado y estado abierto, da inicio a la ejecución del **FLISR** para el escenario 1.3.

Paso 3:

El reconectador RL_04_11_02, envía los mensajes con la información de disparo por actuación de las protecciones de sobrecorriente, señales de reconectador bloqueado y estado abierto al controlador de automatización (C.A.).

Paso 4:

Posterior a la recepción de las señales antes mencionadas, el C.A. verifica el estado de los reconectores RC_04_11 y RL_04_11_01. Si los dos reconectores RC_04_11 y RL_04_11_01 se encuentran cerrados, se confirma que la ubicación de la falla es en la sección S3_04_11. En caso de que uno de ellos reporte su estado como abierto, se detiene la ejecución del **FLISR** y se pasa a control remoto – manual para corregir la descoordinación de protecciones.

Paso 5:

Si la ubicación de la falla es confirmada en la sección S3_04_11, el RL_04_11_02 permanece abierto, hasta que el personal operativo confirme al operador de centro de control que la falla ha sido reparada.

Paso 6:

Una vez que el personal técnico, ha confirmado que la falla ha sido reparada, desde el centro de control se emite un comando de normalización de la topología de los alimentadores. El C.A. posterior a recibir este comando, verifica que el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 se encuentre abierto, si esto se cumple, envía una orden de cierre al reconectador RL_04_11_02, caso contrario se pasa a un control remoto – manual. Luego el C.A. confirma el cambio de estado en el RL_04_11_02 de abierto a cerrado, si este no ha tenido un cierre exitoso, se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Si el cierre del reconectador RL_04_11_02 ha sido exitoso, el C.A. verifica que los reconectores RL_04_11_01 y RC_04_11 se encuentren cerrados, caso contrario se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual. Una

vez verificados por el C.A., que los reconectores RL_04_11_02, RL_04_11_01 y RC_04_11 se encuentran cerrados, el FLISR termina y se normaliza el alimentador.

4.7.4.4. FLISR - Escenario 1.4

Este escenario resulta cuando se tiene una falla permanente en la sección S1_17_14.

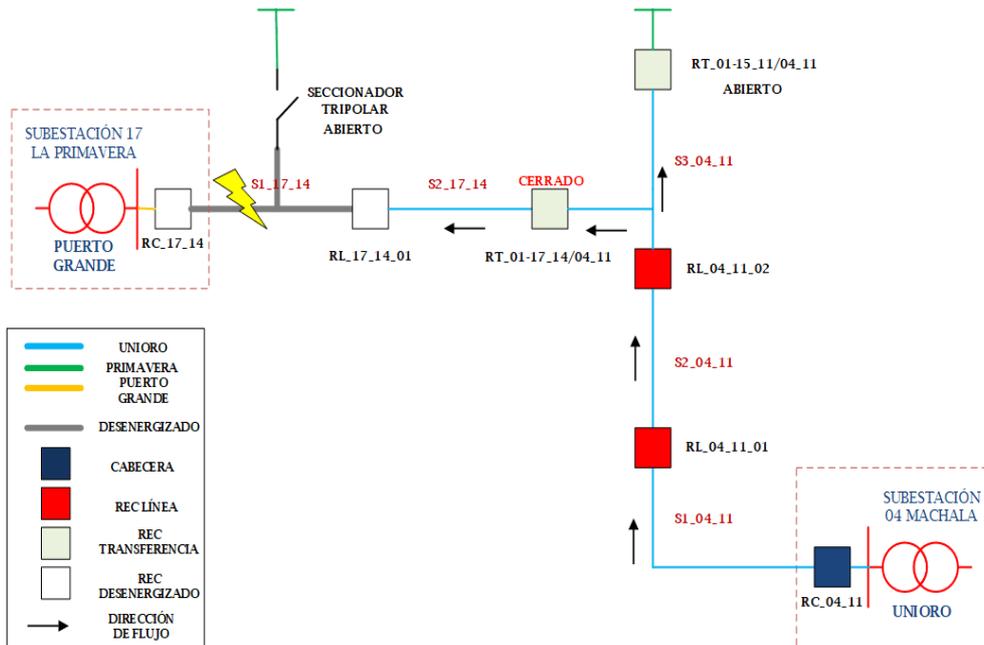


Figura 4.68: Topología para el escenario 1.4

La lógica y secuencia de acciones al producirse una falla permanente en la sección S1_17_14, desde la detección de la falla hasta la restauración del servicio, se lista a continuación:

Paso 1:

El controlador de automatización (C.A.), se encuentra verificando constantemente todas las condiciones de seguridad detalladas en la sección 4.7.4, mediante interrogación a cada uno de los IEDs dentro del sistema FLISR.

Paso 2:

El reconectador de cabecera RC_17_14, opera despejando la falla mediante su ajuste de protecciones de sobrecorriente, el cual está previamente coordinado con las protecciones de sobrecorriente del relé de protección del transformador de potencia. Esta señal de disparo por protecciones de sobrecorriente junto con las señales de reconectador bloqueado y estado abierto, da inicio a la ejecución del **FLISR** para el escenario 1.4.

Paso 3:

El reconectador RC_17_14, envía los mensajes con la información de disparo por actuación de las protecciones de sobrecorriente, señales de reconectador bloqueado y estado abierto al controlador de automatización (C.A.).

Paso 4:

Posterior a la recepción de las señales antes mencionadas, el C.A. verifica el estado del reconectador de línea RL_17_14_01. Si el reconectador RL_17_14_01 se encuentra cerrado, se confirma que la ubicación de la falla es en la sección S1_17_14. En caso de que lo anterior no se cumpla, es decir se encuentra abierto, se detiene la ejecución del **FLISR** y se pasa a control remoto – manual para corregir la descoordinación de protecciones.

Paso 5:

Si la ubicación de la falla es confirmada en la sección S1_17_14, el C.A. envía la orden de apertura al RL_17_14_01, con lo cual queda aislada la falla.

Paso 6:

Una vez abierto el RL_17_14_01, el C.A. verifica el estado del reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, si este reporta su estado abierto, el C.A. envía el comando de cierre del reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, con lo cual la sección S2_17_14 vuelve a ser energizada. Si el RT_01-17_14/04_11 reporta su estado como cerrado, se detiene la ejecución del **FLISR** y se pasa a control remoto – manual.

Paso 7:

Una vez el personal técnico de campo, confirme la reparación de la falla en la sección S1_17_14, se regresa a la configuración normal. Desde el centro de control, se emite un comando de normalización de la topología de los alimentadores. El C.A. posterior a recibir este comando, envía una orden de cierre al reconectador RC_17_14, el C.A. confirma el cambio de estado en el RC_17_14

de abierto a cerrado, si este no ha tenido un cierre exitoso, se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Si el cierre del reconectador RC_17_14 ha sido exitoso, el C.A. envía un comando de cierre para el reconectador de línea RL_17_14_01, de igual manera, el C.A. verifica el cambio de estado de este reconectador y que los reconectadores RC_17_14, RL_04_11_01, RL_04_11_02, RT_01-17_14/04_11 y RC_04_11 permanezcan cerrados, si este no se cumple, se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Por último, el C.A. envía un comando de apertura al reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11, con lo que se termina la secuencia de maniobras de normalización.

4.7.4.5. FLISR - Escenario 1.5

Este escenario resulta cuando se tiene una falla permanente en la sección S2_17_14.

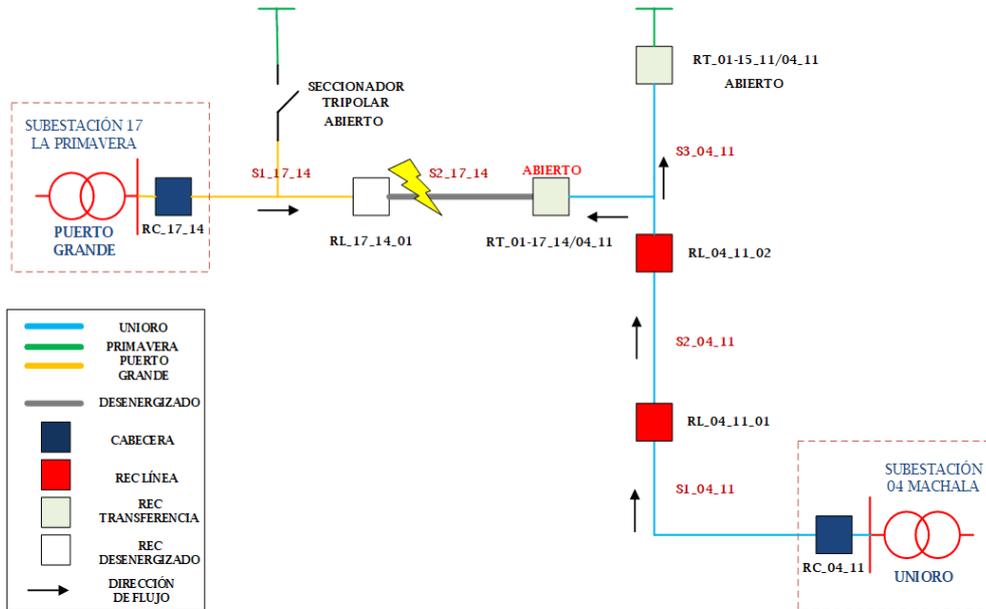


Figura 4.69: Topología para el escenario 1.5

La lógica y secuencia de acciones al producirse una falla permanente en la

sección S2_17_14, desde la detección de la falla hasta la restauración del servicio, se lista a continuación:

Paso 1:

El controlador de automatización (C.A.), se encuentra verificando constantemente todas las condiciones de seguridad detalladas en la sección 4.7.4, mediante interrogación a cada uno de los IEDs dentro del sistema FLISR.

Paso 2:

El reconectador de línea RL_17_14_01, mediante la coordinación de protecciones asistidas por comunicaciones, opera despejando la falla mediante su ajuste de protecciones de sobrecorriente. Esta señal de disparo por protecciones de sobrecorriente, junto con las señales de reconectador bloqueado y estado abierto, da inicio a la ejecución del FLISR para el escenario 1.5.

Paso 3:

El reconectador RL_17_14_01, envía los mensajes con la información de disparo por actuación de las protecciones de sobrecorriente, señales de reconectador bloqueado y estado abierto al controlador de automatización (C.A.).

Paso 4:

Posterior a la recepción de las señales antes mencionadas, el C.A. verifica el estado del reconectador RC_17_14. Si el reconectador RC_17_14 se encuentra cerrado, se confirma que la ubicación de la falla es en la sección S2_17_14. En caso de que el reconectador RC_17_14 reporte su estado como abierto, se detiene la ejecución del FLISR y se pasa a control remoto – manual para corregir la descoordinación de protecciones.

Paso 5:

Si la ubicación de la falla es confirmada en la sección S2_17_14, el RL_17_14_01 permanece abierto, hasta que el personal operativo confirme al operador de centro de control, que la falla ha sido reparada.

Paso 6:

Una vez que el personal técnico, ha confirmado que la falla ha sido reparada, desde el centro de control se emite un comando de normalización de la topología de los alimentadores.

El C.A. posterior a recibir este comando, verifica que el reconectador de transferencia RT_01-17_14/04_11 se encuentre abierto, si esto se cumple, envía una orden de cierre al reconectador RL_17_14_01, caso contrario se pasa a un control remoto – manual. Luego el C.A. confirma el cambio de estado en el RL_17_14_01 de abierto a cerrado, si este no ha tenido un cierre exitoso se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual.

Si el cierre del reconectador RL_17_14_01 ha sido exitoso, el C.A. verifica que el reconectador RC_17_14 se encuentren cerrados, caso contrario se detiene la normalización y se pasa a un control remoto – manual. Una vez verificados por el C.A. que los reconectores RL_17_14_01 y RC_17_14 se encuentran cerrados, el **FLISR** termina y se normaliza el alimentador.

4.8. Estimación de mejoras de indicadores de calidad

Como se describió en la sección 3.9 se utiliza el software CYMDIST para calcular los índices de calidad **SAIFI** (inter/cliente-año), **SAIDI** (horas/cliente-año), **TIEPI** (horas/año), **NIEPI** (inter/año) y **ENS** (kWh/año) en los alimentadores Unioro y Puerto Grande.

Con la información disponible, no fue posible calcular tasas de falla para tramos monofásicos, bifásicos y trifásicos, por lo que se tomó como longitud total todos los tramos en los alimentadores.

A continuación, se muestra las tasas de falla calculadas para las líneas aéreas, el periodo histórico de fallas fue de 36 meses para cada uno de los alimentadores:

$$\lambda = \frac{\# \text{ de fallas}}{\text{longitud} * T}$$

Tabla 4.95: Tasas de falla líneas aéreas alimentador Unioro

Interrupciones de servicio	Alimentador	No. De fallas observadas	Longitud total expuesto a la falla	Tasa de falla (λ)
		36 meses	(Km)	fallas/(Km-año)
Interrupciones <3min	Unioro	20	23,757	0,281
Interrupciones >3min	Unioro	21	23,757	0,295

Tabla 4.96: Tasas de falla líneas aéreas alimentador Puerto Grande

Interrupciones de servicio	Alimentador	No. De fallas observadas	Longitud total expuesto a la falla	Tasa de falla (λ)
		36 meses	(Km)	fallas/(Km-año)
Interrupciones <3min	Puerto Grande	32	8,611	1,239
Interrupciones >3min	Puerto Grande	20	8,611	0,774

Las tasas de falla y tiempos de reparación para los demás equipos del sistema eléctrico utilizados se muestran en la siguiente tabla, con valores típicos [25]:

Tabla 4.97: Tasas de falla y tiempos de reparación elementos de medio voltaje

Componente	Tasa de fallas (interrupciones/año)	Tiempo de reparación mayor (hh:mm)	Tiempo promedio de reparación menor (hh:mm)
Línea Aérea	0,295 – 0,774	4:00	1:30
Fusible	0.003	1:00	0:15
Reconector	0.015	3:00	1:30
Seccionador Fusible	0.003	2:00	0:45
Seccionador Cuchilla	0.004	2:00	0:45
Transformador	0.004	5:00	1:00
Disyuntor	0,003	8:00	04:00

Para discriminar entre fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas, se utilizaron los siguientes porcentajes [26]:

- 80 % monofásicas
- 15 % bifásicas
- 5 % trifásicas
- Duración máxima de interrupciones momentáneas = 3 minutos, para diferenciar interrupciones permanentes y momentáneas. Se consideran las

interrupciones de servicio mayores a tres minutos de acuerdo a la regulación 002-2020 de la [ARCERNNR](#).

- Tiempos de maniobra:
 - Manuales: 30 minutos
 - Controlados remotamente: 5 minutos
 - Automatizados: 1 minuto
- Tiempo de desplazamiento inicial: 20 minutos
- Tiempo de inspección líneas aéreas: 03 min/km
- Tipo de restauración utilizado consistente en:
 - Restauración aguas abajo
 - Restauración aguas arriba

Luego de ingresar los parámetros listados anteriormente en el software CYM-DIST, se ejecuta la simulación para cada caso, los resultados obtenidos son mostrados en las siguientes secciones, tanto para el escenario actual como para el escenario proyectado.

4.8.1. Escenario actual

A continuación, se muestran los resultados de los indicadores antes mencionados:

Tabla 4.98: Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario actual

UNIORO INDICADOR	TIEPI (h/año)	NIEPI (int/año)	ENS (kWh/año)	SAIFI (int/cl-año)	SAIDI (h/cl-año)
ESCENARIO ACTUAL	11,71	3,73	42426,10	4,13	12,72

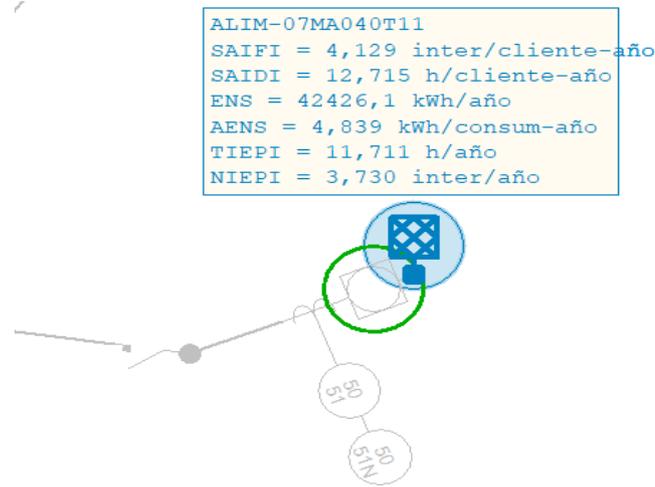


Figura 4.70: Indicadores de calidad del servicio alimentador Uniro escenario actual

Tabla 4.99: Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario actual

PUERTO GRANDE INDICADOR	TIEPI (h/año)	NIEPI (int/año)	ENS (kWh/año)	SAIFI (int/cl-año)	SAIDI (h/cl-año)
ESCENARIO ACTUAL	7,39	2,20	11689,30	2,31	7,88

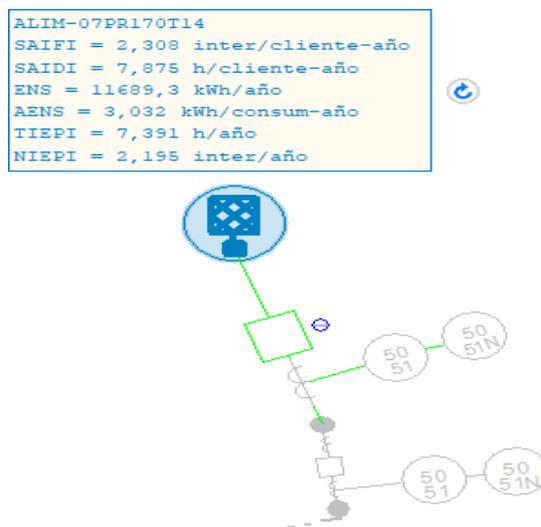


Figura 4.71: Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario actual

Los valores para los indicadores de calidad, son los que resultan de evaluar la confiabilidad de los alimentadores sin tener reconectores automatizados en su recorrido.

4.8.2. Escenario proyectado

A continuación, se ejecuta la simulación con los reconectores automatizados en el recorrido de los alimentadores, con lo que se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 4.100: Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario proyectado

UNIORO INDICADOR	TIEPI (h/año)	NIEPI (int/año)	ENS (kWh/año)	SAIFI (int/cl-año)	SAIDI (h/cl-año)
ESCENARIO ACTUAL	8,10	2,94	29333,60	3,35	8,57

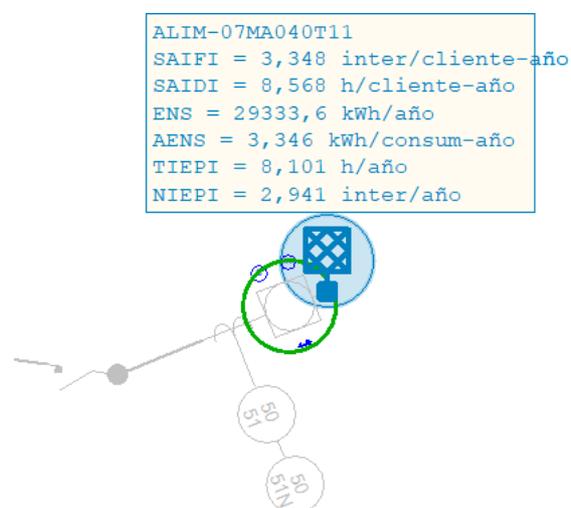


Figura 4.72: Indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro escenario proyectado

Tabla 4.101: Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario proyectado

PUERTO GRANDE INDICADOR	TIEPI (h/año)	NIEPI (int/año)	ENS (kWh/año)	SAIFI (int/cl-año)	SAIDI (h/cl-año)
ESCENARIO ACTUAL	4,48	1,32	7084,10	1,43	4,82

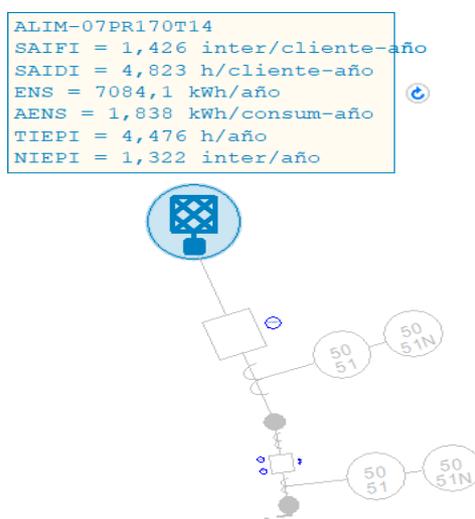


Figura 4.73: Indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande escenario proyectado

4.8.3. Comparación de escenarios

En la presente sección, se realiza la comparación de los indicadores de calidad obtenidos para los escenarios actual y proyectado.

Tabla 4.102: Comparación de indicadores de calidad del servicio alimentador Unioro

UNIORO INDICADOR	TIEPI (h/año)	NIEPI (int/año)	ENS (kWh/año)	SAIFI (int/cl-año)	SAIDI (h/cl-año)
ESCENARIO ACTUAL	11,71	3,73	42426,10	4,13	12,72
ESCENARIO PROYECTADO	8,10	2,94	29333,60	3,35	8,57
DIFERENCIA	3,61	0,79	13092,50	0,78	4,15
PORCENTAJE	30,83 %	21,15 %	30,86 %	18,91 %	32,62 %

Tabla 4.103: Comparación de indicadores de calidad del servicio alimentador Puerto Grande

PUERTO GRANDE INDICADOR	TIEPI (h/año)	NIEPI (int/año)	ENS (kWh/año)	SAIFI (int/cl-año)	SAIDI (h/cl-año)
ESCENARIO ACTUAL	7,39	2,20	11689,30	2,31	7,88
ESCENARIO PROYECTADO	4,48	1,32	7084,10	1,43	4,82
DIFERENCIA	2,92	0,87	4605,20	0,88	3,05
PORCENTAJE	39,44 %	39,77 %	39,40 %	38,21 %	38,76 %

Como se puede observar en las tablas anteriores, los índices de calidad mejoran en el escenario proyectado, siendo los indicadores de tiempo de interrupción los de mayor mejoría. La energía no suministrada ENS será utilizada en la siguiente sección para realizar el análisis económico del proyecto piloto.

4.9. Análisis económico

De acuerdo a lo descrito en la sección 3.10, es necesario comprobar mediante indicadores económicos la viabilidad desde el punto de vista económico de las mejoras propuestas en este estudio, para ello se obtendrán el VAN, la TIR y la RBC.

4.9.1. Costo de implementación

Siguiendo la metodología propuesta en la sección 3.10.4, para el cálculo de los indicadores económicos antes mencionados, es necesario conocer en primer lugar el costo de implementar el proyecto. Por lo tanto, a continuación, se muestra el presupuesto del proyecto con precios referenciales del mercado nacional.

Tabla 4.104: Presupuesto referencial para la implementación del estudio piloto FLISR en los alimentadores Unioro y Puerto Grande

ESTUDIO PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE LOCALIZACIÓN DE FALLA, AISLAMIENTO Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO (FLISR) EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1	SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS DE RECONECTADOR TIPO SUBESTACIÓN CON CONTROLADOR ELECTRÓNICO 630 A 15kV	U	1,00	\$ 22.550,00	\$ 22.550,00
2	SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS DE RECONECTADOR TIPO POSTE CON CONTROLADOR ELECTRÓNICO 630 A 15kV	U	4,00	\$ 23.600,00	\$ 94.400,00
3	SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS DE RELÉ ELÉCTRICO DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE	U	1,00	\$ 9.900,00	\$ 9.900,00
4	SUMINISTRO Y TENDIDO CABLE AÉREO ADSS DE FIBRA ÓPTICA MONOMODO 24 HILOS G.652.D VANO 120 METROS	m	6400,00	\$ 1,96	\$ 12.546,88
5	SUMINISTRO Y TENDIDO CABLE AÉREO ADSS DE FIBRA ÓPTICA MONOMODO 6 HILOS G.652.D VANO 80 METROS	m	100,00	\$ 1,53	\$ 153,00
6	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJE DE RETENCIÓN PARA FIBRA ADSS VANO 120 m, INCLUYE ELEMENTOS PARA SUJECCIÓN A POSTE	U	100	\$ 66,22	\$ 6.622,19
7	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJE PASANTE PARA FIBRA ADSS VANO 120 m, INCLUYE ELEMENTOS PARA SUJECCIÓN A POSTE	U	62	\$ 16,31	\$ 1.011,22
8	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE HERRAJE TERMINAL PARA FIBRA ADSS VANO 120 m, INCLUYE ELEMENTOS PARA SUJECCIÓN A ESTRUCTURA	U	4	\$ 46,23	\$ 184,90
9	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE RACK DE PISO CERRADO 42 UR 19"	U	2	\$ 1.080,00	\$ 2.160,00
10	SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE SWITCH ADMINISTRABLE CAPA 2 TIPO INDUSTRIAL, CON 8 PUERTOS ETHERNET 10/100TX RJ45, 2 PUERTOS UPLINK SFP 1GBPS, 22 PUERTOS SOBRE FIBRA ÓPTICA MULTIMODO 10/100FX CONECTOR ST, 8 PUERTOS SOBRE FIBRA ÓPTICA MONOMODO 10/100FX CONECTOR ST QUE CUMPLA CON LA NORMA IEC 61850-3	U	2	\$ 7.500,00	\$ 15.000,00
11	MÓDULOS ÓPTICOS GESFP, PARA SWITCH DE SUBESTACIÓN MONOMODO CONECTOR LC	U	3	\$ 224,45	\$ 673,35
12	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ORGANIZADOR HORIZONTAL DE 2UR	U	2	\$ 76,00	\$ 152,00
13	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE REGLETA MULTIMOTA VERTICAL PARA RACK DE 12 TOMAS, CON BREAKER DE PROTECCIÓN, INTERRUPTOR DE ENCENDIDO Y LEDS DE INDICACIÓN	U	2	\$ 185,00	\$ 370,00
12	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ROSETÓN PARA F.O.; 2 PUERTOS CONECTOR SC, INCLUYE 2 PIGTAIL MONOMODO CONECTOR SC Y 2 TUBILLOS TERMOCONTRACTILES, INCLUYE EMPALMES DE FUSIÓN	U	8	\$ 92,38	\$ 739,04
13	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE DUAL PATCHCORD TIPO SC-LC/ APC G.652D 3m MONOMODO (ROSETÓN A RECONECTADOR/RELE/SW SE)	U	8	\$ 35,00	\$ 280,00
15	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE MANGA AÉREA PARA FUSIÓN DE 24 FO, TIPO DOMO INCLUYE TUBILLOS TERMOCONTRACTILES Y EMPALMES DE FUSIÓN	U	5	\$ 322,51	\$ 1.612,53
16	ARREGLO DE RESERVAS DE FIBRA ÓPTICA AÉREA	U	21	\$ 5,28	\$ 110,88
17	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE ODF DE 24 PUERTOS, INCLUYE PIG TAILS SC/APC G.652D, TUBILLOS TERMOCONTRACTILES Y EMPALMES DE FUSIÓN	U	2	\$ 353,66	\$ 707,32
18	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE DUAL PATCHCORD TIPO SC-ST/ APC G.652D 3m MONOMODO (ODF A SWITCH)	U	6	\$ 35,00	\$ 210,00

ESTUDIO PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE LOCALIZACIÓN DE FALLA, AISLAMIENTO Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO (FLISR) EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
19	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE DUAL PATCHCORD TIPO ST-LC/ APC G.652D 30m MULTIMODO (SWITCH A CONTROLADOR DE AUT)	U	2	\$ 61,00	\$ 122,00
20	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE PORTA RESERVAS DE FIBRA ÓPTICA EN SALA DE CONTROL	U	2	\$ 95,85	\$ 191,69
21	DESMONTAJE DE RACK Y EQUIPOS DE COMUNICACIÓN EXISTENTES Y MONTAJE EN RACK DE PISO NUEVO, INCLUYE FUSIONES	U	2	\$ 165,50	\$ 331,00
22	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE IDENTIFICADOR ACRILICO AEREO 12 cm X 6 cm, INCLUYE AMARRAS	U	166	\$ 8,33	\$ 1.381,95
23	MATERIAL MENOR DE SUJECCIÓN Y PROTECCIÓN PARA FIBRA ÓPTICA EN POSTE, PÓRTICOS Y ENTRADA A SALA DE CONTROL	GLOBAL	1	\$ 700,00	\$ 700,00
24	PRUEBA BIDIRECCIONAL DE TRANSMISIÓN FIBRA ÓPTICA (POR HILO. POR FIBRA. EN 2 VENTANAS) + TRAZA REFLECTOMÉTRICA	hilo	30	\$ 14,72	\$ 441,56
25	PRUEBA DE POTENCIA DE 1 HILO DE FIBRA ÓPTICA PUNTO A PUNTO	hilo	30	\$ 8,75	\$ 262,46
26	SUMINISTRO, TENDIDO, ETIQUETADO Y CONEXIÓN DE CONDUCTOR FTP CATEGORIA 5e 4 PARES, INCLUYE CONECTORES RJ45 BLINDADOS ENTRE IEDs Y EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	m	340	\$ 5,39	\$ 1.832,60
27	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CONTROLADOR AUTOMÁTICO INCLUYE HMI	U	1	\$ 17.000,00	\$ 17.000,00
28	LICENCIA PARA AUTOMATIZACIÓN	U	1	\$ 2.600,00	\$ 2.600,00
29	CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN (MANO DE OBRA ESPECIALIZADA)	U	1	\$ 6.500,00	\$ 6.500,00
30	ENTRENAMIENTO SOBRE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN	U	1	\$ 3.500,00	\$ 3.500,00
31	PRUEBAS SAT	U	1	\$ 5.900,00	\$ 5.900,00
32	INTEGRACIÓN DE CONTROLADORES AUTOMÁTICOS AL OASYS	U	1	\$ 1.100,00	\$ 1.100,00
33	INTEGRACIÓN DE LOS IEDs AL CONTROLADOR DE AUTOMATIZACIÓN	U	6	\$ 850,21	\$ 5.101,26
				TOTAL SIN IVA	\$ 216.347,83
				IVA (12%)	\$ 25.961,74
				TOTAL CON IVA	\$ 242.309,57

4.9.2. Indicadores económicos del proyecto

Continuando con la metodología descrita en la sección 3.10.4, es necesario obtener los ingresos del proyecto, mediante la conversión de la reducción de energía no suministrada a dólares.

A continuación, se muestran los datos para el cálculo de ingresos:

Tabla 4.105: ENS recuperada en el año inicial del proyecto

Alimentador	ENS (kWh/año)
UNIORO	13.092,50
PTO. GRANDE	4.605,20
Total Anual ENS	17.697,70
Costo ENS (\$/kWh)	\$ 1,53

El valor la energía no suministrada **ENS**, es el obtenido anteriormente en la estimación de los indicadores de calidad, como la reducción de la misma entre su valor en el escenario actual y el escenario propuesto.

La duración de la vida útil del proyecto, se consideró de 15 años, tal como se determinó en la sección 3.10. Además, se realiza la proyección de la demanda de energía durante los 15 años considerando una tasa de crecimiento anual del 3.7%.

Con lo descrito anteriormente, y considerando el valor en dólares de la energía no suministrada, se obtienen los siguientes flujos de inversión para cada año de vida útil del proyecto:

Tabla 4.106: Flujos de inversión del proyecto durante su vida útil

Año	ENS (kWh/año)	dólares (\$)
0	0	\$ -216.347,83
1	17697,70	\$ 27.077,48
2	18264,03	\$ 27.943,96
3	18848,48	\$ 28.838,17
4	19451,63	\$ 29.760,99
5	20074,08	\$ 30.713,34
6	20716,45	\$ 31.696,17
7	21379,38	\$ 32.710,44
8	22063,52	\$ 33.757,18
9	22769,55	\$ 34.837,41
10	23498,17	\$ 35.952,21
11	24250,11	\$ 37.102,68
12	25026,12	\$ 38.289,96
13	25826,95	\$ 39.515,24
14	26653,42	\$ 40.779,73
15	27506,33	\$ 42.084,68
TOTAL INGRESOS (\$)		\$ 511.059,63

Ahora, conocidos los valores de inversión inicial y flujo de inversión para los años de vida útil del proyecto, es posible calcular los indicadores económicos VAN, TIR y RBC.

Para realizar el cálculo de los indicadores mencionados, se utilizaron las fórmulas presentadas en las secciones 3.10.1, 3.10.2 y 3.10.3. A continuación se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 4.107: Indicadores económicos del proyecto piloto

Inversión	\$ 216.347,83
Tasa de descuento	10%
VAN	\$ 28.951,46
TIR	12,09%
RBC	2,36

Como se puede observar el VAN resulta mayor a cero, la TIR mayor a la tasa de descuento y la relación beneficio costo RBC mayor a la unidad, se puede decir que el proyecto piloto es factible y recomendable para la distribuidora.

Capítulo 5

Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

- Con base en la metodología expuesta en la sección 3.2, se logró determinar el alimentador crítico para el desarrollo del presente estudio de aplicación FLISR, en alimentadores de medio voltaje. Además, se identificó de manera adecuada el alimentador con el cual se puede realizar la transferencia de carga, siendo estos dos circuitos de media tensión, los alimentadores piloto del estudio.
- En el análisis de coordinación de protecciones efectuado, se demostró que, con la coordinación tradicional, dados los altos niveles de falla obtenidos, no es posible obtener un intervalo de coordinación adecuado entre los reconectores de cabecera y reconectores de línea.
- Se desarrolló un método de coordinación de protecciones asistido por comunicaciones, mediante el cual, se demostró que es posible desarrollar la coordinación de protecciones de reconectores en cascada, utilizando la mensajería GOOSE de la normativa IEC 61850, sin tener que limitar la cantidad de reconectores o dispositivos de protección ubicados en cascada, así como la capacidad de los fusibles de las derivaciones.
- La arquitectura FLISR resultante más adecuada para el proyecto piloto, es la arquitectura semicentralizada, esto es, utilizando un controlador de automatización ubicado en la subestación. El esquema de comunicacio-

nes elegido es en estrella, interconectada mediante un enlace de fibra óptica dedicado entre IEDs.

- El protocolo MMS de la normativa IEC 61850, es el protocolo elegido para el intercambio de señales entre los IEDs y el controlador de automatización, debido a que resulta adecuado su flujo de comunicación vertical y estructura de datos estandarizada, siendo el controlador de automatización el equipo hacia el cual reportaran todos los IEDs dentro de la aplicación FLISR.
- Las lógicas FLISR deben ser desarrolladas en el controlador de automatización ubicado en la subestación; en su dimensionamiento se considera que sea capaz de manejar más de dos alimentadores, con la visión de que los demás alimentadores, también podrían llegar a automatizarse en un mediano plazo. Además, se considera la posibilidad de que pueda funcionar como respaldo de otro controlador a instalarse a futuro en otra subestación y que pudiera quedar fuera de servicio por algún evento.
- Se realizó la estimación de los indicadores de calidad SAIFI (inter/cliente-año), SAIDI (horas/cliente-año), TIEPI (horas/año), NIEPI (inter/año) y ENS (kWh/año) en los alimentadores piloto, donde se pudo demostrar la mejoría de los mismos al instalar los reconectores automatizados. Los indicadores de tiempo de interrupción, fueron los que tuvieron mayor impacto en su mejora.
- Mediante un análisis económico se obtuvieron los indicadores VAN, TIR y RBC del proyecto piloto, con los cuales fue posible determinar la viabilidad económica del mismo.
- La implementación del proyecto FLISR en los alimentadores piloto, generará para la distribuidora beneficios en cuanto a: modernización de sus redes, ingreso de nuevas tecnologías, interconexión a nivel de comunicaciones mediante canales de alta velocidad propios, capacidad para obtener datos técnicos del desempeño de la red eléctrica fuera de la subestación, mejora en tiempos de restablecimiento del servicio a sus clientes, mejora de indicadores de calidad del servicio, capacitación al personal técnico y de ingeniería, mejora en la imagen de la empresa y cumplimiento de metas de modernización propuestas por las entidades de control del sector eléctrico.

5.2. Recomendaciones

- Para el caso particular de la distribuidora en la que se realizó el estudio, se recomienda su implementación en el mediano plazo, con el fin de obtener las diferentes mejoras expuestas a lo largo del estudio. Así como su replicación en alimentadores que cuenten con indicadores de calidad de servicio técnico deficientes, tomando en consideración las mejoras que puedan ser incluidas luego de implementar el estudio piloto.
- En caso de realizarse la implementación, contar con el suficiente personal de ingeniería con un alto nivel de capacitación, para explotar de una manera eficiente el proyecto, actualizando la línea base del presente estudio, pudiendo analizar posibles mejoras y nuevas oportunidades para futuros proyectos de expansión **FLISR** y de automatización de las redes de distribución.
- Mantener actualizada la base de datos del sistema de información geográfica, ya que esa información es utilizada por la mayoría de los programas computacionales para análisis técnicos de redes de distribución.
- Homologar calibres de conductores, capacidad de subestaciones, fusibles para derivaciones, etc., a fin de que se disponga de un margen de reserva suficiente tanto a nivel de transformadores de potencia, como de alimentadores primarios, para realizar transferencias de carga entre circuitos adyacentes, manteniendo niveles adecuados de indicadores de calidad del producto.
- Para mejorar el análisis de confiabilidad es necesaria la recopilación de incidencias mediante el sistema **OMS**, para luego migrar toda esta información al software de análisis técnico y realizar un análisis histórico con datos más precisos.
- Se recomienda para trabajos futuros incluir dentro del alcance del estudio, pruebas controladas en un ambiente de laboratorio, en el cual se puedan evaluar las lógicas y tiempo de actuación de los diferentes escenarios. Además de incluir el análisis de la opción de la arquitectura descentralizada, como otra alternativa para la implementación de **FLISR** en alimentadores de medio voltaje.

Glosario

ADMS Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución.

AMI Infraestructura de medición avanzada.

ARCERNNR Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables.

CNEL EP Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad.

CVR Reducción de Voltaje de Conservación.

DA Automatización de la Distribución.

DAC Controlador de Automatización de la Distribución.

DCC Centro de Control de Distribución.

DER Recursos Energéticos Distribuidos.

DMS Sistema de gestión de la Distribución.

DNP3 Protocolo de Red Distribuido.

DR Respuesta a la Demanda.

ENS Energía No Suministrada.

EPRI Instituto de Investigación de Energía Eléctrica.

FBD Diagrama de bloques de funciones.

FLISR Localización de Fallas, Aislamiento y Restauración del Servicio.

FMIK Frecuencia Media de Interrupción.

FPI Indicadores de Paso de Falla.

GOOSE Eventos genéricos de subestaciones orientadas a objetos.

GPS Sistema de Posicionamiento Global.

IEC Comisión Electrotécnica Internacional.

IED Dispositivo Electrónico Inteligente.

LAN Red de Area Local.

MMS Especificación de Mensajes de Fabricación.

MPLS Cambio de etiqueta multiprotocolo.

NA normalmente abierto.

NC normalmente cerrado.

NERC CIP Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte Protección de infraestructura crítica.

NIEPI Número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada.

OFDM Multiplexación por división de frecuencia ortogonal.

OMS Sistema de Gestión de Interrupciones.

OPGW Cable de tierra óptico.

PLC Comunicaciones mediante la red eléctrica.

PLCs Controladores Lógicos Programables.

RBC Relación Beneficio – Costo.

RTU Unidad Terminal Remota.

SA Automatización de subestación.

SAIDI Duración media de interrupciones por usuario.

SAIFI Frecuencia media de interrupciones por usuario.

SCADA Supervisión, control y adquisición de datos.

SCE Southern California Edison.

SMS Mensajes de texto.

TI Tecnología de la información.

TIEPI Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada.

TIR Tasa Interna de Retorno.

TTIK Tiempo total de interrupción.

UN Unidad de Negocio.

VAN Valor Actual Neto.

WAN Red de Área Amplia.

Bibliografía

- [1] G. Nuñez. “Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)”. En: *Revista de historia industrial* 07 (1995), págs. 39-80. ISSN: 1132-7200. URL: <https://dialnet.unirioja.es/ejemplar/155611>.
- [2] C Landázuri. “Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la empresa eléctrica regional Centro Sur CA”. Tesis de mtría. Universidad de Cuenca, Ecuador, 2016. URL: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/23690/1/TESIS.pdf>.
- [3] J.R Agüero. “Applying self-healing schemes to modern power distribution systems”. En: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012, págs. 1-4. DOI: [10.1109/PESGM.2012.6344960](https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344960).
- [4] A.S. Maykot, E. Aranha y N.A. Oliva. “Automation of Manual Switches in Distribution Networks Focused on Self-Healing: A Step toward Smart Grids”. En: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. 2019, págs. 1-4. DOI: [10.1109/ISGT-LA.2019.8895491](https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895491).
- [5] A. Zidan y col. “Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 8.5 (2017), págs. 2170-2185. DOI: [10.1109/TSG.2016.2517620](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2517620).
- [6] F. Mthethwa y J. M. Van Coller. “Investigation into the Issues Associated with Closing an Automated Normally Open (N/O) Point on Medium Voltage (MV) Networks Where Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR) Tool Is Planned”. En: *2018 IEEE International Conferen-*

- ce on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. 2018, págs. 104-109. DOI: [10.1109/SEGE.2018.8499490](https://doi.org/10.1109/SEGE.2018.8499490).
- [7] D.P. Le y col. “FLISR Approach for Smart Distribution Networks Using E-Terra Software—A Case Study”. En: *Energies* 11.12 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en11123333](https://doi.org/10.3390/en11123333). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3333>.
- [8] I. Dzafic y P. Mohapatra. “Impedance based Fault Location for weakly meshed distribution networks”. En: *ISGT 2011*. 2011, págs. 1-6. DOI: [10.1109/ISGT.2011.5759194](https://doi.org/10.1109/ISGT.2011.5759194).
- [9] A. Fereidunian y M. Abbasi. “Service Restoration Enhancement by FIs Deployment in Distribution System Considering Available AMI System”. En: *IET Generation, Transmission & Distribution* 14 (sep. de 2020). DOI: [10.1049/iet-gtd.2019.1250](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1250).
- [10] S. Omar y col. “HV distribution network optimum supply restoration algorithm”. En: *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2016, págs. 1-6. DOI: [10.1109/UPEC.2016.8114010](https://doi.org/10.1109/UPEC.2016.8114010).
- [11] F. Shen, Q. Wu e Y. Xue. “Review of Service Restoration for Distribution Networks”. En: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 8.1 (2020), págs. 1-14. DOI: [10.35833/MPCE.2018.000782](https://doi.org/10.35833/MPCE.2018.000782).
- [12] Md Shakawat Hossan y col. “Advanced Distribution Management System: Implementation, Assessment, and Challenges”. En: *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2018, págs. 1-5. DOI: [10.1109/PESGM.2018.8586231](https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586231).
- [13] T. Yip. “Application of IEC 61850 for distribution network automation with distributed control”. En: *The Journal of Engineering* 2018 (jul. de 2018). DOI: [10.1049/joe.2018.0182](https://doi.org/10.1049/joe.2018.0182).
- [14] O. Polat y col. “Wide Area Autonomous Restoration System for Medium Voltage Distribution Networks”. En: *2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE)*. 2018, págs. 0470-0474. DOI: [10.1109/ICEPE.2018.8559860](https://doi.org/10.1109/ICEPE.2018.8559860).
- [15] R. Guo y col. “Fault Location, Isolation and Service Restoration – Optimizing Field Operations for Utilities”. En: *2016 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*. 2016, págs. 33-41. DOI: [10.1109/REPC.2016.14](https://doi.org/10.1109/REPC.2016.14).

- [16] T. Berry e Y. Chollot. “Reference architecture for Self Healing distribution networks”. En: *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TD)*. 2016, págs. 1-5. DOI: [10.1109/TDC.2016.7519927](https://doi.org/10.1109/TDC.2016.7519927).
- [17] B. Polajžer y col. “Protection of MV Closed-Loop Distribution Networks With Bi-Directional Overcurrent Relays and GOOSE Communications”. En: *IEEE Access* 7 (2019), págs. 165884-165896. DOI: [10.1109/ACCESS.2019.2952934](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2952934).
- [18] R. A. Spalding y col. “Fault Location, Isolation and service restoration (FLISR) functionalities tests in a Smart Grids laboratory for evaluation of the quality of service”. En: *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. 2016, págs. 879-884. DOI: [10.1109/ICHQP.2016.7783370](https://doi.org/10.1109/ICHQP.2016.7783370).
- [19] I. Orue y col. “Making faults to protect power networks”. En: *CIGRE Workshop 2016*. 2016, págs. 1-4. DOI: [10.1049/cp.2016.0681](https://doi.org/10.1049/cp.2016.0681).
- [20] Aaron Smith y col. “Case Study – Improving System Performance Using Distribution Network Automation”. En: (sep. de 2017). URL: https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical\%20Papers/6677_CSImproving_BF_20170913_Web.pdf?v=20171206-213143.
- [21] B. Pham y col. “Implementing Distributed Intelligence by Utilizing DNP3 Protocol for Distribution Automation Application”. En: *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. 2018, págs. 1-7. DOI: [10.1109/TDC.2018.8440305](https://doi.org/10.1109/TDC.2018.8440305).
- [22] J. C. Trujillo. *Automatización de los Alimentadores Guano y Licán de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.* XXXIV Seminario Nacional Del Sector Eléctrico. Manta. ECUACIER, 2019.
- [23] E.E.Q. *Reforzamiento Del Sistema Nacional de Distribución de Energía Eléctrica. “Instalación de equipos para la automatización de subestaciones y alimentadores”*. Memoria técnica: BIDIII-RSND-AUT- EEQ-OB-001. Empresa Eléctrica Quito., 2017.
- [24] S.I. Tipán Chiguano. “Automatización e integración al sistema SCADA de los alimentadores A1/1 y A 1/2 de la Empresa Eléctrica Riobamba SA”. En: *Facultad De Ingeniería - Escuela De Eléctrica y Electrónica, Universidad Politécnica Nacional*. 2009. URL: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1427>.

- [25] J. L. Zaruma y D. A. Blacio. “Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur CA”. En: *Facultad De Ingenieria - Escuela De Eléctrica, Universidad de Cuenca*. 2012. URL: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/690/1/te322.pdf>.
- [26] C. J. Zapata y O. Gómez. “Valoración de confiabilidad de sistemas de distribución desbalanceados utilizando simulación de Montecarlo”. En: *Scientia Et Technica* 12.30 (2006), págs. 1-6. ISSN: 0122-1701. URL: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84920491068>.