

**MANUAL PARA LA OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON
NIVELES DE TENSIÓN 115 kV, 33 kV y 13,2 kV**

**WILLIAM OSORIO PATIÑO
CARLOS ALBERTO CULMA RAMÍREZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE TECNOLOGÍA
PROGRAMA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2017**

**MANUAL PARA LA OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON
NIVELES DE TENSIÓN 115 kV, 33 kV y 13,2 kV**

**Por:
WILLIAM OSORIO PATIÑO
CARLOS ALBERTO CULMA RAMÍREZ**

**Tesis presentada como requisito para optar al título de
Tecnólogo en Electricidad**

**ING. CARLOS ALBERTO RIÓS PORRAS
Director**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE TECNOLOGÍA
PROGRAMA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2017**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Pereira (06, 09, 2017)

DEDICATORIA

A Dios.

Por habernos permitido llegar hasta este punto y habernos dado salud, tranquilidad, fortaleza y espiritualidad para lograr nuestros objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A nuestras familias

Porque siempre han estado apoyándonos de manera incondicional en éste arduo camino académico que decidimos elegir.

**William Osorio Patiño
Carlos Alberto Culma Ramírez
Jhon Jairo Ardila Pérez**

AGRADECIMIENTOS

Infinitas gracias damos a Dios primeramente por permitirnos culminar de manera satisfactoria éste proyecto de vida que traerá consigo bendiciones y oportunidades.

Gracias a la facultad de Tecnologías de la Universidad Tecnológica de Pereira, cuerpo directivo y docente, por poner a nuestra entera disposición todos los recursos e interés para que triunfáramos en nuestra formación como tecnólogos.

Un agradecimiento especial al Ing. Carlos Alberto Ríos Porras quien con su paciencia nos guio para culminar de manera adecuada nuestro trabajo de grado, al Ing. Santiago Gómez Estrada y al Ing. Hugo Cano sujetos activos durante todo éste proceso.

Gracias a nuestros compañeros de La Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC por poner a nuestra disposición todo su conocimiento y experiencia recopilados durante muchos años de trabajo.

Gracias a la Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP por brindar los recursos y el apoyo necesarios para la realización de éste proyecto de vida

Y finalmente gracias a todos aquellos que siempre nos brindaron un conocimiento para nuestra formación integral y académica.

**William Osorio Patiño
Carlos Alberto Culma Ramírez
Jhon Jairo Ardila Pérez**

CONTENIDO

pág.

1. CONCEPTOS GENERALES.....	31
2. CONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	48
<i>2.1. CONFIGURACIONES DE CONEXIÓN DE BARRAS – TENDENCIA EUROPEA</i>	<i>48</i>
2.1.1. Barra sencilla	48
2.1.2. Barra principal y barra de transferencia	49
2.1.3. Doble barra	51
2.1.4. Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo	53
2.1.5. Doble barra más seccionador de transferencia.....	55
<i>2.2. CONFIGURACIONES DE CONEXIÓN DE INTERRUPTORES – TENDENCIA AMERICANA.....</i>	<i>56</i>
2.2.1. Anillo.....	56
2.2.2. Interruptor y medio	58
2.2.3. Doble barra con doble interruptor.....	60
2.2.4. Anillo cruzado	62
<i>2.3. OTRAS CONFIGURACIONES.....</i>	<i>63</i>
2.3.1. Interruptor y tres cuartos.....	63
2.3.2. Malla.....	64
2.3.3. Doble transferencia.....	65
3. MANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIÓN 115 kV/33 kV/13,2 kV	68
<i>3.1. PRINCIPIOS RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN.....</i>	<i>68</i>
3.1.1. Orden de Prioridades en la Operación	68
3.1.2. Operación de equipos	69
<i>3.2. PRINCIPIOS RELACIONADOS CON LAS EMERGENCIAS.....</i>	<i>70</i>

3.2.1. Serenidad ante emergencias	70
3.2.2. Prever situaciones inesperadas o de emergencia.....	71
3.2.3. Principios relacionados con maniobras	72
3.2.4. Principios relacionados con la comunicación	76
3.2.5. Principios relacionados con intervención de instalaciones	80
3.2.6. Principios relacionados con la elaboración de la Bitácora de la subestación	81
4. CONSIGNAS RUTINARIAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL	84
<i>4.1. SUPERVISIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES</i>	<i>84</i>
4.1.1. Banco de baterías.....	84
4.1.2. Cargador de baterías y rectificador.....	84
4.1.3. Tablero de distribución	85
4.1.4. Planta de emergencia	85
4.1.5. Transferencia automática	86
4.1.6. Inversor con transferencia automática.....	86
4.1.7. Transformador de servicios auxiliares	86
<i>4.2. REVISIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....</i>	<i>87</i>
4.2.1. Condición del respiradero deshidratador	87
4.2.2 Inspección del nivel de aceite	87
4.2.3. Ventiladores	88
4.2.4. Inspección de fugas de aceite.....	88
4.2.5. Inspección del estado de la cubierta del transformador	88
4.2.6. Válvula de alivio de presión.....	88
4.2.7. Consideraciones para la revisión del transformador de potencia	88
<i>4.3. INSPECCIÓN SECCIONADOR TRIPOLAR.....</i>	<i>90</i>
4.3.1 Conector tripolar de puesta de a tierra para seccionadores	91
4.3.2. Conector de puesta a tierra en combinación con el seccionador.....	91

4.3.3. Inspección interruptor de SF6 con mando para accionamiento unipolar y tripolar	91
5. EVENTOS, ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN.....	93
5.1. CLASIFICACIÓN DE LAS ALARMAS.....	93
5.2. SEÑALIZACIÓN EN EL SCS100 (SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN).....	96
5.3. LISTADO DE TEXTOS QUE APARECEN EN REPORTES DE EVENTOS Y ALARMAS EN LOS SCS SEGÚN SU CLASIFICACIÓN DE ALARMA.....	102
5.4. NOMENCLATURA OPERATIVA	113
5.4.1. Subestaciones	113
5.4.2. Líneas	116
5.4.3. Barrajes	117
5.4.4. Interruptores.....	118
5.4.5. Seccionadores.....	119
5.4.6. Equipo de patio.....	121
5.4.7. Nomenclatura utilizada en los diagramas unifilares	123
5.4.8. Nomenclatura operativa de servicios auxiliares	124
5.4.8.1. Subestaciones.....	124
5.4.8.2. Barras de servicios auxiliares	125
5.4.8.3. Interruptores de servicios auxiliares	126
5.4.8.4. Equipos de servicios auxiliares	130
6. EJECUCIÓN DE MANIOBRAS Y PROCEDIMIENTOS	131
6.1. EJECUCIÓN DE MANIOBRAS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL	131
6.1.1. Retirar o poner puestas a tierra en líneas y equipos.....	131
6.1.2. Preparar un campo o bahía.....	132
6.1.3. Energizar o desenergizar un circuito o instalación	132
6.1.4. Sincronización de un circuito o instalación	133
6.1.5. Transferir un circuito o transformador bajo carga, de barra 1 a barra 3	133

6.1.6. Transferir un interruptor por by-pass	134
6.1.7. Cierre o apertura de interruptores en modo prueba	134
6.1.8. Deshabilitar recierre.....	136
6.1.9. Operación acople de barras 33 kV.....	136
6.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS PROGRAMADOS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL.....	137
6.2.1. Funciones de las entidades y personas que intervienen.....	138
6.2.2. Procedimientos.....	138
6.2.3. Ejecución de consignaciones.....	139
6.2.4. Iniciación de maniobras	139
6.2.5. Finalización de consignación	140
6.2.6. Maniobras en líneas de transmisión	140
6.2.7. Mantenimiento en caliente.....	140
7. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS COMPONENTES DE LA SUBESTACIÓN ARMENIA.....	142
7.1. SUBESTACIÓN ARMENIA 115 kV.	142
7.2. SUBESTACIÓN ARMENIA 33 kV.	151
7.3. SUBESTACIÓN ARMENIA 13,2 kV.	159
8. CONSIGNAS OPERATIVAS	161
8.1. CONSIGNAS 115 kV.	161
8.1.1. Consignas de operación bahías de línea.....	161
8.1.2. Consignas de operación bahía de transformación	162
8.2. CONSIGNAS PARA BARRA 33 kV DE CHEC.	162
8.2.1. Consignas de operación bahía de circuito.....	162
8.2.2. Consignas de operación bahía de transformación	163
8.3. CONSIGNAS PARA BARRA 33 kV DE EDEQ.	163
8.3.1. Consignas de operación bahía de circuito.....	163

8.3.2. Consignas de operación banco de transformadores.....	163
8.4. <i>CONSIGNAS 13,2 kV.</i>	164
8.4.1. Consignas de operación bahía de circuito	164
8.4.2. Consignas de operación banco de transformadores.....	164
8.5. <i>CONSIGNAS ACOPLÉ DE BARRAS 33 kV CHEC CON EDEQ.</i>	164
8.6. <i>OTRAS CONSIGNAS 115 kV/33 kV/13,2 kV.</i>	165
9. EJECUCIÓN CONSIGNAS OPERATIVAS.....	166
9.1. <i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE 115 kV.</i>	166
9.2. <i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN DE 115 kV.</i>	194
9.3. <i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE LÍNEA 33 kV.</i>	213
9.4. <i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN 33 kV.</i>	230
9.5. <i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE LÍNEA 13,2 kV.</i>	242
9.6. <i>CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN DE 13,2 kV.</i>	254
9.7. <i>CONSIGNAS ACOPLÉ DE BARRAS 33 kV CHEC CON EDEQ</i>	260
9.8. <i>OTRAS CONSIGNAS 115 kV/33 kV/13,2 kV.</i>	266
10. CONSIGNAS OPERATIVAS BAJO FALLA	271
10.1. <i>CONSIGNAS BAJO FALLA DE TRANSFORMADORES</i>	271
10.1.1. Consignas del transformador TF1 115 kV/33 kV.....	271
10.1.2. Consignas de transformador TF3 115 kV/33 kV.....	273
10.1.3. Consignas transformador TF2 33 kV/13,2 kV	276
10.2. <i>CONSIGNAS BAJO FALLAS BAHÍAS DE LÍNEA 115 kV.</i>	277
10.2.1. Consignas bajo falla bahía Regivit 40L18.....	277
10.2.2. Consignas bajo falla bahía La Rosa 40L19	278
10.2.3. Consignas bajo falla bahía La Tebaida 40L22	279
10.3. <i>CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE LÍNEA 33 kV.</i>	280

10.3.1. Consignas bajo falla bahía La Cabaña 30L13	280
10.3.2. Consignas bajo falla bahía Montenegro 30L15	282
10.3.3. Consignas bajo falla bahía La Patria 30L21	283
10.4. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE LÍNEA 13,2 kV.	284
10.4.1. Consignas bajo falla circuito Américas 23L12	284
10.4.2. Consignas bajo falla circuito Yulima 23L13	285
10.4.3. Consignas bajo falla circuito Niágara 23L14	285
10.4.4. Consignas bajo falla circuito La Nubia 23L15	286
10.5. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN 115 kV.	287
10.5.1. Consignas bajo falla bahía transformador TF1 40T21.....	287
10.5.2. Consignas bajo falla bahía transformador TF3 40T23.....	288
10.6. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN 33 kV.	289
10.6.1. Consignas bajo falla bahía de transformación TF2 30T11	289
10.6.2. Consignas bajo falla bahía de transformación 30T16.....	290
10.7. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN 13,2 kV.	290
11. PROCEDIMIENTO A REALIZAR ANTE CONSIGNAS DE FALLA 115 kV/33kV/13,2 kV.	292
11.1. CONSIGNAS DE FALLAS PARA BANCO DE TRANSFORMACIÓN (TRANSFORMADOR) 115 kV/33 kV Y 33/13,2 kV.	292
11.1.1. Alarma y disparo Buchholz.....	292
11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados	294
11.1.3. Alarma y disparo de temperatura en aceite.....	295
11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo.....	296
11.1.5. Alarma falla ventilación	297
11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador.....	297
11.1.7. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador	299

11.1.8. Alarma auxiliar del transformador	300
11.1.9. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas	300
11.1.10. Falla motor del cambiador de tomas	301
<i>11.2. CONSIGNAS BAJO FALLA PARA BAHÍAS DE LÍNEA Y DE TRANSFORMACIÓN</i>	<i>302</i>
11.2.1. Breaker TP abierto.....	302
11.2.2. Disparo discrepancia de polos (discrepancia de fases)	303
11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)	304
11.2.4. Baja SF6.....	305
11.2.5. Disparo protección de distancia.	306
11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.....	307
11.2.7. Alarma falla protección de distancia	307
11.2.8. Falla de relés de protección	308
11.2.9. Falla relés repetidores.....	309
11.2.10. Falta AC en el tablero de protección	309
11.2.11. Falta DC en el tablero de protección	310
CONCLUSIONES.....	312
RECOMENDACIONES	313
BIBLIOGRAFÍA	314

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Marcación contenido de la bitácora.....	83
Cuadro 2. Mantenimiento del transformador de potencia durante la operación	89
Cuadro 3. Clases de Alarmas	93
Cuadro 4. Numeración de relés reportados en SCADA	97
Cuadro 5. Abreviaturas usadas en los reportes de eventos	100
Cuadro 6. Alarmas clase 0 (eventos).....	102
Cuadro 7. Alarmas clase 1 (Hardware y Software)	104
Cuadro 8. Alarmas clase 2 (intervención inmediata).....	104
Cuadro 9. Alarmas clase 3 (Sobrepasan los valores nominales de medida)	107
Cuadro 10. Alarmas clase 4 (Fallas físicas en los equipos).....	108
Cuadro 11. Alarmas clase 5 (Servicios auxiliares)	108
Cuadro 12. Alarma clase 6 (Acceso al sistema)	109
Cuadro 13. Alarma clase 7 (Comportamiento de las protecciones)	110
Cuadro 14. Nomenclatura operativa de subestaciones, equipos y líneas	113
Cuadro 15. Códigos de subestaciones.....	114
Cuadro 16. Códigos para niveles de tensión.....	116
Cuadro 17. Códigos de identificación por empresa.....	116
Cuadro 18. Códigos para los grupos operativos (bahías)	117
Cuadro 19. Códigos para los equipos.....	121
Cuadro 20. Códigos para barras	123
Cuadro 21. Códigos para elementos de corte.....	123

Cuadro 22. Nomenclatura utilizada en los diagramas unifilares	123
Cuadro 23. Códigos para niveles de tensión.....	124
Cuadro 24. Código de las barras de servicios auxiliares.....	126
Cuadro 25. Códigos de las funciones de los interruptores de servicios auxiliares.....	127
Cuadro 26. Numeración de los interruptores.....	127
Cuadro 27. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40L18.....	144
Cuadro 28. Interruptor 40L18.....	145
Cuadro 29. Transformador de corriente 40L18	145
Cuadro 30. Descargadores (pararrayos) 40L18.....	146
Cuadro 31. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40L22.....	146
Cuadro 32. Interruptor 40L22.....	146
Cuadro 33. Transformador de corriente 40L22	147
Cuadro 34. Descargadores (pararrayos) 40L22.....	147
Cuadro 35. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40T21.....	147
Cuadro 36. Interruptor 40T21.....	148
Cuadro 37. Transformador de potencia 40T21	148
Cuadro 38. Transformador de corriente 40T21.....	148
Cuadro 39. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40T23.....	149
Cuadro 40. Interruptor 40T23.....	149
Cuadro 41. Transformador de potencia 40T23	149
Cuadro 42. Seccionadores de barra 1 y barra 3 40B20	150
Cuadro 43. Interruptor 40B20.....	150
Cuadro 44. Seccionadores de barra, línea y by-pass 30L13	152
Cuadro 45. Interuptor 30L13	152

Cuadro 46. Transformador de corriente 30L13	153
Cuadro 47. Descargadores (pararrayos) 30L13.....	153
Cuadro 48. Seccionadores de barra, línea y by-pass 30L15	153
Cuadro 49. Interruptor 30L15	153
Cuadro 50. Transformador de corriente 30L15	154
Cuadro 51. Descargadores (pararrayos) 30L15.....	154
Cuadro 52. Seccionadores de barra, línea y by-pass 30L21	155
Cuadro 53. Interruptor 30L21	155
Cuadro 54. Descargadores (pararrayos) 30L21.....	155
Cuadro 55. Seccionador de barra 30T11	156
Cuadro 56. Interruptor 30T11.....	156
Cuadro 57. Transformador de potencia 30T11	156
Cuadro 58. Transformador de corriente 30T11	156
Cuadro 59. Seccionadores de barra, línea y transferencia 30T16.....	157
Cuadro 60. Interruptor 30T16.....	157
Cuadro 61. Transformador de corriente 30T16.....	157
Cuadro 62. Seccionadores de barra, línea y transferencia 30T27	158
Cuadro 63. Interruptor 30T27	158
Cuadro 64. Interruptor 13,2 kV.....	160
Cuadro 65. Transformador de corriente 13,2 kV	160
Cuadro 66. Consignas de operación bahías de línea 115 kV.....	161
Cuadro 67. Consignas de operación bahía de transformación.....	162
Cuadro 68. Consignas de operación bahía de circuito 33 kV de CHEC	162
Cuadro 69. Consignas de operación bahía de transformación 33 kV CHEC	163

Cuadro 70. Consignas de operación bahía de circuito 33 kV de EDEQ	163
Cuadro 71. Consignas de operación banco de transformadores EDEQ.....	163
Cuadro 72. Consignas de operación bahía de circuito 13,2 kV.....	164
Cuadro 73. Consignas de operación banco de transformadores 13,2 kV	164
Cuadro 74. Consignas de operación acople de barras.....	164
Cuadro 75. Consigna de operación nivel de operación 1.....	165
Cuadro 76. Consigna 9.1.1.....	166
Cuadro 77. Ejecución de la consigna 9.1.1.	166
Cuadro 78. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.1.	169
Cuadro 79. Consigna 9.1.2.....	169
Cuadro 80. Ejecución de la consigna 9.1.2.	169
Cuadro 81. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.2.	172
Cuadro 82. Consigna 9.1.3.....	173
Cuadro 83. Ejecución de la consigna 9.1.3.	173
Cuadro 84. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.3.	175
Cuadro 85. Consigna 9.1.4.....	176
Cuadro 86. Ejecución de la consigna 9.1.4.	176
Cuadro 87. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.4.	180
Cuadro 88. Consigna 9.1.5.....	180
Cuadro 89. Ejecución de la consigna 9.1.5.	180
Cuadro 90. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.5.	184
Cuadro 91. Consigna 9.1.6.....	184
Cuadro 92. Ejecución de la consigna 9.1.6.	184
Cuadro 93. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.6.	188

Cuadro 94. Consigna 9.1.7.....	188
Cuadro 95. Ejecución de la consigna 9.1.7.	188
Cuadro 96. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.7.	190
Cuadro 97. Consigna 9.1.8.....	191
Cuadro 98. Ejecución de la consigna 9.1.8.	191
Cuadro 99. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.8.	193
Cuadro 100. Consigna 9.2.1.	194
Cuadro 101. Ejecución de la consigna 9.2.1.	194
Cuadro 102. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.1.	196
Cuadro 103. Consigna 9.2.2.	197
Cuadro 104. Ejecución de la consigna 9.2.2.	197
Cuadro 105. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.2.	199
Cuadro 106. Consigna 9.2.3.	200
Cuadro 107. Ejecución de la consigna 9.2.3.	200
Cuadro 108. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.3.	202
Cuadro 109. Consigna 9.2.4.	203
Cuadro 110. Ejecución de la consigna 9.2.4.	203
Cuadro 111. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.4.	205
Cuadro 112. Consigna 9.2.5.	206
Cuadro 113. Ejecución de la consigna 9.2.5.	206
Cuadro 114. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.5.	210
Cuadro 115. Consigna 9.2.6.	210
Cuadro 116. Ejecución de la consigna 9.2.6.	210
Cuadro 117. Maniobras de la ejecución de la ejecución de la consigna 9.2.6.	213

Cuadro 118. Consigna 9.3.1.	213
Cuadro 119. Ejecución de la consigna 9.3.1.	213
Cuadro 120. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.1.	216
Cuadro 121. Consigna 9.3.2.....	216
Cuadro 122. Ejecución de la consigna 9.3.2.	216
Cuadro 123. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.2.	219
Cuadro 124. Consigna 9.3.3.	219
Cuadro 125. Ejecución de la consigna 9.3.3.	219
Cuadro 126. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.3.	222
Cuadro 127. Consigna 9.3.4.	222
Cuadro 128. Ejecución de la consigna 9.3.4.	222
Cuadro 129. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.4.	225
Cuadro 130. Consigna 9.3.5.	225
Cuadro 131. Ejecución de la consigna 9.3.5.	225
Cuadro 132. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.5.	227
Cuadro 133. Consigna 9.3.6.	228
Cuadro 134. Ejecución de la consigna 9.3.6.	228
Cuadro 135. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.6.	229
Cuadro 136. Consigna 9.4.1.	230
Cuadro 137. Ejecución de la consigna 9.4.1.	230
Cuadro 138. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.1.	233
Cuadro 139. Consigna 9.4.2.	233
Cuadro 140. Ejecución de la consigna 9.4.2.	233
Cuadro 141. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.2.	236

Cuadro 142. Consigna 9.4.3.	236
Cuadro 143. Ejecución de la consigna 9.4.3.	236
Cuadro 144. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.3.	239
Cuadro 145. Consigna 9.4.4.	239
Cuadro 146. Ejecución de la consigna 9.4.4.	239
Cuadro 147. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.4.	242
Cuadro 148. Consigna 9.5.1.	242
Cuadro 149. Ejecución de la consigna 9.5.1.	242
Cuadro 150. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.1.	245
Cuadro 151. Consigna 9.5.2.	245
Cuadro 152. Ejecución de la consigna 9.5.2.	245
Cuadro 153. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.2.	247
Cuadro 154. Consigna 9.5.3.	248
Cuadro 155. Ejecución de la consigna 9.5.3.	248
Cuadro 156. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.3.	250
Cuadro 157. Consigna 9.5.4.	251
Cuadro 158. Ejecución de la consigna 9.5.4.	251
Cuadro 159. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.4.	253
Cuadro 160. Consigna 9.6.1.	254
Cuadro 161. Ejecución de consigna 9.6.1.	254
Cuadro 162. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.6.1.	256
Cuadro 163. Consigna 9.6.2.	257
Cuadro 164. Ejecución de la consigna 9.6.2.	257
Cuadro 165. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.6.2.	259

Cuadro 166. Consigna 9.7.1.	260
Cuadro 167. Ejecución de la consigna 9.7.1.	260
Cuadro 168. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.7.1.	262
Cuadro 169. Consigna 9.7.2.	263
Cuadro 170. Ejecución de la consigna 9.7.2.	263
Cuadro 171. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.7.2.	265
Cuadro 172. Consigna 9.8.1.....	266
Cuadro 173. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.8.1.	266
Cuadro 174. Consigna 9.8.2.	267
Cuadro 175. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.8.2.	267
Cuadro 176. Consigna 9.8.3.	268
Cuadro 177. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.8.3.	269
Cuadro 178. Consigna 9.8.4.	269
Cuadro 179. Maniobras de la ejecución de la consignación 9.8.4.	270
Cuadro 180. Consignas del TF1 115kV/33kV	271
Cuadro 181. Consignas del TF3 115kV/33kV	273
Cuadro 182. Consignas TF2 33 kV/13,2 KV	276
Cuadro 183. Consignas bajo falla bahía 40L18	277
Cuadro 184. Consignas bajo falla bahía 40L19	278
Cuadro 185. Consignas bajo falla bahía 40L22	279
Cuadro 186. Consignas bajo falla bahía 30L13	281
Cuadro 187. Consignas bajo falla bahía 30L15	282
Cuadro 188. Consignas bajo falla bahía 30L21	283
Cuadro 189. Consignas bajo falla circuito 23L12.....	284

Cuadro 190. Consigna bajo falla circuito 23L13.....	285
Cuadro 191. Consigna bajo falla circuito 23L14.....	285
Cuadro 192. Consignas bajo falla circuito 23L15.....	286
Cuadro 193. Consignas bajo falla bahía TF1 40T21.....	287
Cuadro 194. Consignas bajo falla bahía TF3 40T23.....	288
Cuadro 195. Consignas bajo falla bahía TF2 30T11.....	289
Cuadro 196. Consignas bajo falla bahía 30T16.....	290
Cuadro 197. Consignas bajo falla 23T11.....	291
Cuadro 198. Alarma y disparo Buchholz.....	292
Cuadro 199. Alarma y disparo de temperatura en devanados.....	294
Cuadro 200. Alarma y disparo de temperatura en aceite.....	295
Cuadro 201. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo.....	296
Cuadro 202. Alarma falla ventilación.....	297
Cuadro 203. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador.....	297
Cuadro 204. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador.....	299
Cuadro 205. Alarma auxiliar del transformador.....	300
Cuadro 206. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas.....	300
Cuadro 207. Falla motor del cambiador de tomas.....	301
Cuadro 208. Breaker TP abierto.....	302
Cuadro 209. Disparo discrepancia de polos.....	303
Cuadro 210. Disparo falla interruptor.....	304
Cuadro 212. Baja SF6.....	305
Cuadro 211. Disparo protección de distancia.....	306
Cuadro 213. Falla de circuito de disparo 1 y 2.....	307

Cuadro 214. Alarma falla protección de distancia	307
Cuadro 215. Falla de relés de protección	308
Cuadro 216. Falla relés repetidores.....	309
Cuadro 217. Falla AC en el tablero de protección.....	309
Cuadro 218. Falta DC en el tablero de protección.....	310

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Barra sencilla	49
Figura 2. Barra principal y de transferencia	50
Figura 3. Doble Barra	52
Figura 4. Doble barra más seccionador By.pass o paso directo	54
Figura 5, Doble barra más seccionador de transferencia.....	56
Figura 6. Anillo.....	57
Figura 7. Interruptor y medio	59
Figura 8. Doble barra con doble interruptor	60
Figura 9. Anillo cruzado.....	63
Figura 10. Interruptor y tres cuartos	64
Figura 11. Malla.....	65
Figura 12. Doble transferencia.....	66
Figura 13. Despliegue de alarmas del SCADA	95
Figura 14. Despliegue de eventos del SCADA.....	96
Figura 15. Nomenclatura operativa de la subestación La Rosa 115 kV.	114
Figura 16. Nomenclatura operativa de la línea La Rosa-La Esmeralda II	117
Figura 17. Nomenclatura operativa de la barra de transferencia 115 kV de la subestación La Rosa.....	118
Figura 18. Nomenclatura operativa del interruptor de transferencia de la subestación La Rosa	119
Figura 19. Nomenclatura del seccionador de barras del campo de transferencia de la subestación La Rosa 115 kV.....	120
Figura 20. Codificación operativa para campos adyacentes a uno de transferencia.....	120

Figura 21. Nomenclatura operativa de los servicios auxiliares 208 Vac de la subestación Manizales	124
Figura 22. Nomenclatura operativa de la barra de servicios esenciales 2 de la subestación La Dorada	126
Figura 23. Nomenclatura del interruptor del seccionamiento de las barras 1 y 2 de los servicios auxiliares de Chinchiná.....	128
Figura 24. Nomenclatura del interruptor de la planta de emergencia de La Esmeralda .	128
Figura 25. Nomenclatura del interruptor del transformador de servicios auxiliares de Peralonso	129
Figura 26. Nomenclatura del interruptor de la barra de esenciales 1 de servicios auxiliares de Viterbo	129
Figura 27. Nomenclatura del interruptor de la barra de no esenciales de servicios auxiliares de Salamina	130
Figura 28. Nomenclatura de la planta de emergencia de Manzanarez.....	130
Figura 29. Módulo de control SPAC.....	135
Figura 30. Diagrama unifilar subestación Armenia 115 kV A1	143
Figura 31. Diagrama unifilar subestación Armenia 115 kV A2	144
Figura 32. Diagrama unifilar subestación Armenia 33 kV CHEC	151
Figura 33. Diagrama unifilar subestación Armenia 13,2 kV.	159
Figura 34. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.1.....	167
Figura 35. Algoritmo para la ejecución de la consigna 9.1.1.	168
Figura 36. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.2.....	170
Figura 37. Algoritmo para la ejecución de la consigna 9.1.2.	171
Figura 38. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.3.....	174
Figura 39. Algoritmo para la ejecución de la consigna 9.1.3.	174
Figura 40. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.4.....	177
Figura 41. Algoritmo para la consigna 9.1.4.	178

Figura 42. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.5.....	181
Figura 43. Algoritmo para la consigna 9.1.5.	183
Figura 44. Unifilar para la consigna 9.1.6.....	185
Figura 45. Algoritmo para la consigna 9.1.6.	187
Figura 46. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.7.....	189
Figura 47. Algoritmo para la consigna 9.1.7.	190
Figura 48. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.8.....	191
Figura 49. Algoritmo para la consigna 9.1.8.	192
Figura 50. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.1.....	194
Figura 51. Algoritmo para la consigna 9.2.1.	195
Figura 52. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.2.....	198
Figura 53. Algoritmo para la consigna 9.2.2.	198
Figura 54. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.3.....	201
Figura 55. Algoritmo para la consigna 9.2.3.	201
Figura 56. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.4.....	204
Figura 57. Algoritmo para la consigna 9.2.4.	204
Figura 58. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.5.....	207
Figura 59. Algoritmo para la consigna 9.2.5.	209
Figura 60. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.6.....	211
Figura 61. Algoritmo para la consigna 9.2.6.	212
Figura 62. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.1.....	214
Figura 63. Algoritmo para la consigna 9.3.1.	215
Figura 64. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.2.....	217
Figura 65. Algoritmo para la consigna 9.3.2.	218

Figura 66. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.3.....	220
Figura 67. Algoritmo para la consigna 9.3.3.	221
Figura 68. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.4.....	223
Figura 69. Algoritmo para la consigna 9.3.4.	224
Figura 70. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.5.....	226
Figura 71. Algoritmo para la consigna 9.3.5.	227
Figura 72. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.6.....	228
Figura 73. Algoritmo para la consigna 9.3.6.	229
Figura 74. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.1.....	231
Figura 75. Algoritmo de la ejecución de la consigna 9.4.1.	232
Figura 76. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.2.....	234
Figura 77. Algoritmo para la consigna 9.4.2.	235
Figura 78. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.3.....	237
Figura 79. Algoritmo para la consigna 9.4.3.	238
Figura 80. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.4.....	240
Figura 81. Algoritmo para la consigna 9.4.4.	241
Figura 82. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.1.....	243
Figura 83. Algoritmo para la consigna 9.5.1.	244
Figura 84. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.2.....	246
Figura 85. Algoritmo para la consigna 9.5.2.	247
Figura 86. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.3.....	249
Figura 87. Algoritmo para la consigna 9.5.3.	250
Figura 88. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.4.....	252
Figura 89. Algoritmo para la consigna 9.5.4.	253

Figura 90. Diagrama unifilar para la consigna 9.6.1.....	255
Figura 91. Algoritmo para la consigna 9.6.1.	256
Figura 92. Diagrama unifilar para la consigna 9.6.2.....	258
Figura 93. Algoritmo para la consigna 9.6.2.	259
Figura 94. Diagrama unifilar para la consigna 9.7.1.....	261
Figura 95. Algoritmo para la consigna 9.7.1.	262
Figura 96. Diagrama unifilar para la consigna 9.7.2.....	263
Figura 97. Algoritmo para la consigna 9.7.2.	264
Figura 98. Algoritmo para la consigna 9.8.1.	266
Figura 99. Algoritmo para la consigna 9.8.2.	267
Figura 100. Algoritmo para la consigna 9.8.3.....	268
Figura 101. Algoritmo para la consignación 9.8.4.....	270

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza una descripción de las configuraciones utilizadas para la construcción de subestaciones eléctricas sin importar los niveles de tensión, cuyo objetivo principal es la búsqueda de la seguridad y la confiabilidad, desde la generación hasta la distribución, de la energía eléctrica.

Además, contiene definiciones y consignas operativas de tal forma que la realización de maniobras en algún caso dado, se hagan de manera oportuna y correcta, garantizando un óptimo desempeño del STR y SDL.

Se realiza una descripción de los elementos auxiliares y la importancia que ellos tienen para el control, protección y medición en las subestaciones de energía.

Se describen además los elementos activos de forma permanente que caracterizan de acuerdo a su disposición, una estructura determinada. De ahí parten algunas consignas rutinarias para la supervisión y el control de dichos elementos.

Se detallan algunos eventos, considerados como cambios de estado, con sus respectivas alarmas y señalización, los cuales deben ser interpretados para la toma de decisiones o las acciones correctivas correspondientes.

Y por último se establecen consignas operativas para llevar a cabo procedimientos lógicos en la maniobra de los equipos o instalaciones en general en una subestación eléctrica. Para estos procedimientos se realizaron diagramas de flujo con la ayuda de Inkscape, un editor gráfico gratuito para editar y crear diagramas, líneas, gráficos, logotipos e ilustraciones complejas

Palabras clave: Subestación eléctrica, nivel de tensión, consigna operativa, STR, SDL, evento, estado, maniobra.

ABSTRACT

In the present work a description of the configurations used for the construction of electrical substations is made, regardless of the voltage levels, whose main objective is the search of the safety and the reliability, from the generation to the distribution, of the electric energy.

It also contains definitions and operational instructions in such a way that maneuvering in any given case is done in a timely and correct manner, guaranteeing an optimal performance of STR and SDL.

A description of the auxiliary elements and the importance they have for the control, protection and measurement in the power substations is made.

The permanently active elements which characterize a particular structure according to their arrangement are further described. Hence some routine slogans for the supervision and control of these elements.

It details some events, considered as changes of state, with their respective alarms and signaling, which must be interpreted for decision making or corresponding corrective actions.

And finally, operational instructions are established to carry out logical procedures in the maneuvers of equipment or installations in general in an electrical substation. For these procedures flowcharts were made with the help of Inkscape, a free graphical editor to edit and create diagrams, lines, graphs, logos and complex illustrations

Key words: electrical substation, voltage, operational instruction, STR, SDL, event, state, maneuver.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha convertido en un elemento vital para el ser humano y fuente principal para impulsar desarrollo de industrias, comercios y bienestar. Sin duda alguna es vector de nuestra evolución con la cual el hombre ha logrado hacer de su vida algo más fácil.

La energía eléctrica se genera, se transforma y se transporta de forma centralizada. Durante todo este proceso y antes de llegar al usuario final o puntos de consumo, realiza un recorrido o circuito a través de cables conductores, con nodos o subestaciones transformadoras que contienen equipos eléctricos operados electrónicamente dentro de un sistema de distribución, supervisados y manejados por personal competente.

Las centrales generadoras se encuentran a grandes distancias de centros poblados y debido a que la tensión de generación es relativamente baja, es necesario elevar la tensión a un nivel alto hasta una subestación transformadora primaria. Una subestación es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la potencia por todo el sistema. Es además el centro donde se recibe y reparte la energía producida en las centrales generadoras, maniobrando y controlando su destino final a los diferentes centros de consumo, con determinados requisitos de calidad.

Para lograr un servicio ininterrumpido que garantice continuidad, las subestaciones deben garantizar algunas características importantísimas a la hora de su diseño, tales como flexibilidad para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas; confiabilidad para mantener el suministro de energía, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación; seguridad para operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales, de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas y modularidad, es decir facilidad para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

Por todo lo anterior, el presente trabajo proporciona una descripción bastante precisa de los equipos que hacen parte de las subestaciones de energía eléctrica en diferentes niveles de tensión, así como la operación de forma óptima y segura para darle continuidad al servicio de la energía eléctrica y evitar posibles daños en la infraestructura.

Será una guía y complemento al alcance de todas aquellas personas que quieran profundizar sus conocimientos en el tema de energía eléctrica.

1. CONCEPTOS GENERALES

La siguiente información fue consultada en (1), en (2) y en (3):

AISLADOR: Dispositivo cuya función eléctrica es proveer el aislamiento para líneas y equipos; así mismo la retención mecánica de los conductores, cables o barrajes rígidos de la subestación. Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuitos y sismos que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

APANTALLAMIENTO: El apantallamiento consiste en proteger los equipos de la subestación contra descargas atmosféricas directas. Existe también apantallamiento para cables subterráneos, que consiste en mantener el campo magnético en toda la superficie del conductor con el fin de evitar daños en el aislamiento.

DISPOSITIVOS APANTALLADORES: Normalmente se emplean tres tipos de dispositivos con fines de apantallamiento:

CABLE DE GUARDA: Son cables ubicados por encima de cualquier equipo a proteger y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación. Presentan algunas características importantes tales como:

- Proteger el equipo a lo largo del cable.
- Son económicos y no requieren estructuras muy fuertes. Aprovechan las estructuras existentes requiriendo solamente de castilletes adicionales.
- Las corrientes de rayo viajan en las dos direcciones por lo que las estructuras no disiparán la corriente total.
- La impedancia presentada al rayo es baja, reduciendo el tiempo de flameo inverso.
- No alteran estéticamente la subestación.
- Mejoran las condiciones de malla a tierra.

ÁREA OPERATIVA: Comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema.

BAJO CONSIGNACIÓN: Es una instalación o equipo que se encuentra fuera de servicio y que se ha retirado de la explotación comercial para someterla a revisión o mantenimiento. La instalación o equipo queda a cargo del personal responsable de su consignación, quienes serán las únicas personas autorizadas para normalizar la instalación o equipos consignados.

BAJA TENSIÓN, EN VACÍO: Instalación conectada a una red eléctrica energizada y que por su estado de conectividad o el de sus elementos aledaños, no se encuentra transportando corriente eléctrica.

BARRAJE O BARRA: Es el conjunto de elementos (conductores, barras, conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de nodo de enlace de los campos de la subestación.

BATERÍA: Acumulador o conjunto de varios acumuladores de electricidad compuesto por placas positivas y placas negativas que se encuentran sumergidas en un electrolito (ácido sulfúrico y agua líquida o gel, en el caso de las baterías sacas), en el cual, mediante un proceso electroquímico, se obtiene una diferencia de potencial entre sus electrodos.

CADENA DE AISLADORES: Conjunto de herrajes y aisladores de suspensión, utilizados para soportar los conductores flexibles.

CAJAS DE MANIOBRAS (RAL): Es un equipo eléctrico utilizado en redes subterráneas que se operan como equipo de seccionamiento y que de acuerdo a su disposición sobre la red, puede permitir la reconfiguración topológica de los circuitos de nivel de tensión de nivel 13,2 kV y que su mando es por pértiga.

CAMPO O BAHÍA: Es el conjunto de campos de potencia para seccionamiento o de interrupción, que al ser operados remota, manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas), modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acople de barras o de transferencia, banco de condensadores, etc.

Una práctica común en la operación es "preparar un campo" que consiste en preparar los seccionadores de barra y línea (o del elemento correspondiente), con el fin de que esté listo para energizar por medio del interruptor.

CAMPO DE TRANSFERENCIA: Operación mediante la cual se conmuta un circuito a través de su campo de conexión, hasta el barraje dispuesto en la subestación para dicho propósito.

CARGADOR DE BATERÍAS: Convertidor que toma potencia normal de la red de corriente alterna y la convierte en corriente continua de modo que pueda cargar las baterías y, a su vez, sea la fuente de las cargas de corriente continua.

CENTRO DE CONTROL: El Centro de Control tiene por misión coordinar el accionar del sistema eléctrico EDEQ. Dicha coordinación se lleva a cabo a través de comunicación con el organismo encargado del Sistema Interconectado como es el CND. Además, supervisa el SDL (Centro de Distribución Local).

CENTRO DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (CDL): Es el Centro de Supervisión y Control de la operación del OR sobre las redes de distribución y subestaciones localizadas en su área de influencia de niveles de tensión I, II y III; y cuya función es la de coordinar las maniobras en la operación de equipos asociados a estos niveles de tensión.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): Es la entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. También es el encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Control para coordinar las maniobras de los equipos, con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del CNO.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN (CNO): Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

CENTRO LOCAL DE DISTRIBUCIÓN (CLD): Es el Centro de Supervisión y control de la operación del OR sobre las redes de distribución municipales y distritales; cuya función es la de coordinar las maniobras en la operación de equipos asociados a niveles de tensión I y II.

CENTRO REGIONAL DE CONTROL (CRC): Es un Centro de Supervisión y Control de la operación del OR sobre las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en su área de influencia de nivel de tensión I, II, III y IV; y su función es realizar la operación coordinada y eficiente de esos recursos enmarcados en las instrucciones impartidas por el CND.

CIRCUITO O LÍNEA: Se define circuito o línea, a la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica. Cuando un circuito tiene varias secciones o tramos, cada sección o tramo se considera como un circuito ([resolución CREG 070 de 1998](#)).

CONFIABILIDAD: Se define como la probabilidad que un elemento que compone una red eléctrica pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición que al menos un componente de ésta esté fuera de servicio.

CONSIGNACIÓN:

Es el procedimiento mediante el cual se solicita el retiro de un elemento de la red eléctrica para lo cual se realizan estudios con el fin de autorizar o negar la intervención del mismo, dependiendo de las condiciones de afectación de

confiabilidad y demanda. Los lineamientos generales para las consignaciones nacionales se encuentran en el [Acuerdo CNO número 254 de diciembre del 2002](#).

Entre la consignación de un equipo o instalación se deben tener en cuenta los siguientes tipos:

- Especial: Cuando el equipo, instalación o línea consignada requiere ser operada durante el tiempo de consignación, con el fin de realizar pruebas de chequeo. Estas se pueden efectuar bajo normas de seguridad muy específicas a entera responsabilidad del jefe de trabajo.
- Equipos Energizados: Cuando se realice mantenimiento o trabajos en equipos o líneas energizadas (en frío o en caliente).
- Emergencia: En caso de estricta emergencia (afectas la vida humana, daño de equipos o la continuidad de la prestación del servicio), que demande reparaciones urgentes, se podrá omitir el trámite previo de solicitud de orden de trabajo y consignación; pero como norma de seguridad, se debe consignar la instalación o equipo antes de iniciar la reparación.

Para estos casos quien solicita la consignación será el jefe del grupo de trabajo, previamente a la confirmación del daño por reparar.

En caso grave, en donde exista peligro de electrocución o daño de equipos, por caída de líneas energizadas, por incendio u otros, cualquier persona podrá solicitar la suspensión del servicio, previa identificación completa y haciendo claridad sobre los hechos. Quien proceda a consignar, anotará e informara al jefe correspondiente o superior inmediato el caso sucedido, llenando y colocando un mensaje de no operar en el sistema de mando del interruptor o equipo consignado.

Nota: En general, toda consignación deberá estar acompañada del respectivo mensaje en el despliegue de la subestación o circuito donde se está realizando el trabajo.

Por Plan: Son aquellas consignaciones que se derivan de los planes de mantenimiento anual, semestral o trimestral de los procesos de subestaciones, generación y redes que son registrados en los sistemas de información para su análisis y aprobación.

Fuera del Plan: Las consignaciones que son fuera del plan son aquellas que se ingresan durante la vigencia de los planes y que no se ingresaron antes de las fechas preestablecidas.

Para la consignación de un equipo o instalación se deben tener en cuenta los siguientes estados:

Ingresada: En este estado se permite ingresar la instalación, las fechas y horas programadas, registrar todas las maniobras requeridas para el mantenimiento, e incluir cualquier anotación que permita dar claridad a la solicitud; en este estado, la consignación no será analizada ya que únicamente es visible para el usuario quien ha realizado el ingreso de la misma.

Aprobada: Las consignaciones que se encuentran en estado aprobada, son aquellas que han sido objeto de un análisis eléctrico y que se considera que se puede llevar a cabo su realización dentro de los plazos y con las maniobras indicadas en la misma, para consignar los equipos especialmente indicados en la misma.

Ejecutándose: Este estado inicia una vez el personal responsable de la consignación manifiesta el inicio de las labores objeto de la consigna. Este estado dura hasta que el responsable de la consigna manifiesta la finalización de los trabajos.

Ejecutada: Este estado inicia una vez que el Asistente Técnico recibe la información de los diferentes participantes, que ha finalizado el trabajo programado. Aquí se indica la fecha final de los trabajos y queda disponible el grupo de trabajo.

Cerrada: El estado cerrado, es cuando el Asistente Técnico procede a diligenciar completamente la información de la consignación, una vez haya validado los datos con los que se cumplió la misma.

Cancelada: Este estado corresponde a aquellas consignaciones que por motivos como condiciones climáticas, falta de material, falta de personal, riesgo no planeado para ejecutar la operación o cualquier imprevisto, sea necesario no ejecutarla.

Reprogramada: Corresponde a aquellas consignaciones que después de encontrarse aprobadas, es necesario modificar sus fechas iniciales de programación. En estado Reprogramada la consignación puede ser modificada como si estuviera en estado ingresada.

CONTADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Se define como el equipo de medida que cuenta la energía generada, consumida y transmitida que llega o sale de la subestación.

Contador de energía activa: Es el contador que registra la energía activa, cuya unidad es en kW.

Contador de energía reactiva: Es el contador que registra la energía reactiva, cuya unidad es en kVAr.

CUERNO SALTACHISPA O DE ARCO: Elemento metálico que se utiliza para la protección de las cadenas de aisladores y de respaldo a loas descargadores contra sobretensiones atmosféricas.

DIAGRAMA UNIFILAR: Diagrama simplificado que por medio de una sola línea y por símbolos normalizados, indica cómo se conectan los diferentes componentes de un sistema eléctrico.

DISPONIBLE: Es la certeza de que un equipo o circuito sea operable en un tiempo dado y en cualquier momento pueda ser conectado al sistema. Normalmente se hace esta referencia cuando la instalación se encuentra apta para la conexión.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD: Distancias mínimas que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de equipos y tierra, o entre equipos sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo.

EN SERVICIO: Es una instalación que se encuentra con tensión en sus dos extremos y transporta energía.

ENERGIZAR UN ELEMENTO: Energizar un elemento es ponerlo bajo tensión desde alguna fuente eléctrica ya sea de corriente alterna o directa.

EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN: Son aquellos para los cuales la tensión nominal de energización es superior al nivel III. Algunos de estos equipos son:

- Interruptores automáticos.
- Seccionadores.
- Transformadores de corriente.
- Descargadores para el sistema.
- Aisladores.
- Material de conexión.

EQUIPOS DE MEDIA TENSIÓN: Estos equipos se definen como aquellos cuya tensión nominal de operación está comprendida entre los niveles I y III. Estos equipos pueden diseñarse para instalación exterior o para instalación en celdas. Los equipos de media tensión son los siguientes:

- Celdas.
- Interruptores automáticos.
- Seccionadores de puesta a tierra.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de tensión.
- Descargadores para el sistema.

- Aisladores de soporte para el sistema.
- Cables y terminales de media tensión.

EQUIPOS DE MANIOBRA: Son los equipos eléctricos de potencia (interruptores y seccionadores), que al ser operados de manera conjunta conectan o desconectan los campos en la subestación.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN: Son los equipos que censan condiciones críticas o inusuales de operación de un sistema eléctrico y actúan desconectándose para interrumpir una probable condición de falla, brindando seguridad, confiabilidad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del sistema. Ejemplo:

- Interruptores.
- Reclosers.
- Fusibles.
- Relés.

EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN: Son aquellos equipos que a través de circuitos magnéticos permiten la reducción o el aumento de tensión y corriente necesaria. Estos pueden ser de alta y baja potencia.

EQUIPOTENCIALIZAR: Es aquella instalación o equipo que, por medio de los seccionadores de puesta a tierra, tierras portátiles u otro medio, se encuentra conectada a tierra.

EVENTO: Es una manifestación o situación, producto de fenómenos naturales, técnicos o sociales que dan lugar a una alarma.

EVENTOS NO PROGRAMADOS: Son aquellos que ocurren súbitamente y causan un efecto operacional en el sistema del OR y pueden o no causar efectos de atención a la demanda en la operación del sistema ([Resolución CREG 070 de 1998](#)).

EVENTOS PROGRAMADOS: Son aquellos eventos programados por el OR que causan un efecto operacional en el sistema del OR y pueden o no causar efectos de atención a la demanda en la operación del sistema ([Resolución CREG 070 de 1998](#)).

FLEXIBILIDAD: Propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema y además por contingencias o mantenimientos del mismo.

Los cambios operativos que pueden darse en un sistema, se realizan buscando:

- Control de potencia activa y reactiva para optimizar la carga de los generadores, eso implica alguna forma de independizar o agrupar circuitos de carga o generación.
- Limitar niveles de cortocircuito. Cualquier arreglo o configuración que incorpore medios para dividir la subestación en dos (o más) secciones independientes que pueden reducir los niveles de cortocircuito. La reducción del nivel de cortocircuito no debe ser parámetro inicial de diseño de la misma, más bien debe ser una condición operativa de la misma instalación para prolongar la vida útil de los equipos y mejorar la estabilidad del sistema.

FUERA DE SERVICIO: Es aquella instalación o equipo que se encuentra desenergizada del sistema por consignación de operación, sin que esto indique que el equipo está indisponible.

GRUPO ELECTRÓGENO: Planta de producción de energía, la cual sirve como fuente alternativa de suministro de energía en caso de ausencia de la fuente principal de corriente alterna.

INDISPONIBLE: Es una instalación que se encuentra fuera de servicio, bajo consignación y que no puede ser conectada al sistema debido a falla propia o ejecución de mantenimiento sobre ella.

INSPECCIÓN: Es una verificación visual de las principales características de los equipos en servicio, sin que sean desmantelados. Esta se realiza generalmente a las presiones y niveles de líquidos, estanquidad, posición de relés y polución de las partes aislantes.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA: Es un conjunto orgánico de construcciones y de instalaciones destinadas a alguna de las siguientes funciones: producción, conversión, transformación, regulación, repartición, transporte, distribución, utilización de la energía eléctrica.

INTERRUPTOR: Es un aparato de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de establecer, conducir por un tiempo determinado e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales como las de cortocircuito.

Estos se clasifican según el tipo de operación:

Interruptor de Transferencia: Es el que une la barra principal con la barra de transferencia en subestaciones que dispongan de esta topología.

Interruptor Combinado de Acople y Transferencia: Interruptor con las funciones de acople y transferencia en subestaciones de doble barra más seccionador de by-pass o doble barra combinada con barra de by-pass.

Se clasifican según su interrupción:

Interruptor de Aceite: En las cámaras de extinción, el medio extintor (gas de aceite) es producido por el propio arco. Los gases que se producen en el arco, son sopladados a través de un conducto lleno de aceite hacia la caperuza superior. El soplado enfría el arco en toda su longitud; al pasar la corriente por cero, por la acción del soplado, se desioniza el arco y se establece un elevado nivel de aislamiento entre los contactos. El contacto móvil se desplaza hasta la posición de apertura a través de las cavidades llenas de aceite, que aumentan aún más la rigidez dieléctrica; una vez en el punto de apertura, por la acción de una fuente de corriente de aceite en limpio, la cámara de extinción queda lista para la reconexión. Cabe anotar que los interruptores modernos de pequeño volumen de aceite se encuentran a presión para aumentar su capacidad de interrupción.

Interruptores en SF₆ (hexafluoruro de azufre): Al darse la señal de apertura, el contacto móvil, que está acoplado a un cilindro, comprime el gas que se encuentra entre el pistón y el cilindro. El gas comprimido sale a través de las boquillas que se encuentran alrededor del contacto móvil, limitando el arco y canalizando el flujo de SF₆ para que el arco sea transferido rápidamente a las cámaras de extinción (esta acción minimiza la erosión de la superficie de los contactos); las partículas gaseosas y otras que se producen durante la extinción, son absorbidas por los filtros durante la recirculación del SF₆.

INVERSOR: También denominado Ondulador, invierte el proceso de los cargadores, es decir, convierte la corriente continua en corriente alterna. Los inversores son utilizados normalmente como respaldo de alimentación para las cargas esenciales de corriente alterna, utilizando baterías como fuente de alimentación.

LÍMITE TÉRMICO: Es la potencia calorífica máxima que puede transportar un circuito o equipo, sin que se afecten las propiedades mecánicas de los conductores que lo forman.

MALLA A TIERRA: Un sistema de electrodos enterrados de manera horizontal o vertical que se encuentran interconectados por conductores desnudos proporcionando una tierra común para dispositivos eléctricos o estructuras metálicas y para descargas de sobretensiones.

MANTENIMIENTO: Combinación de todas las acciones técnicas y administrativas, incluyendo acciones de supervisión, destinadas a mantener o restaurar un

elemento a un estado tal que pueda realizar la función requerida para la cual está destinada.

MONITOREO: Consiste en realizar la adquisición de los valores de las variables de un sistema para ejercer funciones de supervisión y control.

NIVELES DE OPERACIÓN DE EQUIPOS: Para la operación de los equipos de la subestación se definen varios modelos:

- Nivel Cero (0): Todas las operaciones que se efectúan directamente en los mandos de los equipos de patio.
- Nivel Uno (1): Todas las operaciones que se efectúan desde los tableros de control.
- Nivel Dos (2): Todas las operaciones que se efectúan desde los relés.
- Nivel Tres (3): Todas las operaciones que se efectúan desde el SCADA (Centro de Control).

NOMENCLATURA OPERATIVA: Es el código único de identificación de los equipos del sistema eléctrico (Líneas, barrajes, transformadores, interruptores, seccionadores, equipos de medida, servicios auxiliares, etc.), que permiten diferenciarlos individualmente de cualquier otro similar en una subestación o del sistema.

OPERADOR DE RED: Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local según el RETIE (3).

DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN: Dispositivo para protección del sistema eléctrico de potencia y sus componentes, contra las sobretensiones transitorias, el cual limita la duración y amplitud, producto de descargas atmosféricas, efecto Ferranti o por maniobras en sistemas durante fallas.

Como norma general se tiene que cada línea tendrá el descargador al llegar a la subestación, los transformadores tendrán el descargador en los bornes.

PUESTA A TIERRA: Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas en el suelo o en la masa.

Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados, según RETIE (3).

RECLOSER: Es un elemento o equipo eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o falla con una potencia de circuito moderada, prevista para despejar fallas temporales o interrumpirlas en caso de ser fallas permanentes.

REGULACIÓN DE TENSIÓN: Es aquel sistema de control de tensión, que consiste en seguir una referencia de tensión y envía señales a un elemento actuador que ejerce de manera efectiva esa regulación.

RELÉ (RELAY): Dispositivo electromecánico que afecta directamente el estado de los equipos de potencia, el cual funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes y diseñados de manera que cualquier cambio eléctrico, magnético o térmico sobre sus seriales de entrada, determinan el envío de una señal de desconexión automática (Ejemplo: Relé de distancia, de sobrecorriente, diferencial, de baja frecuencia).

RELÉ DE POSICIÓN MANUAL: Dispositivo electrónico de sobrecarga que permite realizar reposiciones a distancia, los cuales son aplicables donde se desea que un cierto número de operaciones se realice simultáneamente, como por ejemplo: disparo de un interruptor automático, operar un interruptor auxiliar, disparar interruptores de descarga de campo, además de operar otros relés.

RESTABLECIMIENTO: Es el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia (producido por un evento forzado o por un mantenimiento programado), al estado normal de operación.

SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION): Es el sistema de supervisión, control y adquisición de datos de las diferentes subestaciones y plantas de generación del sistema interconectado y se trata de una aplicación diseñada para proporcionar comunicación con los dispositivos de campo y controlar el proceso de la operación en forma automática desde el Centro de Control sobre cada subestación automatizada del área operativa del operador de red. Este, además provee de toda la información que se genera en el proceso a diversos usuarios que intervienen en la operación y mantenimiento eléctrico y energético del sistema.

El sistema posee una unidad central de procesamiento, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como el tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante la red LAN SCADA, mediante el uso de medios de comunicación propios como fibra óptica, radio enlaces y sistemas satelitales. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador la posibilidad de supervisar y controlar los estados de los elementos y las variables eléctricas, remotamente.

El SCADA tiene la posibilidad de generar paneles de alarmas, que exigen la presencia del operador para reconocer un evento o situación de alarma, con registro de incidencias; generación de históricos de señales, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo; ejecución de programas, que modifican la ley de control, la condición para ejecutar una maniobra o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómatas; posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU. Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones, con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora, etc. Todas estas acciones se llevan a cabo mediante un paquete de funciones que incluye programación en su lenguaje específico, lo cual confiere alta confiabilidad y gran versatilidad.

SECCIONADOR: Es el elemento o equipo eléctrico que al ser operado permite tener certeza del corte visible del circuito, mediante una confirmación visual. Está diseñado para operar sin carga. Normalmente está asociado a un interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente. Además, forma parte de un barraje, circuito o transformador.

Los seccionadores se clasifican según su apertura así:

Seccionador de apertura vertical: Son aquellos en los cuales la cuchilla se levanta verticalmente para evitar el paso de la corriente.

Seccionadores de tres columnas o de rotación central: Son aquellos que tienen tres aisladores por polo; en los aisladores del extremo se encuentran los contactos fijos, la cuchilla se monta en el aislador central el cual es rotativo, y cuando se hace la desconexión del aislador central, rota sobre su eje arrastrando la cuchilla que se separa de los contactos fijos.

Seccionadores de apertura central: Son aquellos en los cuales las cuchillas de cada polo se dividen en dos seccionadores y al operarlos, las cuchillas se separan en el centro.

Seccionadores de pantógrafo o semipantógrafo: Estos están montados sobre un aislador de porcelana de núcleo sólido; los contactos fijos se montan directamente sobre las barras de la subestación o sobre los conductores de campo, en tanto que el contacto móvil se mueve sobre un plano vertical de abajo hacia arriba para alcanzar el contacto fijo y cerrar el circuito, o de arriba hacia abajo para abrirlo. El contacto móvil se monta sobre una sección articulada hecha de material conductor.

Los tipos de accionamientos más frecuentemente utilizados son el manual y el motor. El primero es una palanca unida a un engranaje que a su vez se une a la varilla del seccionador. En el mecanismo de operación a motor, la palanca es

reemplazada por un motor eléctrico de corriente continua o de corriente alterna. El motor puede ser accionado localmente desde el sitio del seccionador o remotamente desde el tablero de control. El seccionador de tierra es accionado generalmente en forma manual.

SECCIONADOR O CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA: Los seccionadores de línea están asociados a seccionadores o cuchillas de puesta a tierra en cada polo. Estas cuchillas se accionan manualmente o por motor y conectan las líneas de llegada a tierra cuando están desenergizadas. Para evitar errores de operación, la cuchilla principal de puesta a tierra se enclava mecánicamente. Las cuchillas conducen a tierra las corrientes derivadas de las condiciones anormales de un circuito, tales como contactos indeseados o inducción electromagnética.

SEGURIDAD: Ausencia de riesgo al cual se someten las personas que se encuentren en algún sitio de una instalación. Dicho riesgo se incrementa por violación de zonas de seguridad en patio, operación de equipos energizados en los cuales no se porten los elementos mínimos de protección como casco y botas dieléctricas.

SERVICIOS AUXILIARES: Se define como el suministro de la energía necesaria para la operación de los equipos y sistemas instalados en la subestación.

SERVICIOS ESENCIALES: Se denominan así a los circuitos eléctricos de una subestación que tienen como función alimentar los aparatos, equipos y circuitos de la subestación que siempre deben estar operando. En esta categoría se tiene la alimentación de corriente continua, alimentación de motores de los equipos de patio.

SERVICIOS NO ESENCIALES: Se denominan así a los circuitos eléctricos de una subestación que alimentan aparatos, equipos y circuitos de la subestación que pueden, en una emergencia de la subestación, carecer de alimentación sin que ello implique poner en riesgo la operación de la subestación. En esta categoría se incluye la alimentación de la iluminación del patio, tomacorriente del edificio de control, calefacción de tableros y equipo de patio, etc.

SF6 (HEXAFLUORURO DE AZUFRE): Gas dieléctrico inodoro, incoloro, no inflamable, no tóxico y químicamente inerte, usado como aislante de barras, equipos y también como medio de extinción de interruptores.

SGO (SISTEMA DE GESTIÓN DE LA OPERACIÓN): Herramienta web en la que reposa el registro de información en tiempo real de órdenes de trabajo, órdenes de servicio, avance de solución de daños y consulta de reclamos, usuarios y otra información técnica. Este representa una interfaz entre el cliente y la solución técnica de fallas de origen eléctrico.

SIN TIERRAS: Es aquella instalación totalmente desprovista de cualquier conexión eléctrica a tierra; la certificación de este hecho, requiere que la persona que lo haga verifique en forma visual y directa, que efectivamente se han retirado todas las puestas a tierra.

SINCRONIZAR UN CIRCUITO: La sincronización de un circuito es la conexión de dos sistemas de corriente alterna que están operando en forma separada, donde se verifican condiciones de tensión, frecuencia y ángulo de fase.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL): Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV, que no pertenecen a un sistema de transmisión regional, por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR): Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

SISTEMAS DE COMUNICACIÓN: Conjunto de equipos que permiten la transmisión de manera confiable de señales, voz, video, datos por canales como fibra óptica, microondas, satélite, entre otros.

SISTEMAS DE CONTROL: Conjunto de componentes eléctricos que regulan el comportamiento de un equipo o una variable específica, éste se emplea para hacer el manejo y supervisión de todos los equipos y dispositivos instalados en la subestación y hace parte de los automatismos de la misma.

SISTEMAS DE PROTECCIÓN: Conjunto de dispositivos que protegen frente a valores atípicos de los circuitos, sistemas y dispositivos instalados en una subestación, que por distintas causas pueden producirse en las redes.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: Las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

SISTEMA NACIONAL DE CONSIGNACIONES: Es el sistema donde los propietarios u operadores de los equipos del SIN, las interconexiones internacionales de nivel IV (mayor o igual a 62 kV), los activos de conexión del STN, las plantas de generación, los equipos de comunicación, los equipos de

producción y los equipos del STR's que sean considerados como consignación nacional, ingresan su programa de mantenimientos y desconexiones.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT): Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente; según el RETIE (3).

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE PROTECCIÓN: Conjunto de conexiones, encerramiento, canalización, cable y clavija que se acoplan a un equipo eléctrico, para prevenir electrocuciones por contactos con partes metálicas energizadas accidentalmente; según el RETIE (3).

SISTEMA PUESTA A TIERRA DE SERVICIO: Es la que pertenece al circuito de corriente; sirve tanto para condiciones de funcionamiento normal como de falla; según el RETIE (3).

SISTEMA PUESTA A TIERRA TEMPORAL: Dispositivo de puesta en cortocircuito y tierra, para protección del personal que interviene en redes desenergizadas; según el RETIE (3).

SOBRETENSIÓN: Se define como el aumento súbito de tensión por encima del valor nominal de servicio.

SOBRETENSIONES POR MANIOBRAS: Las sobretensiones por maniobras ocurren cuando hay eventos de suicheo o una pérdida considerable de carga en la subestación. Tales eventos pueden causar quema de pararrayos, ruptura en aisladores o daños graves en los equipos.

SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: Son las sobretensiones que ocurren al existir una descarga atmosférica sobre cualquier línea de transmisión o distribución. Estas descargas inyectan altas corrientes que elevan la tensión en las líneas y equipos.

SUBESTACIÓN: Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

SUPERVISIÓN REMOTA: Actividad que permite observar las variables y estados del sistema de potencia y que se efectúa desde un Centro de Control utilizando un sistema SCADA, por medio de equipo de comunicación y sistemas de control coordinado.

TENSIÓN: La diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, cuya unidad es el Voltio.

TENSIÓN NOMINAL: Valor convencional de la tensión con el cual se diseña un sistema, instalación o equipo y para el que no ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

TENSIÓN DE PASO: La diferencia de tensión en piso de patio en la subestación, experimentada por una persona con los pies separados una distancia de un metro y sin estar en contacto con ningún objeto conductor.

TENSIÓN DE TOQUE O CONTACTO: Diferencia de potencial que durante un defecto puede resultar aplicada entre la mano y el pie de la persona, que toque con aquella una masa o elemento metálico, normalmente sin tensión.

TIERRA: Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a conexiones con tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura. El término “masa” sólo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como los aviones, los barcos y los carros; según el RETIE (3).

TRAMPA DE ONDA: Es un dispositivo que se conecta en serie en las líneas de alta tensión, su impedancia es despreciable a frecuencia de 60 Hz. para no perturbar la transmisión de energía, pero relativamente alta para cualquier otra frecuencia utilizada para comunicación por portadora.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE: Los transformadores de corriente presentan una corriente secundaria cuyo módulo es proporcional a la corriente primaria y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero.

Los hay de distintas formas constructivas, para alta tensión con núcleo en la parte inferior, o con núcleo en la cabeza, para media tensión del tipo pasabarra o pasacable, o bobinados.

TRANSFORMADORES DE MEDIDA: Los transformadores de medición están destinados a alimentar instrumentos de medida, indicadores, registradores, integradores, relés de protección, o aparatos análogos. Según la magnitud en juego se clasifican en transformadores de tensión y de corriente.

Actualmente estas funciones se realizan con aparatos de tipo electromagnético, pero la tecnología ya ha comenzado a difundir transductores cuya señal de salida es luminosa y se transmite a los aparatos de visualización mediante fibra óptica.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA: Transformador de gran capacidad encargado de transformar la potencia eléctrica, ya sea elevando la tensión y disminuyendo la corriente o viceversa, con el fin de ser distribuida o transmitida.

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN: Es un transformador cuyo secundario, en condiciones normales de uso, se tiene una tensión cuyo módulo es proporcional a la tensión primaria y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero, para una adecuada conexión.

En alta tensión se encuentra conectado entre fase y tierra sólo hasta 72,5 kV. Se encuentran construcciones para conexión entre fases (con dos aisladores).

2. CONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

La siguiente información fue consultada en (4) y (5):

2.1. CONFIGURACIONES DE CONEXIÓN DE BARRAS – TENDENCIA EUROPEA

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

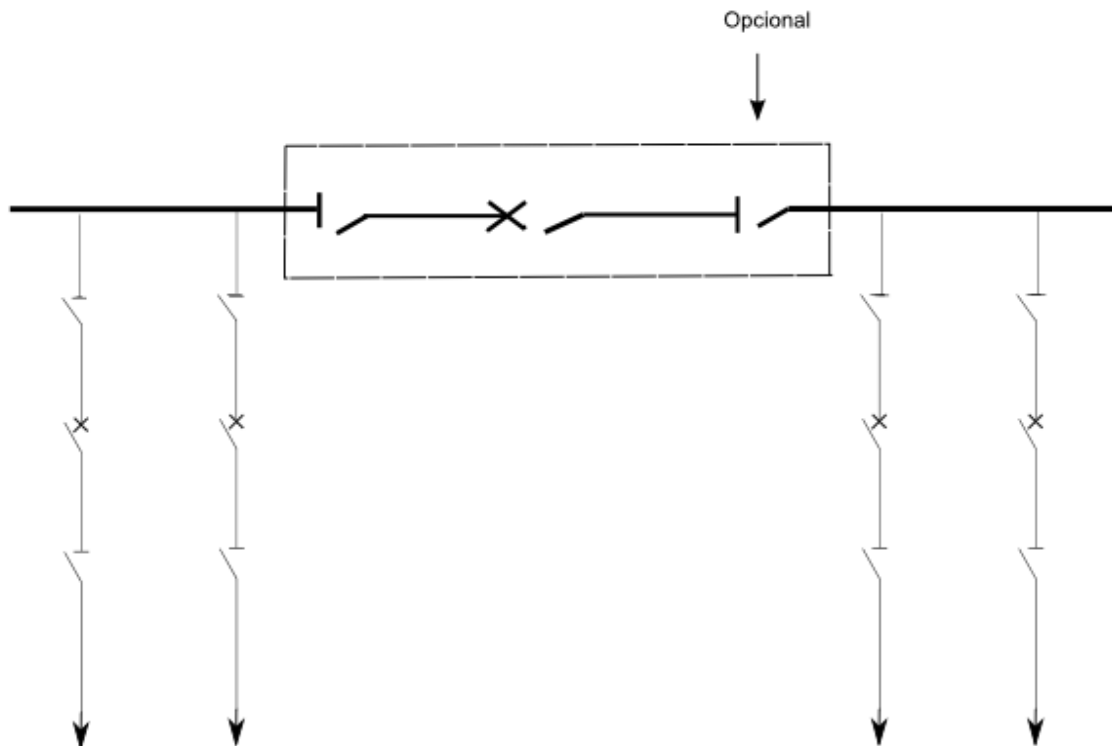
Por configuración de conexión de barras se entiende aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores. Las configuraciones más utilizadas en esta tendencia para niveles AT y EAT son:

2.1.1. Barra sencilla

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor (Figura 1). Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor; sin embargo, con un seccionamiento longitudinal se obtiene alguna confiabilidad y flexibilidad, pues se hace posible separar en dos partes el barraje, lo cual facilita las reparaciones, trabajos de ampliación y, en determinadas circunstancias, aún la operación de la misma subestación. Si el seccionamiento del barraje se efectúa con el fin de lograr flexibilidad en la subestación, se requiere un planeamiento muy cuidadoso ya que durante la operación normal no se pueden cambiar los circuitos de una barra a la otra. Un seccionamiento mal planeado puede inclusive atentar contra la seguridad del sistema.

Figura 1. Barra sencilla



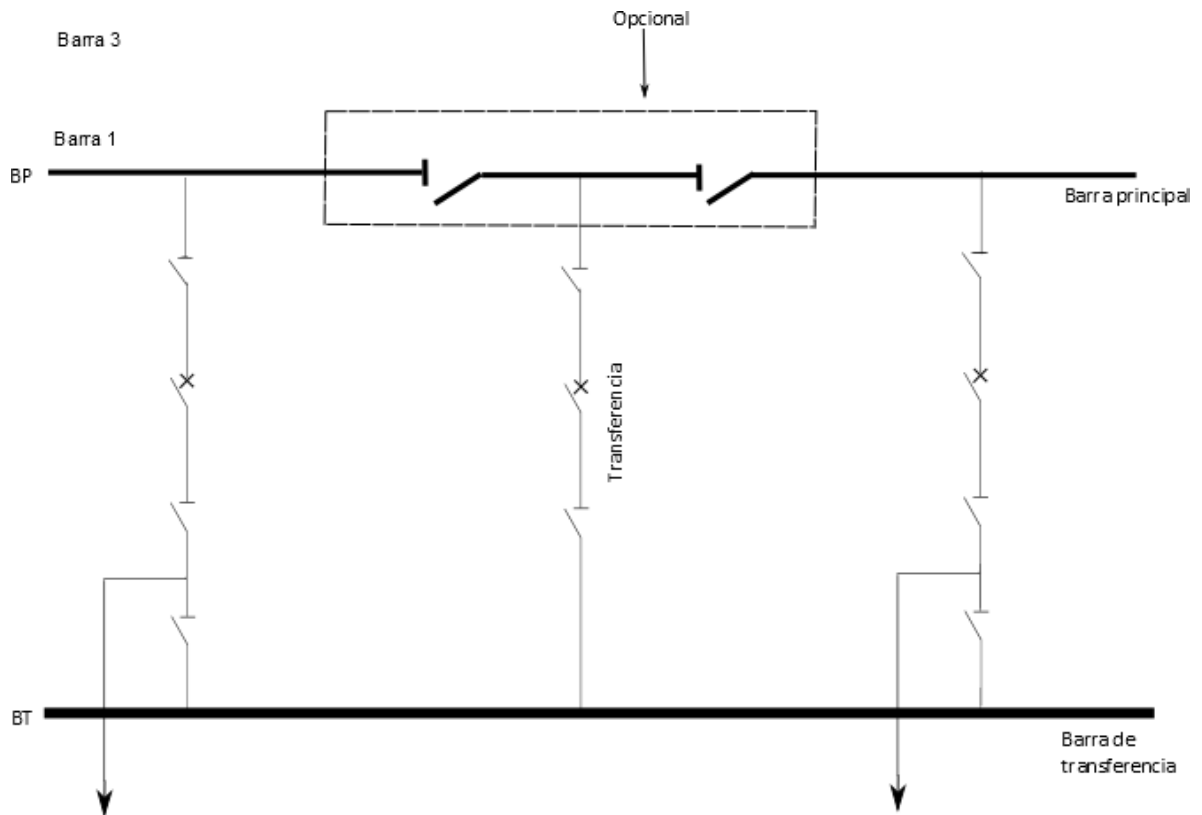
La barra sencilla se puede utilizar para subestaciones de AT y EAT con muy pocos campos de conexión y exige retirar del servicio todo el campo y su elemento conectado (línea o transformador), cuando se va a realizar cualquier trabajo sobre el interruptor u otro de los equipos del campo de conexión.

2.1.2. Barra principal y barra de transferencia

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores en la configuración de barra sencilla, a ésta se le puede agregar una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra y un interruptor (de transferencia) para unir las dos barras, conformándose así una configuración llamada de barra principal y de transferencia (Figura 2).

Figura 2. Barra principal y de transferencia



Con esta configuración cada circuito se puede conectar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio del equipo respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, siempre y cuando no existan fallas en el circuito, lo que demuestra la buena confiabilidad que la configuración presenta bajo estas circunstancias. Si la barra principal se divide por medio de un seccionador, para cada parte de ella, y el interruptor de transferencia se coloca entre los dos seccionadores, se tiene la posibilidad de hacer mantenimiento de barras dejando sin servicio únicamente la mitad de la subestación, y aún se puede mantener en servicio, por medio del interruptor de transferencia y la barra de transferencia, uno de los circuitos correspondientes a la barra que se quiere aislar, lográndose en esta forma alguna flexibilidad (con las limitaciones descritas para la barra sencilla). Además, con el seccionamiento se logra alguna confiabilidad por fallas en el barraje.

Esta configuración es económica en costo inicial y final a pesar de exigir interruptor de transferencia. Es posible también en casos especiales usar la barra de transferencia como puente de paso de una línea que entra a la subestación y vuelve a salir de ella. Por otra parte, una falla en el barraje o en un interruptor,

saca de servicio toda la subestación o el circuito asociado al interruptor, hasta que pueda aislarse la falla, lo cual implica falta de seguridad de la configuración.

Para el diseño se debe tener en cuenta la ubicación de los transformadores de corriente, en tal forma que no existan problemas de protección con los circuitos a los cuales se les está efectuando la transferencia (su ubicación debe ser en el lado de la línea). El campo de transferencia no requiere transformador de corriente si éstos en los campos son ubicados correctamente. Además, la capacidad de la barra y del campo de transferencia debe ser igual a la de cualquiera de los otros campos o circuitos.

Esta configuración es muy usada en subestaciones de centrales de generación de mediana importancia, así como en subestaciones de transformación.

2.1.3. Doble barra

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

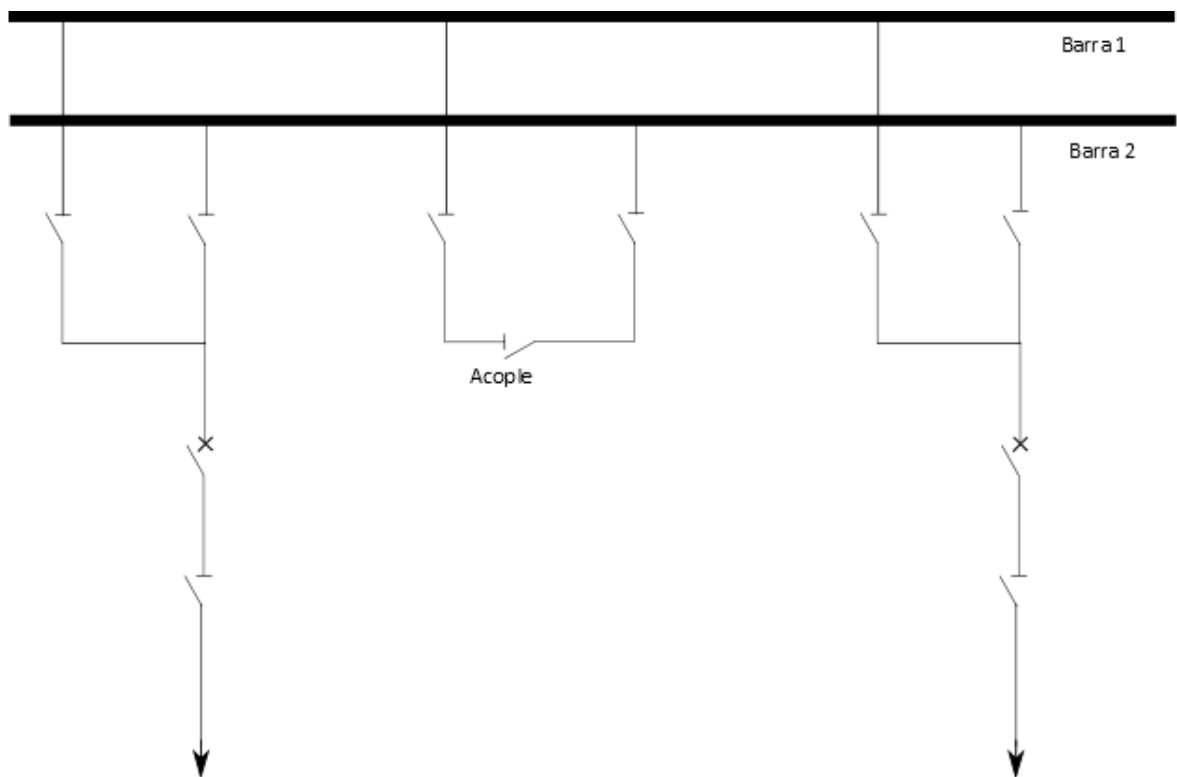
Para aumentar la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras, formándose así una configuración llamada de Doble Barra (

Figura 3).

Esta configuración es flexible pues permite a separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas; además tiene confiabilidad, pero no seguridad por falla en barras y en interruptores; es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental. Se adapta muy bien a sistemas muy enmallados, en donde es necesario disponer de flexibilidad; debido a esta flexibilidad se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación. Tiene la ventaja adicional, sobre el seccionamiento longitudinal en las configuraciones anteriores, de que la conexión

de un circuito a una barra u otra puede ser efectuada en cualquier momento dependiendo de circunstancias o consignas operativas del sistema.

Figura 3. Doble Barra



En el diseño es necesario considerar que las dos barras deben tener la misma capacidad y a su vez la capacidad total de la subestación; el interruptor de acople hace parte de los barrajes y por lo tanto debe tener la misma capacidad que éstos o, por lo menos, la capacidad equivalente a la máxima transferencia posible entre los dos barrajes en cualquier topología de la subestación. Además, se debe tener especial cuidado con el tipo de la protección diferencial de barras que se requiere

utilizar. Los transformadores de corriente pueden estar localizados adyacentes a los interruptores, el campo de acoplamiento requiere transformadores de corriente para la protección diferencial de barras.

Para el mantenimiento de interruptores es necesario suspender el servicio de la respectiva salida. Sin embargo, cuando el sistema es muy enmallado y diseñado para operación continua durante la salida de un circuito, la desconexión de un circuito no tiene mucho efecto en su comportamiento. En algunos sistemas, las líneas son de doble circuito y cada uno puede soportar la capacidad total de la línea; por lo tanto, no es esencial tener forma de dar mantenimiento a interruptores conservando el circuito energizado. Alguna disposición física de esta configuración permite realizar un by-pass o paso directo temporal o permanente por medio de cambios en las conexiones de los equipos y barrajes, para permitir una continuidad en el servicio durante prolongados períodos de mantenimiento o reparación del interruptor; esta disposición física es la denominada “punteable”. Cuando se requiere una gran flexibilidad se coloca una tercera barra, pero esto es en casos demasiado especiales.

2.1.4. Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Reúne, pero no simultáneamente, las características de la barra principal y de transferencia y la doble barra. Esto se logra a partir de la doble barra conectando un seccionador de by-pass o paso directo al interruptor de cada salida y adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo (

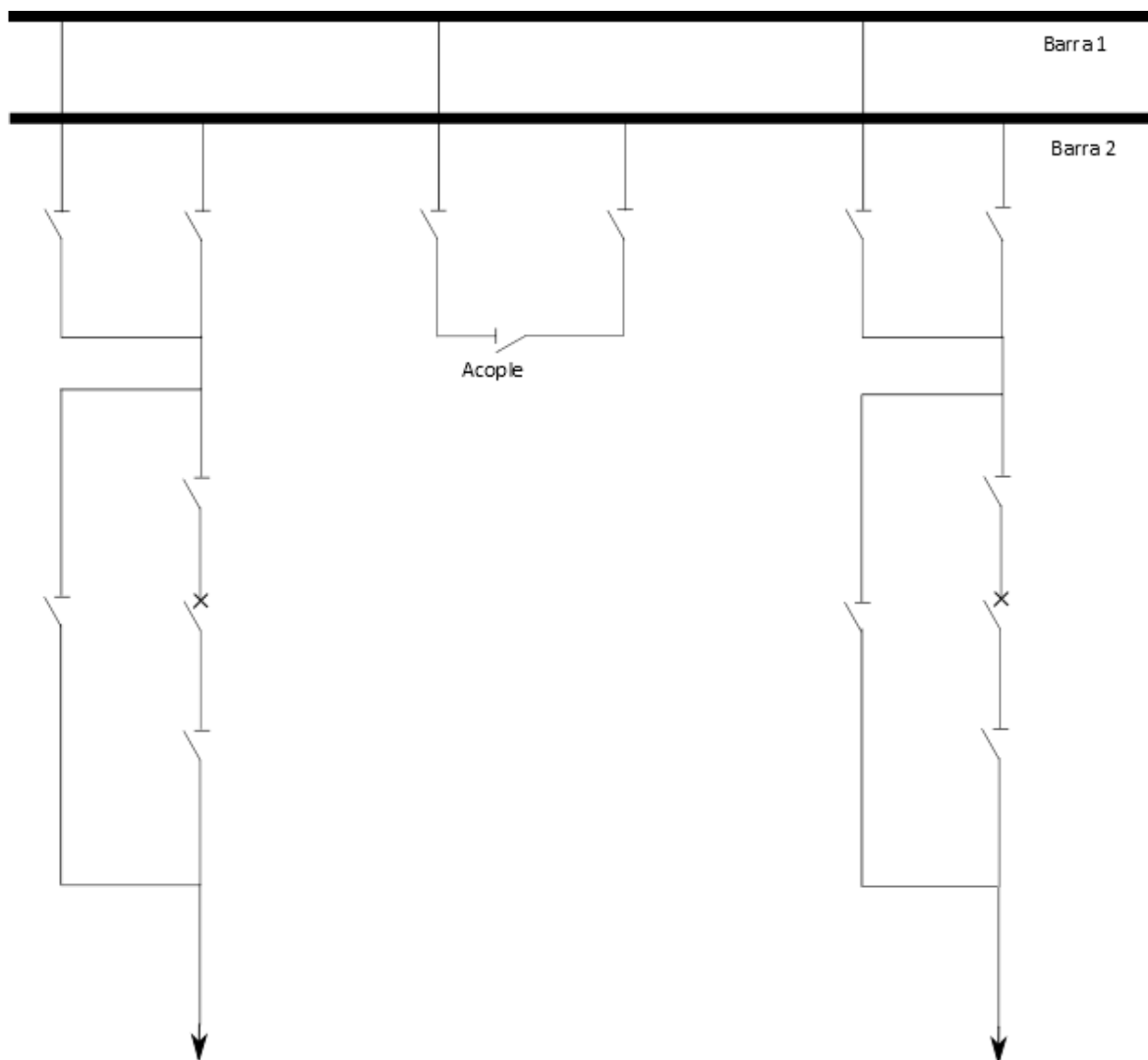
Figura 4). Con estos seccionadores adicionales se puede operar la subestación, complementariamente a la operación normal de doble barra, con una barra siendo la principal y la otra la de transferencia, utilizando el interruptor de acoplamiento como de transferencia para uno cualquiera de los interruptores de línea que se encuentre en mantenimiento. Cuando se tienen circuitos conectados a una u otra barra, no es posible hacer mantenimiento a interruptores sin suspender el servicio, pues para ello se necesitaría que una de las barras estuviera completamente libre

para usarla como barra de transferencia, no presentándose así conjuntamente las propiedades de flexibilidad y confiabilidad.

Esta configuración es la que requiere un mayor número de equipos por campo, presentándose así mismo una más elevada posibilidad de operación incorrecta durante las maniobras. Por lo general a esta configuración no se le explota su flexibilidad, pues se usa una de las barras como simple barra de reserva y/o transferencia, no compensándose así la alta inversión que ella implica.

Esta configuración permite además, algunas variantes entre las cuales se pueden mencionar la participación de una de las barras mediante interruptor o seccionador, la utilización de interruptores de acople en una o en ambas mitades de la barra seccionada, etc., pero esto hace la subestación más costosa y más compleja en su operación.

Figura 4. Doble barra más seccionador By.pass o paso directo



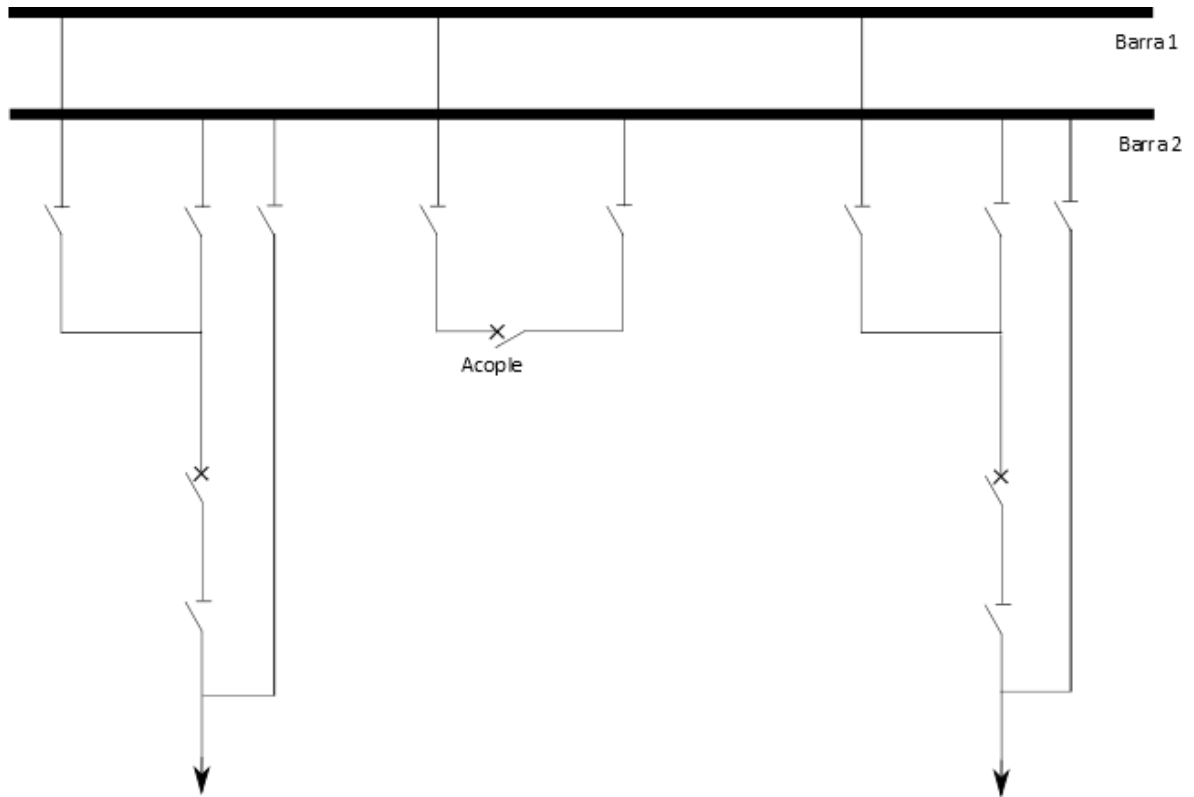
2.1.5. Doble barra más seccionador de transferencia

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Esta configuración es una variante de la anterior, pero utilizando un seccionador menos (Figura 5). Para lograr esta configuración en forma práctica se requiere la utilización de seccionadores de tipo pantógrafo o semipantógrafo (en donde la conexión o desconexión se efectúa verticalmente), o seccionadores instalados en los pórticos de la subestación en por lo menos una de las conexiones a las barras. Tiene las mismas características generales de la doble barra con seccionador de by.pass.

En Europa esta disposición encuentra un campo de aplicación muy alto en niveles de 220 kV. Como desventaja puede anotarse que requiere una mayor área en comparación con las configuraciones anteriores.

Figura 5, Doble barra más seccionador de transferencia



2.2. CONFIGURACIONES DE CONEXIÓN DE INTERRUPTORES – TENDENCIA AMERICANA

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

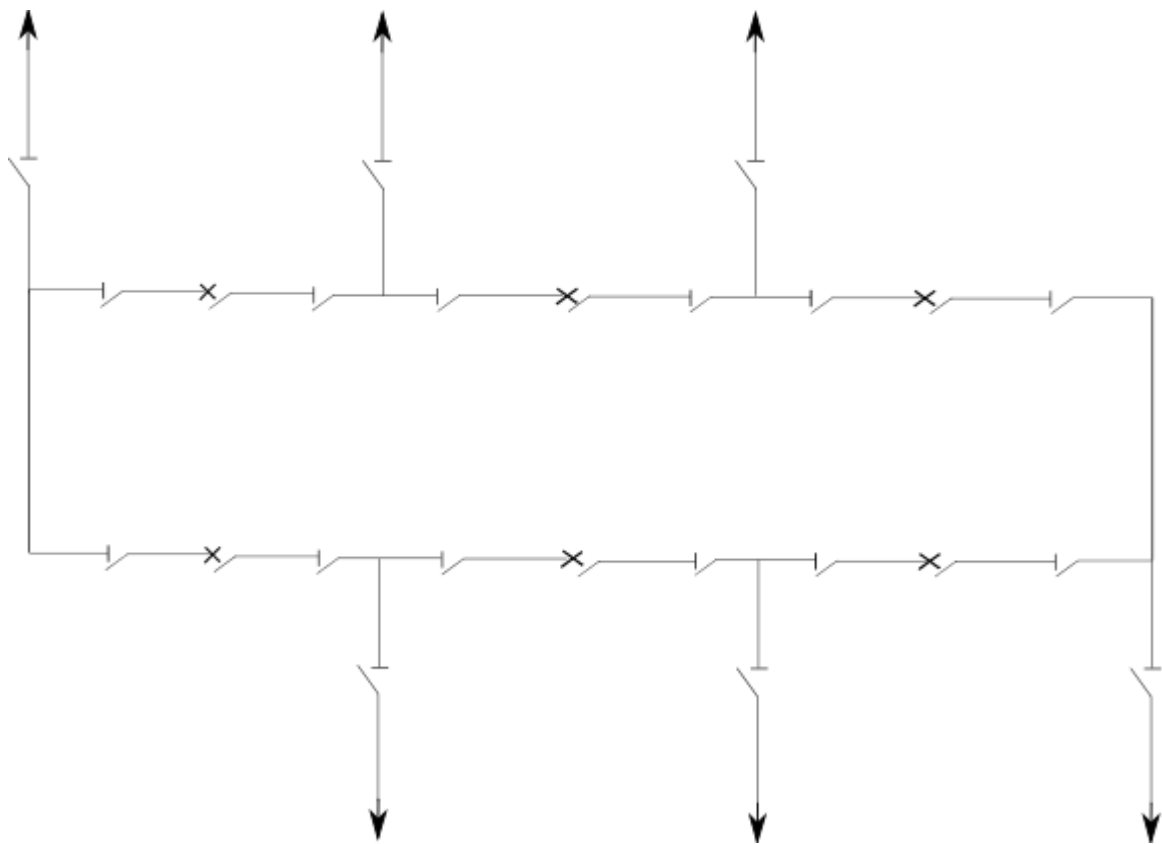
Por configuraciones de conexión de interruptor se entienden aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores. Estas configuraciones incluyen la barra sencilla (que ya fue descrita anteriormente), el anillo, el interruptor y medio, el anillo cruzado y la doble barra con interruptor, lo mismo que otras versiones que son poco prácticas y por ello no serán descritas.

2.2.1. Anillo

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

En esta configuración no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos (Figura 6). Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo. Cuando se quiere aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para poder cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo.

Figura 6. Anillo



Es una configuración económica y segura, además de confiable, pero sin flexibilidad. Es segura y confiable por permitir continuidad de servicio por falla o por mantenimiento de un interruptor, ya que cada línea o circuito está asociado a dos interruptores. El principal inconveniente consiste en que, en caso de falla en un circuito mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes, o perderse la seguridad en el sistema. Para cumplir la función de seguridad y confiabilidad para los cuales la subestación fue ideada, es necesario operarla con todos los interruptores cerrados (tal como es su operación normal); por lo tanto, bajo el punto de vista de la flexibilidad, la subestación es similar a una barra sencilla.

Para efectos de distribución de corrientes, los circuitos conectados al anillo se deben repartir de tal manera que las fuentes de energía se alternen con las cargas.

Por consideraciones prácticas conviene limitar el uso de esta configuración a un máximo de seis salidas. En caso de ser necesario agregar más, es preferible cambiar la configuración a interruptor y medio. Por lo anterior, el diseño inicial de la subestación debe prever este desarrollo de anillo a interruptor y medio.

El sistema en anillo es muy utilizado en los Estados Unidos de América para todo tipo de subestaciones y a nivel mundial para subestaciones encapsuladas en SF6, en AT y en EAT.

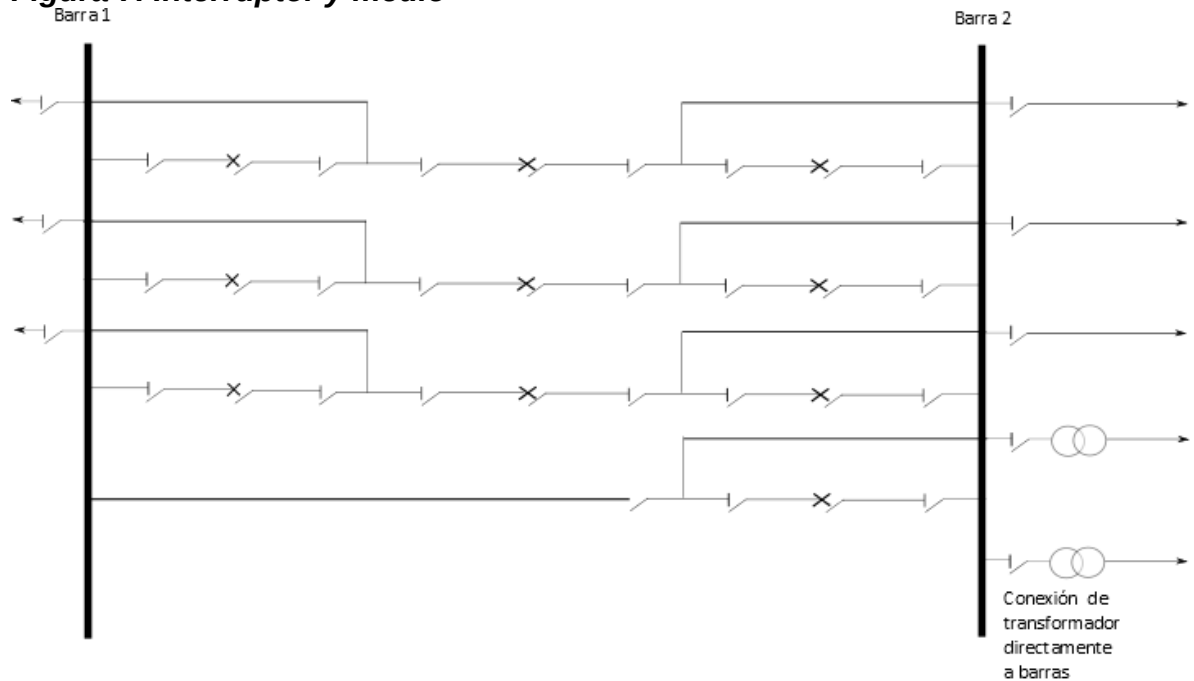
2.2.2. Interruptor y medio

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Esta configuración debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas (

Figura 7). Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro (bahía en los Estados Unidos de América), se conecta entre los dos barrajes principales. Si puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentándose así un alto índice de confiabilidad y de seguridad, tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo (igual que en el caso del anillo), no es flexible; además, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas, manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra.

Figura 7. Interruptor y medio



Como en el caso del anillo, la desconexión de un circuito implica la apertura de dos interruptores. La protección y el recierre automático se dificultan por el hecho que el interruptor intermedio (entre dos circuitos) debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados. Por otra parte, la falla de un interruptor en el peor de los casos sólo saca de servicio un circuito adicional.

La definición de la capacidad de los equipos es difícil por cuanto exige prever la distribución de las corrientes, especialmente durante contingencias. En el caso que la subestación tenga un número impar de circuitos, uno de ellos necesitaría

dos interruptores, lo cual representa un sobre costo para la instalación. Usando el interruptor intermedio es posible pasar directamente a través de la subestación un circuito que normalmente entre a ella y que salga por el mismo campo.

Esta configuración admite ciertas modificaciones para ahorrar alguna cantidad de equipos en salidas para transformadores, colocando un solo interruptor por campo y un seccionador a modo de transferencia, conectando directamente los transformadores a las barras, como se ilustra en la

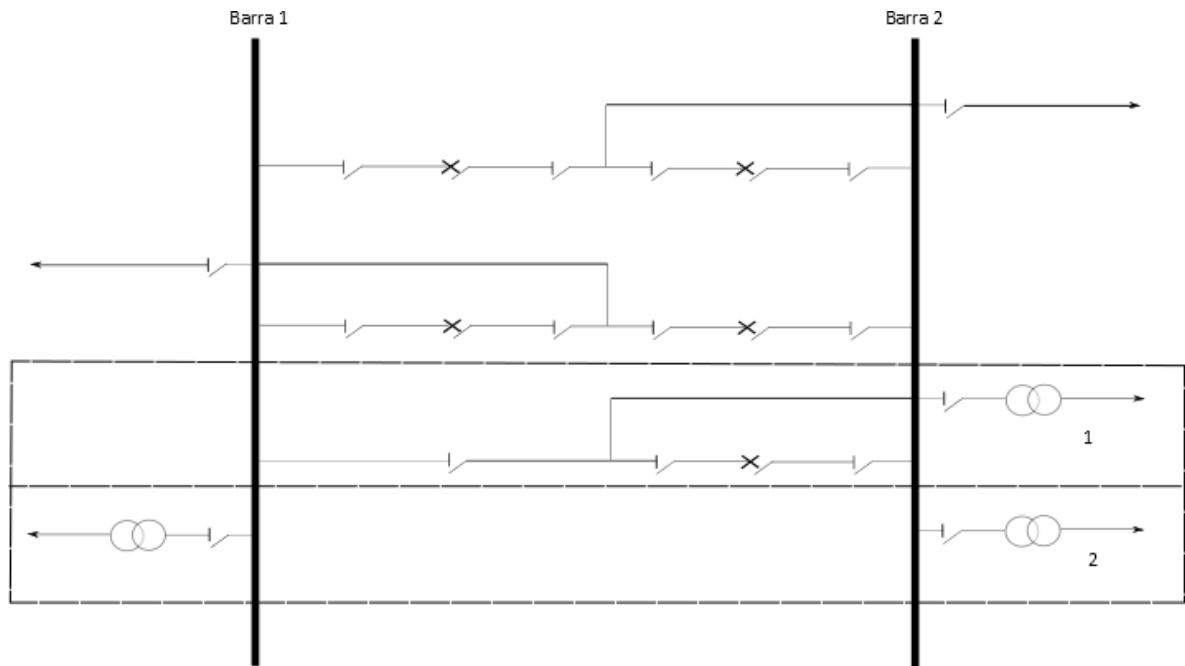
Figura 7.

2.2.3. Doble barra con doble interruptor

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

En esta configuración se duplican tanto las barras como los interruptores de cada circuito (Figura 8). Presenta la mayor seguridad, tanto por falla en barras, como en interruptores, entre todas las configuraciones y gran libertad para operación, para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la mayor seguridad, cada circuito se conecta a ambas barras, o sea que la aplicación normal es con todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas. En algunos casos, los circuitos se pueden separar en dos grupos, conectándolos cada uno a una barra; en tal condición, la falla en una de las barras saca de servicio todo lo que está conectado a ella, perdiéndose la seguridad que brinda la operación normal y no justificándose el extracosto con respecto a una doble barra.

Figura 8. Doble barra con doble interruptor



1: Alternativa con campo de transferencia

2: Alternativa con conexión de transformadores a barras

Es la más costosa de todas las configuraciones a expensas de su seguridad desde el punto de vista del suministro, por lo cual su adopción en un caso particular requiere una justificación cuidadosa. También, como en la configuración de interruptor y medio, ésta puede sufrir modificaciones para la conexión de los transformadores directamente a barras (un solo interruptor y un seccionador a modo de transferencia).

2.2.4. Anillo cruzado

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

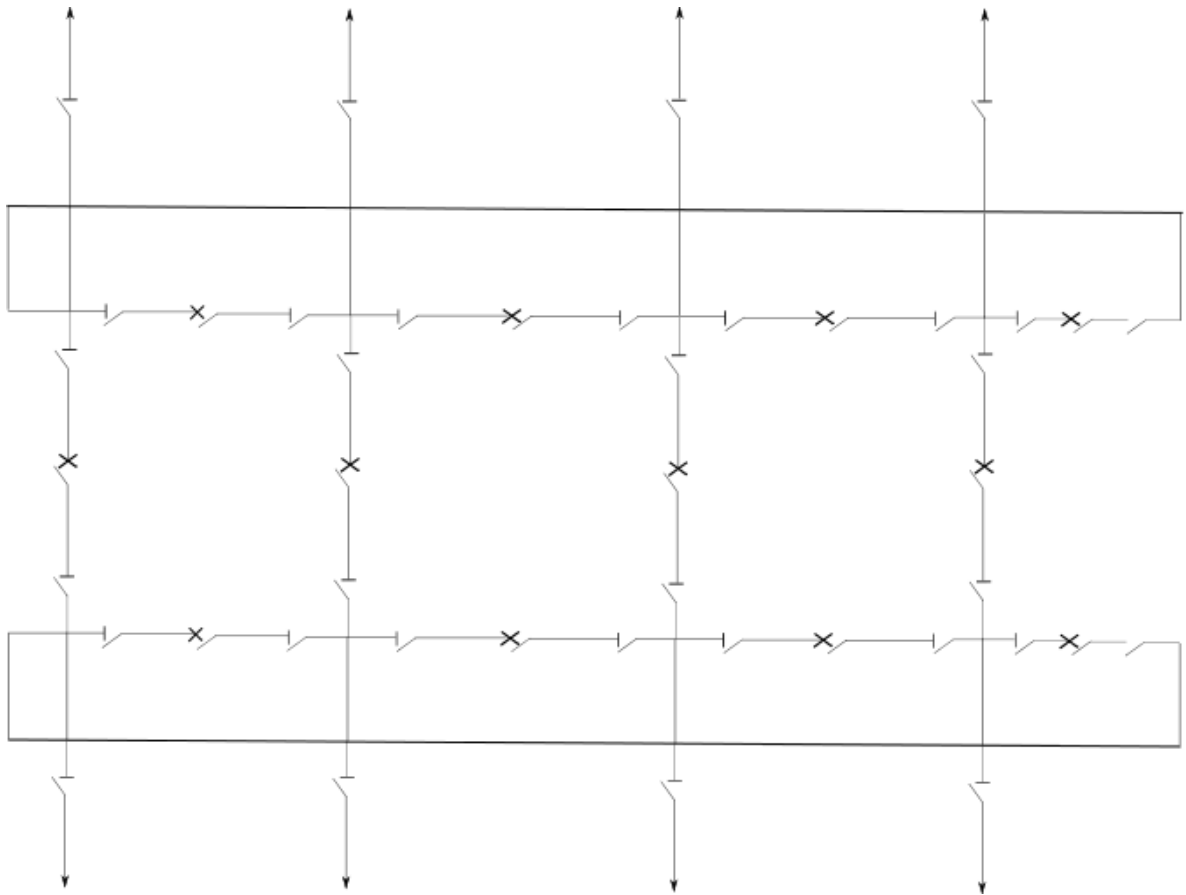
Las anteriores configuraciones de interruptores han probado proveer una mayor confiabilidad que las configuraciones de conexión de barras, debido básicamente a que cada circuito de salida está conectado al resto de la instalación por dos interruptores en “paralelo” (significando esto que estas configuraciones utilizan redundancia de interruptores para asegurar la operación bajo condiciones de contingencia).

La disponibilidad d cada circuito puede ser obviamente incrementada usando tres interruptores en “paralelo”, en lugar de dos. Esto puede ser ejecutado de muchas formas, siendo la más factible de lograr, desde el punto de vista práctico, la configuración en anillo cruzado (Figura 9).

La cantidad requerida de interruptores es $(n+n/2)$, en donde n es el número de nodos (suponiendo un número par), siendo esta cantidad la misma requerida por la configuración de interruptor y medio. Cuando se tiene un número impar de nodos, se puede introducir un nodo “ficticio”, tal como se hace para el interruptor y medio. La operación normal de la subestación es con todos los interruptores cerrados.

Esta configuración fue ideada por ingenieros de la firma BBC (Brown Boveri and Co. Ltd. de Suiza), a principios de la década de 1980.

Figura 9. Anillo cruzado



2.3. OTRAS CONFIGURACIONES

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Otras configuraciones no tan convencionales como las descritas anteriormente, que se encuentran en algunas de las referencias de la literatura sobre subestaciones, son las siguientes:

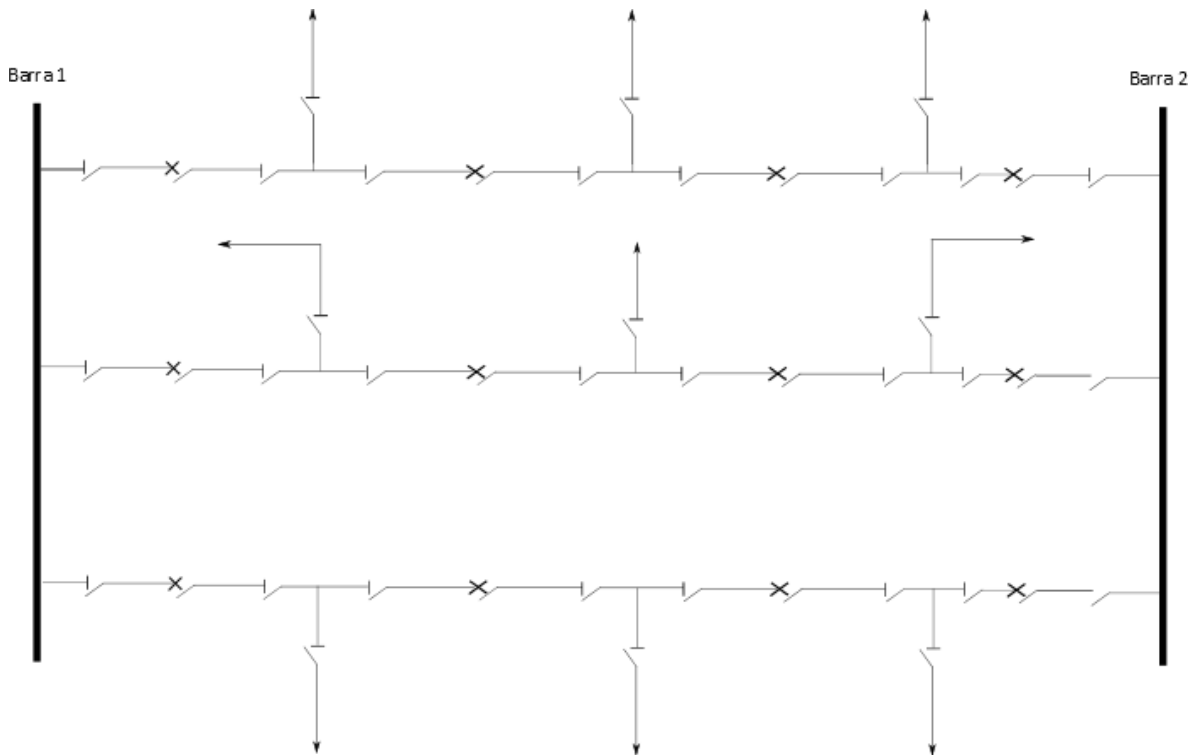
2.3.1. Interruptor y tres cuartos

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Esta configuración es una variante del interruptor y medio, la cual se ha utilizado para la reducción de equipos (

Figura 10).

Figura 10. Interruptor y tres cuartos

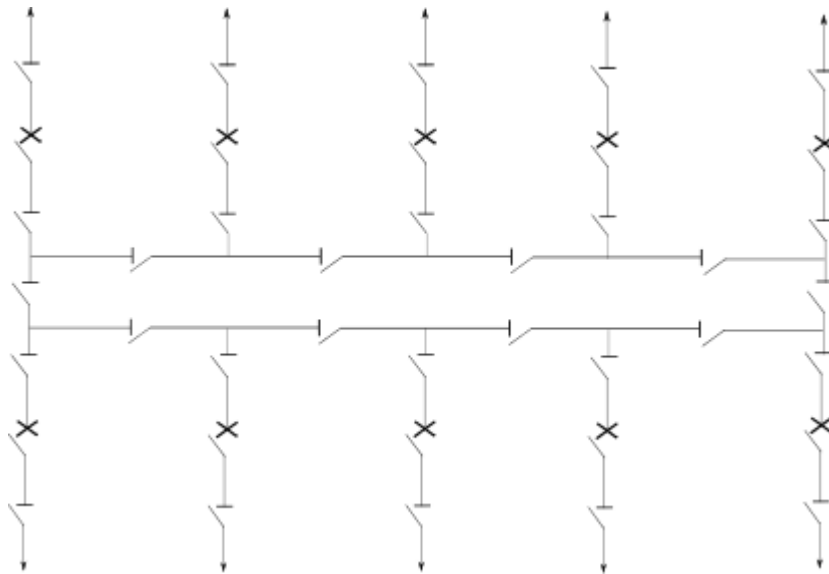


2.3.2. Malla

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Esta configuración es de origen inglés en donde se le conoce también por el nombre de anillo) y consiste básicamente en una barra sencilla unida por los dos extremos e introduciendo un seccionador de barras entre cada circuito (Figura 11). Presenta confiabilidad por falla en barras, siendo las demás características similares a las de configuración de barra sencilla.

Figura 11. Malla



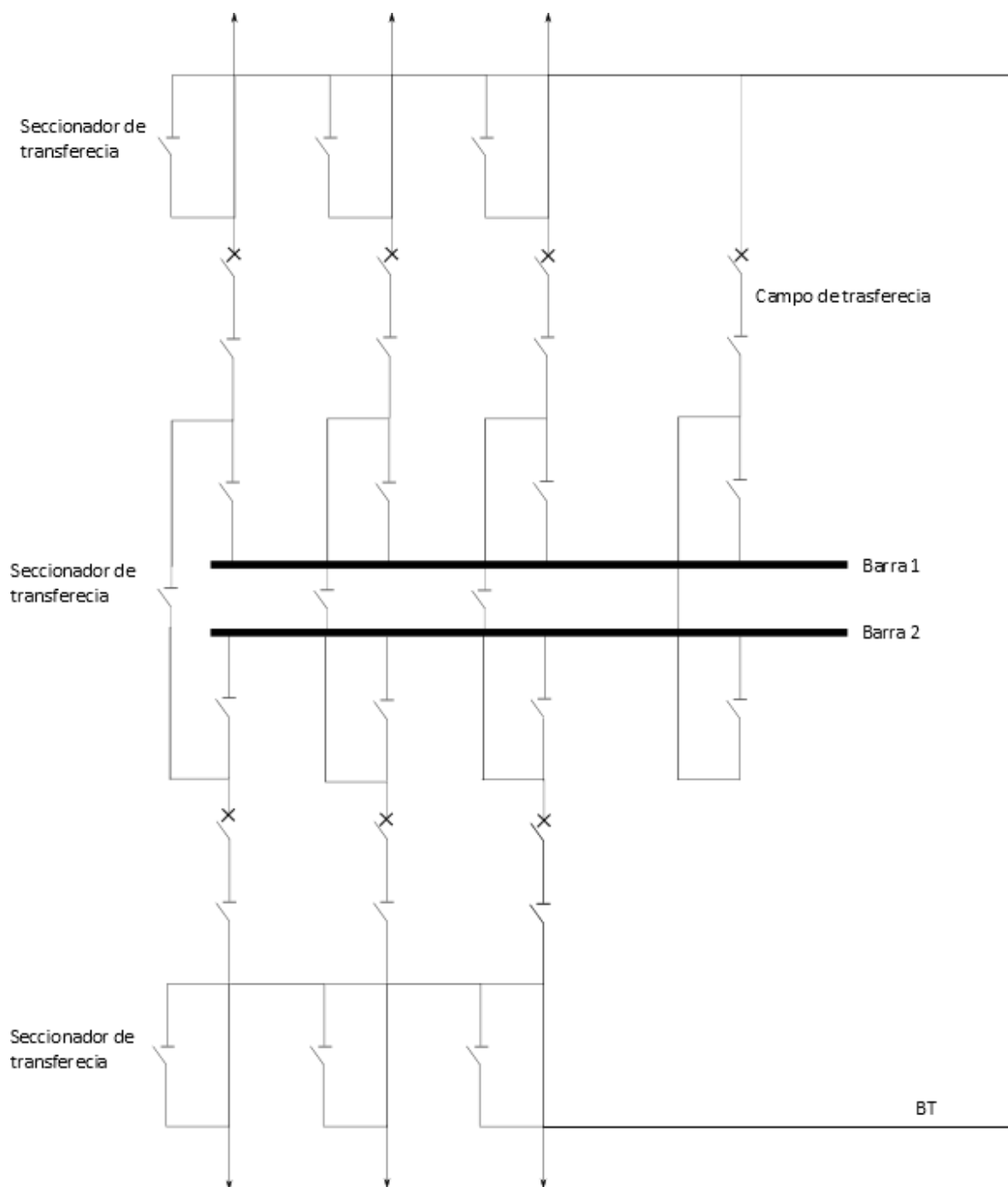
2.3.3. Doble transferencia

La siguiente información fue consultada en (4) y en (5):

Esta configuración está conformada por dos barras principales independientes, con una barra de transferencia común. Adicionalmente, se instala un seccionador especial que provee el medio para que dos líneas puedan ser conectadas sin entrar a las barras principales (

Figura 12). Con esta configuración se pueden dejar disponibles las dos barras principales o un campo para mantenimiento sin suspensión del servicio.

Figura 12. Doble transferencia



3. MANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIÓN 115 kV/33 kV/13,2 kV

La siguiente información fue consultada en (1):

Este documento contiene las definiciones y consignas operativas para las maniobras de los equipos de una subestación de 115 kV/33 kV/13,2 kV, para la comprensión y aplicación de las maniobras que se deben realizar en forma oportuna y correcta en un caso dado.

Se incluye el listado de alarmas, su interpretación para cada equipo y las acciones a tomar para dar solución a cada una de ellas.

Este documento contiene los procedimientos en materia de coordinación, supervisión y control del sistema de la subestación, para la ejecución de maniobras, coordinación de consignas y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño del STR y SDL.

Las razones que respaldan la elaboración y aplicación de las consignas y procedimientos descritos aquí son:

- La protección del personal que participa en la operación.
- La unificación en los criterios utilizados para las maniobras operativas del sistema.
- La utilización de un lenguaje común e interpretación correcta de las instrucciones y solicitudes.
- La utilización de la nomenclatura operativa de los equipos.
- La seguridad en las maniobras ejecutadas.
- La prevención de fallas en el sistema, debida a errores en la operación.
- La protección de los equipos involucrados en la ejecución de las diferentes maniobras normales y de emergencia.
- La estabilidad y confiabilidad del sistema.
- La continuidad del suministro.

*** Principios operacionales:**

3.1. PRINCIPIOS RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN

La siguiente información fue consultada en (1):

3.1.1. Orden de Prioridades en la Operación

La siguiente información fue consultada en (1):

- Durante la operación se pueden presentar situaciones de riesgo que comprometan la seguridad de las personas, los equipos e instalaciones o el servicio.
- Mientras no exista condición anormal o de riesgo para las personas, los equipos y las instalaciones, la prioridad del personal será operar la instalación de manera que se pueda prestar el servicio en óptimas condiciones.
- Al enfrentar una situación que comprometa la seguridad de las personas, se deberán tomar acciones aun cuando se arriesguen los equipos, las instalaciones o se altere el servicio.
- Al enfrentar una situación de riesgo para los equipos o instalaciones, se deberán tomar acciones sin importar la continuidad del servicio.

Por lo tanto, el personal de operación deberá tener siempre el siguiente orden de prioridades:

- Primero: Seguridad de las personas y la vida.
- Segundo: Seguridad de los equipos.
- Tercero: Continuidad del servicio.

La preocupación permanente por la seguridad de las personas, los equipos y el servicio, y por las consecuencias que sobre ellas puedan tener las acciones que se ejecuten, deben estar permanentemente presentes en el desempeño del personal que le corresponde intervenir en las instalaciones en explotación, cualquiera sea su actividad. En el caso del personal de operación esta responsabilidad es indelegable y constituye una de las premisas básicas de su accionar.

3.1.2. Operación de equipos

La siguiente información fue consultada en (1):

a) Estado operativo de equipos

Se debe estar permanentemente informado del estado de todos los equipos de patio, líneas e instalaciones de la subestación; esto incluye el correcto funcionamiento de los servicios auxiliares de la subestación.

Ante un problema o emergencia que se presente durante la operación de los equipos, se debe reaccionar en forma oportuna tomando la decisión adecuada, reflexiva, correcta y segura y de acuerdo con las instrucciones impartidas desde el Centro de Control.

- Adecuada significa que la acción sea la más apropiada para el fin que se desea corregir.
- Reflexiva significa que debe actuar conscientemente, teniendo presente los elementos de juicio que lo oriente a tomar la mejor medida de corrección.
- Correcta, es decir, debe ejecutar las maniobras (si al él pertenecen o se ordenan) sin equivocación, conforme a las reglas, normas o disposiciones establecidas.
- Segura, es decir, la acción para aplicar no debe poner en riesgo de peligro a personas, equipos o el servicio.

b) Márgenes normales de operación

Los equipos e instalaciones se deben operar dentro de sus márgenes normales o valores nominales de diseño, sin sobrepasar en forma voluntaria los límites establecidos. El asistente técnico, o a quien él delegue, debe tomar las providencias que se requieran para cumplir con este principio y hará los avisos necesarios y oportunos, cada vez que se excedan los márgenes o límites establecidos.

Cuando un valor se aproxime a un límite o margen establecido, se deberán adoptar oportunamente las medidas necesarias, en coordinación con el Centro de Control, que correspondan para evitar sobrepasar la limitante, ya sea por tensión o por capacidad de corriente o potencia.

Se deberá advertir la existencia de equipos o instalaciones en condición subestándar. Se entiende que un equipo o instalación está subestándar cuando sus condiciones de operación son inferiores a las de diseño, es decir, por ejemplo: inhabilitación de protecciones o enclavamientos, puentes, operación por debajo de su capacidad nominal, etc.

La condición de operación subestándar de un equipo es aceptable únicamente en casos de emergencia en el sistema eléctrico, y en ningún caso para que el equipo o instalación funcione en forma permanente en dicho estado.

3.2. PRINCIPIOS RELACIONADOS CON LAS EMERGENCIAS

La siguiente información fue consultada en (1):

3.2.1. Serenidad ante emergencias

La siguiente información fue consultada en (1):

Al enfrentar un problema operacional o una emergencia, se deberán aplicar los siguientes principios:

- 1- Actuar sin prisa: Es decir, con calma pero sin demora innecesaria.
- 2- Actuar en forma reflexiva: Es decir, tomar acciones que cumplan con la finalidad previamente concebida. Antes de tomar una acción deberá determinar en lo posible el tipo de problema o emergencia que enfrenta. Evitar las acciones basadas en suposiciones. En cada caso se deberá conocer lo que realmente ocurre antes de actuar. Tener cuidado con las falsas interpretaciones.
- 3- Separar los eventos importantes de los secundarios: Esta medida tiene por finalidad establecer un orden de prioridades para enfrentar la anormalidad, emergencia o falla. Abocarse a la brevedad al problema principal y posteriormente resolver los problemas secundarios.
- 4- Aplicar la acción en forma decidida y observar e interpretar la respuesta de los equipos: Es muy importante prestar atención y analizar el comportamiento de los equipos e instalaciones cada vez que se ordena una maniobra.
- 5- Registrar las acciones realizadas y su resultado o consecuencia: Aun en condiciones de anormalidad, falla o emergencia, el auxiliar técnico debe anotar cronológicamente, por su fecha y hora, todas las maniobras que realice y que signifiquen un cambio de estado o que modifiquen el funcionamiento de los equipos o instalación. En la operación normal o rutinaria, corresponde anotar las maniobras antes de realizarlas, además del soporte técnico de información que proporciona el SCADA, después de cualquier evento o falla.
- 6- Mantener el dominio sobre los equipos e instalaciones: Tanto en condiciones normales como en emergencia, el auxiliar técnico debe mantener siempre el control y dominio de los equipos e instalaciones que están a su cargo. Se debe proceder en coordinación o con la autorización previa del asistente técnico de turno en el Centro de Control. Sólo podrá realizar maniobras sin consentimiento del asistente técnico en casos especiales o de emergencia.

3.2.2. Prever situaciones inesperadas o de emergencia

La siguiente información fue consultada en (1):

Este principio consiste en que el personal de operación, en sus distintos niveles, debe tener “decisiones preparadas” para cada posible situación de emergencia que se pueda presentar durante la operación normal de los equipos o instalaciones de la subestación o ante falla de los mismos.

Especialmente importante es tener decisiones preparadas para recuperar la subestación ante una pérdida total del servicio.

3.2.3. Principios relacionados con maniobras

La siguiente información fue consultada en (1):

1- Maniobras en general

El personal del Centro de Control es el responsable para realizar o autorizar maniobras en equipos o instalaciones entregadas a la explotación.

Antes de acatar una orden o instrucción para operar la instalación, dadas por personas ajenas a la operación, deberá informar previamente a la persona de la línea funcional de quien depende. Se exceptúa la consulta previa en situaciones excepcionales o especiales que exijan proceder de inmediato.

2- Procesos de maniobras

- Todo proceso de maniobras se deberá realizar, en lo posible, sin interrupciones.
- Un proceso de maniobra que se ha iniciado, sólo se deberá suspender o interrumpir en situaciones especiales o de emergencia.
- En cada paso del proceso, se deberá comprobar que el resultado de la orden corresponde a la expectativa esperada. Al dar la orden de abrir un interruptor se deberá comprobar mediante los instrumentos la interrupción de corriente en el circuito.
- Cada vez que se realiza una maniobra, es fundamental prestar la debida atención a lo que se está haciendo. Lo más peligroso durante un proceso de maniobras es la mecanización, es decir, proceder en forma distraída sin estar atento y consciente de la maniobra que se realiza.

Un proceso de maniobras contempla las siguientes etapas sucesivas:

- a) Planificar la maniobra: Es decir, definir la maniobra por realizar, cómo y cuándo hacerla y que resultado se espera de ella.
- b) Prever posibles resultados adversos: Tener decisiones preparadas ante situaciones adversas que se puedan presentar durante el proceso.
- c) Ejecutar la maniobra: Para ello, es conveniente confirmar que la manilla, switch o punto sensible en el equipo computacional, corresponda efectivamente al equipo que se desea operar.
- d) Controlar el resultado: Significa comprobar que se ha cumplido lo que se deseaba realizar, para tomar una d las siguientes decisiones:
 - Continuar al paso siguiente.
 - Repetir el paso.
 - Tomar una acción correctiva.

3- Enclavamientos

Los enclavamientos eléctricos, mecánicos o neumáticos, son elementos que se incorporan en los equipos como una protección para éstos y a la vez para el personal que los manipulan, con la finalidad de evitar que se cometan errores de maniobras.

Cuando un equipo no se puede maniobrar o no obedece una orden de control, siempre se deberá partir de la base que la acción es incorrecta y no que el control está fallado o mal concebido. Por lo tanto, la decisión es eludir, retirar o sobrepasar un enclavamiento, se debe basar en un exhaustivo análisis de las maniobras realizadas antes de concluir que hay error en el enclavamiento.

Eludir un enclavamiento se deberá considerar siempre como una acción extrema, de alto riesgo, que se tomará como último recurso, después de estar completamente seguro que el enclavamiento está fallado. Estos casos los debe analizar el ingeniero de mantenimiento.

4- Maniobra de seccionadores

Los seccionadores son equipos que permiten obtener la interrupción visible de un circuito eléctrico. Están diseñados y contruidos para ser maniobrados sin carga, salvo los desconectores que tengan adaptados dispositivos especiales de extinción del arco eléctrico, o aquellos que estén expresamente diseñados para operarlos con carga. Por lo tanto, antes de abrir o cerrar un seccionador, se deberá verificar que esté previamente abierto el respectivo interruptor del circuito asociado.

Los seccionadores de puesta a tierra sólo se operan después de comprobar que el circuito está sin tensión.

5- Protecciones

Sobre este tema es preciso tener presente la siguiente información:

- a) Los equipos e instalaciones están dotados generalmente de equipos de protección que actúan automáticamente, retirando el equipo de servicio, cuando la variable de referencia excede el rango normal de trabajo.
- b) La mayoría de las protecciones disponen de alarma previa, es decir, anuncian con antelación cuando el equipo o instalación está fuera del rango normal de trabajo. Por ejemplo, protecciones de sobrettemperatura, de sobrepresión, etc. Cuando opera la alarma previa de una protección, el asistente técnico tiene la obligación y responsabilidad de tomar una acción

correctiva para evitar el daño en el equipo o instalación afectada. No es aceptable que quede a la espera que actúen las protecciones.

- c) Las protecciones que no tengan alarma previa, como ocurre con la protección de sobrecorriente, de distancia, etc., actúan de inmediato ante la anomalía o falla. En estos casos, no es posible tomar acciones antes que opere la protección.
- d) Los equipos que se han desconectado por acción de las protecciones, se deberán dejar fuera de servicio hasta conocer la causa y solucionar el problema que dio origen a la acción de la protección.

Se exceptúan de esta norma las líneas de transmisión. En este caso se aceptará un intento de reconexión manual de prueba antes de dejar la línea definitivamente fuera de servicio, exceptuando las líneas con consignas especiales.

Una vez conocida la causa que hizo operar la protección, se podrá deducir si el equipo puede ser energizado nuevamente. En este caso es preferible que participe personal especialista de los equipos, para tomar la decisión.

Para determinar la causa de la desconexión, es necesario conocer y analizar las alarmas y protecciones operadas.

- e) No se deben bloquear o inhabilitar las protecciones de los equipos. Cuando se detecte una anomalía durante la revisión de los equipos, o la anomalía se presente durante el servicio, no se deberá bloquear o inhabilitar la protección del equipo. El personal del Centro de Control, sólo podrá tomar las medidas necesarias para evitar que la anomalía evolucione a falla y de esta manera minimizar los trastornos en el servicio.
- f) El personal no se debe anticipar a la operación de las protecciones. Este principio tiene como finalidad evitar que el personal del centro de control retire de servicio equipos o instalaciones, influenciados por la suposición de daño que ellos puedan sufrir en caso de emergencias, movimientos sísmicos, fenómenos atmosféricos, incendios o fallas que suceden en el sistema eléctrico, etc., anticipándose a la acción de las protecciones que ellos poseen.

No se debe confundir este principio con la obligación y responsabilidad que tiene el personal del Centro de Control de tomar acción correctiva cuando detecte una anomalía o se presente una falla en los equipos o instalaciones de la subestación. En estos casos se deberá tomar acciones y medidas correctivas necesarias para proteger el equipo o la instalación. Incluso se podrá retirar el equipo o instalación de servicio, antes que lo hagan las protecciones, para evitar que la anomalía detectada evolucione a falla provocando un mayor daño en el equipo o un mayor trastorno en el servicio.

El hecho de no adelantarse a la acción de las protecciones, no impide que se tomen medidas correctivas para evitar que ellas actúen especialmente el equipo

que está operando fuera de los márgenes permitidos, o cuando se conoce la causa de la anormalidad o falla del mismo.

3.2.4. Principios relacionados con la comunicación

La siguiente información fue consultada en (1):

El principal objetivo del protocolo de comunicaciones es poseer un medio eficaz y asertivo para cumplir con los requerimientos necesarios de información rápida, concreta, correcta y oportuna en la operación.

1- Comunicaciones operativas

Se define como comunicaciones operativas a todas aquellas comunicaciones relacionadas con comunicaciones, informaciones de eventos, maniobras y en general, toda la coordinación y dirección de la operación con el Centro de Control.

Por su naturaleza, las comunicaciones operativas son de importancia local, regional y nacional y tienen un tratamiento especial.

Se considera como Sistema de Comunicaciones Operativo a los siguientes equipos:

- Canales y terminales operativos.
- Radios de comunicaciones instalados en sitios operativos.
- Canales de transmisión de datos telegráficos y de teleprotección.
- Canales de servicio telefónico o de voz.

En el sistema de comunicaciones operativo, no es adecuado:

- La utilización del sistema con fines ajenos a la operación, salvo en casos de extrema urgencia y siempre y cuando no existan otros medios disponibles.
- La utilización del sistema por personas ajenas a la operación.
- El uso de sobrenombres o apodos.
- El uso de lenguaje impropio con palabras obscenas o de excesiva confianza.
- El uso de comentarios mal intencionados o bromas.
- Conferencias de índole privado.
- Uso indebido que genere interferencias.

Durante las comunicaciones operativas deben tenerse en cuenta las siguientes normas:

- Uso del protocolo de comunicaciones
- Responsabilidad y seriedad en el manejo de los equipos.
- Informar cualquier anomalía o falla, que se detecte en el equipo, al personal disponible de telecomunicaciones.

- Estar atento y responder las llamadas rápidamente vía telefónica (máximo tres repiques) y por radioteléfono (máximo dos llamados).
- Respetar las comunicaciones preestablecidas.

2- Protocolo de Comunicaciones

a- Comunicaciones de voz

- Comunicaciones telefónicas operativas: La comunicación vía telefónica es el medio más directo para establecer una comunicación rápida y personalizada. El Emisor envía un mensaje y el Receptor espera atento la expresión informativa.

En el proceso de transmisión del mensaje, el emisor debe especificar cuál es y a quién va dirigido el mensaje, mientras tanto el receptor debe esperar pendiente.

Cualquier comunicación entre el personal del centro de control, personal de operación, personal de mantenimiento eléctrico, contratistas y otros agentes del SIN, deben contener, en forma explícita, la siguiente información:

- 1- El nombre de la persona que emite la comunicación.
- 2- La identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas.
- 3- La instrucción operativa.
- 4- La hora en la cual se imparte la información.
- 5- La hora en la cual se debe ejecutar la misma.
- 6- La persona que recibe la información repetirá la misma para asegurar a quien la emitió, que ella fue entendida claramente.

Ejemplo:

ORIGEN: Buenos días, habla con Pedro Pérez, contratista de mantenimiento de líneas.

DESTINO: Buenos días, habla con Juan Jiménez, del Centro de Control.

ORIGEN: Siendo la 16:30 necesito que por favor realice apertura del interruptor HER30L15 de Rosa 1 en la subestación La Rosa, para realizar mantenimiento preventivo.

DESTINO: Le entiendo que necesita que la abra el interruptor HER30L15 de Rosa 1 en la subestación La Rosa.

ORIGEN: Es correcto, abrir el interruptor HER30L15 de Rosa 1 en la subestación La Rosa.

DESTINO: Siendo las 16:31 le informo que fue abierto el interruptor HER30L15 de Rosa 1 en la subestación La Rosa, para mantenimiento preventivo.

ORIGEN: Le entiendo que el interruptor de Rosa 1 se encuentra abierto.

DESTINO: Es correcto, puede proceder con el mantenimiento.

b- Comunicaciones operativas por radiofrecuencia:

La comunicación por radioteléfono permite al usuario contar con una amplia cobertura para establecer un canal de telecomunicación, además, por ser un medio abierto, facilita que las conversaciones sean escuchadas simultáneamente por diferentes personas, evitando así tener que establecer independientes con las mismas. Las comunicaciones vía radioteléfono permiten mayor flexibilidad y robustez ante situaciones de emergencia.

Es muy importante mantener un alto grado de disciplina, en el uso de esta herramienta, siguiendo estas sencillas reglas:

- Al iniciar la conversación, primero llame al receptor y segundo identifíquese.
- No interrumpa a otro usuario que esté usando la frecuencia.
- Cuando el canal esté disponible, presione y mantenga apretado el obturador (PTT), ubicado al costado del radio.
- Siguiendo el protocolo de comunicación, hable en forma lenta, clara y hacia el micrófono.
- Cuando se complete su transmisión, suelte el obturador (PTT) para escuchar.
- Las transmisiones deben efectuarse en forma corta y en tono de conversación normal.
- Evite las discusiones y las cortesías innecesarias.
- Esté pendiente de la fuente de alimentación del radio, pues la potencia de ésta garantiza buena señal para la comunicación.
- Si está en el campo, busque un sitio despejado para realizar la comunicación.
- Utilice el código numérico del radio como identificación personal con los otros usuarios del sistema.

Ejemplo:

Asistente técnico del Centro de Control: Subestación La Hermosa a Centro de Control.

Auxiliar técnico de subestación La Hermosa: Siga Centro de Control a subestación La Hermosa.

Asistente técnico del Centro de Control: Solicito deshabilitar recierre del circuito HER23L12 Centro 13,2 kV.

Auxiliar técnico de subestación La Hermosa: Le entiendo que necesita que deshabilite el recierre del circuito HER23L12 Centro 13,2 kV.

Asistente técnico del Centro de Control: Es correcto, deshabilitar recierre del circuito HER23L12 Centro 13,2 kV.

Auxiliar técnico de subestación La Hermosa: Le informo que siendo las 13:27 quedó deshabilitado el recierre del circuito HER23L12 Centro 13,2 kV.

Asistente técnico del Centro de Control: Le entiendo que ha quedado deshabilitado el recierre del circuito HER23L12 Centro 13,2 kV.

Auxiliar técnico de subestación La Hermosa: Es correcto.

La confirmación y aceptación de los mensajes recibidos es de vital importancia ya que en el desarrollo de la comunicación pueden presentarse fallas, interrupciones o distorsión, o simplemente un mal entendido en los mensajes.

Normalmente toda información de importancia que reciba o transmita el personal del Centro de Control, deberá ser cotejada mediante acuse de recibo, es decir, el receptor repite el mensaje al emisor antes de su cumplimiento.

Toda información operativa se emitirá a través de medio con respaldo de grabación permanente y deberá quedar una constancia escrita.

c- Comunicaciones escritas

La comunicación escrita entre las subestaciones, el Centro de Control, los agentes y público en general, son realizadas a través de fax, memorando o correo electrónico. Es importante verificar que tanto las comunicaciones de salida como de entrada sean legibles, concretas y oportunas.

Aunque el correo electrónico es una vía rápida y fácil para el envío y recepción de información, pueden presentarse problemas como:

- El servidor de envío o recepción está lento o acumula información.
- El equipo de comunicaciones tiene problemas.

- La dirección de correo electrónica es incorrecta.
- El software para recepción o transmisión es inadecuado.
- El destinatario no consulta el correo electrónico con frecuencia.

Las comunicaciones vía fax presentan problemas como:

- El remitente no utiliza cubierta de fax para la identificación de la hora, emite y destinatario, número de hojas, etc.
- No se reciben la totalidad de las hojas.
- No se lee claramente el contenido de la comunicación.
- La comunicación está cortada, defectuosa o incompleta.
- Es importante verificar la correcta transmisión y recepción de las comunicaciones vía fax, ya que muchas de ellas tienen importantes efectos operativos y comerciales.

Dados estos problemas, es importante que cuando se reciba una comunicación por este medio, se conforme la recepción mediante un correo de reconocimiento y se exija de los agentes este tipo de confirmación.

3.2.5. Principios relacionados con intervención de instalaciones

La siguiente información fue consultada en (1):

Principios básicos para intervenir en las instalaciones

- a) Todos los equipos instalados en la subestación, están bajo la responsabilidad del personal de operación y sólo podrán intervenir mediante consignación.
- b) Las personas que requieran intervenir en un equipo, deberán contar con la autorización previa del Centro de Control.
- c) El personal de mantenimiento debe cumplir las condiciones de seguridad exigidas para realizar mantenimientos en los equipos. Una vez cumplido este requisito, podrá autorizar los trabajos en dicho equipo.
- d) El grupo de trabajo debe asegurar la zona, realizando la señalización de ésta y por consiguiente, aplicar las normas de oro para intervenir la red:
 - Corte visible.
 - Verificar la ausencia de tensión.
 - Condenación.
 - Puesta a tierra en cortocircuito.
 - Delimitación del área de trabajo.
- e) Toda persona que labore en la subestación, debe mantener siempre una preocupación permanente por la seguridad de las personas, los equipos y el servicio.

- f) El personal de mantenimiento sólo podrá intervenir en un equipo una vez el personal del Centro de Control lo haya autorizado y entregado oficialmente.
- g) Todo equipo entregado a mantenimiento queda transitoriamente indisponible para el servicio. La operación tiene la responsabilidad de respetar y mantener inamovibles las condiciones requeridas por el jefe de mantenimiento para realizar el trabajo, mientras dure la vigencia del permiso de trabajo.

Para el ingreso de personal a las subestaciones, deben cumplirse los siguientes requisitos:

- 1- No se permitirá el ingreso de personas menores de edad (menores de 18 años) a las subestaciones bajo ninguna circunstancia.
- 2- El personal ajeno a la Empresa de Energía del Quindío S.A E.S.P. –EDEQ- necesita una autorización escrita por parte de un jefe de división en formato que el proceso de seguridad tiene asignado para su ingreso a cualquier subestación.
- 3- El personal de vigilancia encargado de la subestación, debe registrar en la planilla asignada por el proceso de seguridad, las personas que visitan el lugar, indicando el motivo, la hora y la fecha de ingreso y salida.
- 4- Las personas que ingresen a la subestación, deberán portar los implementos de seguridad mínimos, como son: el casco, guantes y botas dieléctricas.
- 5- Quien ingrese a una subestación deberá poseer documentos certificando la afiliación a los sistemas de salud y riesgos profesionales.

3.2.6. Principios relacionados con la elaboración de la Bitácora de la subestación

La siguiente información fue consultada en (1):

La bitácora es el libro en el que se registra en forma clara, detallada y precisa, la información concerniente a todos los eventos que se generen en la subestación, por fallas o por orden directa desde el Centro de Control, como es la apertura de interruptores, seccionadores, o maniobras de los equipos de la subestación.

El documento corresponde a un conjunto de hojas debidamente foliadas, empastadas y numeradas; en ningún caso se podrán anexar otro tipo de hojas que contengan información operativa.

El diligenciamiento de esta información se realiza con letra script legible y números decimales, usando lapicero de tinta negra, conservando entre párrafos por lo menos dos espacios.

En los casos que se registre información errada, ésta no podrá eliminarse, borrarse, corregirse, tacharse, enmendarse; únicamente se encerrará entre corchetes de color rojo, e indicándose que es información equivocada.

En todos los casos, la información se debe registrar y no deben pasar más de ocho horas sin que sea asentada la información después de sucedido un evento.

La información indispensable que será contenida, corresponde a la fecha, hora, causa, solicitador y/o autorizador de cualquiera de los siguientes eventos:

1- Registro de eventos de falla

Toda la información que pueda ser usada para aclarar la causa de la falla, debe ser registrada en la bitácora de la subestación. Estos detalles incluyen:

- Fecha y hora del evento.
- Detalles de elementos de protección. Indicaciones de las protecciones del transformador y protecciones de la bahía del transformador, también se deben anotar los elementos de protección que no han registrado ninguna falla. Las lecturas del termómetro y otros indicadores tomados al tiempo, junto con valores pico, registrador de eventos y lecturas impresas, deben ser registradas. Deben anotarse las indicaciones de sobretensiones, valores de corrientes de falla.
- Detalles de la posición del tap en el instante del evento, operación durante el evento y durante las horas antes del evento. Lectura del contador de operaciones y número de operaciones desde la última puesta en servicio.
- Detalles de la red. Carga del transformador en el instante del evento, carga pico previa, junto con la carga promedio tres horas antes del evento. Operación de suicheo adicional antes de la falla en la red y posibles operaciones de relés. Hora y lecturas de operación del equipo de protección y relés. Condiciones del tiempo (condiciones climáticas) antes y durante el evento.
- Objetos extraños o animales sobre la cubierta del transformador o las barras.
- Daño en el tanque del transformador, en los bujes, en el radiador y ruidos inusuales producidos por el transformador. Observar el color y las características del gas en el relé buchholz y realizar lecturas de termómetros y niveles de aceite, si es solicitado por el ingeniero a cargo. Confirmar que los ventiladores estén operando mediante la ejecución de una operación manual; tener precaución de dejar su operación en automático.

2- Registro de eventos de operación

- Inhabilitación de operación del recierre.

- Maniobras de apertura y cierre de interruptores.
- Movimiento de cambiadores de tomas (cuando no corresponden a movimientos automáticos).
- Cambio de grupos de ajuste de protección, indicando el circuito y la causa de la modificación.
- Eventos de baja frecuencia (deslastre de carga).
- Disparo de circuito, con la señalización asociada.
- Indisponibilidad de equipos.
- Cambios topológicos.
- Cambios de estado operativo.

La información diaria que es contenida, se deberá registrar con el siguiente formato:

Lunes 28 de agosto del 2016.

Subestación Armenia.

15:47.

Los libros de bitácoras serán almacenados en la subestación y son elementos de consulta exclusivamente en sala. Al completar el contenido de la bitácora, ésta se deberá marcar en el lomo usando, preferiblemente, etiqueta elaborada en computador, indicando:

Cuadro 1. Marcación contenido de la bitácora

Título	Proceso	Nivel de Tensión	Fecha inicio de diligenciamiento	Fecha finalización de diligenciamiento

Ejemplo:

Título: Bitácora de subestación.

Proceso: Según la información contenida se marca como bitácora de subestación Armenia.

Nivel de tensión: 1 (0-1 kV), 2 (1-30 kV), 3 (30-57,2 kV), 4 (> 57,2 kV).

Fecha inicio de diligenciamiento y fecha finalización de diligenciamiento: Corresponde a las fechas del primer y último evento registrado en el documento.

4. CONSIGNAS RUTINARIAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

La siguiente información fue consultada en (1):

Se deberá ejecutar sólo inspección visual de los equipos y en algunos casos determinados, procedimientos de mantenimiento; en ningún momento podrá realizar la reparación o calibración de equipos, sin la autorización del ingeniero a cargo de la subestación. Cualquier labor deberá enmarcarse en lo indicado en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE (3).

4.1. SUPERVISIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

La siguiente información fue consultada en (1):

Los servicios auxiliares en las subestaciones en general están compuestos por los elementos listados a continuación, con la supervisión respectiva recomendada:

4.1.1. Banco de baterías

La siguiente información fue consultada en (1):

Está compuesto por una serie de baterías con sus bornes y puentes de interconexión. En éste se realiza la inspección rutinaria de densidades, tensiones por celdas, verificación del estado de los vasos de las baterías (que no se encuentren rotos o en deterioro apreciable) y de los puentes de interconexión, realizada diariamente por el auxiliar técnico. En el cuarto en donde se encuentra el banco de baterías, deben encenderse los extractores de aire como mínimo una hora cada ocho horas, para evitar acumulación de gases nocivos y explosivos. Esta condición podrá modificarse en casos especiales como condiciones de clima, etc.

4.1.2. Cargador de baterías y rectificador

La siguiente información fue consultada en (1):

Se encarga de suministrar energía de forma simultánea a los bancos de baterías y a los equipos que se alimentan con tensión continua. El cargador de baterías de 48 VDC se utiliza para alimentar el inversor y los sistemas de comunicaciones, el de 125 VDC es usado para el control, las protecciones y las medidas dentro de la subestación. El encargado de la subestación no está autorizado para realizar ningún tipo de mantenimiento este equipo, por lo que sólo podrá efectuar una inspección visual del mismo, como el chequeo de los fusibles de señalización (que no se encuentren fundidos), de los tiristores (que no estén quemados) y de las

tarjetas de control (que estén en buen estado y bien insertadas en la ranura respectiva), realizada diariamente.

En el panel frontal del cargador y rectificador de baterías, se presentan las siguientes señalizaciones con LED's:

- Falla de fase: Ocurre cuando se desconecta o interrumpe la alimentación en una de las fases de entrada al cargador-rectificador, como consecuencia se inhibe la rectificación trifásica.
- Tensión cargador alta: Inhibe la rectificación trifásica, si la tensión de salida del cargador alcanza un nivel de 60 V en condiciones de flotación o igualación. Esta alarma se inhibe en condiciones de carga a fondo.
- Tensión cargador baja: Opera si la tensión de salida del cargador es inferior a 48 V.
- Corriente de salida baja: Opera si el nivel de corriente de salida es inferior al 10% de la corriente nominal.
- Falla de red: Opera cuando no hay tensión alterna a la entrada de cualquiera de los dos rectificadores. Se apaga el LED: Línea presente, en el panel frontal.
- Tensión de batería baja: Opera si la tensión en el barraje de salida a baterías es inferior a 1,85 V/celda.
- Tensión de equipos baja: Opera si la tensión en el barraje de distribución a equipos es inferior a 1,79 V/celda.
- Tensión a equipos alta: Opera si la tensión en la salida a equipos es superior a 53,5 V para 24 celdas ó 52,5 V para 23 celdas. Inhibe la rectificación de potencia.

Reportar cualquier cambio en el funcionamiento normal del equipo al Centro de Control o al ingeniero a cargo de la subestación.

4.1.3. Tablero de distribución

La siguiente información fue consultada en (1):

Revisión e inspección visual por parte del auxiliar técnico al tablero de distribución, cerciorándose del estado normal del mismo y que los breakers se encuentren en su posición normal (realizada diariamente por el auxiliar técnico).

4.1.4. Planta de emergencia

La siguiente información fue consultada en (1):

Revisar que el nivel de combustible, la batería para el arranque y el cargador, se encuentren en buenas condiciones. Cada vez que se opere la planta, se debe

registrar en la bitácora de la subestación el motivo, la hora de encendido y de apagado (realizada semanalmente).

4.1.5. Transferencia automática

La siguiente información fue consultada en (1):

Inspección visual que consiste en realizar una operación manual de transferencia automática, para garantizar una transferencia automática confiable.

4.1.6. Inversor con transferencia automática

La siguiente información fue consultada en (1):

Realización de una inspección visual, realizada diariamente por el auxiliar técnico. Reportar cualquier cambio en el funcionamiento normal del equipo al Centro de Control o al ingeniero a cargo de la subestación. El estado de los indicadores y controles externos durante la operación normal del equipo, se presenta a continuación:

- Breaker de entrada DC. CB1: Cerrado (ON, arriba).
- Breaker de entrada de línea de reserva CB2: Cerrado (ON, arriba).
- Breaker de conexión a carga crítica CB3: Cerrado (ON, arriba).
- Interruptor DC/AC: Cerrado (ON, deprimido a la derecha).
- Conmutador de transferencia AUTO-MANUAL: AUTO (izquierda).
- Conmutador de transferencia INVERSOR-RESERVA: RESERVA (abajo).
- Voltímetro DC: Mide continuamente la tensión DC del banco de baterías, aplicado a la entrada del inversor DC/AC.
- Voltímetro AC: Puede medir tensión AC en la carga crítica, tensión AC en el inversor y tensión AC de línea de reserva.
- Amperímetro AC: Mide la corriente alterna de salida.
- Indicador de batería presente: Verde, encendido.
- Indicador de batería baja: Rojo, apagado.
- Indicador de inversor DC/AC normal: Verde, encendido.
- Indicador de sobrecarga en el inversor DC/AC: Rojo, apagado.
- Indicador de línea de salida de inversor: Verde, encendido.
- Indicador de línea de reserva: Verde, encendido.
- Indicador d conmutador de transferencia desde inversor: Verde, encendido.
- Indicador de conmutador de transferencia desde reserva: Verde, apagado.
- Indicador de transferencia inhibida: Ambar, apagado.

4.1.7. Transformador de servicios auxiliares

La siguiente información fue consultada en (1):

Inspección visual realizada diariamente. Revisar que no existan fugas de aceite en el tanque por las uniones soldadas o por los aisladores; que los conectores no se encuentren flojos (sólo inspección visual).

4.2. REVISIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La siguiente información fue consultada en (1):

Para lograr una larga vida y una buena confiabilidad en la operación con transformadores, es importante que se mantengan funcionando adecuadamente.

Junto con el mantenimiento y la inspección, deben seguirse cuidadosamente las instrucciones de distancias de seguridad, equipo de seguridad, puesta a tierra y limitaciones para trabajar en condición energizado.

Los siguientes componentes hacen parte de la inspección, los cuales deben permanecer como se indica más adelante. De haber algún cambio en su estado o cualquier anomalía encontrada durante esta inspección, debe reportarse inmediatamente al Centro de Control o al ingeniero a cargo, para su respectivo mantenimiento o reparación.

4.2.1. Condición del respiradero deshidratador

La siguiente información fue consultada en (1):

Chequear el grado de humedad de la sílica gel. Cuando dos terceras partes (2/3) o aproximadamente un 70% de la cantidad total de sílica se encuentra de color rosado, debe reportarse al personal correspondiente para su reposición. El respiradero está provisto con un sellamiento líquido en la trampa de aire, que debe estar lleno con aceite hasta la marca indicada sobre su pared. El aceite debe estar claro; si se encuentra oscuro y de mal aspecto, debe informarse al personal correspondiente para su reposición.

4.2.2 Inspección del nivel de aceite

La siguiente información fue consultada en (1):

En el nivel de aceite del transformador se chequea el indicador del nivel de aceite que se encuentra sobre un costado del tanque de expansión de aceite. Asegurarse que se encuentre en su nivel superior, de lo contrario reportar la anomalía.

4.2.3. Ventiladores

La siguiente información fue consultada en (1):

Chequear que los ventiladores operen adecuadamente, sin ruido y giren en el sentido correcto, es decir, que esté evacuando el calor de los radiadores.

4.2.4. Inspección de fugas de aceite

La siguiente información fue consultada en (1):

Revisar que la cuba del transformador se encuentre en buen estado y sin ningún tipo de goteo de aceite. Al encontrarse un escape de aceite debe chequearse el nivel de aceite, por lo menos dos veces al día. Reportar inmediatamente esta anomalía.

4.2.5. Inspección del estado de la cubierta del transformador

La siguiente información fue consultada en (1):

La superficie se inspecciona visualmente, buscando puntos que presenten corrosión o desgaste en la pintura. De igual forma se debe inspeccionar en el entorno del transformador:

- Todo tipo de vegetación que se encuentre en cercanías del transformador.
- Revisión e inspección visual de conexiones eléctricas (se hace desde el piso).
- Inspección visual de los aisladores o bujes (se hace desde el piso).
- Inspección visual de los terminales de conexión de los circuitos de control y de los circuitos auxiliares. Reportar inmediatamente cualquier anomalía encontrada en el cableado, como cables sueltos, flojos o en mal estado.

4.2.6. Válvula de alivio de presión

La siguiente información fue consultada en (1):

La válvula de alivio de presión está instalada en la parte superior del transformador. A esta válvula se debe realizar inspección visual de su estado e informar cualquier irregularidad como derrames de aceite y estado de nivel de alarma.

4.2.7. Consideraciones para la revisión del transformador de potencia

La siguiente información fue consultada en (1):

Se debe tener en cuenta que la operación de algún equipo de protección mecánica, tal como el relé de gas o relé diferencial, no siempre significa que el transformador esté dañado.

Por ejemplo, el relé de gas puede operar cuando:

- Se ha liberado una burbuja de aire bajo la tapa del transformador, cuya característica es sin olor y sin color.
- Ha pasado una corriente de cortocircuito por el transformador.
- Ha sucedido un daño dentro del transformador, el gas puede tener color, mal olor y generalmente es combustible.

El relé diferencial puede operar por alguna de las siguientes causas:

- Paso de corriente de cortocircuito.
- Impulso de corriente inrush o arranque.
- Equipo de protección defectuoso.
- Daño en el devanado al interior del transformador.

Para la ejecución de la inspección del transformador se presenta el Cuadro 1. Marcación contenido de la bitácora, el cual se debe llevar al momento de realizar la inspección en el patio de la subestación.

Cuadro 2. Mantenimiento del transformador de potencia durante la operación

INSPECCIÓN SEMANAL									
FECHA: DÍA _____		MES _____	AÑO _____	RESPONSABLE _____		VoBo _____			
Interruptor	Campo	Des. Campo	SF6 (Mpa)	P. Aceite	Cont. Oper.	Calefacción	Mec. Tens.	Ctos. Disp.	Est. Relés
ARM40L180	ARM40L1-8	Regivit				☐ Ok ☐ Malo			
ARM40L190	ARM40L1-9	La Rosa				☐ Ok ☐ Malo			
ARM40B200	ARM40B2-0	Transferencia				☐ Ok ☐ Malo			
ARM40T210	ARM40T2-1	Salida TRF1 Salida 115/33 kV.				☐ Ok ☐ Malo			
ARM30T110	ARM30T1-1	Salida TRF2 Salida 33/13,2 kV.				☐ Ok ☐ Malo			
ARM30L130	ARM30L1-3	Cabaña				☐ Ok ☐ Malo			
ARM30L150	ARM30L1-5	Montenegro				☐ Ok ☐ Malo			
ARM30T160	ARM30T1-6	Llegada TRF1 115/33 kV.				☐ Ok ☐ Malo			
ARM23T110	ARM23T1-1	General 13,2 kV.	NA			☐ Ok ☐ Malo			
ARM23L120	ARM23L1-2	Américas	NA			☐ Ok ☐ Malo			
ARM23L130	ARM23L1-3	Yulima	NA			☐ Ok ☐ Malo			
ARM23L140	ARM23L1-4	Niágara	NA			☐ Ok ☐ Malo			
ARM23L150	ARM23L1-5	Cristalina	NA			☐ Ok ☐ Malo			

TRANSFORMADORES DE POTENCIA											
TAP			TEMPERATURAS °C				SÍLICAS %		NIVEL ACEITE		FUGAS
POS	CONT	DEM	ACE	DEV	MAX. ACE	MAX. DEV	TANQUE	CAMB	TANQUE	CAMB	ACEITE
TRF1											
TRF2											

SERVICIOS AUXILIARES			
		Tensión	Estado
Cargador 125 VDC N° 1		☐ Ok ☐ Malo	
Cargador 125 VDC N° 2		☐ Ok ☐ Malo	
Banco Baterías 125 V.		☐ Ok ☐ Malo	

PANTA DE EMERGENCIA			
Horas Uso	A.C.P.M.	Cargador	Batería
	☐ Ok ☐ Bajo	☐ Ok ☐ Malo	☐ Ok ☐ Malo

INVERSOR			
Medida de Tensión			
	Inhibido	☐ Si ☐ No	
Leds de	Batería Baja	☐ Si ☐ No	
Señaliza	Batería Escasa	☐ Si ☐ No	
ción	Sobrecarga	☐ Si ☐ No	
Leds de	☐ Automática	☐ Manual	
transfer.	☐ Inversor	☐ Reversa	

SCS	
Estado	☐ Ok ☐ Malo
Backup	☐ Si ☐ No

ALUMBRADO	
Interior	☐ Ok ☐ Malo
Perimetral	☐ Ok ☐ Malo
Emergencia	☐ Ok ☐ Malo

SECCIONADORES	
Calefacción	☐ Ok ☐ Malo
Oxc. Bornes	☐ Ok ☐ Malo

MKs	
Calefacción	☐ Ok ☐ Malo
Oxc. Bornes	☐ Ok ☐ Malo
Iluminación	☐ Ok ☐ Malo
P. Tierra	☐ Ok ☐ Malo

Obsevaciones: _____

4.3. INSPECCIÓN SECCIONADOR TRIPOLAR

La siguiente información fue consultada en (1):

En la inspección de los seccionadores de la bahía se debe chequear qué equipos se encuentren de la siguiente forma:

- Varilla de accionamiento: debe encontrarse bien ajustada y sin torsión.
- Los cojinetes: Son los que sostienen a los aisladores y deben estar bien engrasados para realizar un buen giro.
- Portadores de corriente: Al cerrar el seccionador, todos los polos deben estar en línea recta y los contactos deben entrar bien uno dentro del otro al cerrar el seccionador.
- Puesta a tierra: La conexión de la estructura de maya a tierra debe estar bien conectada y sin corrosión, o que el cable a la maya no se encuentre sulfatado.
- Armario de control de equipo: Supervisar el funcionamiento de la iluminación, calefacción, cableado, cerraduras y demás componentes.
- Mecanismo de accionamiento mecánico. Los mecanismos de accionamiento y todas las superficies de roce, se deben encontrar así:
 1. Engasadas y en buen estado.
 2. Que no existan excedentes de grasa, aceite y ningún tipo de humedad.
 3. Que no exista corrosión en las piezas metálicas.

4.3.1 Conector tripolar de puesta de a tierra para seccionadores

La siguiente información fue consultada en (1):

Se debe supervisar la posición de los contactos, como se muestra a continuación:

- El contacto móvil se debe mover en línea recta hacia el contacto fijo.
- La longitud dl tubo de contacto se debe encontrar con sus medidas nominales.
- Los resortes de balanceo usados para contrabalancear el peso propio de los tubos de contacto durante las maniobras, deben encontrarse en buen estado.
- La existencia del dispositivo de enclavamiento.
- Las barras de contacto no deben estar deformadas ni dobladas hacia fuera de su respectiva posición.
- No deben existir excedentes de pasta de contacto sobre las superficies de contacto.

4.3.2. Conector de puesta a tierra en combinación con el seccionador

La siguiente información fue consultada en (1):

Aquí se debe supervisar la posición de los contactos y además:

- El contacto móvil se mueva en línea recta hacia la apertura del contacto fijo.
- La longitud del tubo de contacto se encuentre con sus medidas nominales.
- El tubo de contacto tenga la suficiente flexión en la posición cerrada.
- El contacto móvil toque todos los talones de los dedos de contacto, asegurando un máximo paso de corriente.
- Los resortes de balanceo usados para contrabalancear el peso propio de los tubos de contacto durante las maniobras.
- No exista alguna torsión en el tubo de contacto.
- No existan excedentes de pasta de contacto sobre las superficies de contacto.

4.3.3. Inspección interruptor de SF6 con mando para accionamiento unipolar y tripolar

La siguiente información fue consultada en (1):

En la inspección de los interruptores se debe chequear que los elementos que conforman al interruptor se encuentren de la siguiente forma:

- 1- Aisladores o porcelana aislante: Revisar que los aisladores y la cámara de extinción no contengan ningún tipo de suciedad ni fisuras que interrumpen el buen funcionamiento de éste.
- 2- Corrosión: Revisar la existencia de corrosión en las piezas metálicas exteriores, tales como bridas de conexión, bridas de los aisladores, cubiertas, discos de ruptura, cajas de mecanismos, tubos de gas y soportes.
- 3- El armario de control: Comprobar que todas las juntas en puertas y cubiertas del cubículo, así como las conexiones de los cables, estén bien sujetas. Supervisar el funcionamiento de la iluminación, calefacción, cableado, cerraduras y comprobar el buen funcionamiento de la resistencia de calefacción y el termostato.
- 4- Estado del gas SF₆: Comprobar la densidad del gas del interruptor. Si la densidad del gas está por debajo del disparo o alarma, se debe avisar al centro de control o al ingeniero a cargo.
NOTA: Los datos de cada interruptor se encuentran en la descripción de la subestación.
- 5- Mecanismo de control: Leer el contador de operaciones y anotar la lectura en el informe de revisión. Corrosión, desgaste y piezas sueltas en el mecanismo de transmisión. Fugas en el amortiguador y aceite que pueda salir por los bornes.

5. EVENTOS, ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN

La siguiente información fue consultada en (1):

Los eventos son las diferentes señales que se presentan ante un cambio de estado, sin alterar las condiciones normales de los equipos que funcionan dentro de la subestación.

A diferencia de los eventos, las alarmas son elementos de alerta que tienen por finalidad advertir que un equipo o instalación está operando fuera de su rango normal de trabajo. Cada vez que opere una alarma, será necesario tomar conocimiento de lo que está sucediendo en el equipo o instalación, para luego tomar la acción correctiva que corresponda. Por lo tanto, es muy importante conocer el significado de cada alarma, para decidir la medida por aplicar. Para facilitar la labor del personal de subestaciones y del Centro de Control, se dispondrá de fichas de alarmas, con la siguiente información:

Identificación de la alarma.

Causas que la hacen operar.

Medidas correctivas a tomar.

Consecuencia en caso de prevalecer de la falla.

5.1. CLASIFICACIÓN DE LAS ALARMAS

La siguiente información fue consultada en (1):

Las alarmas existentes en las subestaciones del sistema EDEQ se encuentran clasificadas en el SCADA, teniendo en cuenta la siguiente codificación:

Cuadro 3. Clases de Alarmas

CLASE	DESCRIPCIÓN
0	Se refiere a un evento
1	Las que se refieren al (sistema Hardware y Software), por ejemplo: Indisponibilidad de SCS100, unidad de proceso, equipo de comunicación. En general el Hardware de los sistemas de control, medida protección y

	comunicaciones, sección Local/Remoto
2	Las que exigen la intervención inmediata del asistente técnico, por ejemplo: Señalización de disparo, recierres. Las señales de disparo se refieren a operación de la función de protección y la zona (disparo), retardo (otras protecciones) y unidades SPACOM en modo prueba.
3	Las que se refieren a exceder valores análogos de medida, por ejemplo: Sobrecarga, sobretensión, carga asimétrica, sobretensión, baja tensión.
4	Las que se relacionan con fallas físicas en los equipos, por ejemplo: Pérdida de alimentación AC o DC en el equipo de maniobra y protección, baja presión de SF6, resortes destensados, baja presión de aceite, bajo nivel de aceite.
5	Las que se relacionan con fallas en los servicios auxiliares.
6	Las que se relacionan con el acceso al sistema.
7	Las que corresponden a información asociada al comportamiento de las protecciones e información detallada de unidades de proceso no incluidas en el nivel dos (2).

Las clases de alarmas se visualizan en el despliegue de alarmas de SCADA de la subestación Armenia, como se muestra en la

Figura 13.

MicroSCADA 74 CHC 07

Main Options Engineering Reports Status I Status II Clear System Trends Help

06-12-23 08:30

Alarmas

Modos: (862)

ALARMAS PERSISTENTES

Fecha	Hora	Objeto Id	Texto Objeto	Estado	Pagina
06-12-23	13:04:14.421	ETN10120	AK POSITION	REC	1
06-12-23	13:42:00.424	ATAN 1.00	VAL - DB status in NCA	REC	2
06-12-23	13:42:00.473	ATAN 8.00	VAL - DB status in NCA	REC	3
06-12-23	15:42:49.043	ATAN 8.00	DIR - DB status in NCA	REC	4
06-12-23	15:44:47.180	ATAN 1.00	ESM - DB status in NCA	REC	5
06-12-23	16:12:48.061	ETN10120	AK POSITION	REC	6
06-12-23	20:40:53.946	CHAS1000	CHAS1000 AUTO - RECLOSE	REC	7
06-12-23	06:02:04.472	RID 0602	NO ENGENHISTE DISP	REC	8
06-12-23	07:42:26.723	NCC 1	Modulo 1	REC	9
06-12-23	07:42:26.764	NCC 2	Modulo 2	REC	10
06-12-23	07:47:44.447	CHAS1000	CHAS1000 SELECTOR LCB TRATO	REC	11
06-12-23	08:00:30.016	OTR 1000	POTENCIA REATIVA	REC	12
06-12-23	08:00:30.084	OTR 1000	PENALIZAO	REC	13
06-12-23	08:05:40.212	IRR 1000	IMP MEAS	REC	14

ALARMAS FLOTANTES

Fecha	Hora	Objeto Id	Texto Objeto	Estado	Pagina
SIN ALARMAS FLOTANTES!					

Sin Filtros En Uso Modo: Actualizando Alarmas Activas: 862 Alarmas Sin REC: 0

5.2. SEÑALIZACIÓN EN EL SCS100 (SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN)

La siguiente información fue consultada en (1):

Registra todos los eventos que suceden en equipos, como pueden ser la apertura manual o automática de un interruptor, el estado de un seccionador, el disparo de una protección determinada, supervisión de transformadores, etc. De éstos se obtiene una salida en SCADA, la cual indica información que puede ser de gran utilidad posteriormente en el análisis de ingeniería.

Un ejemplo típico de la señalización en el SCADA de la subestación Armenia, es el que se muestra en la

Figura 14.

Figura 14. Despliegue de eventos del SCADA

Date	Time	Object ID	Object Text	Status
06-12-21	08:46:19.717	MAN 33.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	REMOTO
06-12-21	08:46:35.222	MAN 30.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	LOCAL
06-12-21	08:46:36.434	PRO 40.24	EXT40LMR0 R144 RESPUESTA MOD	NORMAL
06-12-21	08:47:35.243	ATA N 1.000	ATAN L00 RSM DR estado de N/A	ADNANSA-04-11
06-12-21	08:47:36.120	MAN 36.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	REMOTO
06-12-21	08:47:36.389	MAN 36.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	LOCAL
06-12-21	08:47:36.394	MAN 36.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	REMOTO
06-12-21	08:47:36.779	MAN 36.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	LOCAL
06-12-21	08:47:42.999	MAN 30.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	REMOTO
06-12-21	08:47:47.234	MAN 30.27	MANOBL2SV SELECTOR L/R/D D56	LOCAL
06-12-21	08:47:57.944	PRO 40.24	EXT40LMR0 R144 RESPUESTA MOD	NORMAL
06-12-21	08:47:59.832	IRK 40.717	IRK40T17K ORDEN ALARMA	ALARMA
06-12-21	08:48:00.382	IRK 40.717	IRK40T17K TAP ENT OPERATIVO	ALARMA
06-12-21	08:48:30.020	IRK 40.717	IRK40T17K ORDEN SUAR	NORMAL
06-12-21	08:48:40.621	AZU 231.15	AZU23115K AR DISP FUND	NORMAL
06-12-21	08:49:43.420	IRK 40.717	IRK40T17K TAP ENT OPERATIVO	NORMAL
06-12-21	08:50:30.744	NUC1 Monitor 10	Unwatch: 00ANCTA	Login
06-12-21	08:50:36.272	AZU 231.15	AZU23115K AR EN PROGRESO	NORMAL

En la primera columna se encuentra la fecha en que sucedió el evento, en formato año-mes-día (del mes se visualiza el número correspondiente). Cuando la fecha precede un asterisco (*) de color rojo, indica que es una señal de alarma, de lo contrario es un evento.

La segunda columna es la hora exacta de ocurrencia del evento, en formato Hora: Minutos: segundos: milisegundos: (la hora en formato de 24 horas).

En la tercera columna aparece la nomenclatura de la bahía o equipo involucrado.

En la cuarta columna que pretende indicar el origen del evento sucedido.

En la quinta columna el estado de los equipos, por ejemplo: normal, alarma, ejecutado, on, off, valor bajo, etc.

Cuadro 4. Numeración de relés reportados en SCADA

NÚMERO DEL DISPOSITIVO	DESCRIPCIÓN
3	Relé de enclavamiento. Responde de acuerdo a la posición de otros relés.
12	Relé de sobrevelocidad. Actúa cuando se excede una velocidad predeterminada.
14	Relé de baja velocidad. Actúa cuando la temperatura es inferior a una determinada previamente.
21	Relé de distancia.
23	Relé de temperatura. Actúa cuando la temperatura es inferior/superior a un valor predeterminado de temperatura. No confundir con regulación de temperatura.
24	Relé de $\Delta V/\Delta Hz$.
25	Relé de sincronismo.
26	Relé térmico. Funciona cuando la temperatura del aparato protegido (diferente a devanados), o de líquidos u otros medios es inferior/superior a un valor predeterminado.
27	Relé de baja tensión.
29	Contacto aislador. Contacto usado para desconectar un circuito de otro con fines de mantenimiento, pruebas o emergencia.
30	Relé anunciador sin posibilidad de restablecimiento automático.
32	Relé direccional de potencia.
36	Relé de polarización de tensión. Permite la operación de otro sólo

	en polaridad predeterminada o que verifica la presencia de una polaridad en el equipo.
37	Relé de baja corriente o potencia.
39	Relé de monitoreo de comportamiento mecánico, tales como vibración, excentricidad, expansión, golpes, etc. No se incluyen mecanismos relacionados con la temperatura.
40	Relé de campo. Un relé que funciona con valores bajos o fallas en la corriente de campo o por un excesivo valor de la componente reactiva de la corriente de armadura, en una máquina de corriente alterna.
41	Interruptor circuito de campo. Conecta/desconecta la excitación de una máquina.
43	Selector. Es un dispositivo de operación manual que transfiere el circuito de control, para modificar el plan de operación.
45	Monitor de condiciones atmosféricas. Funciona por la ocurrencia de condiciones anormales, tales como la presencia de humo o fuego.
46	Relé de secuencia de corriente, o de desbalance, o de secuencia negativa.
47	Relé de secuencia de tensión, o de desbalance, o de secuencia negativa.
49	Relé térmico de transformador o máquina. Funciona cuando la temperatura de devanados del transformador o máquina, excede los valores predeterminados. Aplica también a elementos de la máquina o transformador.
49D	Relé de sobretemperatura en el aceite.
50	Relé instantáneo de sobrecorriente.
50BF	Relé falla interruptor.
50N	Relé instantáneo de sobrecorriente a tierra.
51	Relé temporizado de sobrecorriente.
51N	Relé temporizado de sobrecorriente a tierra.
52	Interruptor de corriente alterna, interruptor de potencia.
55	Relé de factor de potencia.
56	Relé de aplicación de campo a un motor. Aplica el campo de excitación en forma automática a la máquina, de acuerdo a valores predeterminados.
57	Dispositivo de cortocircuito o aterrizaje, que puede operar en forma automática o manual.
59	Relé de sobretensión.
61	Dispositivo que funciona sobre valores dados a rata de cambio en la densidad del gas.
63	Relé de presión. Funciona sobre valores dados a rata de cambio en la presión del aceite, en el cambiador de tomas o en la cuba del transformador. Protección propia del transformador.

63B	Relé Buchholz.
63D	Relé de flujo de aceite.
63P	Relé de presión súbita.
63Q	Dispositivo de alivio de presión.
64	Relé detector de tierra. No aplica para dispositivos que aterrizan transformadores.
65	Gobernadores. Controla el flujo de agua, vapor u otros, para arrancar o mantener la velocidad de una máquina.
67	Relé de sobrecorriente direccional.
67N	Relé de sobrecorriente direccional a tierra.
68	Relé de bloqueo. Permite bloquear el cierre de interruptores.
70	Reóstato. Resistencia variable usada en circuitos eléctricos para controlar eléctricamente la posición o los límites de operación.
71	Relé de nivel de aceite. Dispositivo que funciona sobre un valor dado, rata de cambio en el nivel de aceite en el transformador. Protección propia del transformador.
72	Interruptor de corriente continua.
74	Relé de alarma. Actúa en conjunto con el anunciador de alarmas para gobernar su funcionamiento.
76	Relé de sobrecorriente continua.
77	Dispositivo de telemedida.
78	Relé de ángulo entre fases de tensión, corriente, o entre una tensión y una corriente.
79	Relé de recierre de corriente alterna.
80	Interruptor de flujo. Funciona sobre un valor dado o como variación de la rata de cambio de flujo
81	Relé de frecuencia.
83	Relé de transferencia o de selección automática. Relé que selecciona automáticamente entre fuentes o condiciones, o que forma una transferencia automática.
84	Mecanismo de operación del cambiador de tomas o TAP. Mecanismo completo incluyendo el motor, solenoides, contactos de posición, etc. Para un cambiador de tomas u otros similares que carezcan de número IEEE.
85	Relé de recepción/envío de portadora.
86	Relé de bloqueo con reseteo eléctrico o manual.
87	Relé diferencial. Funciona por la diferencia de cantidades eléctricas.
87B	Relé de protección diferencial de barras.
87T	Relé de protección diferencial del transformador.
90	Dispositivo de regulación de tensión, corriente, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura o carga entre ciertos valores.
94	Relé de disparo.

95-99	Para usos particulares cuando no es posible usar los anteriores.
-------	--

Cuadro 5. Abreviaturas usadas en los reportes de eventos

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN	OTROS USOS
1PH	Monofásico	
3PH	Trifásico	
A	Alarma o fuente auxiliar	Aceleración automático
ABORT	Abortado	
AID	Análogo/Digital	
ADE	Adelante	
AR	Autorrecierre	
ARRANQ	Arranque	
ARINH	Autorrecierre inhibido	
AUTOM	Automático	
AUX	Auxiliar	
AV	Alta velocidad	
B	Barra, batería, ventilador	Bloque o respaldo
BF	Falla interruptor	
BL	Bloqueo	
BLOQ	Bloqueo	
BP	By-pass	
BT	Derivación en T (Bus Tie)	
C	Capacitor, compensación, corriente de carrier o bobina	Cerrado o frio
CARG	Cargador	
CB	Interruptor	
CC	Bobina de cierre	
CD	Circuito de disparo	
COM	Comunicación	
CONV	Convertidor	
CPU	Procesador principal	
CTRL	Control	
DESB	Desbordamiento	
DEST	Destensado	
DIF	Diferencial	
DIR	Direccional	
DISP	Disparo	
DS1	Seccionador de barra	
DS6	Seccionador de transferencia	
DS7	Seccionador de línea	
DS9	Seccionador de puesta a tierra	

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN	OTROS USOS
E	Emergencia u ocupado	
ENT	Entrada	
ETAP	Etapa	
F	Alimentación de campo, filamento, filtro o ventilador	Falla o adelante
FALL	Falla	
G	Generador a tierra	
GFC	Criterio general de falla	
H	Calefacción o receptáculo	Caliente o alto
HABIL	Habilitado	
HR	Restablecer manualmente	
HS	Alta velocidad	
I/O	Entrada/Salida	
IRF	Falla interna del módulo SPAC	
L	Línea o lógica	Izquierda, local, bajo, límite inferior o adelante
LIM	Límite	
L/R	Local/Remoto	
L/R/D	Local/Remoto/desconectado	
M	Motor o medidor	Manual
MAN	manual	
MEM	Memoria	
MOTOGEN	Motor generador	
N	Neutro o red	
ND	No direccional	
O	Abierto	
OFF	Apagado	
ON	Encendido	
OPER	Operación	
P	Polarización	
POS	Posición	
POT	Potencia	
PHA	Fase A	
PHB	Fase B	
PHC	Fase C	
PHN	Neutro	
PREC	Precaución	
R	Registrador	Derecha, subida, recierre, recibido, remoto o reserva

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN	OTROS USOS
RES	Resorte	
REF	Referencia	
RX	Recepción de señal	
SECCIONAD	Seccionador	
SEL	Selección	
SENSIB	Sensible	
SI	Sellado (Seal-In)	
SINCRO	Sincronización	
SOBREEX	Sobreexcitación	
SOTF	Cierre en falla	
SUP	Superior	
SUPERV	Supervisión	Prueba o disparo
T	Transformador	
TAP	Cambiador de tomas	
TDC	Cierre temporizado	
TDO	Apertura temporizada	
TR	Tiempo real	
TRAFO	Transformador	
TRANSF	Transferencia	
TT	Transformador de tensión	
TX	Transformador de señal	
U	Por encima o por debajo	
ULT	Ultima	
VAC	Tensión alterna	
VDC	Tensión continua	
VENT	Ventilador	
VENTIL	Ventilador	
WEI	Alimentación débil	
X	Relé auxiliar	
Y	Relé auxiliar	
Z	Relé auxiliar	

5.3. LISTADO DE TEXTOS QUE APARECEN EN REPORTES DE EVENTOS Y ALARMAS EN LOS SCS SEGÚN SU CLASIFICACIÓN DE ALARMA

La siguiente información fue consultada en (1):

En los siguientes cuadros se encuentran algunas abreviaturas de señalización que son reportadas en SCADA de diferentes alarmas con su respectiva clasificación, las cuales pertenecen a la subestación.

Cuadro 6. Alarmas clase 0 (eventos)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
ARRANQUE PLANTA	Arranque de planta
BAJAR CAMBIA TAP	Bajar TAP
BAJAR TAP	Bajar TAP
BLOQ 87T INRUSH	Arranque corriente inrush del transformador
CAMBIA TAP AUTO	TAP en posición automático
CAMBIA TAP MANUAL	TAP en posición manual
CAMBIA TAP POS IND	Indicador de posición del TAP
CONTROL MANUAL DS9	Control manual de la cuchilla de puesta a tierra
ESTADO AUTO	Estado automático
ESTADO ENT MAN	TAP recibida entrada de operación manual
IND POS LOCAL REMOTO	Indicador de posición local/remoto
INTERRUPTOR	Interruptor
LOWER PULSE	Pulso bajo
MANDO AUTO TAP	Mando automático del TAP
MANDO MANUAL TAP	Mando manual del TAP
OPERACIÓN CB	Operación del interruptor
OPERACIÓN PATIO	Orden ejecutada sin selección desde el SPAC
OPERACIÓN SECCIONAD	Operación del seccionador
ORDEN INHIBIDA	Orden no ejecutada por el módulo de control
ORDEN NO EJECUTADA	Orden no ejecutada por el equipo de maniobra
PARADA PLANTA	Parada de la planta
PLANTA MANUAL	Planta en operación manual
POS LOCAL REMOTO	Posición local/remoto
POSICIÓN CB	Posición del interruptor
RESTABLECER 86	Desbloquear
SECCIONADOR	Seccionador
SEL OPER AUTO	Selección de operación automática
SEL OPER MANUAL	Selección de operación manual
SUBIR CAMBIA TAP	Subir TAP
SUBIR TAP	Subir TAP
TAP BAJAR AUTOM	Calculado bajar TAP
TAP BAJAR MANUAL	Recibida entrada de bajar TAP
TAP ENT OPERATIVO	Estado entrada operación habilitada
TAP ORDEN BAJAR	Orden emitida de bajar TAP

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
TAP ORDEN SUBIR	Orden emitida de subir TAP
TAP SUBIR AUTOM	Calculado subir TAP
TAP SUBIR MANUAL	Recibida entrada de subir TAP
VENT 1 OPER	Operación de ventilador 1
VENT 2 OPEER	Operación de ventilador 2

Cuadro 7. Alarmas clase 1 (Hardware y Software)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
CANAL DE COM OPERA	Canal de comunicación en operación
ESTADO CAMBIA TAP	Estado de cambiador de tomas
ESTADO MODO OPER	Estado modo de operación
FALLA REL REP	Falla en relé de reposición
FALTA DC MCB LOOP1	Falla de corriente directa en el motor del interruptor en el lazo 1
FALTA DC MCB LOOP2	Falla de corriente directa en el motor del interruptor en el lazo 2
FALTA VDC LOOP5	Falta de tensión continua en el lazo 5
IRF SPAC K703	Falla interna del módulo SPAC K703
IRF SPAC K704	Falla interna del módulo SPAC K704
IRF SPAC K705	Falla interna del módulo SPAC K705
IRF SPAC K802	Falla interna del módulo SPAC K802
IRF SPAC K810	Falla interna del módulo SPAC K810
POSICIÓN CB	Posición del interruptor
POSICIÓN DS9	Posición del seccionador de puesta a tierra
POSICIÓN SECCIONAD	Posición del seccionador
R: 128 COMUNICACIÓN	Relé 128 de comunicación
R: 128 DESB MEM REG	Relé 128 con desbordamiento de memoria en el registro
R:128 REINICIO	Relé 128 de reinicio
R: 128 RESPONDE	Relé 128 de respuesta

Cuadro 8. Alarmas clase 2 (intervención inmediata)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
AR ABORT	Autorrecierre abortado
AR ABORT ARINH	Autorrecierre abortado por entrada, autorrecierre

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
	inhibido
AR ABORT ORDEN ABRIR	Autorrecierre abortado por orden apertura interruptor
AR EN PROGRESO	Autorrecierre en progreso
AR FRACASO	Autorrecierre ha fallado
AR OPERACIÓN	Operación de autorrecierre
AR ORDEN CIERRE FALL	Autorrecierre orden de cierre fallada
AR1 CERRADO CB	Autorrecierre orden cierre interruptor intento 1
AR1 DISP 1	Autorrecierre intento 1 autorrecierre 1
AR1 DISP 2	Autorrecierre intento 1 autorrecierre 2
AR1 DISP 3	Autorrecierre intento 1 autorrecierre 3
AR1 DISP 4	Autorrecierre intento 1 autorrecierre 4
AR1 DISP 5	Autorrecierre intento 1 autorrecierre 5
AR1 DISP FINAL	Autorrecierre disparo definitivo intento 1
AR2 CERRADO CB	Autorrecierre orden cierre interruptor intento 2
AR2 DISP 1	Autorrecierre intento 2 autorrecierre 1
AR2 DISP 2	Autorrecierre intento 2 autorrecierre 2
AR2 DISP 3	Autorrecierre intento 2 autorrecierre 3
AR2 DISP 4	Autorrecierre intento 2 autorrecierre 4
AR2 DISP 5	Autorrecierre intento 2 autorrecierre 5
AR2 DISP FINAL	Autorrecierre disparo definitivo intento 2
AR3 CERRADO CB	Autorrecierre orden cierre interruptor intento 3
AR3 DISP 1	Autorrecierre intento 3 autorrecierre 1
AR3 DISP 2	Autorrecierre intento 3 autorrecierre 2
AR3 DISP 3	Autorrecierre intento 3 autorrecierre 3
AR3 DISP 4	Autorrecierre intento 3 autorrecierre 4
AR3 DISP 5	Autorrecierre intento 3 autorrecierre 5
AR3 DISP FINAL	Autorrecierre disparo definitivo intento 3
AR4 CERRADO CB	Autorrecierre orden cierre interruptor intento 4
AR4 DISP 1	Autorrecierre intento 4 autorrecierre 1
AR4 DISP 2	Autorrecierre intento 4 autorrecierre 2
AR4 DISP 3	Autorrecierre intento 4 autorrecierre 3
AR4 DISP 4	Autorrecierre intento 4 autorrecierre 4
AR4 DISP 5	Autorrecierre intento 4 autorrecierre 5
AR4 DISP FINAL	Autorrecierre disparo definitivo intento 4
AR5 CERRADO CB	Autorrecierre orden cierre interruptor intento 5
CAMB L/D	Cambio en mando Local/Distancia
CAMBIO TF1 L/D	Cambio en mando Local/Distancia de transformador
DISP 67N	Disparo sobrecorriente direccional de tierra instantánea

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
DISP 1PH	Disparo monopolar
DISP 21 ACELERADO	Disparo impedancia aceleración de zona
DISP 21 ZONA 1	Arranque impedancia medida zona 1
DISP 21 ZONA 2	Arranque impedancia medida zona 2
DISP 21 ZONA 3	Arranque impedancia medida zona 3
DISP 21 ZONA 4	Arranque impedancia medida zona 4
DISP 21 ZONA 5	Arranque impedancia medida zona 5
DISP 26	Disparo por alteración en temperatura de aceite del transformador
DISP 3PH	Disparo tripolar
DISP 49	Disparo por alteración en temperatura de los devanados del transformador
DISP 50	Disparo sobrecorriente instantánea, sobrecorriente en la fase
DISP 50 AV	Disparo de alta velocidad por sobrecorriente instantánea, sobrecorriente en la fase
DISP 50 BF	Disparo por sobrecorriente instantánea y falla de interruptor
DISP 50 BF BARRA	Disparo barra asociada falla interruptor
DISP 50 BF PHA	Disparo falla interruptor fase A
DISP 50 BF PHB	Disparo falla interruptor fase B
DISP 50 BF PHC	Disparo falla interruptor fase C
DISP 50N	Disparo sobrecorriente instantánea de neutro
DISP 51	Disparo sobrecorriente temporizada de fase
DISP 51 PHA	Disparo sobrecorriente temporizada de fase A
DISP 51 PHB	Disparo sobrecorriente temporizada de fase B
DISP 51 PHC	Disparo sobrecorriente temporizada de fase C
DISP 51N	Disparo sobrecorriente temporizada de neutro
DISP 63B	Disparo por cambio de presión de aceite en el cambiador de tomas
DISP 63H TAP	Disparo por alta presión en el cambiador de tomas
DISP 63H TRAFO	Disparo por alta presión en transformador
DISP 64H	Disparo falla a tierra transformador en alta
DISP 64L	Disparo falla a tierra transformador en baja
DISP 67N	Disparo sobrecorriente direccional de tierra
DISP 67N PERM	Disparo permisivo sobrecorriente direccional de tierra
DISP 67N RESPALDO	Disparo sobrecorriente direccional de tierra de respaldo
DISP 67N SOTF	Disparo cierre en falla protección direccional de tierra

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
DISP 86	Disparo de bloqueo con desbloqueo eléctrico o manual
DISP 87L	Disparo diferencial de línea
DISP 87L PHA	Disparo diferencial de línea fase A
DISP 87L PHB	Disparo diferencial de línea fase B
DISP 87L PHC	Disparo diferencial de línea fase C
DISP 87T	Disparo diferencial de transformador estabilizado
DISP 87T AV	Disparo diferencial de transformador estabilizado de alta velocidad
DISP DELTA I	Disparo discontinuidad de fase
DISP FINAL POR E/F	Disparo final por Emergencia/Falla
DISP GENERAL	Disparo general
DISP WEI	Arranque alimentador débil
ESTADO ENT BLOQ	Entrada en estado bloqueado
ESTADO ENT MAN	Entrada en estado manual
ESTADO MODO OPER	Estado modo de operación
FALLA CD	Falla en circuito de disparo
FALLA CD1	Falla en circuito de disparo 1
FALLA CD2	Falla en circuito de disparo 2
ORDEN NO EJECUTADA	Orden no ejecutada

Cuadro 9. Alarmas clase 3 (Sobrepasan los valores nominales de medida)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
ALERTA 26	Se ha excedido el valor predeterminado de temperatura del aparato protegido (diferente a devanados), o de líquidos u otros medios
ALERTA 49	Se ha excedido el valor predeterminado de temperatura de los devanados o elementos de la máquina o transformador
ALERTA 63B	Aumento de presión
ALERTA 71H	Nivel alto de aceite en transformador
ALERTA 71L	Nivel de aceite en transformador se encuentra en el límite inferior
CORRIENTE	Corriente
ESTADO MODO PRUEBA	Estado en modo de prueba
MAX ACE TAP	Máximo nivel de aceite en TAP
MIN ACE TAP	Mínimo nivel de aceite en TAP
POTENCIA	Potencia reactiva

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
REACTIVA	
POTENCIA ACTIVA	Potencia activa
SUPERV 27	Supervisión baja tensión
SUPERV 47	Supervisión posible fase rota
SUPERV SATURACIÓN	Supervisión transformador de corriente saturado
TAP POS INF	Posición inferior del TAP
TAP POS SUP	Posición superior del TAP
TENSIÓN	Tensión

Cuadro 10. Alarmas clase 4 (Fallas físicas en los equipos)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
BAJA SF6	Presión baja de SF6 en interruptor L120
ESTADO BLOQ	Estado bloqueado
FALLA ARRANC	Falla arrancador
FALLA ARRANC TAP	Falla arrancador del TAP
FALLA ARRANCADOR	Falla arrancador
FALLA INTERNA	Falla interna interruptor
FALLA PT N1	Falla transformador de potencial núcleo 1
FALLA PT N2	Falla transformador de potencial núcleo 2
FALLA REL REP	Falla del relé de reposición
FALLA VENT	Falla en ventilador de transformador
FALLA VENT 1	Falla en ventilador 1 de transformador
FALLA VENT 2	Falla en ventilador 2 de transformador
RESORTE DESTEN	Resorte destensado

Cuadro 11. Alarmas clase 5 (Servicios auxiliares)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
ALIM 125 VDC AB	Alimentación de 125 Vdc
ALIM CRG1 125 VDC AB	Alimentación cargador 1 de 125 Vdc
ALIM CRG2 125 VDC AB	Alimentación cargador 2 de 125 Vdc
AR OPERACIÓN	Operación de autorrecierre
BAJA TENSIÓN PLANTA	Baja tensión de la planta

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
BAJA Tensión RED	Baja tensión en la red
CRG2 BAT 48 VDC AB	Cargador 2 de baterías 48 Vdc
DISP 125 VDC	Disparo en 125 Vdc
DISTR 120 VAC AB	Distribución de 120 Vac
DISTR 48 VDC AB	Distribución de 48 Vdc
ESEN1 DISTR AS	Distribución de servicios esenciales 1
ESEN1 DISTR DISP	Disparo en servicios esenciales 1
ESEN1 DISTR AB	Distribución de servicios esenciales 2
ESEN1 DISTR DISP	Disparo en servicios esenciales 2
ESTADO MODO OPER	Estado en modo de operación
FALLA INVERSOR	Falla en inversor
FALLA MCB CALEFACC	Falla de mini interruptor de calefacción
FALLA PLANTA	Falla en planta
FALLA RECTIF1 48 VDC	Falla en rectificador 1 de 48 Vdc
FALLA RELÉS ESEN1	Falla en relés de servicios esenciales 1
FALLA RELÉS ESEN2	Falla en relés de servicios esenciales 2
FALLA VAC	Falla en voltaje alterno
MANDO PLANTA	Mando en planta
NO ESEN DISTR AB	Distribución de servicios no esenciales
NO ESEN DISTR DISP	Disparo de distribución de no esenciales
NO ESEN FALLA RELÉ	Falla en relé de servicios no esenciales
OPER TRANSFERENCIA	Operación de transferencia
OPERACIÓN PLANTA	Operación de planta
SEL MANUAL PLANTA	Selección manual de planta

Cuadro 12. Alarma clase 6 (Acceso al sistema)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
10, USUARIO: COABB	Ingreso de usuario al SCADA
11, USUARIO: COABB	Ingreso de usuario al SCADA
12, USUARIO: COABB	Ingreso de usuario al SCADA

Cuadro 13. Alarma clase 7 (Comportamiento de las protecciones)

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
AR 1PH EN PROGRESO	Autorrecierre monofásico en progreso
AR 3PH DISP1	Autorrecierre intento 1 en progreso
AR 3PH DISP2	Autorrecierre intento 2 en progreso
AR 3PH DISP3	Autorrecierre intento 3 en progreso
AR 3PH DISP4	Autorrecierre intento 4 en progreso
AR DISPONIBLE	Autorrecierre función disponible
AR PREPARADO	Autorrecierre preparado
ARRANQ 67N	Arranque sobrecorriente direccional de tierra instantánea
ARRANQ 21 ZONA 1	Arranque impedancia media zona 1
ARRANQ 21 ZONA 2	Arranque impedancia media zona 2
ARRANQ 21 ZONA 3	Arranque impedancia media zona 3
ARRANQ 21 ZONA 4	Arranque impedancia media zona 4
ARRANQ 21 ZONA 5	Arranque impedancia media zona 5
ARRANQ 50	Arranque sobrecorriente instantánea
ARRANQ 50AV	Arranque sobrecorriente instantánea de alta velocidad
ARRANQ 50BF	Arranque falla interruptor
ARRANQ 50N	Arranque sobrecorriente de neutro
ARRANQ 51	Arranque sobrecorriente temporizada
ARRANQ 51N	Arranque sobrecorriente de neutro temporizada
ARRANQ 64 ALTA	Arranque falla a tierra de transformador en alta
ARRANQ 64 BAJA	Arranque falla a tierra de transformador en baja
ARRANQ 67 ADE	Arranque sobrecorriente direccional hacia adelante
ARRANQ 67 ATRÁS	Arranque sobrecorriente direccional hacia atrás
ARRANQ 67N	Arranque sobrecorriente direccional de tierra temporizada
ARRANQ 67N SESIB	Arranque sobrecorriente direccional de tierra sensible
ARRANQ DELTA I	Arranque discontinuidad de fase
BLOQ 64 ALTA	Bloqueado falla a tierra de transformador en alta
BLOQ 64 BAJA	Bloqueado falla a tierra de transformador en baja
BLOQ 87T INRUSH	Bloqueado corriente inrush de transformador

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
BLOQ 87T SOBREEXCI	Bloqueado sobreexcitación de transformador
BLOQ ATRÁS	Bloqueado impedancia por corriente reserva
BLOQ OSCILACIÓN POT	Bloqueado impedancia por oscilación de potencia
CAMBIO AJUSTES	Cambio de ajustes realizados
DESB MEM EVENTOS	Desbordamiento memoria de eventos
DISP 50	Disparo sobrecorriente instantánea
DISP 50AV	Disparo sobrecorriente instantánea de alta velocidad
DISP 51	Disparo sobrecorriente temporizada
ESTADO AUTO	Estado automático
ESTADO COM DIF	Estado comunicación diferencial de línea
ESTADO ENT BLOQ	Estado entrada de bloqueo
ESTADO ENT MAN	R+B7 recibida entrada de operación manual
ESTADO 1/0-1	Estado módulo entrada/salida 1
ESTADO 1/0-2	Estado módulo entrada/salida 2
ESTADO 1/0-3	Estado módulo entrada/salida 3
ESTADO 1/0-4	Estado módulo entrada/salida 4
ESTADO 1/0-5	Estado módulo entrada/salida 5
ESTADO 1/0-B	Estado módulo entrada/salida B
ESTADO 1/0-DIF	Estado módulo entrada/salida del diferencial de línea
ESTADO RELOJ TR	Estado del reloj de tiempo real
ESTADO SINCRO	Estado de sincronismo
ESTADO SINCRO TEMP	Estado sincronización de tiempo
HABIL DISP 1PH	Habilitado disparo monopolar
HABIL DISP 3PH	Habilitado disparo tripolar
REG 80%	Registrador de disturbios ocupado 80%
REG APAGADO	Estado apagado de registrador de disturbios
REG ARRANQ	Registrador de disturbios ha comenzado a grabar
REG BORRADO	Registrador de disturbios ha sido borrado
REG GRABO	Registrador de disturbios ha grabado
SEL PHA WEI	Selección fase A alimentador débil
SEL PHA WEI DIR	Selección fase A y alimentador débil
SEL PHB WEI	Selección fase B alimentador débil
SEL PHB WEI DIR	Selección fase B y alimentador débil

TEXTO DE ALARMA	DESCRIPCIÓN DE LA ALARMA
SEL PHC WEI	Selección fase C alimentador débil
SEL PHC WEI DIR	Selección fase C y alimentador débil
SEL PHN WEI	Selección neutro alimentador débil
SEL PHN WEI DIR	Selección neutro y alimentador débil

5.4. NOMENCLATURA OPERATIVA

La siguiente información fue consultada en (1):

En la operación de los equipos se encuentran marcados con un código para su identificación tanto en planos como en SCADA; para efectos de este manual se tienen codificados los siguientes equipos e instalaciones de manera general, como se muestra en el Cuadro 14.

Cuadro 14. Nomenclatura operativa de subestaciones, equipos y líneas

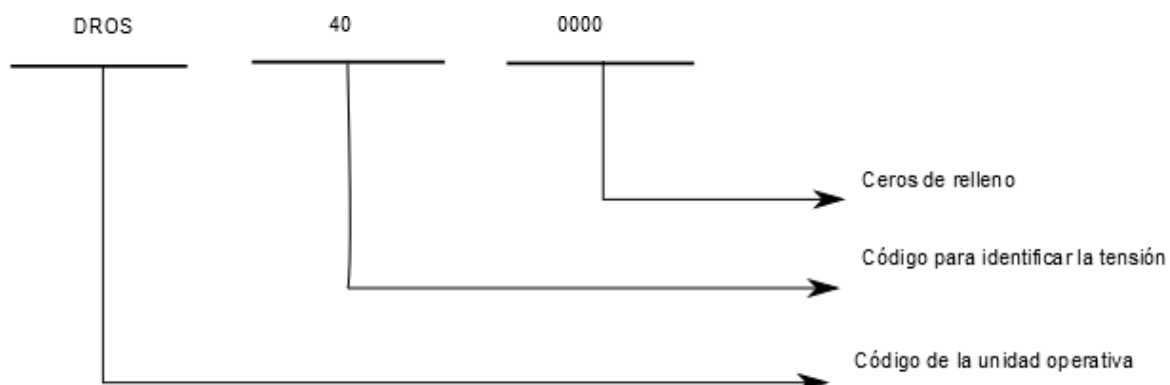
Código 2.1. Nomenclatura Operativa de Subestaciones, Equipos y Líneas							
CARÁCTER 1	CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA PROPIETARIA						
CARÁCTER 2	CÓDIGO ASIGNADO A LA UNIDAD OPERATIVA						
CARÁCTER 3							
CARÁCTER 4							
CARÁCTER 5	CÓDIGO PARA IDENTIFICAR LA TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN						
CARÁCTER 6							
CARÁCTER 7	SE COLOCAN CEROS	FUNSIÓN DEL BARRAJE EN EL CAMPO	FUNCIÓN DEL CAMPO EN LA UNIDAD OPERATIVA			CÓDIGO DELA SUBESTACIÓN A DONDE LLEGA LA LÍNEA	TIPO DE EQUIPO IDENTIFICADO
CARÁCTER 8		SE COLOCAN CEROS	FUNCIÓN EN EL CAMPO Y UBICACIÓN DENTRO DE LA SUBESTACIÓN	UBICACIÓN RELATIVA DEL CAMPO	CÓDIGO DE INTERRUPTOR ASOCIADO		ORDINAL DEL EQUIPO IDENTIFICADO
CARÁCTER 9				GUION			
CARÁCTER 10				CERO (0)	ORDINAL DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL DEL CAMPO	FUNCIÓN DEL SECCIONADOR EN EL CAMPO	ORDINAL DEL CIRCUITO ENTRE LAS SUBESTACIONES

5.4.1. Subestaciones

La siguiente información fue consultada en (1):

El código de las subestaciones se forma uniendo el código de La empresa propietaria, que se encuentra en el Cuadro 17, con el código para la unidad operativa que se muestra en el Cuadro 15 y el código de la unidad de tensión del Cuadro 16 de la subestación. Para formar los 10 caracteres de la codificación, se agregan a los 6 que se han obtenido, 4 ceros que se ubican al final.

Figura 15. Nomenclatura operativa de la subestación La Rosa 115 kV.



Para ilustrar cómo se construye la nomenclatura de una subestación, se construirá el código de la subestación La Rosa: Primero se busca en el Cuadro 15 el código de la subestación La Rosa que es “ROS” y en el Cuadro 16, anteponiendo la letra D, que corresponde al identificador de la empresa propietaria, ésta se encuentra en el Cuadro 17. Por último se busca el identificador para una tensión de 115 kV que es 40, ver Cuadro 16, con esto se forma hasta el momento “DROS 40”. Para completar los 10 caracteres se le agrega al final cuatro ceros para formar la identificación completa de la subestación “DROS 40 0000”. Los últimos cuatro ceros carecen de significado. El código formado se muestra en el Cuadro 15.

Cuadro 15. Códigos de subestaciones

CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN
AGU	Aguadas	MAN	Manizales
AMA	Anserma	MAR	Marsella
AMR	Altamar	MAZ	Manzanares
API	Apía	MEL	La Miel
ARM	Armenia	MGT	La Margarita
AZA	Alta Suiza	MLA	Marquetalia
AZU	Aranzazu	MNA	La Manuela
BEL	Belalcázar	MTO	Marmato
BEO	Bello Horizonte	MTT	Mistrató
BOA	Balboa	MUN	Municipal
BOL	Bolivia	DNRA	Neira
BQE	Bosques Acuarela	NSA	Norcasia
BUM	Belén de Umbría	PET	Petrolea
CAM	El Campestre	PRA	Pácora
CHA	Chinchiná	PRO	Pueblo Rico
CHI	Chipre	PSO	Peralonso
COL	Las Coles	PSV	Pensilvania

CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN
DDO	El Dorado	QHI	Quinchía
DON	Dorada Norte	REG	Regivit
DOR	La Dorada	RIO	Rio Sucio
ELA	El Llano	ROS	La Rosa
ENE	La Enea	RSA	Risaralda
ESM	Esmeralda	SCE	Santa Cecilia
FAT	Fátima	SCH	San Antonio del Chami
FEL	La Felisa	SCN	San Cancio
FIL	Filadelfia	SFC	San Francisco
FLR	Florencia	SIO	Santuario
GCC	Guacaica	SLM	Salamina
GRO	Guarato	SNA	Samaná
GTO	Guarinocito	SUP	Supía
GUA	Guarino	TEB	Tebaida
HER	La Hermosa	VBO	Viterbo
INS	La Insula	VCT	Victoria
INT	Intermedia	VIR	La Virginia
IRR	Irra	VMA	Villamaría
LMC	La Merced		

Cuadro 16. Códigos para niveles de tensión

CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN KV
23	13,2
30	33
40	115
46	230

Cuadro 17. Códigos de identificación por empresa

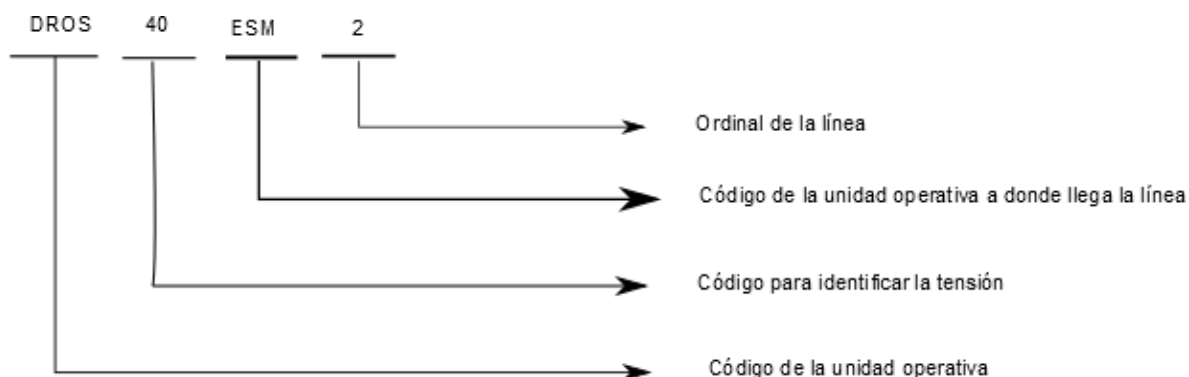
CÓDIGO	NOMBRE DE LA EMPRESA
D	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
Q	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
Z	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.

5.4.2. Líneas

La siguiente información fue consultada en (1):

El código de líneas se forma en los primeros seis caracteres, en la misma forma como se indica en la sección 5.4.1. Subestaciones. Los caracteres 7, 8 y 9 son el código de la unidad operativa (subestación) a donde llega la línea. El último caracter es un dígito que indica el número del circuito. Para ilustrar cómo se construye la nomenclatura de una línea (circuito de línea), se construirá el código de la línea La Rosa-La Esmeralda 2 115 kV. Primero se busca en el Cuadro 16 el código de La Rosa que es “ROS” y se utiliza el identificador para una tensión de 115 kV que es “40”, con esto se forma “ROS40”. En este mismo cuadro se encuentra que La Esmeralda tiene como código asignado “ESM” y el circuito que se está codificando es el número 2; entonces el identificador de esta línea en la subestación La Rosa será “DROS40ESM2” que se lee como una línea que parte de la subestación La Rosa y llega a la subestación Esmeralda, la línea está energizada a 115 kV y es el circuito número 2.

Figura 16. Nomenclatura operativa de la línea La Rosa-La Esmeralda II



5.4.3. Barrajes

La siguiente información fue consultada en (1):

El código de las barras se forma en sus primeros seis caracteres en la misma forma que en la sección 5.4.1. Subestaciones. El séptimo carácter indica la función del barraje en el campo, tal como se muestra en el Cuadro 18.

Cuadro 18. Códigos para los grupos operativos (bahías)

CÓDIGO	GRUPOS OPERATIVOS
I	Acoplador
S	Seccionador de barras
B	Transferencia de interruptores
M	Acoplador (virtual o falso) y transferencia barras
G	Circuito de generador
U	Circuito de la unidad generadora
T	Circuito de transformación
A	Circuito de autotransformador
L	Circuito de línea
R	Circuito de reactor
C	Circuito de condensador

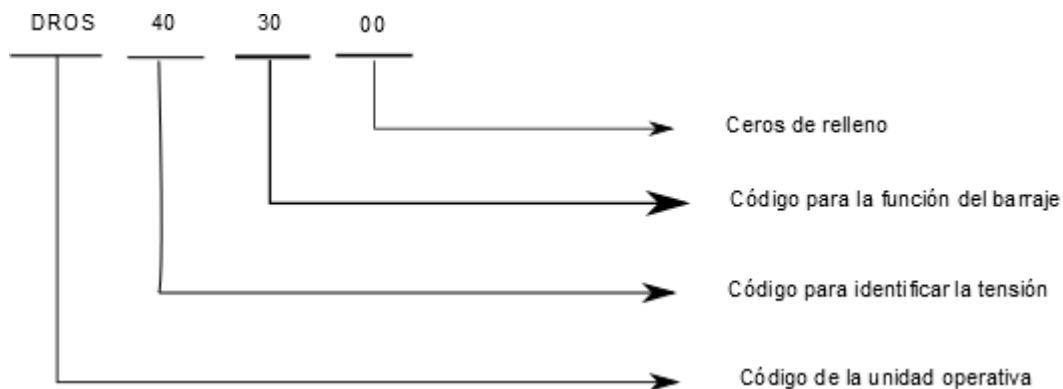
Los últimos tres caracteres son siempre ceros.

Cuando se tienen subestaciones con doble barra, se le asignará el número 1 a la que esté más cercana a la caseta de la subestación.

Cuando se tiene una configuración de barra principal y de reserva o transferencia, a la barra principal se le asigna el ordinal 1 y a la de transferencia el ordinal 3.

Para ilustrar cómo se construye la nomenclatura de la barra, se construirá el código de la barra de transferencia de la subestación La Rosa: Primero se busca en el Cuadro 15 el código de la subestación La Rosa que es “ROS” y en el Cuadro 16 se busca el identificador para una tensión de 115 kV que es “40”, con esto se forma hasta el momento “ROS40”. Para este ejemplo a barra de transferencia le corresponde el caracter 3. La nomenclatura de la barra será entonces “ROS403000”. Obsérvese que los últimos tres dígitos son ceros. El significado d la nomenclatura completa de este ejemplo se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Nomenclatura operativa de la barra de transferencia 115 kV de la subestación La Rosa



5.4.4. Interruptores

La siguiente información fue consultada en (1):

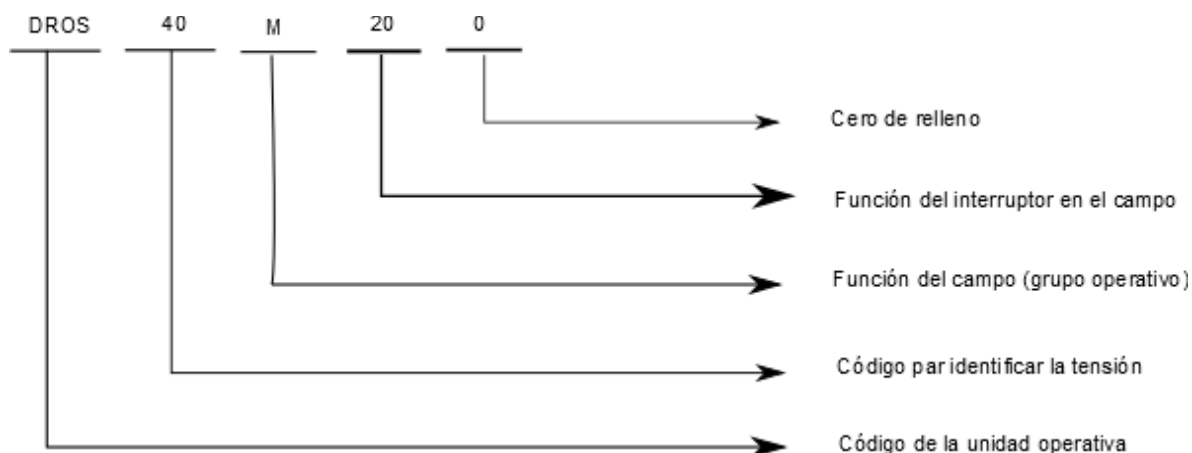
La nomenclatura de los interruptores de los campos (grupo operativo), se construyen en sus primeros seis caracteres en la forma como se indica en la sección 5.4.1. Subestaciones. El carácter séptimo indica la función de la conexión del campo, tal como se muestra el Cuadro 18. Los caracteres octavo y noveno indican ubicación o función del interruptor en el campo. La numeración de los caracteres 7 y 8 se hace de acuerdo a la configuración de la siguiente manera:

- **BARRA SENCILLA:** En barra sencilla los interruptores se numeran del 11 al 19, asignando al 11 al que se encuentre más a la izquierda de la caseta de la subestación, o la que esté más al frente de la subestación si se tiene otra disposición.
- **DOS BARRAS NO SECCIONADAS Y UN INTERRUPTOR DE ACOUPLE:** Al interruptor del acoplador de barras se le asignará el número 20. A los interruptores que a partir del acoplador estén más alejados de la caseta de la subestación, se les asignarán los números consecutivos siguientes al 20 (21, 22, 23, etc.) y a los que estén más cercanos a la caseta de la

subestación se les asignarán los números consecutivos en orden descendente anteriores al 20 (19, 18, 17, etc.).

Esta numeración se aplica tanto para la configuración de barra principal 1 y 3 o de transferencia como a barra principal y de reserva o transferencia.

Figura 18. Nomenclatura operativa del interruptor de transferencia de la subestación La Rosa



El último carácter es siempre cero y carece de significado.

5.4.5. Seccionadores

La siguiente información fue consultada en (1):

La nomenclatura de los seccionadores de los campos (grupo operativo), en sus primeros seis caracteres se construye en la forma como se indica en la sección 5.4.1. Subestaciones. El último carácter indica la función del campo en la subestación, como lo indica la Figura 18. Los caracteres octavo y noveno indican cuál es el interruptor asociado al seccionador y son los mismos caracteres octavo y noveno de la nomenclatura de la sección 5.4.4. Interruptores.

Figura 19. Nomenclatura del seccionador de barras del campo de transferencia de la subestación La Rosa 115 kV.

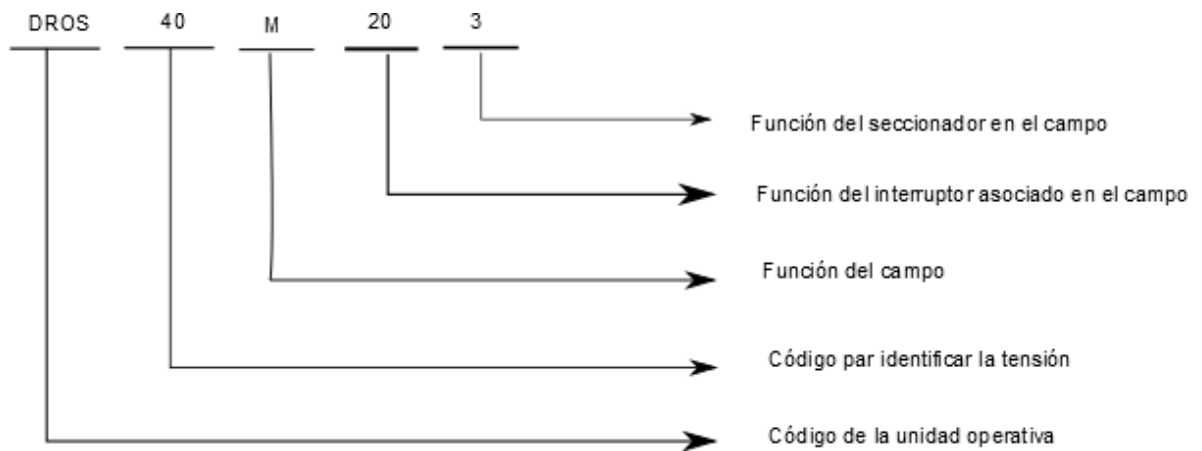
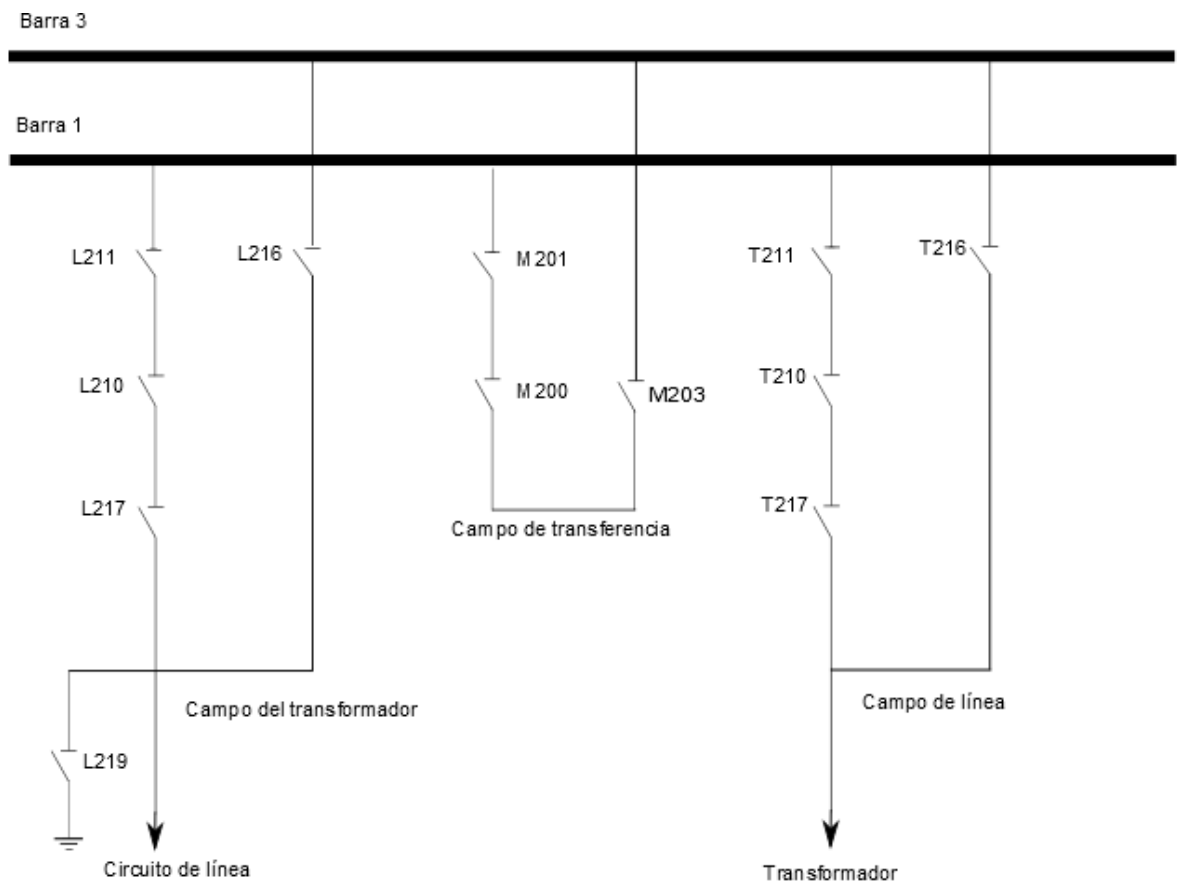


Figura 20. Codificación operativa para campos adyacentes a uno de transferencia



5.4.6. Equipo de patio

La siguiente información fue consultada en (1):

Para identificar los equipos de patio de una subestación se usa un código de cuatro caracteres donde los dos primeros identifican el tipo de equipo (Cuadro 19), el caracter siguiente es un dígito que indica el ordinal del equipo y el último es una letra a, b o c, dependiendo de la fase a donde esté conectado.

Si el equipo es tráfico, el tercer caracter se ubica en el cuarto y en la posición 3 se coloca un guion.

Cuadro 19. Códigos para los equipos

CÓDIGO	EQUIPO
AF	Autotransformador
BA	Banco de baterías ácidas
BL	Banco de baterías alcalinas
BR	Barraje
BO	Bombas de seccionamiento
CA	Cajas primarias
CB	Cargador de baterías
CC	Celda conmutable
CO	Compresor de aire
CP	Condensador en paralelo
CS	Condensador en serie
GG	Generador de turbina de gas
GD	Generador diesel
GH	Generador hidráulico
GT	Generador térmico
GM	Grupo generomotor
LF	Localizador de fallas
PA	Páneles de agrupamiento
PP	Páneles de protección
PR	Pararrayos
PE	Planta de emergencia
RN	Reactor de neutro
RL	Reactor en paralelo de línea
RS	Reactor en serie
RC	Recloser
RT	Rectificador
EG	Resistencia de puesta a tierra
TO	Trampa de onda
TD	Transformador combinado

CÓDIGO	EQUIPO
TC	Transformador de corriente
TF	Transformador de fuerza (potencia)
TN	Transformador de puesta a tierra
TA	Transformador de servicios auxiliares
TT	Transformador de tensión
TV	Transformador de tensión capacitivo
UA	Transformador de acople
US	Fuente ininterrumpida de potencia

Cuadro 20. Códigos para barras

CÓDIGO	FUNCIÓN DE LA BARRA
0	Barra virtual o ficticia
1	Barra sencilla, barra principal 1
2	Barra principal 2, sección 2 de barra
3	Barra principal 3, sección 3 de barra
4	Barra principal 4, sección 4 de barra
5	Sección 5 de barra
6	Sección 6 de barra

Cuadro 21. Códigos para elementos de corte

CÓDIGO	FUNCIÓN DE LA BARRA
1	Interruptor
2	Seccionador de barra
3	Seccionador de transferencia
6	Seccionador by-pass
7	Seccionador de línea
9	Seccionador de puesta a tierra

5.4.7. Nomenclatura utilizada en los diagramas unifilares

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 22. Nomenclatura utilizada en los diagramas unifilares

NOMENCLATURA	SIGNIFICADO
BARRA 1	Barra principal
BARRA 3	Barra de transferencia
L210	Interruptor de línea
L211	Seccionador de barra
L216	Seccionador de transferencia
L217	Seccionador de línea
L219	Seccionador de puesta a tierra
M200	Interruptor de transferencia
M201	Seccionador de barra en bahía de transferencia
M203	Seccionador de transferencia en bahía de transferencia
T190	Interruptor de transformación
T191	Seccionador de barra
T196	Seccionador de transferencia
T197	Seccionador de transformador

5.4.8. Nomenclatura operativa de servicios auxiliares

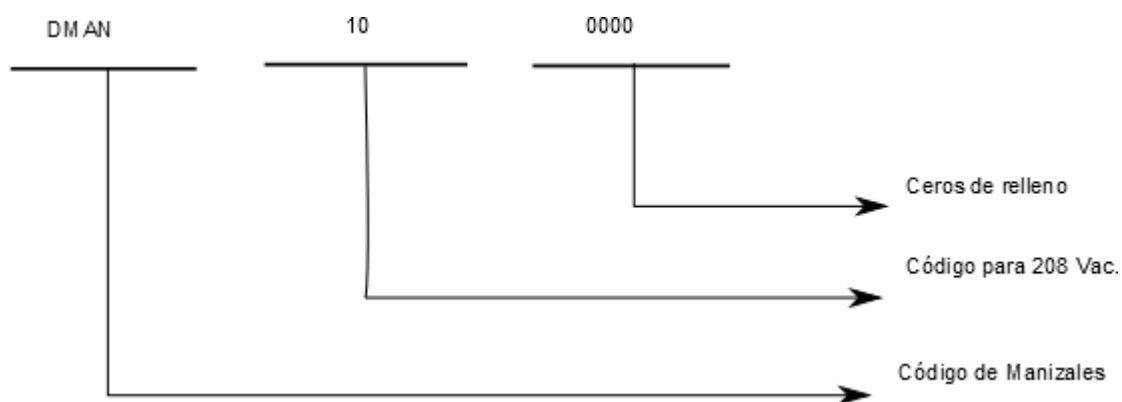
La siguiente información fue consultada en (1):

5.4.8.1. Subestaciones

La siguiente información fue consultada en (1):

El código de las subestaciones se forma uniendo el código para la unidad operativa que se muestra en el Cuadro 15 y el código del nivel de tensión de la subestación (Cuadro 23). Para formar los nueve caracteres de la codificación, se agregan, a los seis que se han obtenido, cuatro ceros que se ubican al final.

Figura 21. Nomenclatura operativa de los servicios auxiliares 208 Vac de la subestación Manizales



Cuadro 23. Códigos para niveles de tensión

CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN
03	12 VDC
04	24 VDC
05	48 VDC
06	125 VDC
09	120 VAC -1φ
10	208 VAC
11	127 VAC
13	154 VAC
23	13,200 VAC
30	33,000 VAC
40	115,000 VAC
46	230,000 VAC

Para ilustrar cómo se construye la nomenclatura de una subestación (unidad operativa), y como un ejemplo, se construirá el código de la subestación Manizales, servicios auxiliares de nivel 208 Vac: Primero se busca en el Cuadro 15 el código de la subestación Manizales, que es “MAN” y en el Cuadro 23 se busca el código para una tensión de 208 V, que es “10” porque LAS TENSIONES ESTÁN CLASIFICADAS RESPECTO A TIERRA, con esto se forma hasta el momento “MAN10”. Para completar los nueve caracteres, se le agrega al final cuatro ceros para formar la identificación completa de la subestación la cual queda “MAN100000”. Los últimos cuatro ceros carecen de significado.

Debe observarse que para efecto de la nomenclatura cada nivel de tensión es en sí misma una subestación, por ejemplo en la subestación La Rosa encontramos varias subestaciones virtuales: 230 kV, 115 kV, 33 kV, 208 Vac, 125 Vdc y 48 Vdc. Se recomienda tener presente este concepto para comprender la filosofía de la nomenclatura operativa.

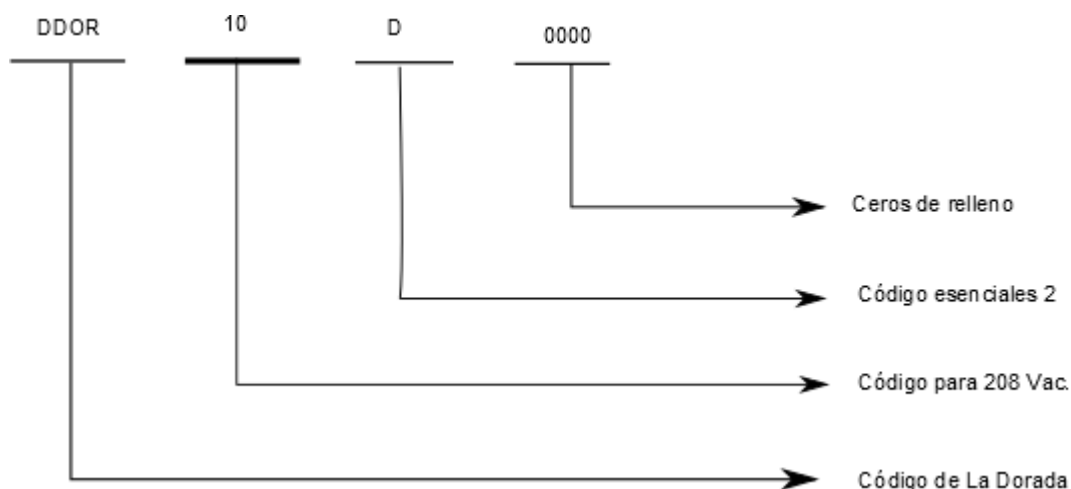
5.4.8.2. Barras de servicios auxiliares

La siguiente información fue consultada en (1):

Los servicios auxiliares están formados básicamente por una barra seccionada 1 y 2, una barra de servicios esenciales 1, una barra de servicios esenciales 2 y una barra de no esenciales en alterna de 208 V. En continua, una barra de 125 V DC y otra de 48 V DC.

El código para las barras se forma en sus primeros cinco caracteres, en la misma forma que en la sección 5.4.1. Subestaciones. El sexto carácter indica la función del barraje en el campo, tal como se muestra en el Cuadro 24. Los últimos tres caracteres son siempre ceros.

Figura 22. Nomenclatura operativa de la barra de servicios esenciales 2 de la subestación La Dorada



Cuadro 24. Código de las barras de servicios auxiliares

CÓDIGO	SIGNIFICADO
A	Sección 1 de la barra principal 208 Vac
B	Sección 2 de la barra principal 208 Vac (no esenciales)
C	Esenciales 1
D	Esenciales 2
E	No esenciales
F	Continua 125 Vdc
G	Continua 48 Vdc
H	Inversor 120 Vac

Para ilustrar cómo se construye la nomenclatura de una barra de servicios auxiliares, se construirá el código de la barra de servicios esenciales 2 de la subestación La Dorada, que es "DOR" y en el Cuadro 23 se busca el código para una subestación de 208 Vac que es "10", con esto se forma "DOR10". Para este ejemplo se codificará la barra de esenciales 2, que de acuerdo con el Cuadro 24 le corresponde el caracter D. La nomenclatura de la barra es entonces "DOR10D000". Obsérvese que los últimos tres dígitos son ceros, los cuales carecen de significado diferente al de completar nueve caracteres.

5.4.8.3. Interruptores de servicios auxiliares

La siguiente información fue consultada en (1):

La nomenclatura de los interruptores de servicios auxiliares se construye en sus primeros cinco caracteres en la forma como se indica en la sección 5.4.1. Subestaciones. El carácter sexto indica la función de la conexión del interruptor, tal como se muestra en el Cuadro 25.

Debe ser absolutamente claro que en los servicios auxiliares existen dos tipos de función que cumplen los interruptores:

- Los que se usan para alimentar cargas.
- Los usados para separar barras.

Cuadro 25. Códigos de las funciones de los interruptores de servicios auxiliares

CÓDIGO	SIGNIFICADO
I	Aislar/Conectar 2 barras
S	Seccionar barras
R	Aislar/Conectar un transformador a una barra
G	Aislar/Conectar un generador de emergencia
V	Aislar/Conectar un inversor
H	Aislar/Conectar un banco de baterías
L	Aislar/Conectar circuitos de carga de los servicios auxiliares de la subestación
T	Transformador

Los caracteres séptimo y octavo indican la ubicación del interruptor en la barra de servicios auxiliares.

La numeración de los caracteres siete y ocho representan el ordinal del interruptor de acuerdo con el Cuadro 26. Los interruptores de la barra de 48 Vdc se comenzarán en el número 50 y los circuitos del inversor en 10.

El último caracter es siempre un cero, que es en sí la significación que el equipo es un interruptor.

Cuadro 26. Numeración de los interruptores

CÓDIGO	SIGNIFICADO
1	Interruptor de transformador
2	Interruptor de motogenerador
3	Interruptor seccionamiento de barras
4	Interruptor de inversor (UPS)
10	Interruptor barra principal 1 y esenciales 1
11...39	Interruptor de circuitos esenciales 1
40	Interruptor barra principal 1 y esenciales

CÓDIGO	SIGNIFICADO
	2
41...59	Interruptores circuitos esenciales 2
60	Interruptor barra principal 2 y no esenciales
61...99	Interruptores circuitos no esenciales

Figura 23. Nomenclatura del interruptor del seccionamiento de las barras 1 y 2 de los servicios auxiliares de Chinchiná

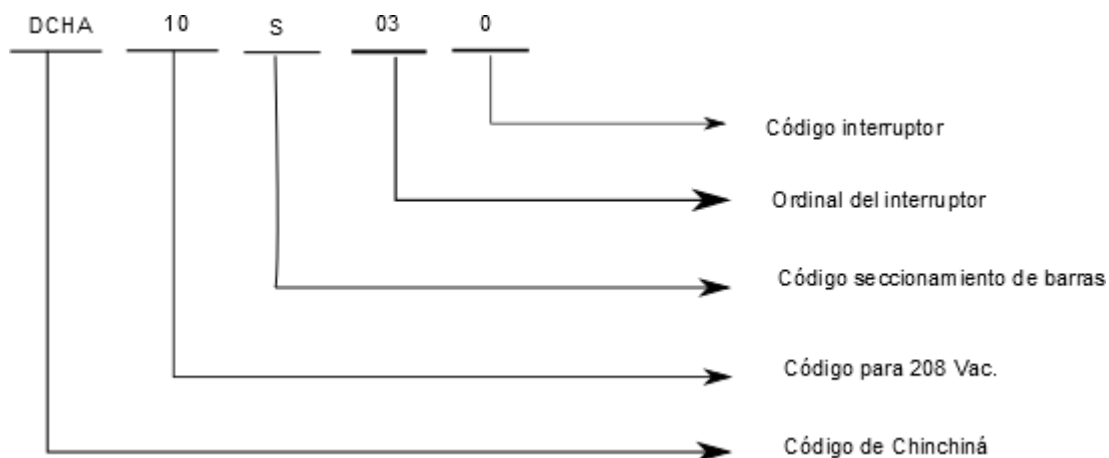


Figura 24. Nomenclatura del interruptor de la planta de emergencia de La Esmeralda

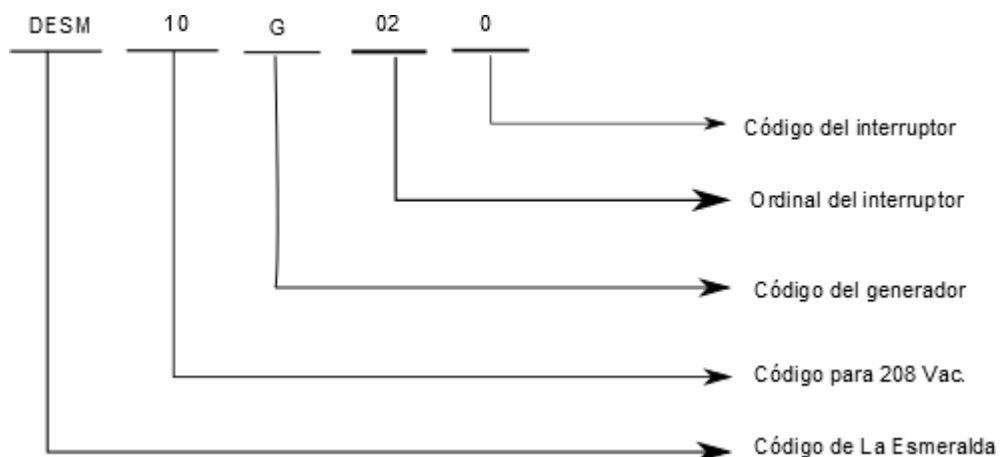


Figura 25. Nomenclatura del interruptor del transformador de servicios auxiliares de Peralonso

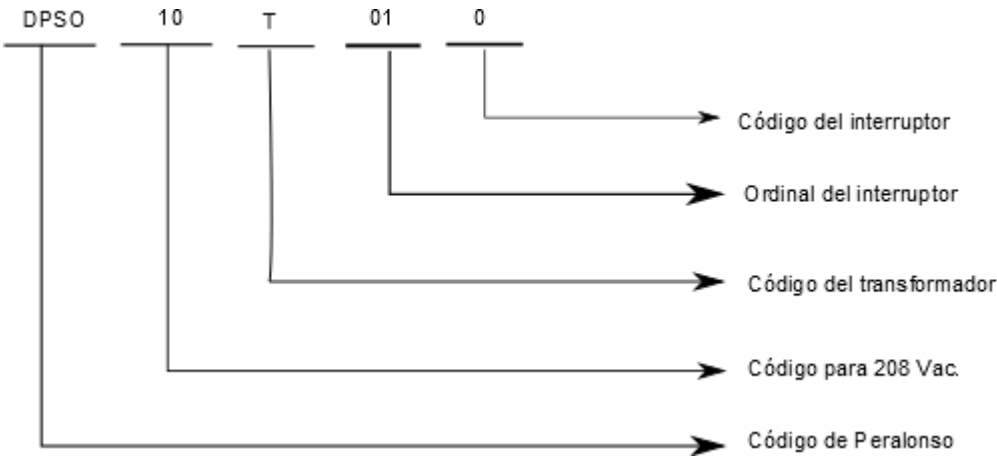


Figura 26. Nomenclatura del interruptor de la barra de esenciales 1 de servicios auxiliares de Viterbo

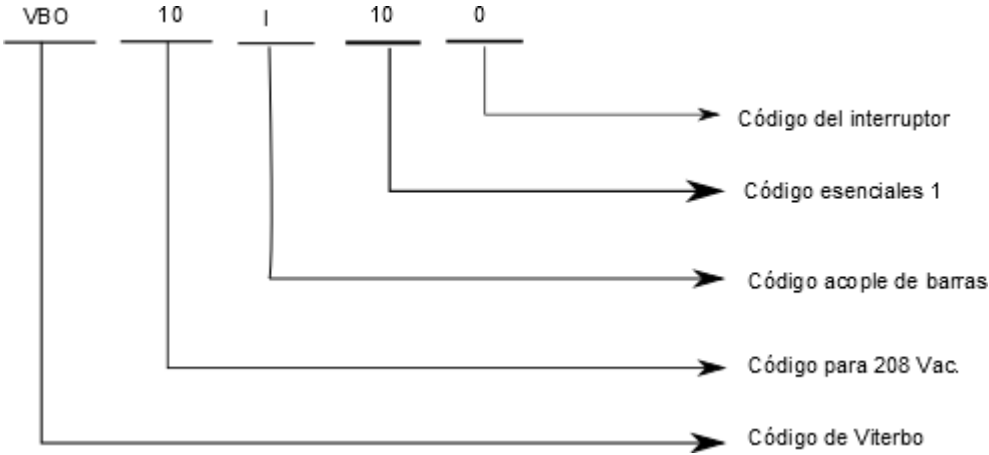


Figura 27. Nomenclatura del interruptor de la barra de no esenciales de Salamina

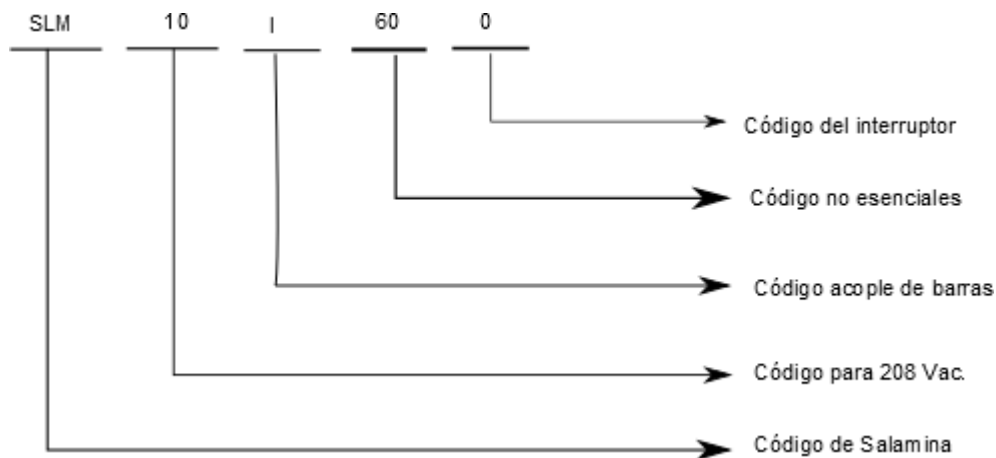
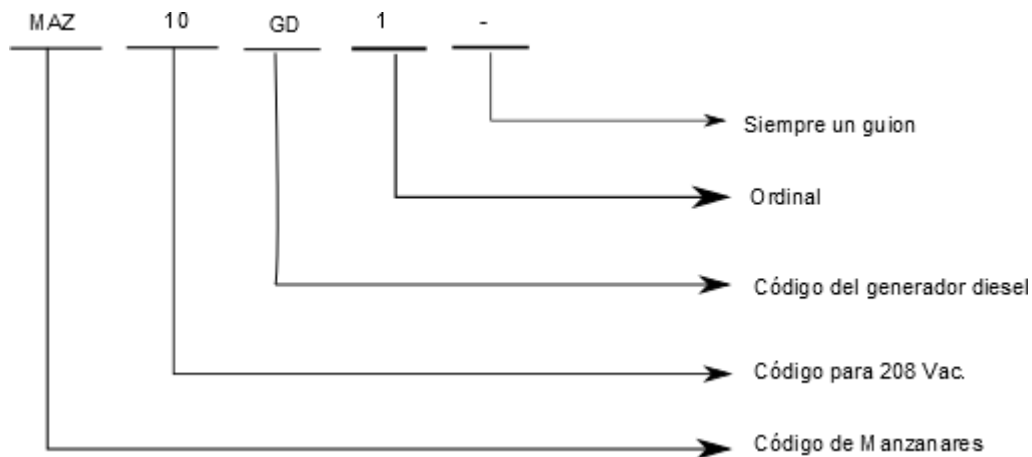


Figura 28. Nomenclatura de la planta de emergencia de Manzanarez



5.4.8.4. Equipos de servicios auxiliares

La siguiente información fue consultada en (1):

La codificación de los equipos de servicios auxiliares se forma en sus primeros cinco caracteres en la misma forma como se indica en el numeral anterior. Los dos siguientes caracteres indican el tipo de equipo (Cuadro 19), seguido de un ordinal de un dígito y al final un guion.

6. EJECUCIÓN DE MANIOBRAS Y PROCEDIMIENTOS

La siguiente información fue consultada en (1):

6.1. EJECUCIÓN DE MANIOBRAS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL

La siguiente información fue consultada en (1):

En las subestaciones automatizadas se operan los equipos desde el Centro de Control y también desde la misma subestación. La ejecución de las maniobras para la operación de estos equipos se describe a continuación:

6.1.1. Retirar o poner puestas a tierra en líneas y equipos

La siguiente información fue consultada en (1):

Esta maniobra consiste en desconectar o conectar los equipos de patio a la malla a tierra, de la subestación. Antes de realizar esta maniobra el auxiliar técnico debe actuar teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Portar los elementos necesarios de seguridad, como guantes, botas dieléctricas, medidor de tensión, etc.
- Cerciorarse que la bahía se encuentre totalmente desenergizada, es decir, que los interruptores y los seccionadores se encuentren en la posición abierta.
- Si se va a realizar mantenimiento o reparación en los interruptores o transformadores, se debe cerciorar que los seccionadores asociados a estos equipos se encuentren en posición abierta.
- Verificar la ausencia de tensión en la línea
 1. Si la línea es de transmisión, ésta puede encontrarse energizada desde su otro extremo (ésta puede verificarse con el Centro de Control).
 2. Si es de distribución o configuración radial, la línea quedará energizada por acoples capacitivos o de circuitos paralelos.

En las subestaciones se realiza este procedimiento para líneas y equipos de dos formas diferentes, como son:

1. Puesta a tierra por medio de tierra temporal (equipos): Se realiza conectando un cable a la malla a tierra, de este cable se derivan tres más. Cada uno de los extremos de las derivaciones contiene una pinza, la cual

es conectada a la fase respectiva del equipo. Estos equipos son los de patio, como seccionadores, interruptores y transformadores.

2. Puesta a tierra de la bahía de línea por medio de seccionador (líneas): Esta maniobra se realiza desde el nivel cero, es decir, desde patio y se realiza cerrando la cuchilla o seccionador a tierra, que se encuentra en el seccionador de línea. La posición de la cuchilla se supervisa por medio del SCADA.

6.1.2. Preparar un campo o bahía

La siguiente información fue consultada en (1):

Esta maniobra se ejecuta con el siguiente orden: Cerrar el seccionador de barra seguido del seccionador de línea o del transformador, según la bahía que se esté maniobrando. En ningún momento el interruptor debe encontrarse en la posición de cerrado, ya que si se maniobran los seccionadores bajo carga, se genera arco eléctrico el cual daña inmediatamente el seccionador.

La ejecución de esta maniobra requiere verificar tanto en el SCADA como en el patio las siguientes condiciones:

- Los equipos se encuentren sin puesta a tierra, es decir, la línea, interruptores o transformadores se encuentren sin conexión a tierra, fijas o temporales.
- Verificar que los equipos se maniobren de acuerdo con el orden establecido, ya que si no es así, los enclavamientos mecánicos no permitirán realizar la maniobra.

Esta maniobra se realiza por orden del Centro de Control y se realiza desde cualquier tipo de nivel (0, 1, 2, 3), dependiendo del estado de la subestación.

6.1.3. Energizar o desenergizar un circuito o instalación

La siguiente información fue consultada en (1):

Esta maniobra consiste en dar el cierre o apertura al interruptor, para energizar o desenergizar la línea o transformador, según sea la bahía en la cual se está maniobrando. Antes de ejecutar la energización, se debe verificar que:

- El circuito esté sin puestas a tierras y el campo esté preparado.
- Verificar que la línea esté energizada desde su otro extremo, para hacer la sincronización; de no estar energizada se puede proceder a energizar sin ningún problema.
- Si está energizada la línea desde el otro extremo, se debe realizar un sincronismo con la subestación.

Después de efectuadas las acciones anteriores y sólo bajo orden del Centro de Control, se procede a energizar la instalación.

En ningún caso se podrá realizar la energización de un circuito cuando el elemento de apertura corresponda a un seccionador, ya que es posible que ocurra un cierre en falla. Se preferirá hacer previamente la energización desde donde la misma sea segura.

6.1.4. Sincronización de un circuito o instalación

La siguiente información fue consultada en (1):

La sincronización de un circuito con el sistema eléctrico, se realiza sólo para subestaciones que cuenten con nivel de tensión 33 kV y 115 kV. Esta maniobra consiste en energizar un circuito, el cual tenga la configuración en anillo y esté energizado desde su otro extremo, por lo que se debe ejecutar esta maniobra con las siguientes condiciones:

- Las tensiones entre la barra y la línea deben ser aproximadamente iguales y no mayor al 20%, es decir, la diferencia de tensión entre la barra y la línea no debe exceder 23 kV.
- La diferencia de frecuencias entre la barra y la línea no puede ser superior a 200 mHz.
- La diferencia en ángulos de fase entre la barra y la línea no debe ser mayor a 20 grados.

Si estas condiciones se cumplen, más las mencionadas en los numerales anteriores, las cuales son monitoreadas por el relé 511, se da la señal de sincrocheck, con la cual se puede ejecutar la orden de cierre del interruptor de la línea o el de transferencia, según la consigna a ejecutar, de lo contrario el interruptor continuaría enclavado y no se podrá ejecutar esta maniobra.

6.1.5. Transferir un circuito o transformador bajo carga, de barra 1 a barra 3

La siguiente información fue consultada en (1):

Es alimentar la línea o transformador por medio de la barra de transferencia o barra tres; esta barra es alimentada por la barra uno o barra principal, la cual está acoplada por el campo de transferencia que une a las dos barras.

Esta operación es descrita en el capítulo 9. EJECUCIÓN CONSIGNAS OPERATIVAS, consignas de operación para bahías de línea 115 kV, ejecución de consigna 9.1.5 y 9.1.6.

Al realizar este procedimiento, todas las protecciones de la línea o transformador se transfieren al interruptor de transferencia 40M200.

6.1.6. Transferir un interruptor por by-pass

La siguiente información fue consultada en (1):

Es cambiar el camino de alimentación de la línea por medio de un seccionador por By-Pass que se encuentra en paralelo con el interruptor de la línea o transformador.

Se realiza cuando deba retirarse del servicio el interruptor del campo de salida, sin suspender en ningún momento el servicio de energía en dicha salida o circuito. Debe efectuarse bajo solicitud del Centro de Control.

Esta operación se realiza para bahía de 33 kV; ésta se ejecuta como se muestra en el capítulo 9. EJECUCIÓN CONSIGNAS OPERATIVAS, consignas de operación para bahías de línea 115 kV, ejecución de consignas 9.3.3. y 9.3.4.

6.1.7. Cierre o apertura de interruptores en modo prueba

La siguiente información fue consultada en (1):

Pruebas de interruptor:

Cuando se requiera hacer pruebas de cierre o apertura de un interruptor, se debe seguir el siguiente procedimiento: Abrir primero el seccionador de barra, seguido del seccionador de línea, en la bahía asociada al interruptor, al cual se van a realizar las pruebas.

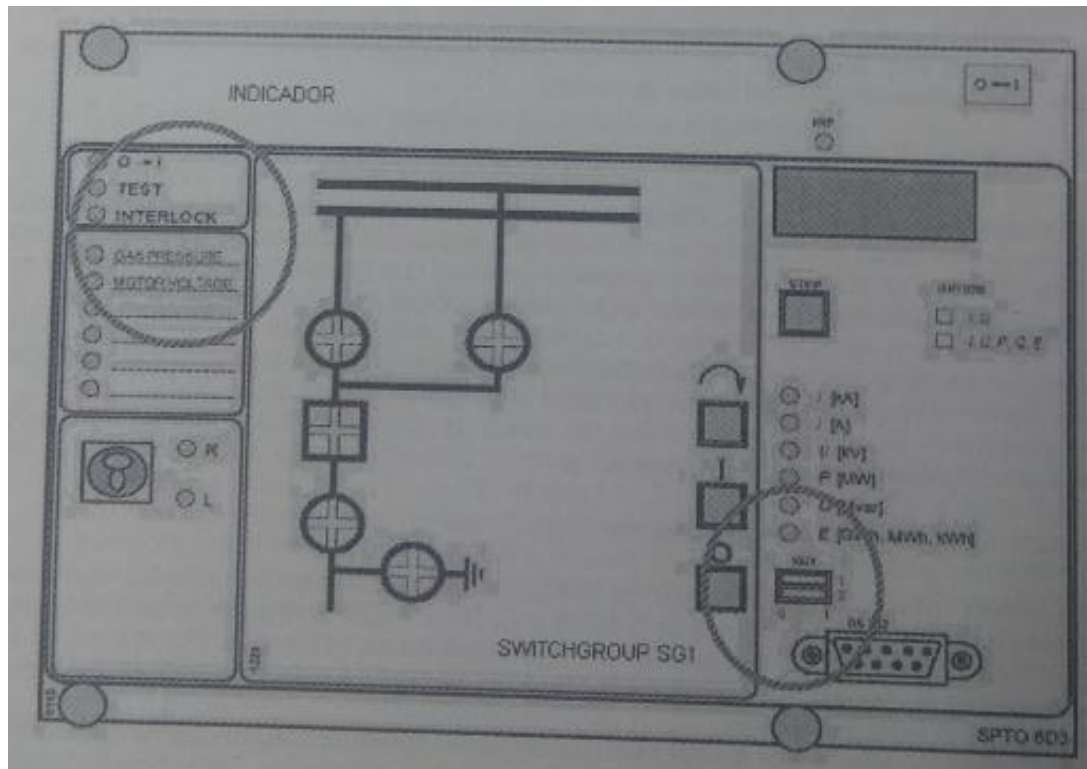
Para realizar este procedimiento se debe seleccionar modo local y se deben desactivar los enclavamientos de la bahía por medio del switchgroup SG1 en el módulo SPAC del tablero de control de la bahía, este equipo es mostrado en la

Figura 29.

El SG1 tiene dos interruptores 1 y 2. El interruptor 1 es usado para colocar los equipos de la bahía en modo prueba, de la siguiente forma:

- Cuando el SG1 se encuentre en la posición 0, los enclavamientos se activan, e inmediatamente el LED del indicador INTERLOCK prende.
- Cuando el SG1 se encuentra en la posición 1, los enclavamientos se desactivan, e inmediatamente el LED del indicador TEST se enciende.

Figura 29. Módulo de control SPAC



Una vez desactivados los enclavamientos y los seccionadores se encuentren abiertos, se puede proceder a realizar las pruebas al interruptor.

Al terminar las maniobras se debe dejar el selector del gabinete del interruptor en modo distancia (remoto) y activar nuevamente los enclavamientos. Por último confirmar al Centro de Control que se terminaron las maniobras de prueba.

Esta maniobra sólo se ejecuta por orden del Centro de Control, por ningún motivo se puede operar sin el consentimiento del Centro de Control.

Cierre o apertura del interruptor en caso que no responda:

En el caso de no producirse la apertura o cierre del interruptor bajo condiciones anormales (Baja en SF6, el circuito sin sincronismo, etc.) y de extrema urgencia, se deben desactivar los enclavamientos desde el módulo SPAC, para operar el interruptor.

Para realizar este procedimiento se selecciona modo local y se desactivan los enclavamientos de la bahía por medio del switchgroup SG1 en el módulo SPAC del tablero de control mostrado en la

Figura 29.

El SG1 tiene dos interruptores, 1 y 2. El 1 es usado para activar o desactivar los enclavamientos de los equipos en la bahía, como se muestra a continuación:

- Para desactivar los enclavamientos: El interruptor 1 del SG1 se debe colocar en la posición 1, e inmediatamente el LED del indicador TEST se enciende.
- Para activar los enclavamientos: El interruptor 1 del SG1 se debe colocar en la posición 0, e inmediatamente el LED del indicador Interlock se enciende.

Al terminar las maniobras, se debe dejar el selector del gabinete del interruptor en modo distancia (remoto) y activar nuevamente los enclavamientos. Por último confirmar al Centro de Control que se terminaron las maniobras.

Esta maniobra sólo se ejecuta por orden del Centro de Control, por ningún motivo se puede operar sin el consentimiento del Centro de Control.

6.1.8. Deshabilitar recierre

La siguiente información fue consultada en (1):

En trabajos y mantenimiento de líneas, normalmente es deshabilitado el recierre del circuito. Este mecanismo hace operar la función de cierre automático de un circuito en presencia de una falla transitoria. Con el fin de brindar seguridad al personal que trabaje en caliente, el recierre del circuito a intervenir es deshabilitado desde el Centro de Control o desde la subestación involucrada.

Para deshabilitar el recierre desde la subestación, se selecciona el switchgroup SG1 interruptor dos, la posición 1 para deshabilitar el recierre. Después de efectuar los trabajos en la línea, se procede a situar el interruptor dos del switchgroup SG1 en la posición 0.

Esta maniobra sólo se ejecuta por orden del Centro de Control, por ningún motivo se puede operar sin el consentimiento del Centro de Control.

6.1.9. Operación acople de barras 33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Para acoplar las dos barras de 33 kV de CHEC con EDEQ, se deben conocer las siguientes condiciones de los transformadores de 115 kV: El transformador 1 y el transformador 3 tienen diferente relación de transformación, por lo tanto no se pueden acoplar los dos transformadores con esa diferencia de tensión, ya que generan corrientes circundantes al estar en paralelo.

Por lo anterior se deben igualar las tensiones de salida en cada transformador con la siguiente operación: En la subestación Armenia se encuentran instalados tres relés: relé K810 de CHEC, el cual regula la tensión del transformador de CHEC, TF1, el cual regula la tensión del transformador de EDEQ y relé regulador TF2, el cual regula la tensión de salida del transformador de CHEC, al operar en paralelo. Estos operan de la siguiente forma:

- Operación de los transformadores en forma radial

Transformador de CHEC: El transformador de CHEC será supervisado con el relé K810, para regular la tensión bajo carga en forma radial, este relé debe encontrarse en posición automático.

Transformador de EDEQ: El transformador de EDEQ es supervisado con el relé SKB30 relé TF1 del tablero E2, para regular la tensión bajo carga en forma radial, este debe encontrarse en posición automático.

- Operación de los transformadores en forma paralela

Condiciones del transformador de CHEC: Para el transformador de CHEC el relé regulador de tensión K810 debe pasar de automático a manual, de forma que no trabaje y se debe pasar el relé TF2 en el tablero E2, regulador de tensión de EDEQ, a automático. Este regulará la tensión del transformador de CHEC. Dicho relé estará comandado por el relé TF1 de EDEQ, que sincronizará la tensión de salida de los dos transformadores.

Condiciones del transformador de EDEQ: Para el transformador de EDEQ el relé TF1 del tablero E2, regulador de tensión, continuará trabajando en forma automática y comandará el relé TF3 del tablero E2 de EDEQ, el cual regulará la tensión del transformador de CHEC y sincronizará las tensiones en las barras de CHEC y EDEQ.

6.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS PROGRAMADOS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL

La siguiente información fue consultada en (1):

6.2.1. Funciones de las entidades y personas que intervienen

La siguiente información fue consultada en (1):

1. Los Centros de Control en su función de estudio y aprobación de las desconexiones, las cuales deben solicitarse con la suficiente anticipación, a criterio del reglamento vigente de la empresa.
2. Se debe hacer solicitud del trabajo respectivo mediante el sistema SGO.
3. En este sistema se indicarán claramente las zonas a intervenir, las zonas de seguridad y el estado de los aparatos de corte o de seccionamiento, las zonas de puesta a tierra, etc.
4. Los solicitantes de la maniobra, quienes deben asegurar la creación de las zonas protegidas y entregar a su vez la instalación a los ejecutantes del trabajo, con las máximas condiciones de seguridad. En este momento se hace entrega en consignación de los equipos a intervenir, al ejecutante. El jefe de trabajo o ejecutante recibe la consignación con constancia escrita del estado en que recibe y a su vez, la devuelve una vez finalice su intervención.

6.2.2. Procedimientos

La siguiente información fue consultada en (1):

Se debe describir completamente, en el proceso de solicitud, la información técnica pertinente, como fechas, horario, instalación afectada, aparatos de corte y señalización con su ubicación en esquemas unifilares, información acerca del estado final de la instalación luego de la intervención, el o los grupos de trabajo que intervienen, la utilización de códigos de colores en el formulario, para aclarar las zonas intervenidas, las de seguridad, etc. Una vez aprobada la solicitud, se envían los avisos respectivos a los usuarios, en caso de afectación del servicio. El formulario aprobado con toda su información debe ser conocido previamente por las áreas involucradas directamente en los trabajos y no debe existir variación alguna entre lo allí consignado y el estado real de la instalación, en el momento de iniciar la ejecución de los trabajos.

De la misma forma debe consignarse el proceso de devolución de la consignación y de la maniobra como tal para llevar la instalación a sus condiciones iniciales, una vez finalizada la intervención.

Es impotente hacer énfasis en las medidas de seguridad en la ejecución de los trabajos, para proteger la integridad física del personal. Por lo tanto se asegurará tanto la aplicación de las medidas propias, tales como las cinco reglas de oro:

- Corte visible.
- Enclavamiento, bloqueo y señalización.

- Verificación de la ausencia de tensión.
- Puesta a tierra y cortocircuito.
- Señalización y delimitación de la zona de trabajo.

6.2.3. Ejecución de consignaciones

La siguiente información fue consultada en (1):

El responsable de cualquier programa de mantenimiento a ejecutarse, deberá dar cumplimiento a las siguientes consignas:

- El tiempo de inicio y terminación del mantenimiento programado será cuando el Centro de Control entregue el campo o línea abierta y cuando el ingeniero o supervisor de mantenimiento eléctrico entregue al Centro de Control el campo o línea para su normalización.
- La apertura y desenergización, dependiendo del nivel de tensión del equipo o circuito programado, debe ser solicitado al CRC o al CLD por el ingeniero o supervisor de mantenimiento eléctrico responsable del mantenimiento, 15 minutos antes de la hora programada, el cual debe estar presente en la subestación o sitio de trabajo.
- Cuando por alguna circunstancia deba ampliarse el tiempo programado del mantenimiento, se debe notificar oportunamente al Centro de Control para dar la información a las empresas distribuidoras que pueden ser afectadas por este requerimiento.
- En caso que el grupo de mantenimiento no se encuentre en el sitio del mantenimiento a la hora señalada, la programación de apertura y desenergización del equipo tendrá que ser sometida nuevamente a consideración de la empresa que sea afectada en su servicio por esta programación. Se podrá dar la situación de suspensión y aplazamiento de este programa.

6.2.4. Iniciación de maniobras

La siguiente información fue consultada en (1):

Confirmada la programación de los trabajos a realizarse por parte del ingeniero de turno, éste debe tener absoluta certeza del estado actual de la subestación donde se ejecutará dicha consignación, para facilitar las diferentes maniobras que se requieran hacer en los diferentes elementos que la constituyen, de acuerdo a una secuencia previamente establecida e iniciar el proceso con los siguientes pasos:

- Confirmar con las distribuidoras, en aquellos programas de mantenimiento que requieren traslado de carga entre circuitos, que estos han sido afectados en su totalidad, antes de proceder a las aperturas asociadas al mantenimiento, con el fin de evitar que estas aperturas produzcan suspensiones de servicio no programadas.
- Verificar las condiciones de cargabilidad de los elementos asociados al dispuesto en la consignación, con el fin de confirmar si la salida de éste no lleva asociada una condición de sobrecarga o de riesgo para el sistema.
- Ordenar las maniobras correspondientes.

6.2.5. Finalización de consignación

La siguiente información fue consultada en (1):

El responsable de ejecutar los trabajos confirma al asistente del Centro de Control que los trabajos han terminado y que el personal se encuentra fuera de línea. Se deben realizar las siguientes gestiones para la normalización del sistema:

- Coordinar la normalización con el Centro de Control. Se debe informar al asistente técnico de la finalización del mantenimiento y coordinar con éste, si es el caso, la normalización de los equipos consignados.
- Se debe verificar la normalización de los elementos en todos los aspectos, estados, señales y medidas de cargabilidad. Los CRC's realizarán un control del cumplimiento del horario de los mantenimientos y no autorizará aperturas no programadas o en períodos diferentes a los establecidos en la consignación.

6.2.6. Maniobras en líneas de transmisión

La siguiente información fue consultada en (1):

Siempre que se va a proceder a abrir o cerrar un circuito, se deben cumplir unas condiciones especiales para poder maniobrar cualquiera de los interruptores involucrados.

Para la apertura son: Flujos de carga, consecuencias de la apertura (desconexión del servicio. Potencia a interrumpir), capacidad del circuito paralelo.

Para el cierre son: Nodo más estable, configuración lineal o anillo, diferencia de tensiones, requerimientos de sincronismo.

6.2.7. Mantenimiento en caliente

La siguiente información fue consultada en (1):

Básicamente las consignas se refieren a la inhabilitación de la función de autorrecierre del circuito, durante el mantenimiento.

7. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS COMPONENTES DE LA SUBESTACIÓN ARMENIA

La siguiente información fue consultada en (1):

7.1. SUBESTACIÓN ARMENIA 115 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

La subestación Armenia 115 kV tiene una configuración barra principal más barra de transferencia, con capacidad para 6 bahías, de las cuales se encuentran en servicio las siguientes:

- Bahía Armenia-Regivit 40L18.
- Bahía Armenia- Rosa 40L19.
- Bahía Armenia-La Tebaida 40L22.
- Bahía salida transformador N° 1 40T21.
- Bahía salida transformador N° 3 40T23.
- Acople de barras 40B20.

Diagrama de conexión para la Subestación Arménia 115kV, Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. (CHC).

El diagrama muestra la configuración de los transformadores de potencia y los circuitos de protección y control.

Transformadores:

- Transformador 1: 115/15-0.15/15kV, 63.5A-1500VA.
- Transformador 2: 115/15-0.15/15kV, 63.5A-1500VA.
- Transformador 3: 115/15-0.15/15kV, 63.5A-1500VA.

Circuitos de Protección y Control:

- Circuito 1: Incluye el relé de protección 401-1 (SARBA ITI) y el relé de control 401-2 (SARBA ITI).
- Circuito 2: Incluye el relé de protección 402-1 (SARBA ITI) y el relé de control 402-2 (SARBA ITI).
- Circuito 3: Incluye el relé de protección 403-1 (SARBA ITI) y el relé de control 403-2 (SARBA ITI).
- Circuito 4: Incluye el relé de protección 404-1 (SARBA ITI) y el relé de control 404-2 (SARBA ITI).

Detalles de los Componentes:

- Relés: 401-1, 401-2, 402-1, 402-2, 403-1, 403-2, 404-1, 404-2.
- Transformadores de potencia: 115/15-0.15/15kV, 63.5A-1500VA.
- Transformadores de control: 115/15-0.15/15kV, 63.5A-1500VA.

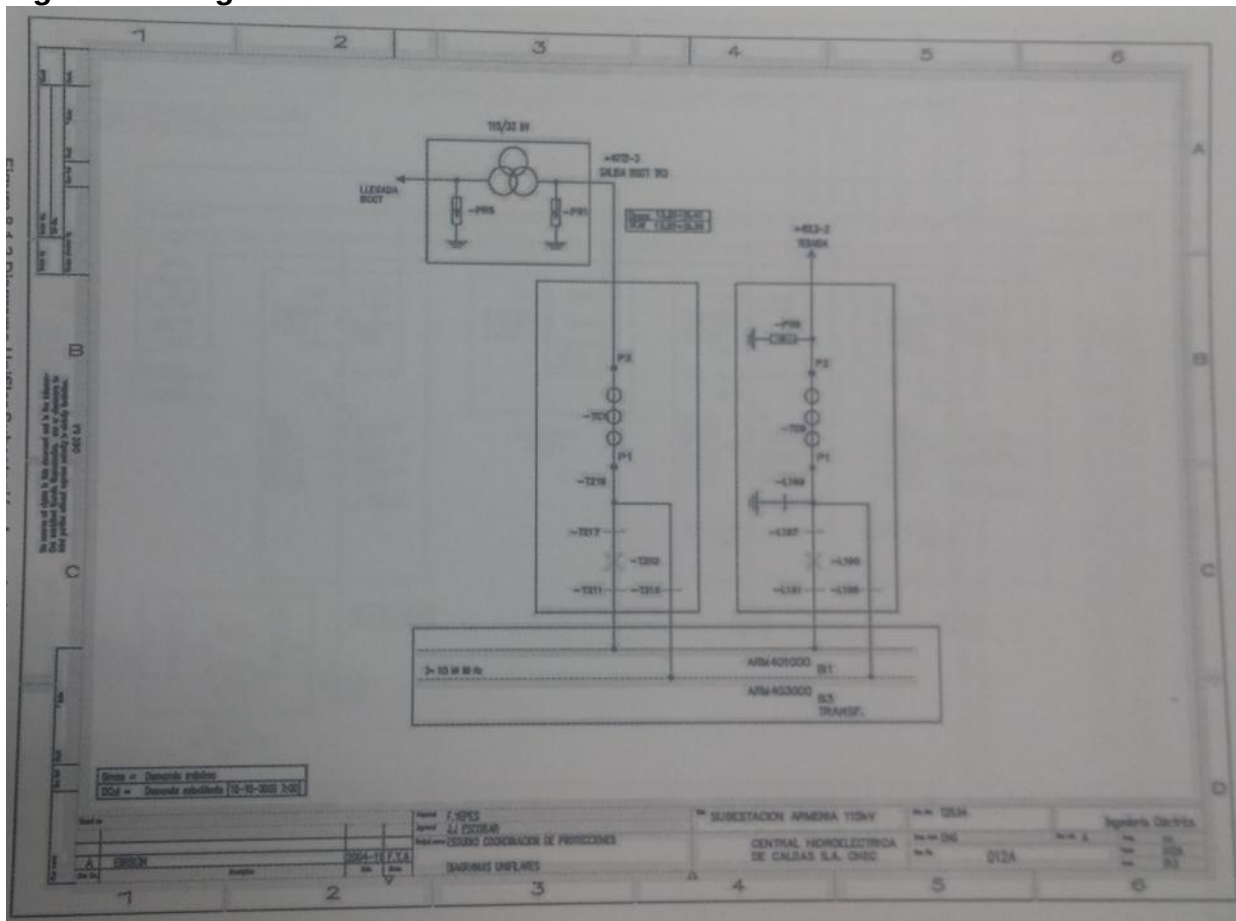
Legenda:

- Relé = Relé de protección
- Relé = Relé de control

Información Adicional:

- Subestación Arménia 115kV
- Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. (CHC)
- Diagrama de conexión

Figura 31. Diagrama unifilar subestación Armenia 115 kV A2



Características de los equipos de patio:

En los equipos de bahías como son seccionadores, interruptores y transformadores de medida y de potencia, los cuales se encuentran instalados en la subestación Armenia 115 kV tienen las siguientes propiedades:

- **Barra Armenia-Regivit 40L18**

Cuadro 27. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40L18

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Identificación en planos	40L181	40L186	40L187
Marca	Brown Boveri	Brown Boveri	Brown Boveri
Tipo seccionador			
Tipo mando	DCGF4 - Aire	DCGF4 - Aire	DCGF4 - Aire
Intensidad nominal	1000 A.	1000 A.	1000 A.

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Tensión nominal	123 kV.	123 kV.	123 kV.
Nivel aislamiento			
I Térmica Icc			

Cuadro 28. Interruptor 40L18

Identificación en planos	40L180
Marca	Siemens
I nominal	1600 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	SF6
Tensión nominal	145 kV.
I cortocircuito	31,5 KA. (T=3 seg.)
I cierre falla	7,9 KA.
Presión media de extinción	6 Bares
Presión de alarma	
Presión de disparo	
Tiempo cierre y apertura	0-0,3 seg.
Nivel de aislamiento	650 kV.
Contenido medio extinción	8,1 Kg.
Peso	1500 Kg.

Cuadro 29. Transformador de corriente 40L18

Tipo ubicación			
Marca	Stromwandler	Alsthom	Alsthom
Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	600/5 300/5	800/5	800/5
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA.	60-120	15-20	15-20
Conexión	400/5	800/5	800/5
Número núcleos	2	2	2
I Térmica	45/22,5/11,25 KA	21 KA. (T=1 seg.)	21 KA. (T=1 seg.)
I Dinámica	120/60/30 KA.	52,5 KA.	52,5 KA.
Tensión nominal	123 kV.	123 kV.	123 kV.
Nivel aislamiento	123/230 kV.	123/185/450 kV.	123/185/450 kV.
Peso			

Cuadro 30. Descargadores (pararrayos) 40L18

Tipo ubicación			
Marca	Browm Boveri	Browm Boveri	Browm Boveri
Fase conexión	A	B	C
I Descarga	10 KA.	10 KA.	10 KA.
Tensión nominal	103 kV.	103 kV.	103 kV.
Nivel aislamiento			

- Bahía Armenia-Rosa 40L22

Cuadro 31. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40L22

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Identificación en planos	40L191	40L196	40L197
Marca	Browm Boveri	AEG	AEG
Tipo seccionador			
Tipo mando	DCGF4 – Aire		
Intensidad nominal	1000 A.	1250 A.	1250 A.
Tensión nominal	110 kV.	110 kV.	110 kV.
I térmica lcc.			
Nivel aislamiento			

Cuadro 32. Interruptor 40L22

Identificación en planos	40L190
Marca	Siemens
I nominal	800 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	SF6
Tensión nominal	145 kV.
I cortocircuito	31,5 KA. (T=3 seg.)
I cierre falla	7,9 A.
Presión media de extinción	6 Bares
Presión de disparo	
Tiempo cierre y apertura	0-0,3 seg.
Nivel de aislamiento	650 kV.
Contenido medio extinción	
Peso	1500 Kg.

Cuadro 33. Transformador de corriente 40L22

Tipo ubicación			
Marca	ABB	ABB	ABB
Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	250/5 500/5 500/5	250/5 500/5 500/5	250/5 500/5 500/5
Clase	0,2	0,2	0,2
Capacidad VA.	20-20	20-20	20-20
Conexión	500/5	500/5	500/5
Número núcleos	3	3	3
I Térmica	32/35 KA (T=1 seg.)	32/35 KA (T=1 seg.)	32/35 KA (T=1 seg.)
I Dinámica	80/90 KA	80/90 KA	80/90 KA
Tensión nominal	145 kV.	145 kV.	145 kV.
Nivel aislamiento	275/500 kV.	275/500 kV.	275/500 kV.
Peso			

Cuadro 34. Descargadores (pararrayos) 40L22

Tipo ubicación			
Marca	Alsthom	Alsthom	Alsthom
Fase conexión	A	B	C
I Descarga	10 KA.	10 KA.	10 KA.
Tensión nominal	96 kV.	96 kV.	96 kV.
Nivel aislamiento			

- Bahía salida transformador TF1 40T21

Cuadro 35. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40T21

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Identificación en planos	40T211	40T216	40T217
Marca	Browm Boveri	Browm Boveri	Browm Boveri
Tipo seccionador			
Tipo mando	DCGF4 – Aire	DCGF4 – Aire	DCGF4 – Aire
Intensidad nominal	1000 A.	1000 A.	1000 A.
Tensión nominal	145 kV.	1145 kV.	145 kV.
I térmica lcc.			
Nivel aislamiento			

Cuadro 36. Interruptor 40T21

Identificación en planos	40T210
Marca	Browm Boveri
I nominal	600 A.
Tipo de mando	Motor
Medio de extinción	Aire
Tensión nominal	145 kV.
I cortocircuito	
I cierre falla	
Presión media de extinción	15,5 Kg./cm ²
Tiempo cierre y apertura	
Nivel de aislamiento	

Cuadro 37. Transformador de potencia 40T21

Ubicación en planos	TF1
Marca	ABB
Potencia	40 MVA
Tensión primaria	115/ $\sqrt{3}$ kV.
Tensión secundaria	33/ $\sqrt{3}$ kV.
I primaria	201 A.
I secundaria	201 A.
Fase conexión	A-B-C
Grupo conexión	YNYNO+D11
Tipo cambiador de tomas	Automático
Número fases	3
Refrigeración	
Posición del TAP	6
Rango del TAP	1-15
Peso	56500 Kg.

Cuadro 38. Transformador de corriente 40T21

Tipo ubicación			
Marca	Alsthom	Alsthom	Alsthom
Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	250/5 250/5 250/5	250/5 250/5 250/5	250/5 250/5 250/5
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA.	30-15-10	30-15-10	30-15-10
Conexión	250/5	250/5	250/5
Número núcleos	3	3	3
I Térmica	12,5 KA (T=1 seg.)	12,5 KA (T=1 seg.)	12,5 KA (T=1 seg.)
I Dinámica			

Tensión nominal	125 kV.	125 kV.	125 kV.
Nivel aislamiento	123/185/450 kV.	123/185/450 kV.	123/185/450 kV.
Peso			

- Bahía salida transformador TF3 40T23

Cuadro 39. Seccionadores de barra, línea y transferencia 40T23

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Identificación en planos	40T231	40T236	40T237
Marca	Alsthom	Alsthom	Alsthom
Tipo seccionador			
Tipo mando	Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico
Intensidad nominal	630 A.	630 A.	630 A.
Tensión nominal	36 kV.	36 kV.	36 kV.
I térmica lcc.	16 kA.	16 kA.	16 kA.
Nivel aislamiento			

Cuadro 40. Interruptor 40T23

Identificación en planos	
Marca	Alsthom
I nominal	630 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	Vacío
Tensión nominal	36 kV.
I cortocircuito	16 kA.
I cierre falla	
Presión media de extinción	
Tiempo cierre y apertura	0-0,3 seg.
Nivel de aislamiento	16 kA.

Cuadro 41. Transformador de potencia 40T23

Ubicación en planos	TF3
Marca	ABB
Potencia	40 MVA
Tensión primaria	115/ $\sqrt{3}$ kV.
Tensión secundaria	33/ $\sqrt{3}$ kV.
I primaria	
I secundaria	700 A.
Fase conexión	A-B-C
Grupo conexión	YNYNO+D

Tipo cambiador de tomas	Automático
Número fases	3
Refrigeración	
Posición del TAP	
Rango del TAP	1-21
Peso	53600 Kg.

- **Acople de barras 40B20**

Cuadro 42. Seccionadores de barra 1 y barra 3 40B20

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA 1	SECCIONADOR DE BARRA 3
Identificación en planos		
Marca	Alsthom	Alsthom
Tipo seccionador		
Tipo mando	Electromecánico	Electromecánico
Intensidad nominal	630 A.	630 A.
Tensión nominal	36 kV.	36 kV.
Nivel aislamiento		
I Térmica	1250 A.	1250 A.

Cuadro 43. Interruptor 40B20

Identificación en planos	
Marca	Alsthom
I nominal	630 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	Vacío
Tensión nominal	36 kV.
I cortocircuito	16 kA.
I cierre falla	
Presión media de extinción	
Presión de alarma	
Presión de disparo	
Tiempo cierre y apertura	0-0,3 seg.
Nivel de aislamiento	
Contenido medio de extinción	
Peso	

7.2. SUBESTACIÓN ARMENIA 33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

La subestación Armenia 33 kV tiene una configuración barra principal By-Pass, seccionada en dos barras, barra 1 y barra 2, con capacidad para cinco bahías respectivamente, de las cuales se encuentran en servicio las siguientes:

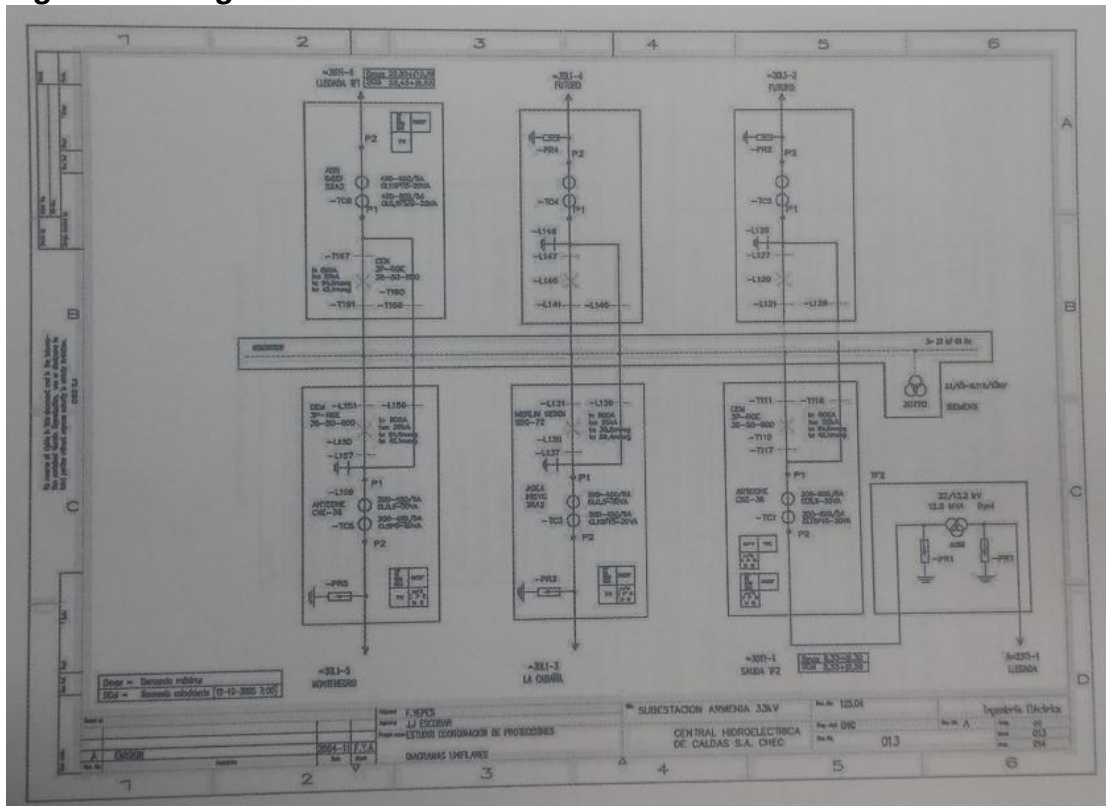
- **Barra 1 (Barra CHEC):**

1. Bahía Armenia-Cabaña 30L13.
2. Bahía Armenia-Montenegro 30L15.
3. Bahía salida transformador N°2 30T11 TF2.
4. Bahía llegada transformador N° 1 30T16 TF1.

- **Barra 2 (Barra EDEQ):**

1. Bahía Armenia-La Patria 30L21.
2. Bahía llegada transformador N°3 30T22 TF3.

Figura 32. Diagrama unifilar subestación Armenia 33 kV CHEC



Características de los equipos de patio:

En los equipos de bahía como son seccionadores, interruptores y transformadores de medida y de potencia, los cuales se encuentran instalados en la subestación Armenia 115 kV tienen las siguientes propiedades:

- Bahía Armenia-Cabaña 30L13

Cuadro 44. Seccionadores de barra, línea y by-pass 30L13

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR BY-PASS	SECCIONADOR DE LÍNEA
Indicación en planos	30L131	30L136	30L137
Marca	Merlin Gerin	Gardy	Asea
Tipo seccionador			
Tipo mando			
Intensidad nominal	400 A.	630 A,	1250 A.
Tensión nominal	52 kV.	52 kV.	52 kV.
Nivel aislamiento			

Cuadro 45. Interruptor 30L13

Identificación en planos	30L130
Marca	Merlin gerin
I nominal	800 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	SF6
Tensión nominal	
I cortocircuito	
I cierre falla	25 KA
Presión media de extinción	0.7 MPA
Presión de alarma	
Presión de disparo	
Tiempo cierre y apertura	
Nivel de aislamiento	
Contenido medio de extinción	
Peso	

Cuadro 46. Transformador de corriente 30L13

Tipo ubicación			
Marca	Asea	Asea	Asea
Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	2500/5-400/5	2500/5-400/5	2500/5-400/5
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA.	30-30	30-30	30-30
Conexión	400/5	400/5	400/5
Número núcleos	2	2	2
I Térmica	30/44 KA (T=1 seg.)	30/44 KA (T=1 seg.)	30/44 KA (T=1 seg.)
I Dinámica	120/140 KA	120/140 KA	120/140 KA
Tensión nominal			
Nivel aislamiento	36/70/170 kV.	36/70/170 kV.	36/70/170 kV.
Peso			

Cuadro 47. Descargadores (pararrayos) 30L13

Tipo ubicación			
Marca	Westinghouse	Westinghouse	Westinghouse
Fase conexión	A	B	C
I Descarga	10 KA.	10 KA.	10 KA.
Tensión nominal	30 kV.	30 kV.	30 kV.
Nivel aislamiento			

- Bahía Armenia-Montenegro 30L15

Cuadro 48. Seccionadores de barra, línea y by-pass 30L15

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR BY-PASS	SECCIONADOR DE LÍNEA
Indicación en planos	30L151	30L156	30L157
Marca	Merlin Gerin	Gardy	Asea
Tipo seccionador			
Tipo mando			
Intensidad nominal	400 A.	630 A.	1250 A.
Tensión nominal	52 kV.	52 kV.	52 kV.
Nivel aislamiento			

Cuadro 49. Interruptor 30L15

Identificación en planos	30L150
Marca	Cem
I nominal	800 A.

Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	Aceite
Tensión nominal	38 kV.
I cortocircuito	20 KA (T=3 seg.)
I cierre falla	62,5 KA (T=1 seg.)
Presión media de extinción	
Presión de alarma	
Presión de disparo	
Tiempo cierre y apertura	
Nivel de aislamiento	70 kV.
Contenido medio de extinción	
Peso	

Cuadro 50. Transformador de corriente 30L15

Tipo ubicación			
Marca	Arteche	Arteche	Arteche
Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	600/5-600/5	600/5-600/5	600/5-600/5
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA.	50-50	50-50	50-50
Conexión	600/5	600/5	600/5
Número núcleos	2	2	2
I Térmica	42,5 KA (T=1 seg.)	42,5 KA (T=1 seg.)	42,5 KA (T=1 seg.)
I Dinámica	115 KA	115 KA	115 KA
Tensión nominal	52 kV.	52 kV.	52 kV.
Nivel aislamiento	95/250 kV.	95/250 kV.	95/250 kV.
Peso			

Cuadro 51. Descargadores (pararrayos) 30L15

Tipo ubicación			
Marca	Mcgrauedison	Mcgrauedison	Mcgrauedison
Fase conexión	A	B	C
I Descarga	10 KA.	10 KA.	10 KA.
Tensión nominal	30 kV.	30 kV.	30 kV.
Nivel aislamiento			

- Bahía Armenia-La Patria 30L21

Cuadro 52. Seccionadores de barra, línea y by-pass 30L21

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR BY-PASS	SECCIONADOR DE LÍNEA
Indicación en planos			
Marca	Alsthom	Alsthom	Alsthom
Tipo seccionador			
Tipo mando	Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico
Intensidad nominal	630 A.	630 A.	630 A.
Tensión nominal	36 kV.	36 kV.	36 kV.
Nivel aislamiento			

Cuadro 53. Interruptor 30L21

Identificación en planos	
Marca	Alsthom
I nominal	630 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	Vacío
Tensión nominal	36 kV.
I cortocircuito	16 kA.
I cierre falla	
Presión media de extinción	
Presión de alarma	
Presión de disparo	
Tiempo cierre y apertura	
Nivel de aislamiento	
Contenido medio de extinción	
Peso	

Cuadro 54. Descargadores (pararrayos) 30L21

Tipo ubicación				
Marca	ABB		ABB	ABB
Fase conexión	A		B	C
I Descarga	10 KA		10 KA	10 KA
Tensión nominal	30 kV.		30 kV.	30 kV.
Nivel aislamiento				

- Bahía salida TF2 30T11

Cuadro 55. Seccionador de barra 30T11

Identificación en planos	30T111
Marca	Asea
Tipo mando	Merlin Gerin
Intensidad nominal	400 A.
Tensión nominal	

Cuadro 56. Interruptor 30T11

Identificación en planos	30T110
Marca	CEM
I nominal	800 A,
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	Aceite
Tensión nominal	38 kV.
I cortocircuito	20 KA (T=3 seg.)
I cierre falla	20 KA
Nivel d aislamiento	70 kV.

Cuadro 57. Transformador de potencia 30T11

Ubicación en planos	TF2
Marca	ABB
Potencia	15,5 MVA
Tensión primaria	33/ $\sqrt{3}$ kV.
Tensión secundaria	13,2/ $\sqrt{3}$ kV.
I primaria	175-218 A.
I secundaria	175-218 A.
Fase conexión	A-B-C
Grupo conexión	DYN1
Tipo cambiador de tomas	Manual
Número fases	3
Posición de TAP	1
Rango de TAP	1-5

Cuadro 58. Transformador de corriente 30T11

Marca	CEM	CEM	CEM
Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	300/5-600/5-600/5	300/5-600/5-600/5	300/5-600/5-600/5
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA	20-20-30	20-20-30	20-20-30

Conexión	300/5	300/5	300/5
Número núcleos	3	3	3
I térmica	22 KA (T=1 seg.)	22 KA (T=1 seg.)	22 KA (T=1 seg.)
I dinámica	50 KA	50 KA	50 KA
Nivel aislamiento	36/70/200 kV.	36/70/200 kV.	36/70/200 kV.

- Bahía llegada transformador N°1 30T16 TF1

Cuadro 59. Seccionadores de barra, línea y transferencia 30T16

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Indicación en planos	30T161		
Marca	Alpha Nidau		
Tipo seccionador			
Tipo mando			
Intensidad nominal	1250 A.		
Tensión nominal			
Nivel aislamiento			
I térmica			

Cuadro 60. Interruptor 30T16

Identificación en planos	30T160
Marca	CEM
I nominal	800 A.
Tipo de mando	Electromecánico
Medio de extinción	Aceite
Tensión nominal	38 kV.
I cortocircuito	20 KA (T=3 seg.)
I cierre falla	20 KA
Nivel d aislamiento	
Contenido medio extinción	

Cuadro 61. Transformador de corriente 30T16

Marca	ABB	ABB	ABB
Fase conexión	A	B	C
Relación	400/5-800/5	400/5-800/5	400/5-800/5

transformación			
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA	20-20	20-20	20-20
Conexión	800/5	800/5	800/5
Número núcleos	2	2	2
I térmica	32 KA (T=1 seg.)	32 KA (T=1 seg.)	32 KA (T=1 seg.)
I dinámica	80 KA	80 KA	80 KA
Tensión nominal	36 kV.	36 kV.	36 kV.
Nivel aislamiento	72/200 kV.	72/200 kV.	72/200 kV.

- Bahía llegada transformador N°1 30T27 TF1

Cuadro 62. Seccionadores de barra, línea y transferencia 30T27

EQUIPO	SECCIONADOR DE BARRA	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	SECCIONADOR DE LÍNEA
Indicación en planos			
Marca	Alsthom	Alsthom	Alsthom
Tipo seccionador			
Tipo mando			
Intensidad nominal	800 A.	800 A.	800 A.
Tensión nominal	145 kV.	145 kV.	145 kV.
Nivel aislamiento			
Icc	20 KA.	20 KA.	20 KA.

Cuadro 63. Interruptor 30T27

Identificación en planos	
Marca	Alsthom
I nominal	3150 A.
Tipo de mando	
Medio de extinción	Gas SF6
Tensión nominal	145 kV.
I cortocircuito	31,5 kA.
I cierre falla	
Nivel d aislamiento	
Contenido medio extinción	

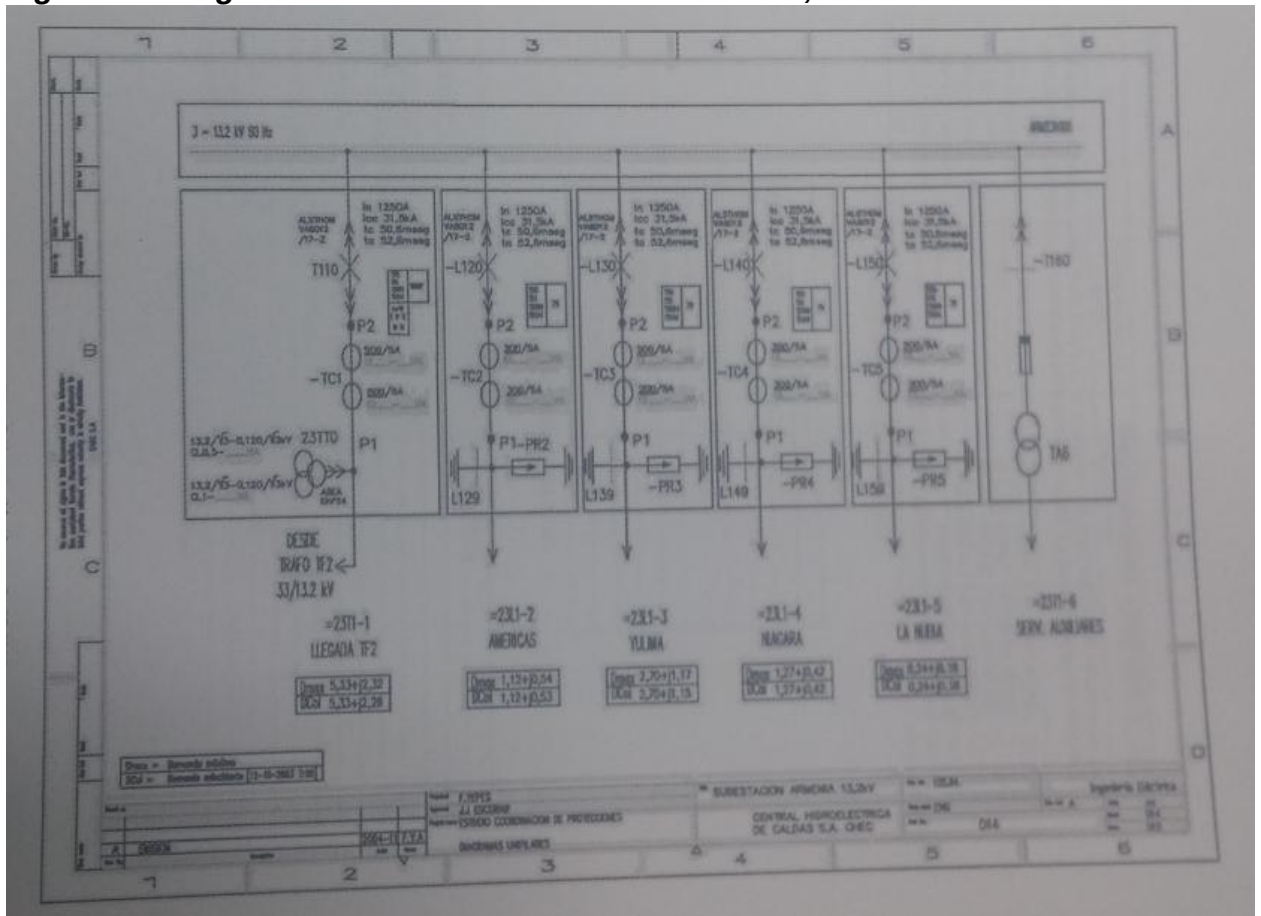
7.3. SUBESTACIÓN ARMENIA 13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

La subestación Armenia 13,2 kV tiene una configuración barra principal, con capacidad para siete bahías, de las cuales se encuentran en servicio las siguientes:

- Bahía Armenia-Américas 23L12.
- Bahía Armenia-Yulima 23L13.
- Bahía Armenia-Niágara 23L14.
- Bahía Armenia-La Cristalina 23L15.
- Bahía auxiliares 23L16.
- Bahía Llegada transformador N° 2 23T11 TF2.

Figura 33. Diagrama unifilar subestación Armenia 13,2 kV.



Características de los equipos de patio:

En los equipos de patio en la subestación se encuentran los siguientes interruptores y TC's, que tienen las siguientes propiedades:

- **Interruptor:** Para todas las bahías de la subestación Armenia 13,2 kV se encuentran instalados los interruptores ABB, los cuales presentan las siguientes propiedades:

Cuadro 64. Interruptor 13,2 kV

Marca	Alstom
I nominal	630 A.
Tipo de mando	Motor
Medio de extinción	Vacío
Tensión nominal	17 kV.
I cortocircuito	25 KA (T=3 seg.)
I cierre falla	63 KA
Tiempo cierre y apertura	0-3 seg.
Nivel de aislamiento	38 kV.
Bil	95 kV.
Peso	85 Kg.

Cuadro 65. Transformador de corriente 13,2 kV

Fase conexión	A	B	C
Relación transformación	200/2-400/5	200/2-400/5	200/2-400/5
Clase	0,5	0,5	0,5
Capacidad VA	20-20	20-20	20-20
Conexión	400/5	400/5	400/5
Número núcleos	2	2	2
I térmica	27/54 KA (T=1 seg.)	27/54 KA (T=1 seg.)	27/54 KA (T=1 seg.)
I dinámica	67.5/135 KA	67.5/135 KA	67.5/135 KA
Tensión nominal	24 kV.	24 kV.	24 kV.
Nivel aislamiento	50/125 kV.	50/125 kV.	50/125 kV.

8. CONSIGNAS OPERATIVAS

La siguiente información fue consultada en (1):

Las consignas operativas se refieren a procedimientos operativos a realizar en las bahías de líneas y transformación, de acuerdo a las necesidades para realizar desenergización y energización de líneas y transformadores, para la operación del sistema. De igual forma para realizar reparación, mantenimiento y mantener el flujo de potencia eléctrica constante a valores nominales en el sistema.

Para la subestación Armenia se aplican consignas para los niveles 115 kV, 33 kV, 13,2 kV, estas consignas son realizadas bajo operación normal de equipos en la subestación Armenia.

8.1. CONSIGNAS 115 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

8.1.1. Consignas de operación bahías de línea

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 66. Consignas de operación bahías de línea 115 kV

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar bahía de línea a través de barra 1	
2-Energizar bahía de línea a través de barra 3	
3-Desenergizar bahía de línea a través de barra 1	
4-Desenergizar bahía de línea a través de barra 3	
5-Operación transferencia bajo carga de barra 1 a barra 3	
6-Operación transferencia bajo carga de barra 3 a barra 1	
7-Conexión puesta a tierra de bahía de línea	
8-Levantamiento de puesta a tierra de bahía de línea	

8.1.2. Consignas de operación bahía de transformación

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 67. Consignas de operación bahía de transformación

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar bahía de transformación a través de barra 1	
2-Energizar bahía de transformación a través de barra 3	
3-Desenergizar bahía de transformación a través de barra 1	
4-Desenergizar bahía de transformación a través de barra 3	
5-Operación transferencia bajo carga de barra 1 a barra 3	
6-Operación transferencia bajo carga de barra 3 a barra 1	

8.2. CONSIGNAS PARA BARRA 33 kV DE CHEC.

8.2.1. Consignas de operación bahía de circuito

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 68. Consignas de operación bahía de circuito 33 kV de CHEC

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar bahía de línea a través de barra 1	
2-Desenergizar bahía de línea a través de barra 1	
3-Operación By-Pass bajo carga-conexión circuito	
4-Operación By-Pass bajo carga-desconexión circuito	
5-Conexión puesta a tierra bahía de línea	
6-Levantamiento puesta a tierra bahía de circuito	

8.2.2. Consignas de operación bahía de transformación

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 69. Consignas de operación bahía de transformación 33 kV CHEC

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar bahía de transformación a través de barra 1	
2-Desenergizar bahía de transformación a través de barra 1	
3-Operación By-Pass bajo carga-conexión bahía de transformación	
4-Operación By-Pass bajo carga-desconexión bahía de transformación	

8.3. CONSIGNAS PARA BARRA 33 kV DE EDEQ.

La siguiente información fue consultada en (1):

8.3.1. Consignas de operación bahía de circuito

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 70. Consignas de operación bahía de circuito 33 kV de EDEQ

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar circuito	
2-Desenergizar circuito	
3-Conexión puesta a tierra de circuito	
4-Levantamiento de puesta a tierra de circuito	

8.3.2. Consignas de operación banco de transformadores

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 71. Consignas de operación banco de transformadores EDEQ

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar bahía de transformación a través de la barra 1	
2-Desenergizar bahía de transformación desde la barra 1	

8.4. CONSIGNAS 13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

8.4.1. Consignas de operación bahía de circuito

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 72. Consignas de operación bahía de circuito 13,2 kV

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar circuito	
2-Desenergizar circuito	
3-Conexión puesta a tierra de circuito	
4-Levantamiento de puesta a tierra de circuito	

8.4.2. Consignas de operación banco de transformadores

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 73. Consignas de operación banco de transformadores 13,2 kV

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
1-Energizar bahía de transformación a través de la barra 1	
2-Desenergizar bahía de transformación desde la barra 1	

8.5. CONSIGNAS ACOPLE DE BARRAS 33 kV CHEC CON EDEQ.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 74. Consignas de operación acople de barras

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Acople entre barras del sistema CHEC y EDEQ	
Desacople entre barras del sistema CHEC y EDEQ	

8.6. OTRAS CONSIGNAS 115 kV/33 kV/13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Consignas de operación, nivel de operación 1:

Cuadro 75. Consigna de operación nivel de operación 1

ÍNDICE DE CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Interruptor no cierra desde el nivel 3 y 2	
Interruptor no abre desde el nivel 3 y 2	
Seccionador no cierra desde el nivel 3 y 2	
Seccionador no abre desde el nivel 3 y 2	

9. EJECUCIÓN CONSIGNAS OPERATIVAS

La siguiente información fue consultada en (1):

La ejecución de consignas operativas es el procedimiento en el cual se realizan las maniobras de las consignas operativas. Estas maniobras siguen un orden preestablecido, que proporciona un mejor cuidado a los equipos de patio.

Con el fin de lograr un mejor entendimiento, se realiza la ejecución de consignas en forma general para las bahías de 115 kV, 33 kV, 13,2 kV. Todas las maniobras realizadas en la subestación, deben ser coordinadas desde el Centro de Control, con la subestación.

Las siguientes son las consignas a ejecutar en caso de falla o pérdida de control desde el Centro de Control con la subestación Armenia, o la necesidad del operario que está a cargo del Centro de Control, de las confirmación visual d apertura y cierre de los equipos en patio.

9.1. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE 115 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

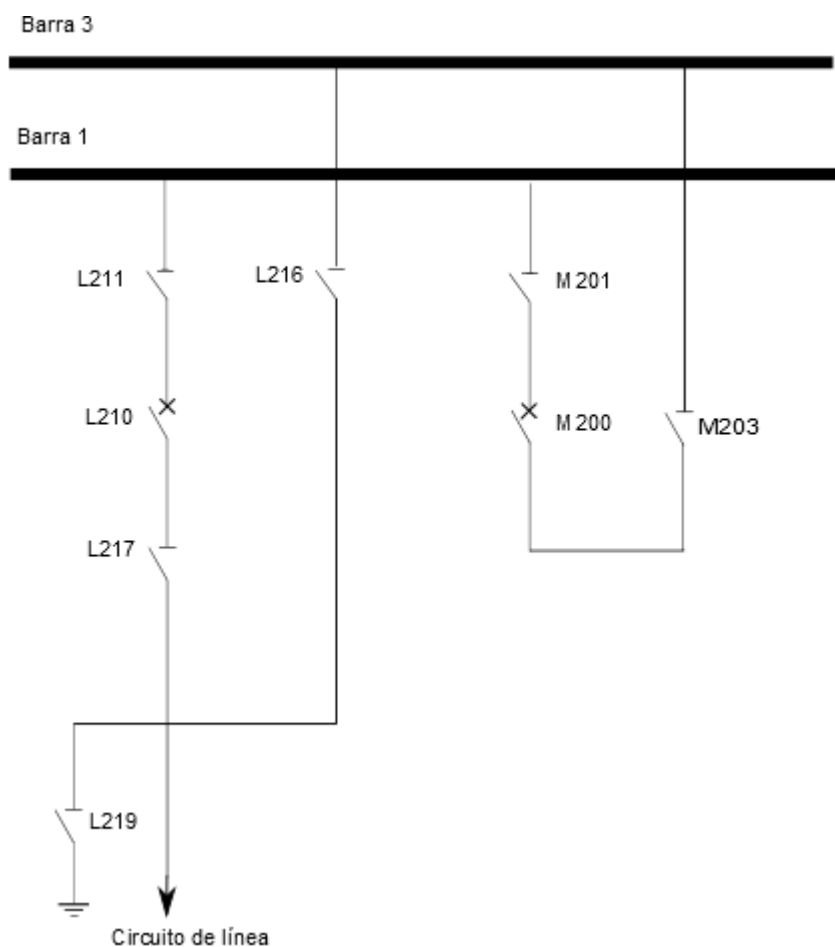
Cuadro 76. Consigna 9.1.1.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar bahía de línea a través de barra 1	9.1.1.

Cuadro 77. Ejecución de la consigna 9.1.1.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra cerrado	--Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea cerrado
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea cerrado
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

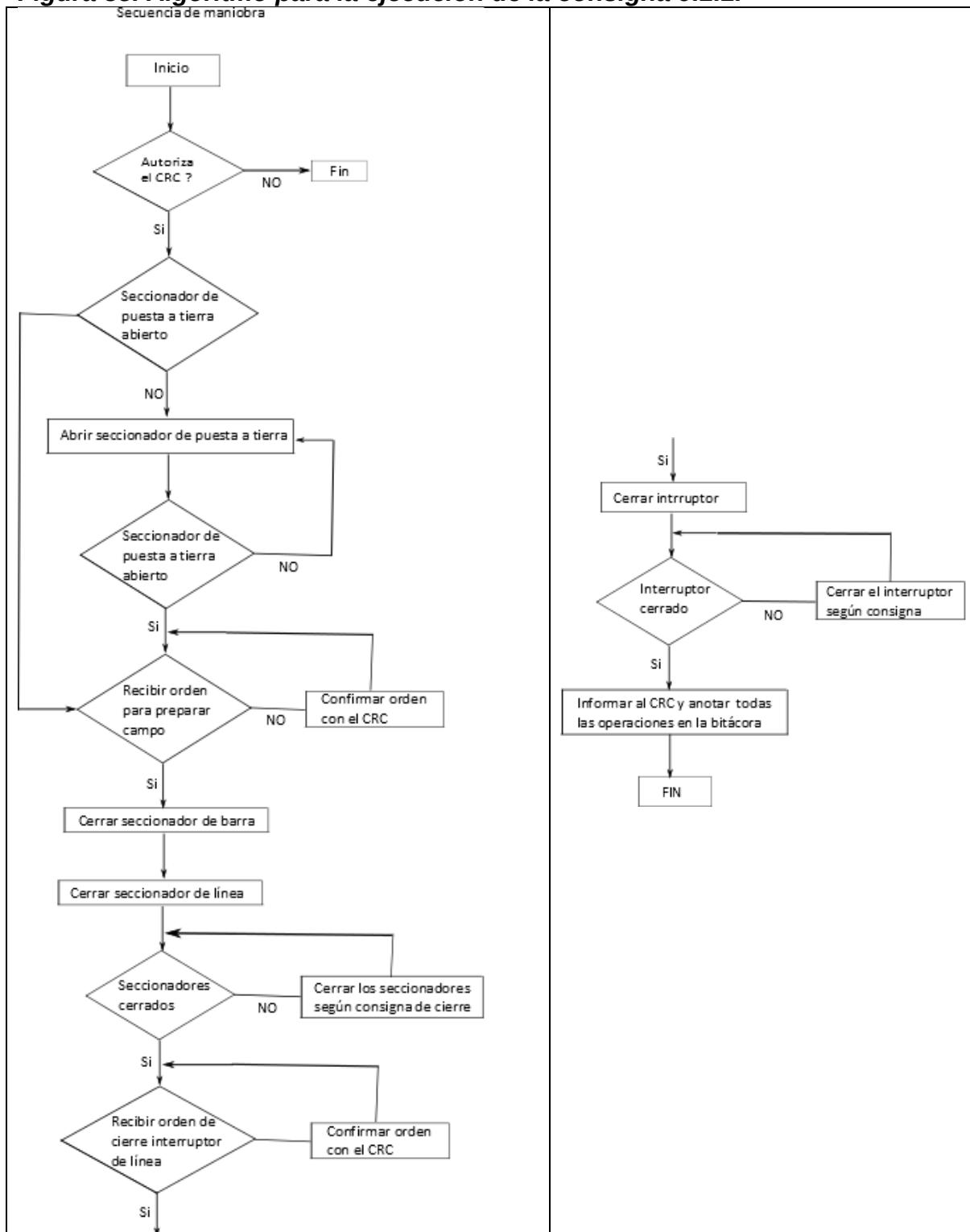
Figura 34. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir en patio la cuchilla de puesta a tierra y confirmar apertura con el Centro de Control.
- 3- Cerrar seccionador de barra.
- 4- Cerrar seccionador de línea.
- 5- Cerrar interruptor de línea.
- 6- Informar la energización al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas, en la bitácora de la subestación.

Figura 35. Algoritmo para la ejecución de la consigna 9.1.1.



Cuadro 78. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.1.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3,2,1	El auxiliar técnico debe operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación, el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 79. Consigna 9.1.2.

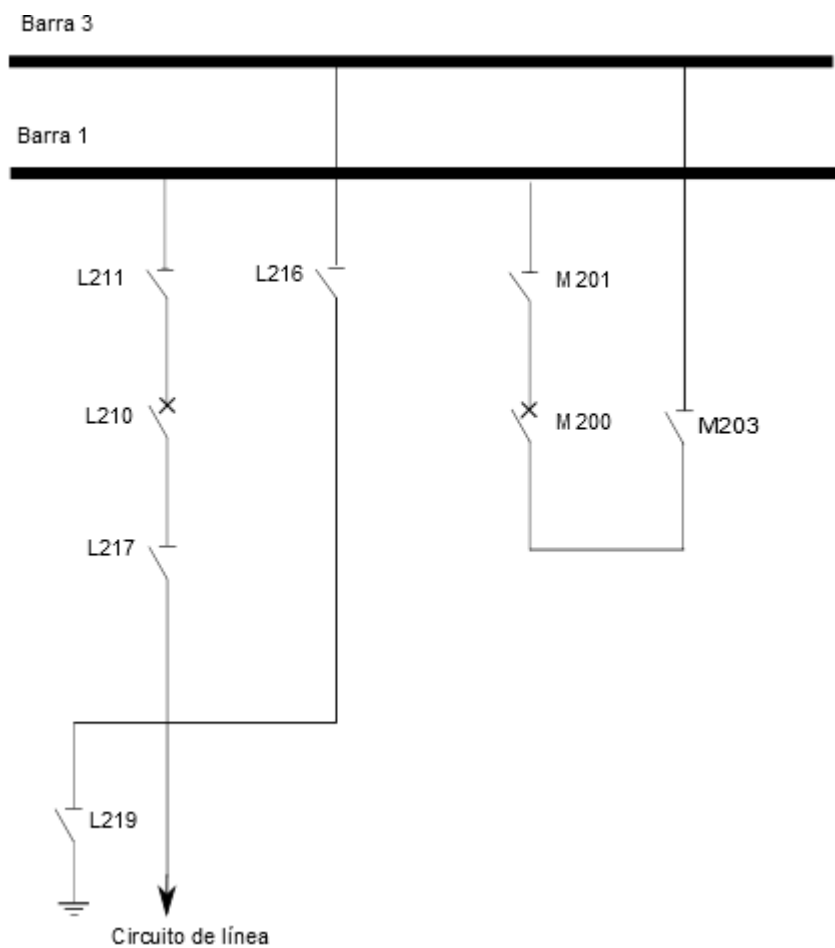
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar bahía de línea a través de barra 3	9.1.2.

Cuadro 80. Ejecución de la consigna 9.1.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra cerrado	--Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea cerrado
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia	--Seccionador de transferencia

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
abierto	cerrado
--M200 abierto	--M200 cerrado
--M201 abierto	--M201 cerrado
--M203 abierto	--M203 cerrado

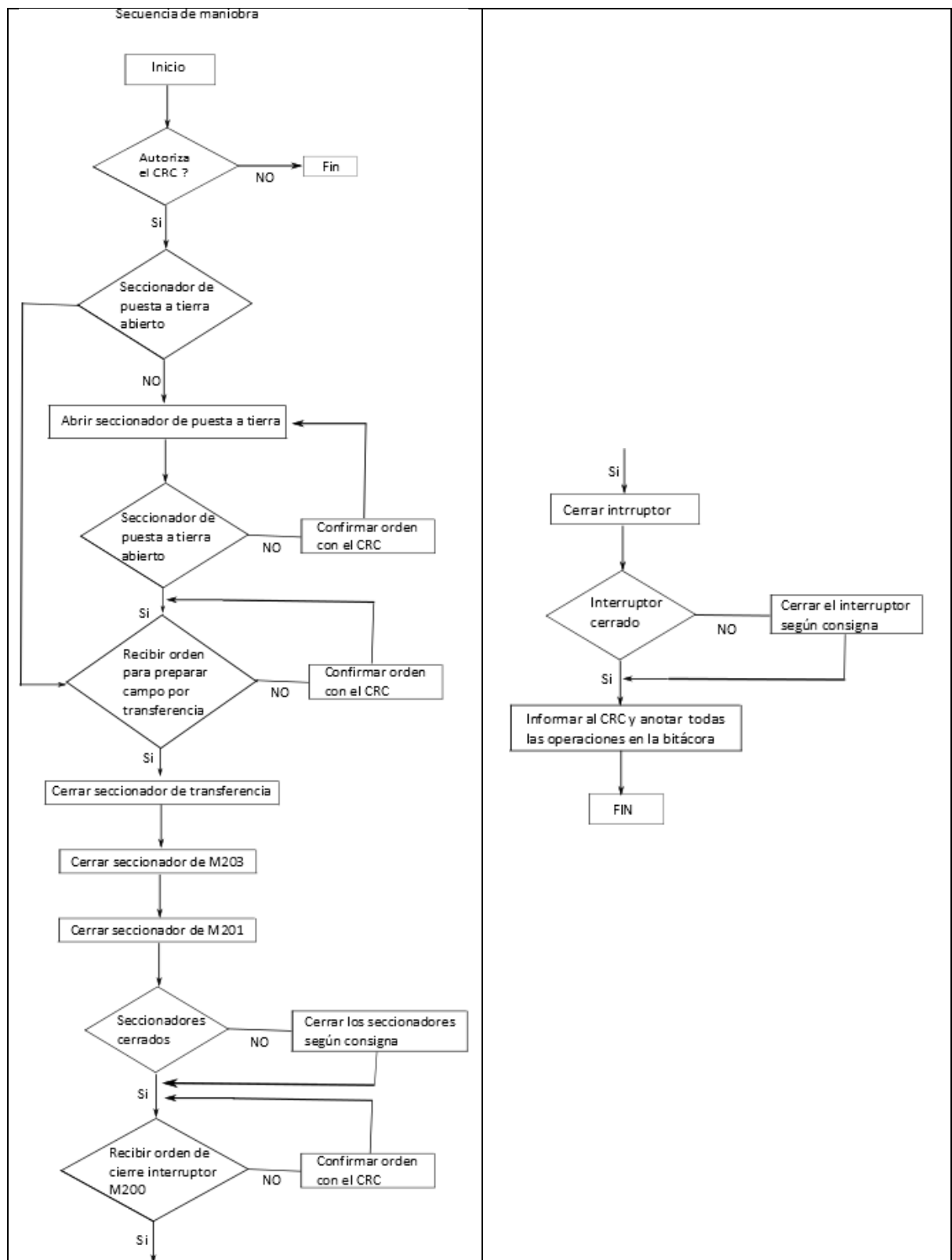
Figura 36. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.2.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir en el patio la cuchilla de puesta a tierra y confirmar apertura con el Centro de Control.
- 3- Cerrar el seccionador de transferencia (Sólo un seccionador de transferencia puede estar cerrado).
- 4- Cerrar el seccionador M201.
- 5- Cerrar el seccionador M203.
- 6- Cerrar el interruptor M200.
- 7- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 37. Algoritmo para la ejecución de la consigna 9.1.2.



Cuadro 81. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.2.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3,2,1	El auxiliar técnico debe operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación, el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

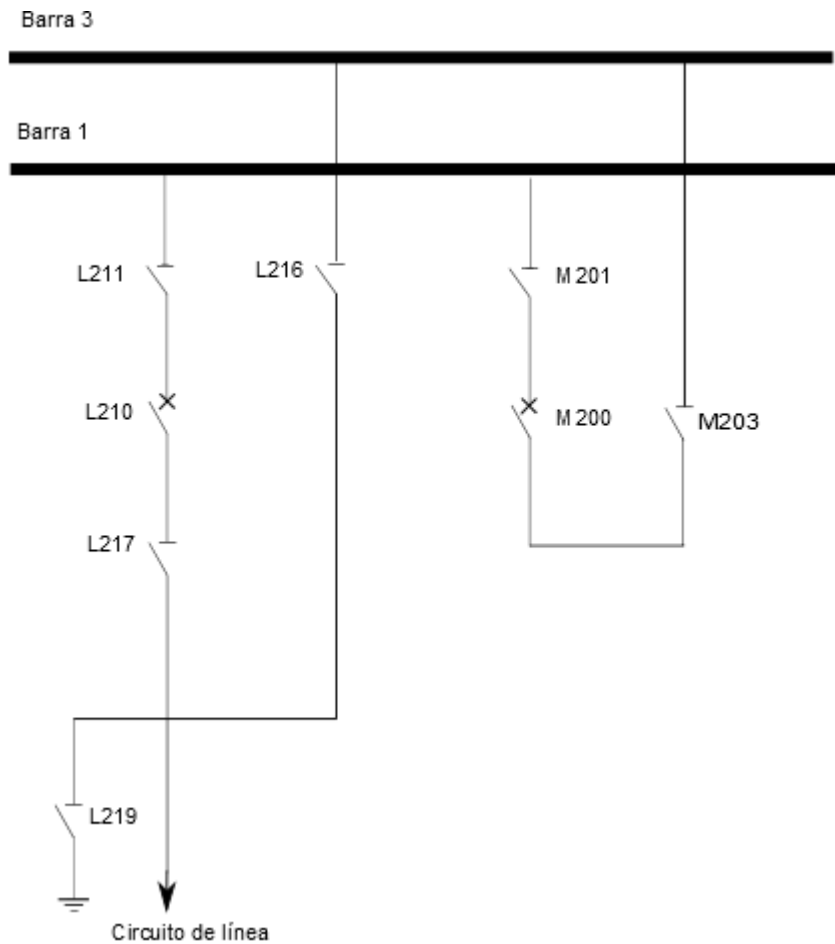
Cuadro 82. Consigna 9.1.3.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar bahía de línea a través de barra 1	9.1.3.

Cuadro 83. Ejecución de la consigna 9.1.3.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea cerrado	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea cerrado	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

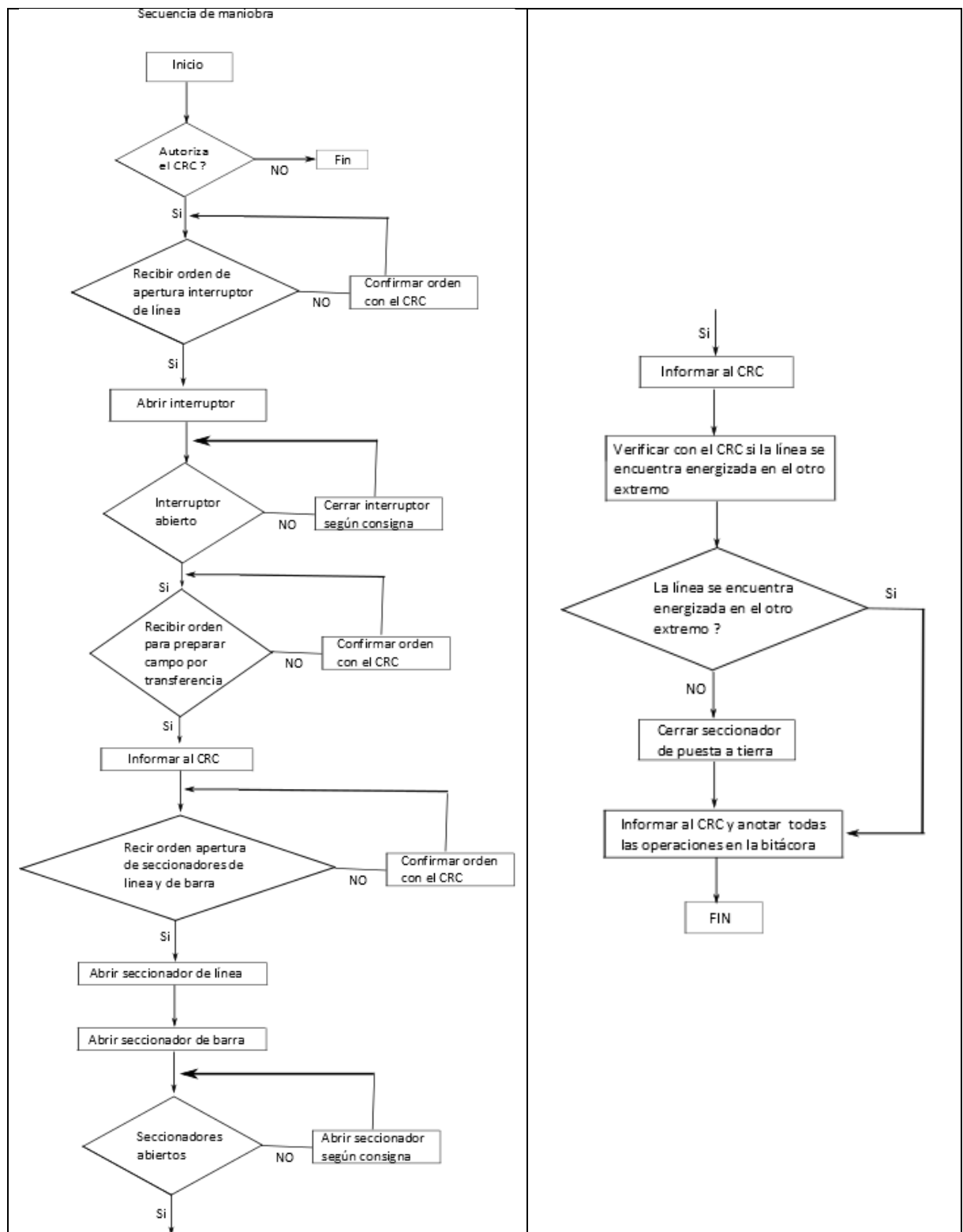
Figura 38. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.3.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir el interruptor de línea.
- 3- Abrir el seccionador de línea.
- 4- Cerrar la cuchilla de puesta a tierra, si el otro extremo de la línea se encuentra desenergizado.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 39. Algoritmo para la ejecución de la consigna 9.1.3.



Cuadro 84. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.3.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3,2,1	El auxiliar técnico debe operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación, el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

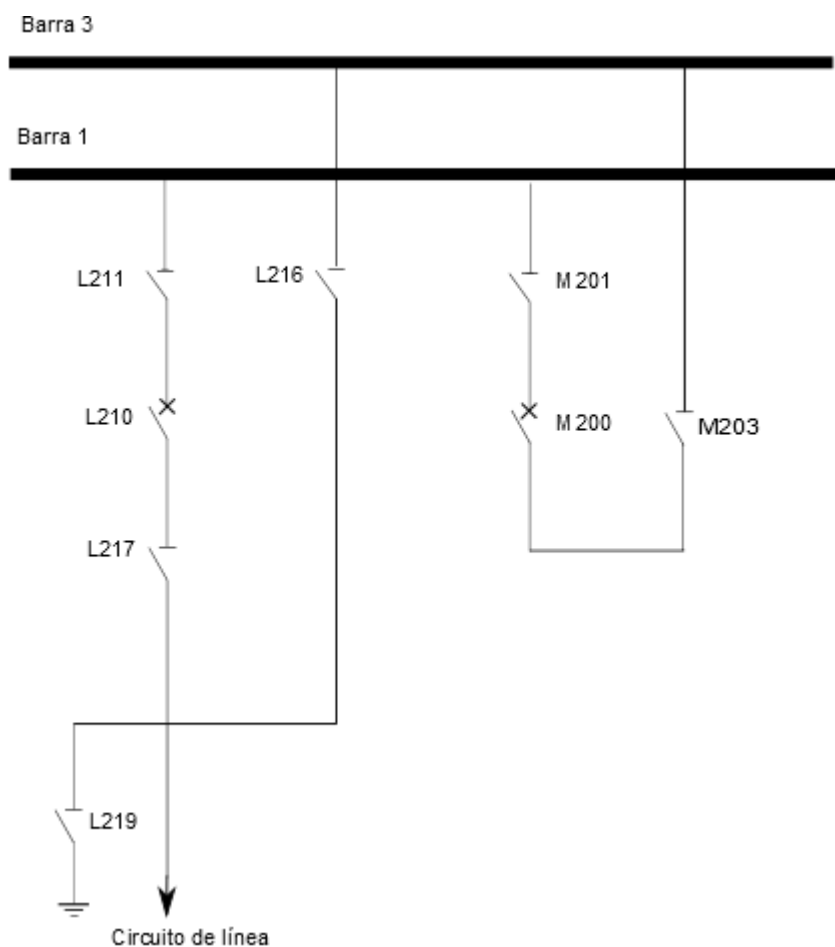
Cuadro 85. Consigna 9.1.4.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar bahía de línea a través de barra 3	9.1.4.

Cuadro 86. Ejecución de la consigna 9.1.4.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia cerrado	--Seccionador de transferencia abierto
--M200 cerrado	--M200 abierto
--M201 cerrado	--M201 abierto
--M203 cerrado	--M203 abierto

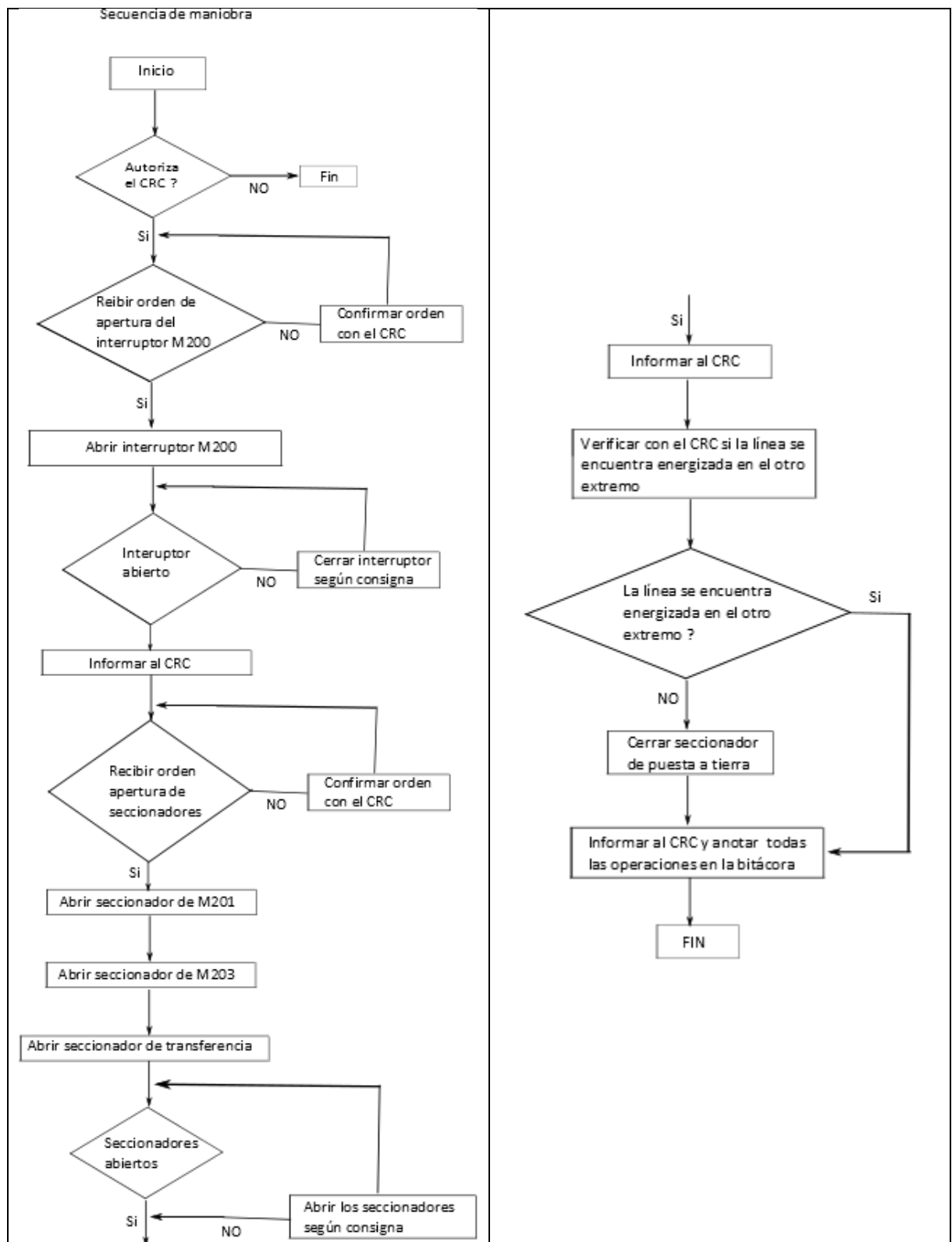
Figura 40. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.4.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir interruptor M200.
- 3- Abrir seccionador M201.
- 4- Abrir seccionador M203.
- 5- Abrir seccionador de transferencia.
- 6- Informar y confirmar maniobras y ausencia de tensión al Centro de Control.
- 7- Cerrar la cuchilla de puesta a tierra.
- 8- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 41. Algoritmo para la consigna 9.1.4.



Cuadro 87. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.4.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3,2,1	El auxiliar técnico debe operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación, el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 88. Consigna 9.1.5.

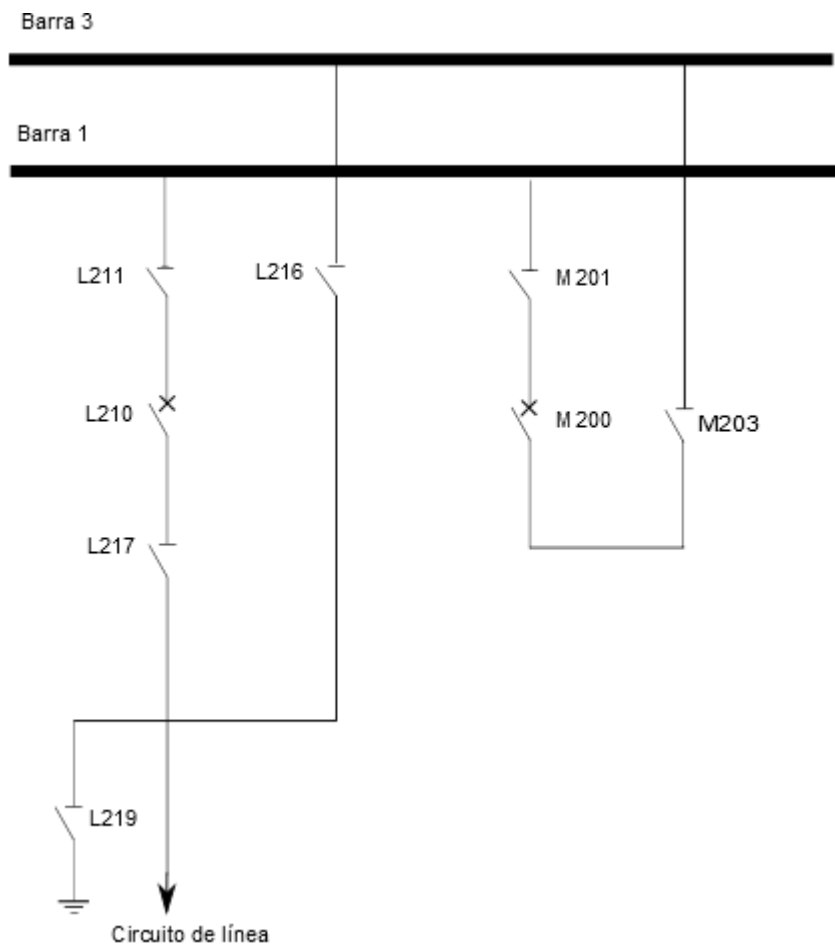
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación transferencia bajo carga de barra 1 a barra 3	9.1.5.

Cuadro 89. Ejecución de la consigna 9.1.5.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea cerrado	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea cerrado	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia cerrado

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--M200 abierto	--M200 cerrado
--M201 abierto	--M201 cerrado
--M203 abierto	--M203 cerrado

Figura 42. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.5.

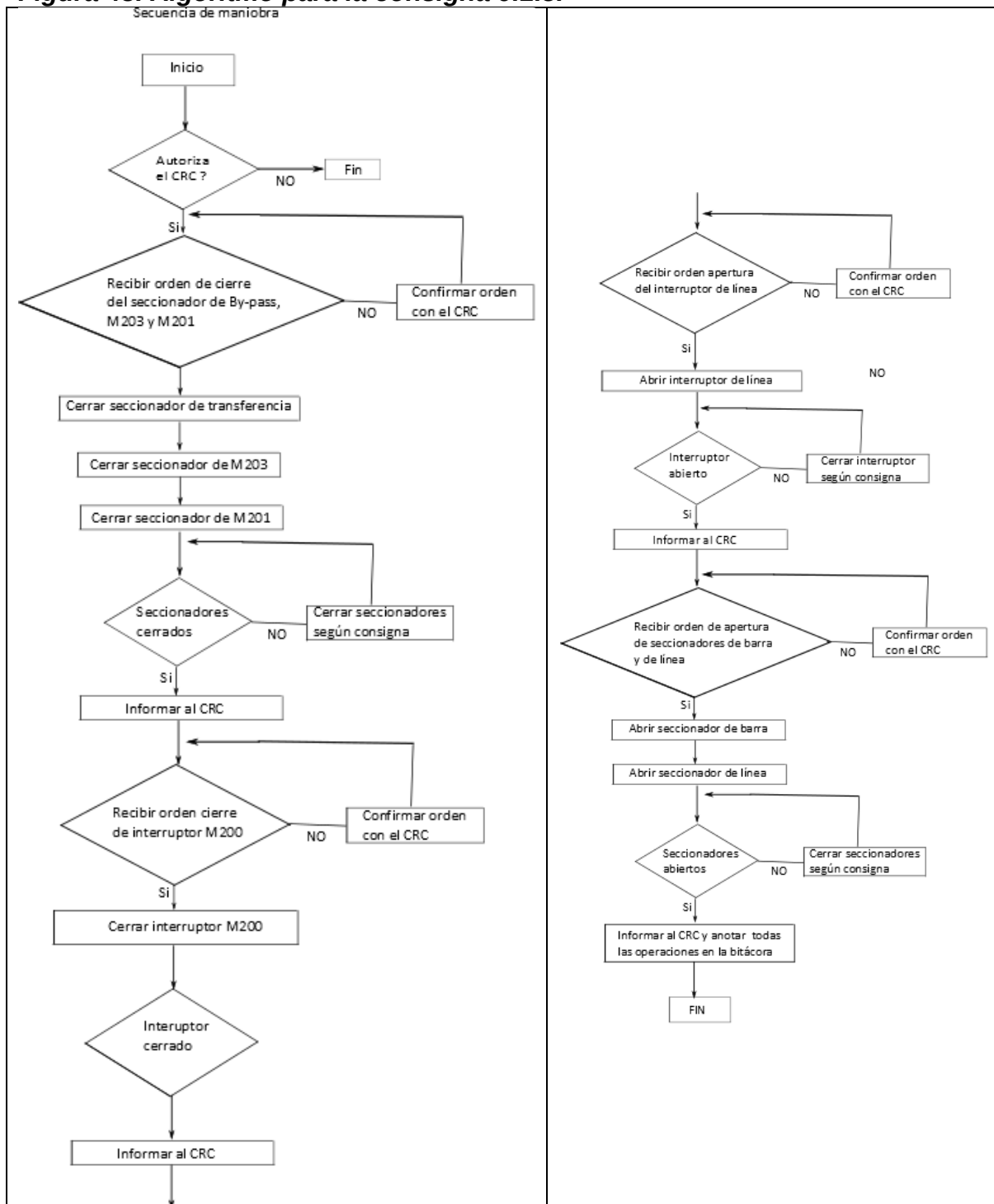


Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar seccionador de transferencia (sólo un seccionador de transferencia puede estar cerrado).
- 3- Cerrar el seccionador M201.
- 4- Cerrar el seccionador M203.
- 5- Cerrar el interruptor M200.
- 6- Abrir el interruptor d línea.
- 7- Abrir el seccionador de línea.

- 8- Abrir el seccionador de barra.
- 9- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 43. Algoritmo para la consigna 9.1.5.



Cuadro 90. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.5.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 91. Consigna 9.1.6.

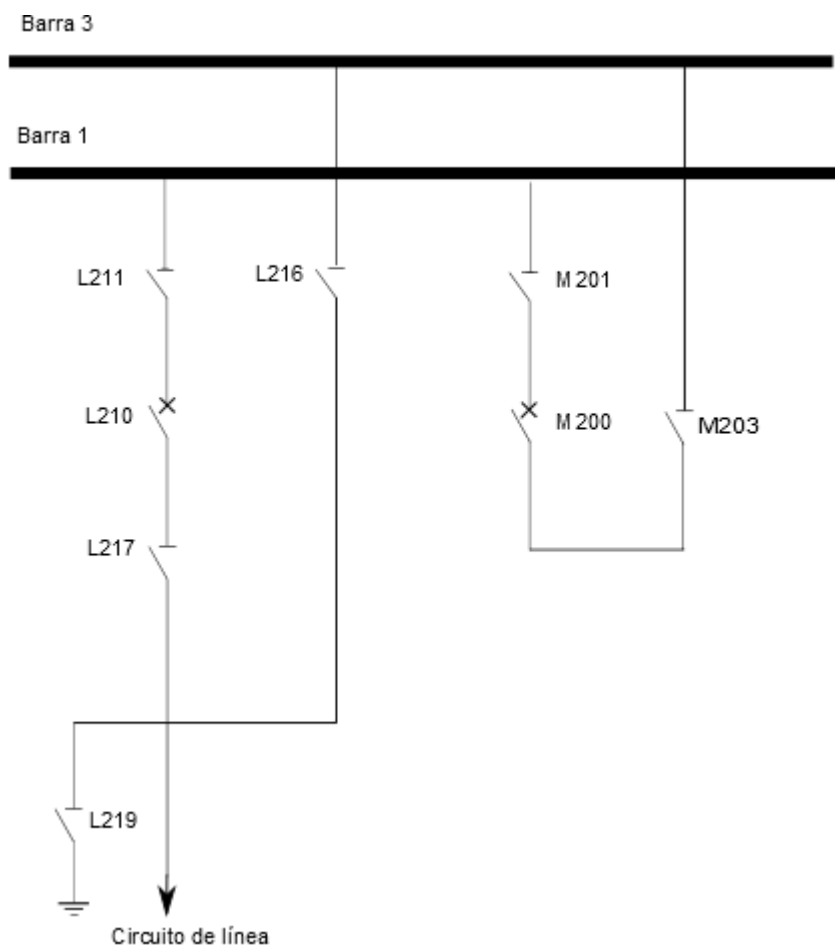
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación transferencia bajo carga de barra 3 a barra 1	9.1.6.

Cuadro 92. Ejecución de la consigna 9.1.6.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea cerrado
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea cerrado
--Seccionador de transferencia	--Seccionador de transferencia

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
cerrado	abierto
--M200 cerrado	--M200 abierto
--M201 cerrado	--M201 abierto
--M203 cerrado	--M203 abierto

Figura 44. Unifilar para la consigna 9.1.6.

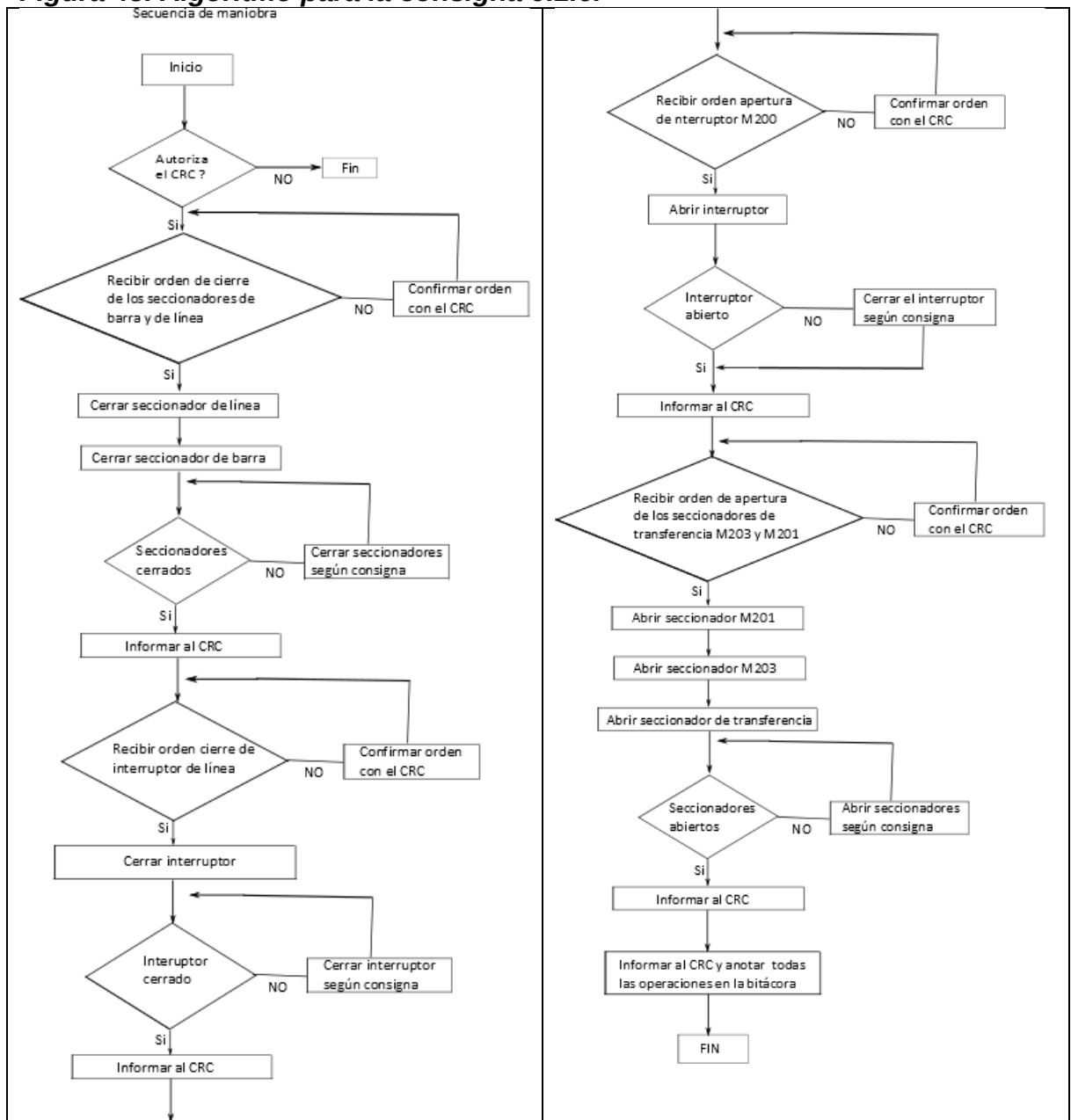


Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de línea.
- 3- Cerrar el seccionador de barra.
- 4- Cerrar el interruptor de línea.
- 5- Abrir el interruptor M200.
- 6- Abrir el seccionador M201.
- 7- Abrir el seccionador M203.

- 8- Abrir el seccionador de transferencia.
- 9- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 45. Algoritmo para la consigna 9.1.6.



Cuadro 93. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.6.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición del interruptor de bahía y de acople. 2. Verificar posición del seccionador de línea, de barra y de transferencia.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Verificar la posición de los seccionadores y abrirlos o cerrarlos, según el caso. 2. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

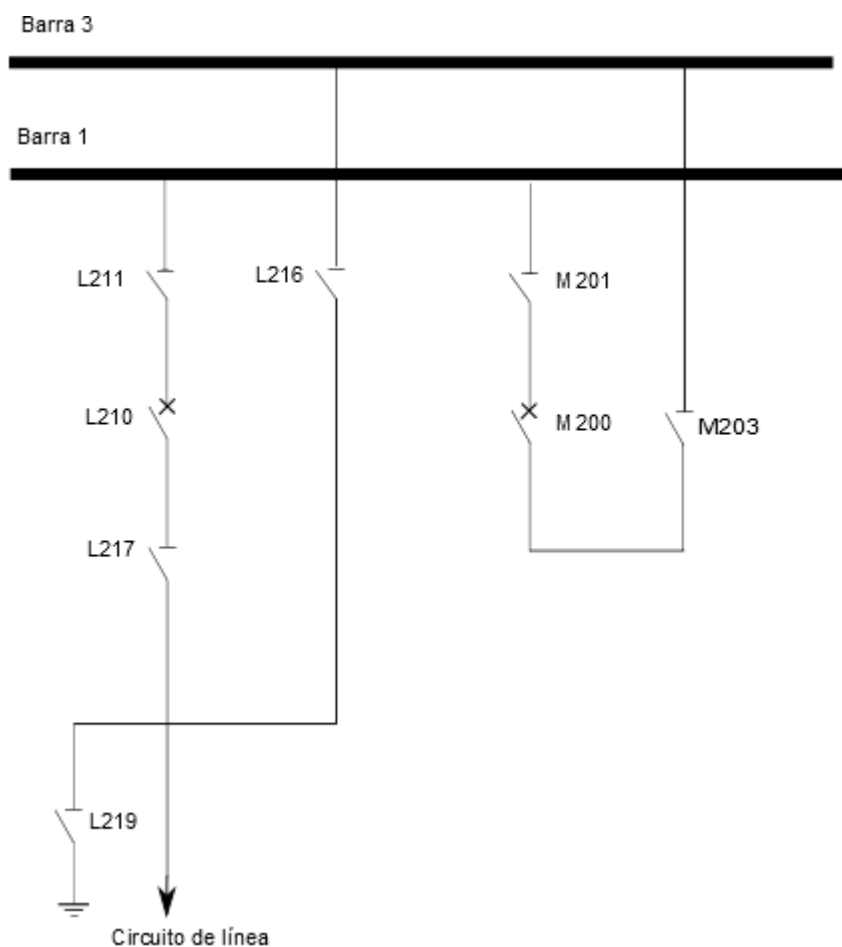
Cuadro 94. Consigna 9.1.7.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Conexión puesta a tierra de bahía de línea	9.1.7.

Cuadro 95. Ejecución de la consigna 9.1.7.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

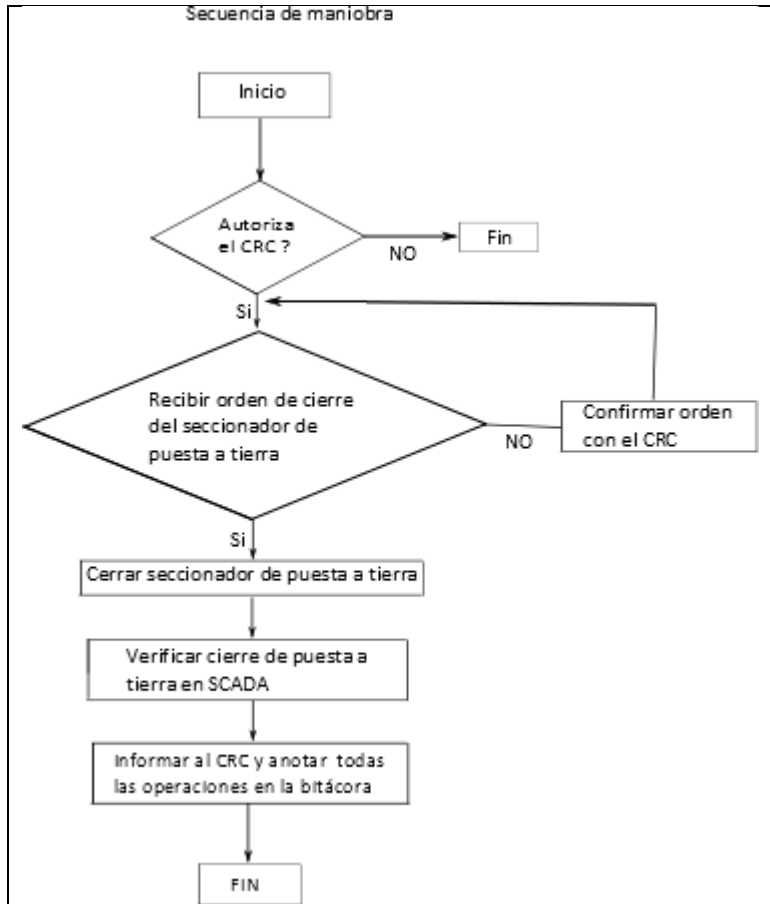
Figura 46. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.7.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar la cuchilla de puesta a tierra.
- 3- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 47. Algoritmo para la consigna 9.1.7.



Cuadro 96. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.7.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de tierra.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Cerrar en patio la cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador en SCADA. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.

Cuadro 97. Consigna 9.1.8.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Levantamiento de puesta a tierra de bahía de línea	9.1.8.

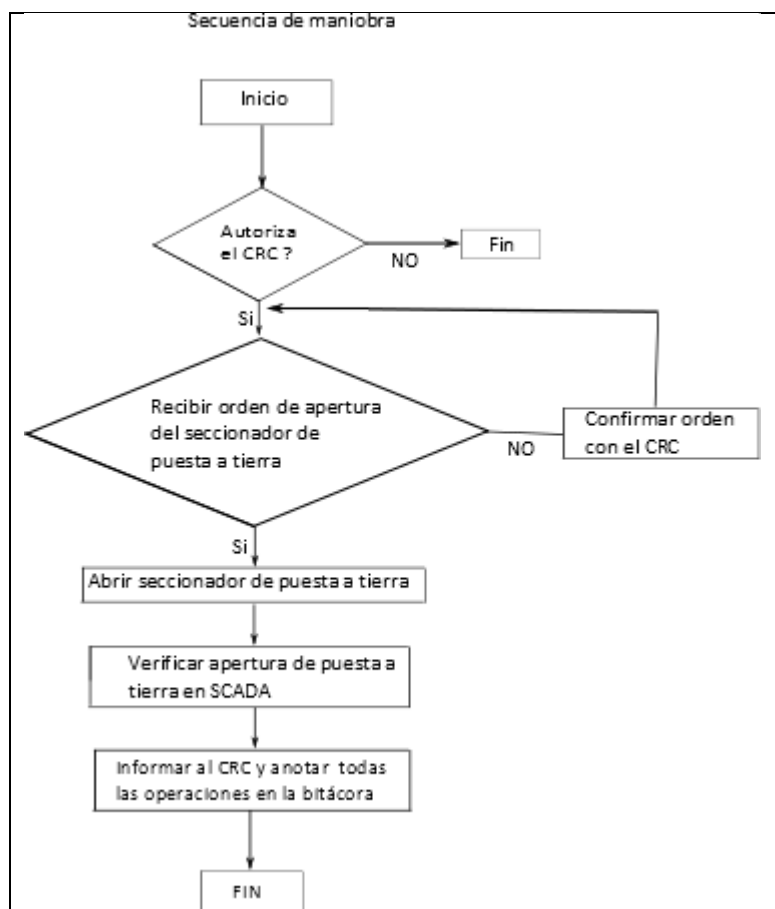
Cuadro 98. Ejecución de la consigna 9.1.8.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra cerrado	--Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

Figura 48. Diagrama unifilar para la consigna 9.1.8.



- Figura 49. Algoritmo para la consigna 9.1.8.**



Cuadro 99. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.1.8.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de tierra.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Cerrar en patio la cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador en SCADA. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.

9.2. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN DE 115 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

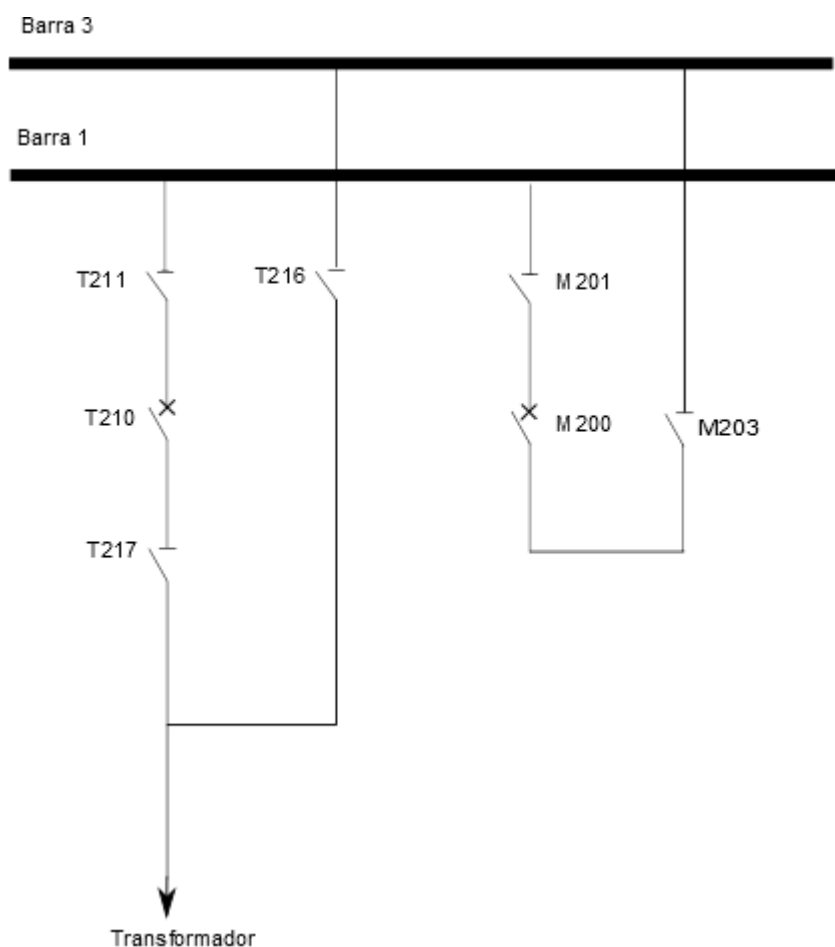
Cuadro 100. Consigna 9.2.1.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar bahía de transformación a través de barra 1	9.2.1.

Cuadro 101. Ejecución de la consigna 9.2.1.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de transformador abierto	--Interruptor de transformador cerrado
--Seccionador de transformador abierto	--Seccionador de transformador cerrado
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

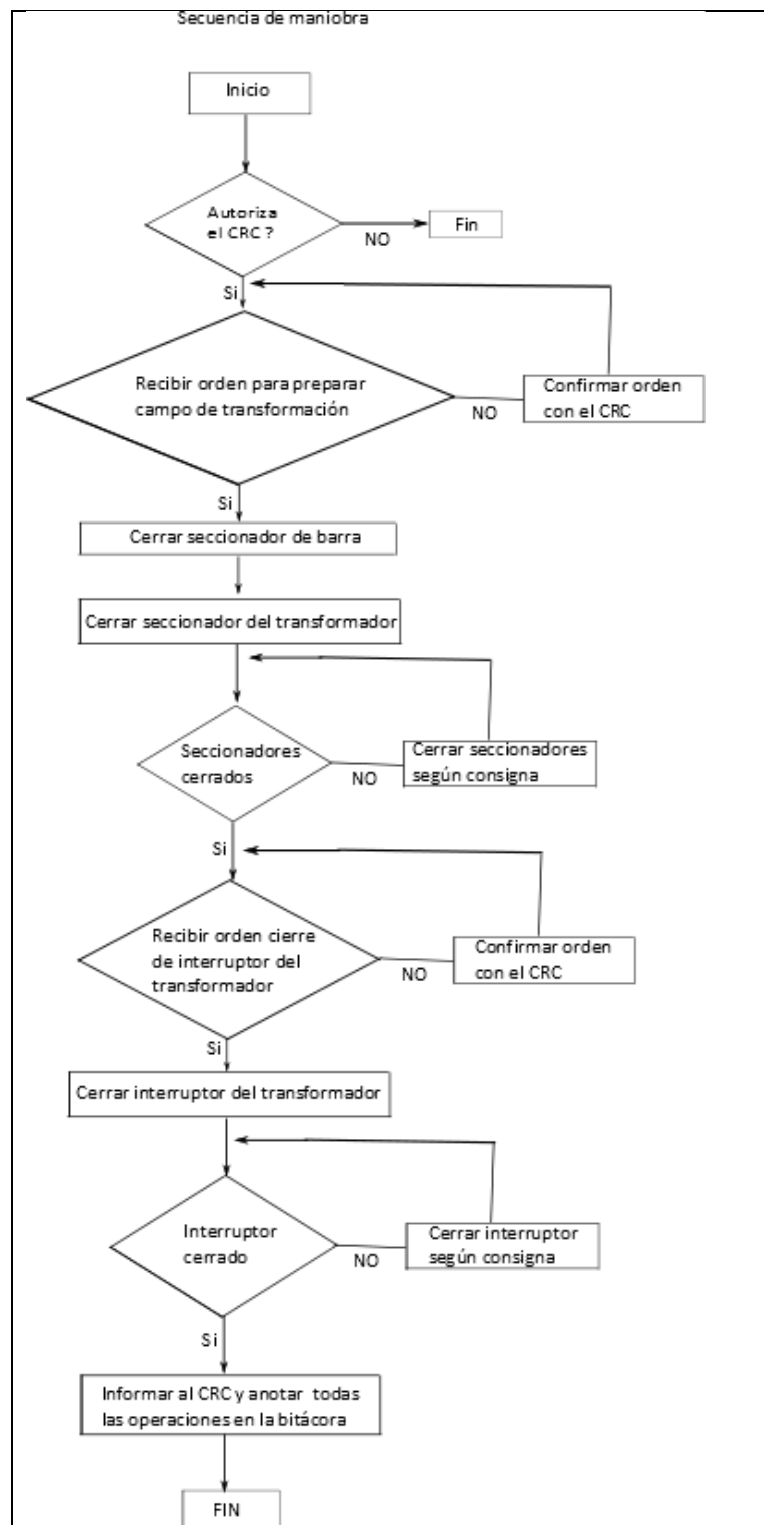
Figura 50. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar seccionador del transformador.
- 3- Cerrar seccionador de barra.
- 4- Cerrar interruptor del transformador.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 51. Algoritmo para la consigna 9.2.1.



Cuadro 102. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.1.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 103. Consigna 9.2.2.

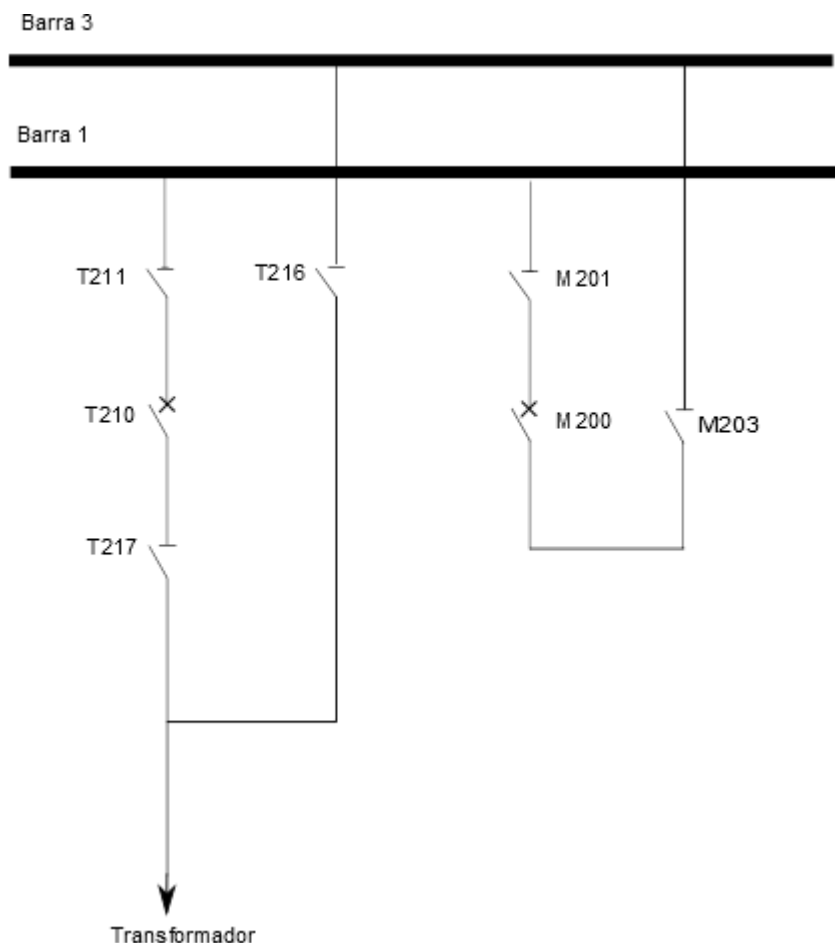
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar bahía de transformación a través de barra 3	9.2.2.

Cuadro 104. Ejecución de la consigna 9.2.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de transformador abierto	--Interruptor de transformador abierto
--Seccionador de transformador abierto	--Seccionador de transformador abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia cerrado
--M200 abierto	--M200 cerrado

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--M201 abierto	--M201 cerrado
--M203 abierto	--M203 cerrado

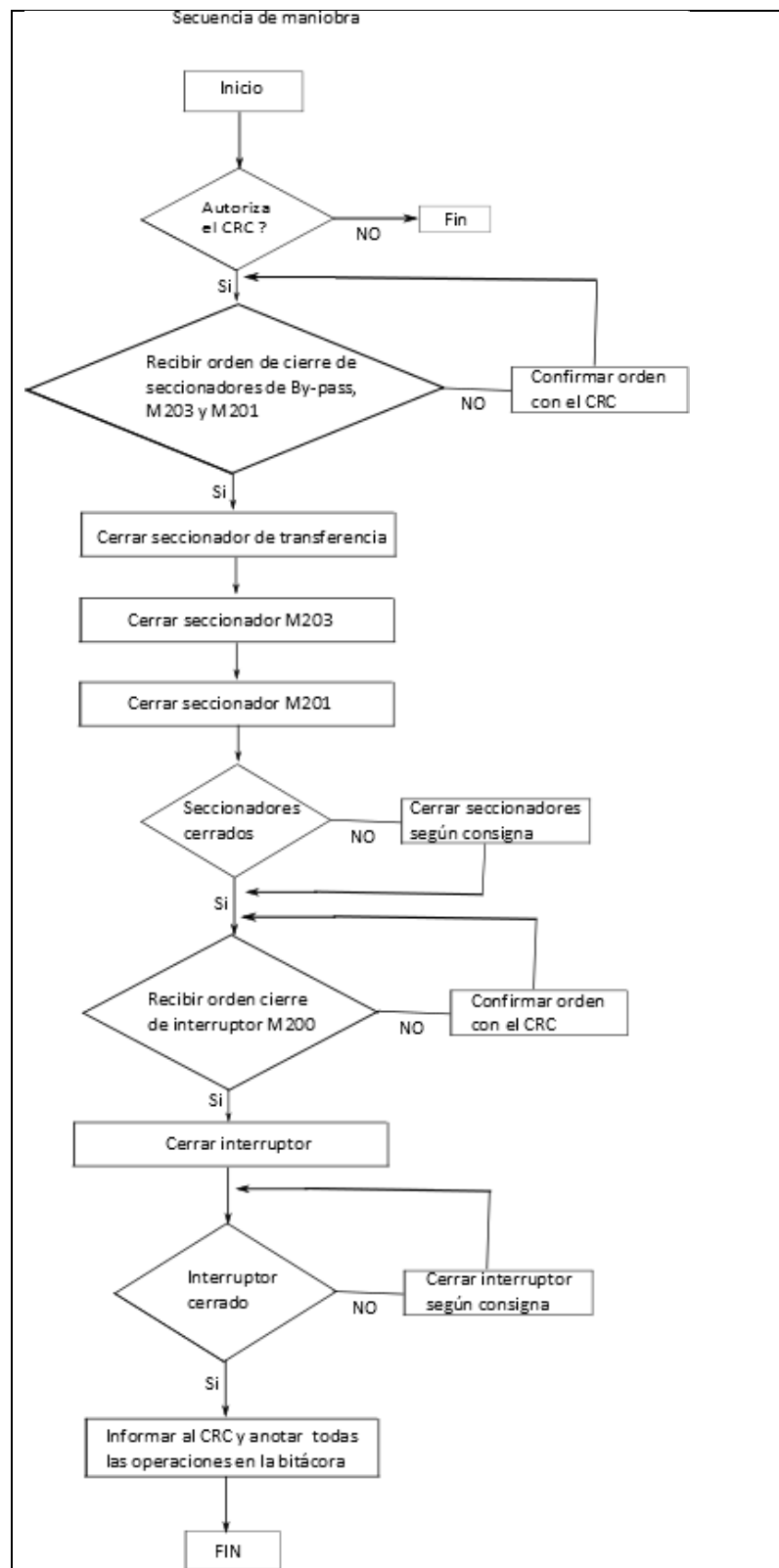
Figura 52. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.2.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de transferencia (sólo un seccionador de transferencia puede estar cerrado).
- 3- Cerrar el seccionador M201.
- 4- Cerrar el seccionador M203.
- 5- Cerrar el interruptor M200.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 53. Algoritmo para la consigna 9.2.2.



Cuadro 105. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.2.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

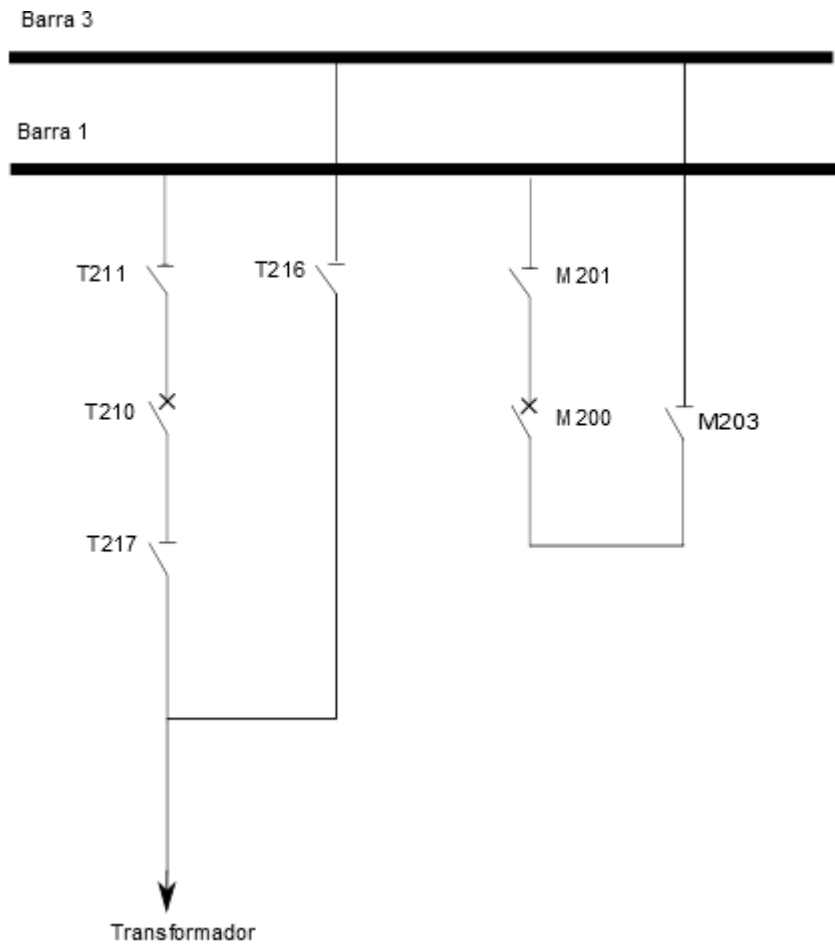
Cuadro 106. Consigna 9.2.3.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar bahías de transformación a través de barra 1	9.2.3.

Cuadro 107. Ejecución de la consigna 9.2.3.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de transformador cerrado	--Interruptor de transformador abierto
--Seccionador de transformador cerrado	--Seccionador de transformador abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

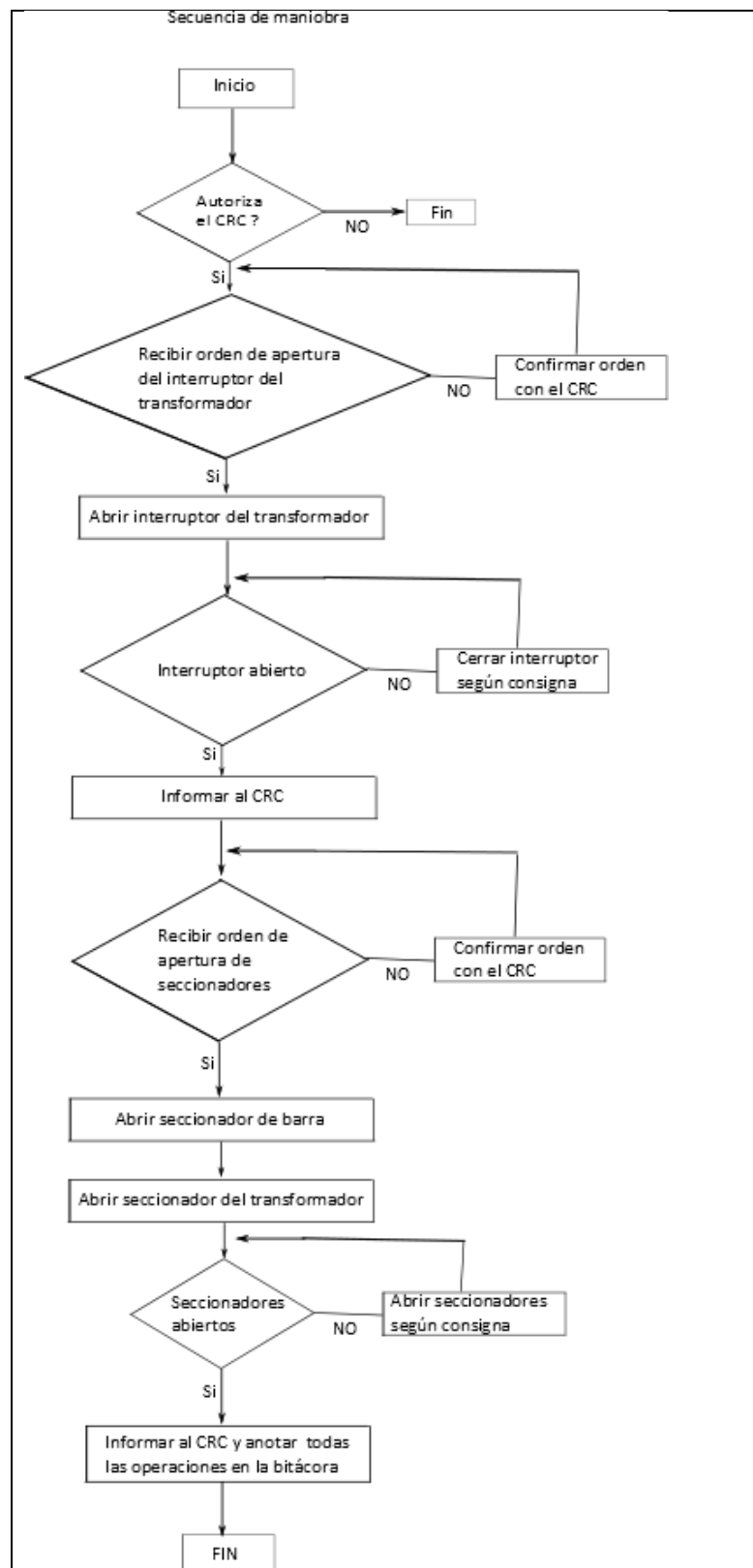
Figura 54. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.3.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir el interruptor del transformador.
- 3- Abrir el seccionador del transformador.
- 4- Abrir el seccionador de barra.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 55. Algoritmo para la consigna 9.2.3.



Cuadro 108. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.3.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 109. Consigna 9.2.4.

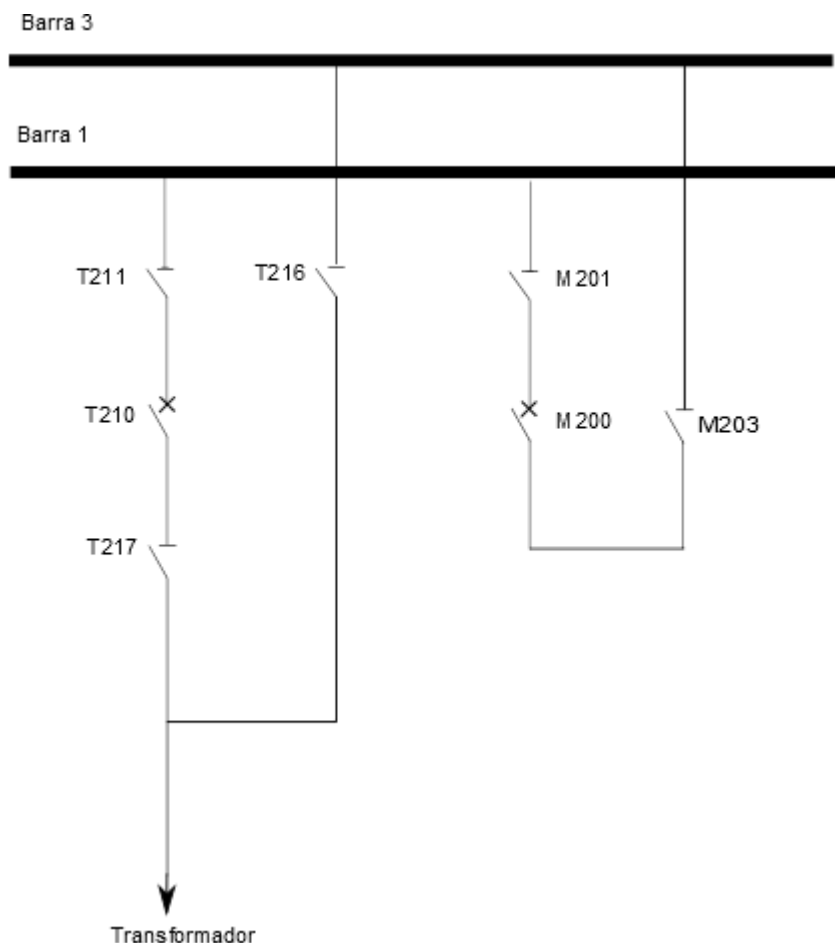
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar bahías de transformación a través de barra 3	9.2.4.

Cuadro 110. Ejecución de la consigna 9.2.4.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de transformador abierto	--Interruptor de transformador abierto
--Seccionador de transformador abierto	--Seccionador de transformador abierto
--Seccionador de transferencia cerrado	--Seccionador de transferencia abierto
--M200 cerrado	--M200 abierto

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--M201 cerrado	--M201 abierto
--M203 cerrado	--M203 abierto

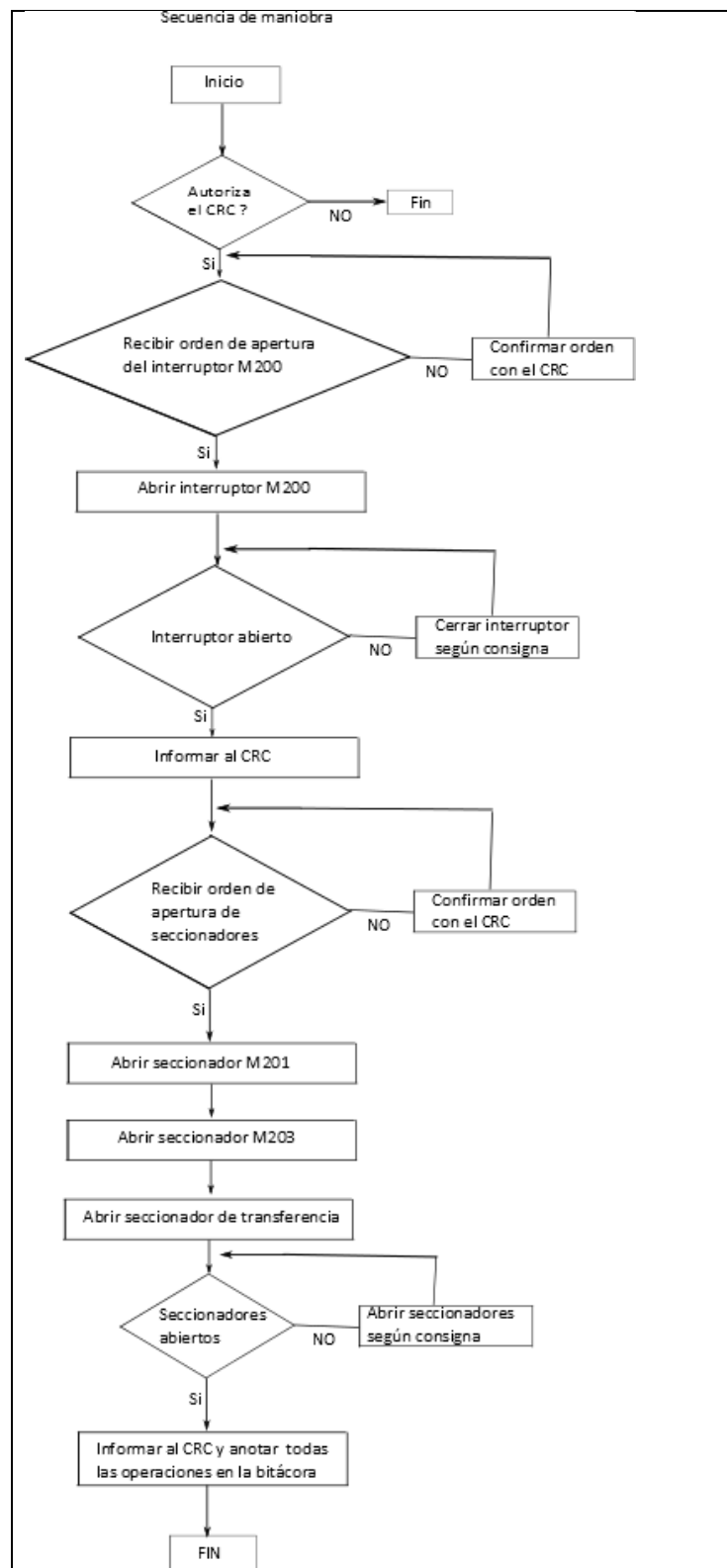
Figura 56. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.4.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir interruptor M200.
- 3- Abrir seccionador M201.
- 4- Abrir seccionador M203.
- 5- Abrir seccionador de transferencia.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 57. Algoritmo para la consigna 9.2.4.



Cuadro 111. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.4.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 112. Consigna 9.2.5.

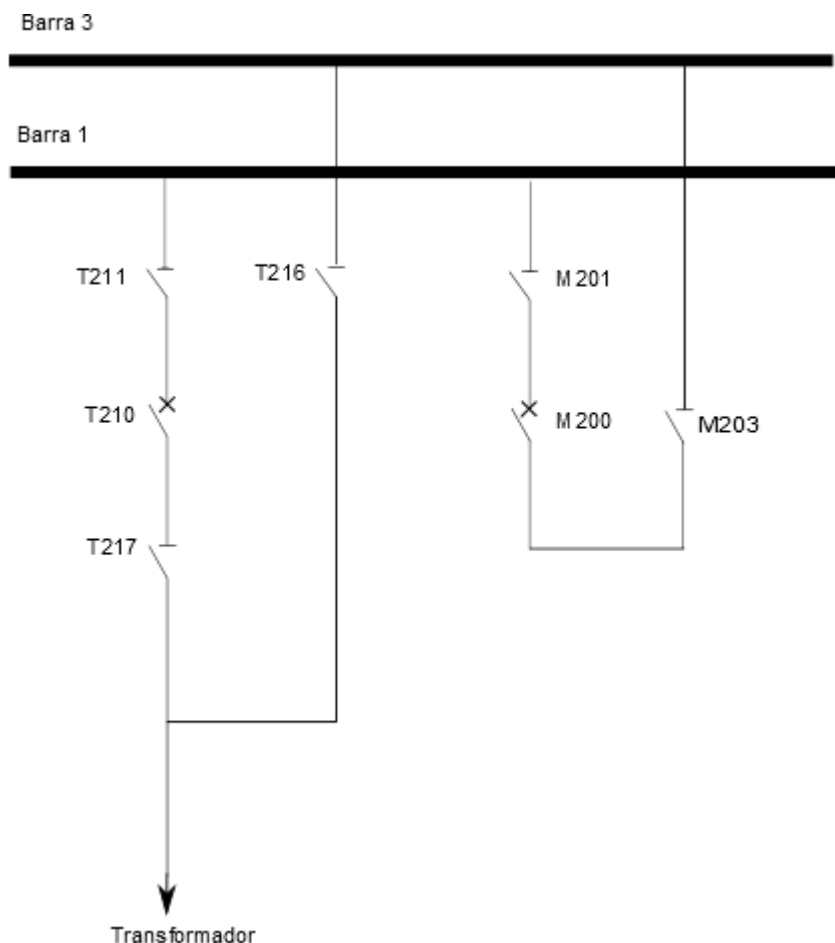
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación de transferencia bajo carga de barra 1 a barra 3	9.2.5.

Cuadro 113. Ejecución de la consigna 9.2.5.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de transformador cerrado	--Interruptor de transformador abierto
--Seccionador de transformador cerrado	--Seccionador de transformador abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto
--M200 abierto	--M200 cerrado

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--M201 abierto	--M201 cerrado
--M203 abierto	--M203 cerrado

Figura 58. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.5.

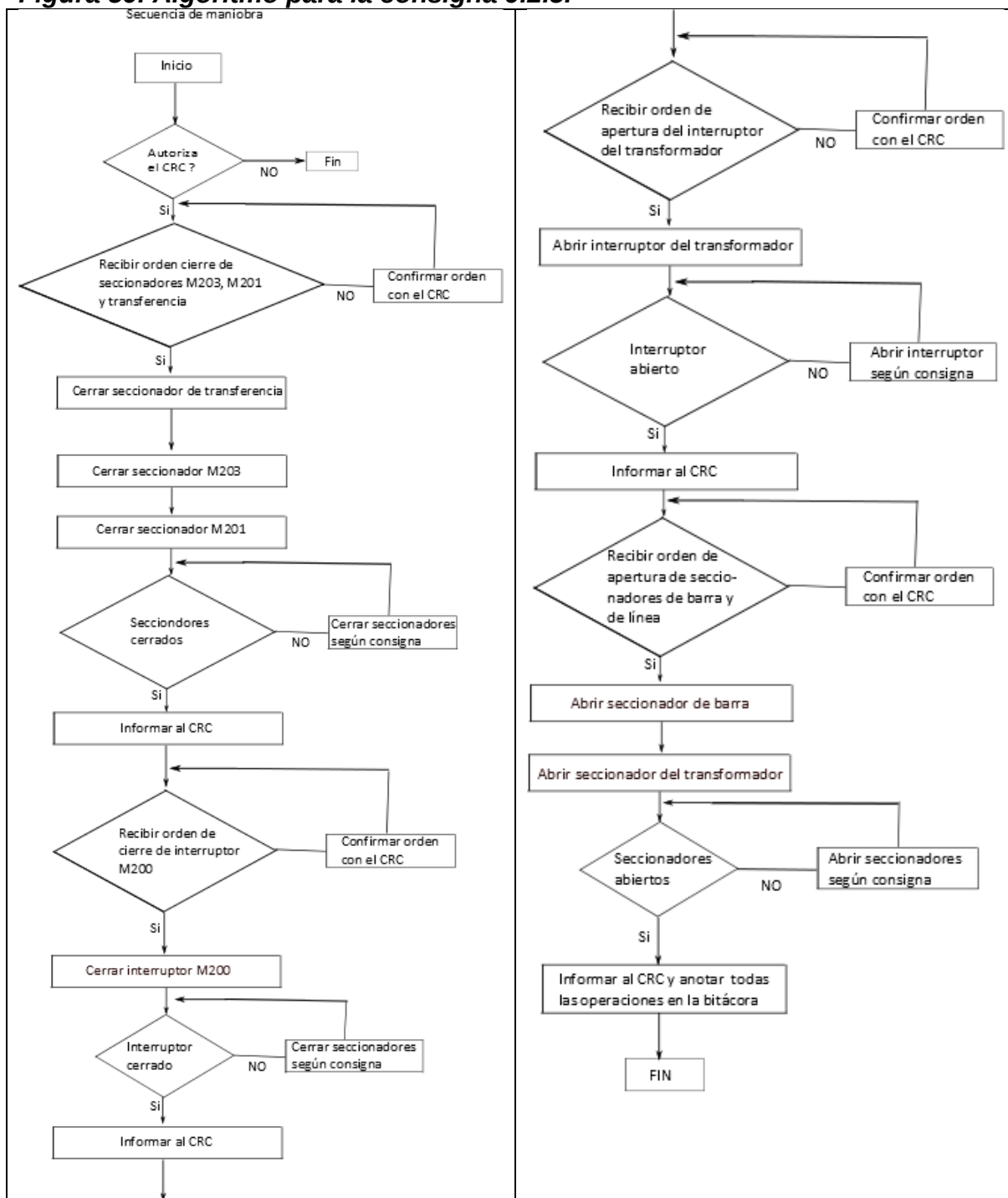


Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de transferencia (sólo un seccionador de transferencia puede estar cerrado).
- 3- Cerrar el seccionador M201.
- 4- Cerrar el seccionador M203.
- 5- Cerrar el interruptor M200.
- 6- Abrir el interruptor del transformador.
- 7- Abrir el seccionador de barra.
- 8- Abrir el seccionador de línea.

- 9- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 59. Algoritmo para la consigna 9.2.5.



Cuadro 114. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.2.5.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 115. Consigna 9.2.6.

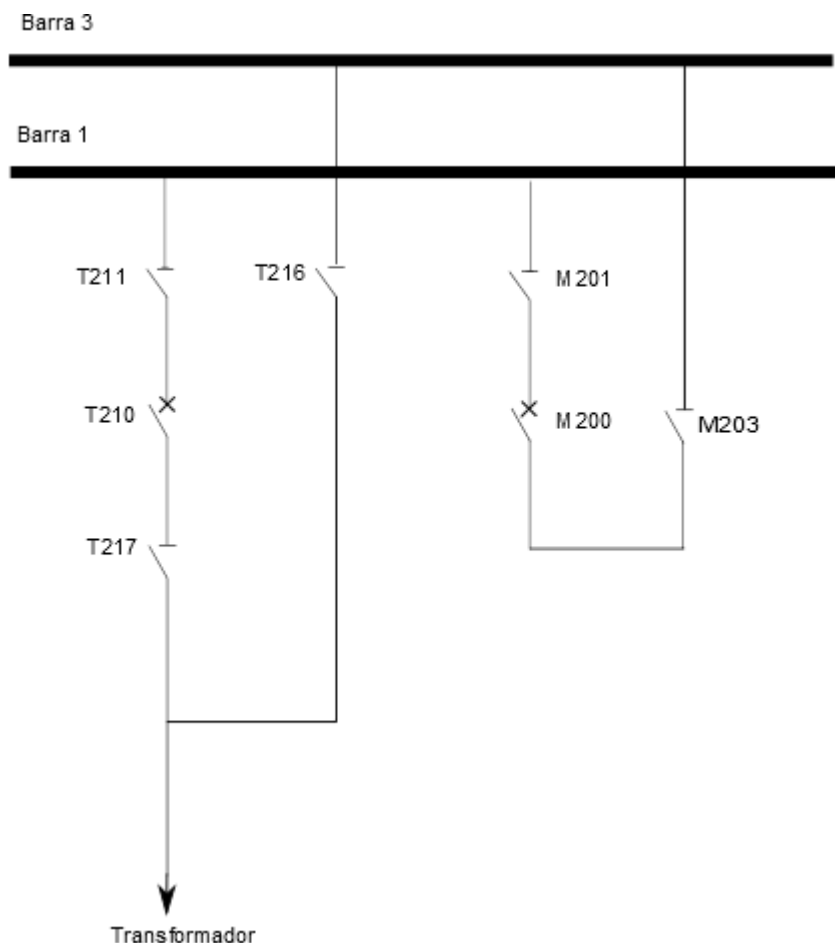
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación de transferencia bajo carga de barra 3 a barra 1	9.2.6.

Cuadro 116. Ejecución de la consigna 9.2.6.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de transformador abierto	--Interruptor de transformador cerrado
--Seccionador de transformador abierto	--Seccionador de transformador cerrado
--Seccionador de transferencia cerrado	--Seccionador de transferencia abierto

--M200 cerrado	--M200 abierto
--M201 cerrado	--M201 abierto
--M203 cerrado	--M203 abierto

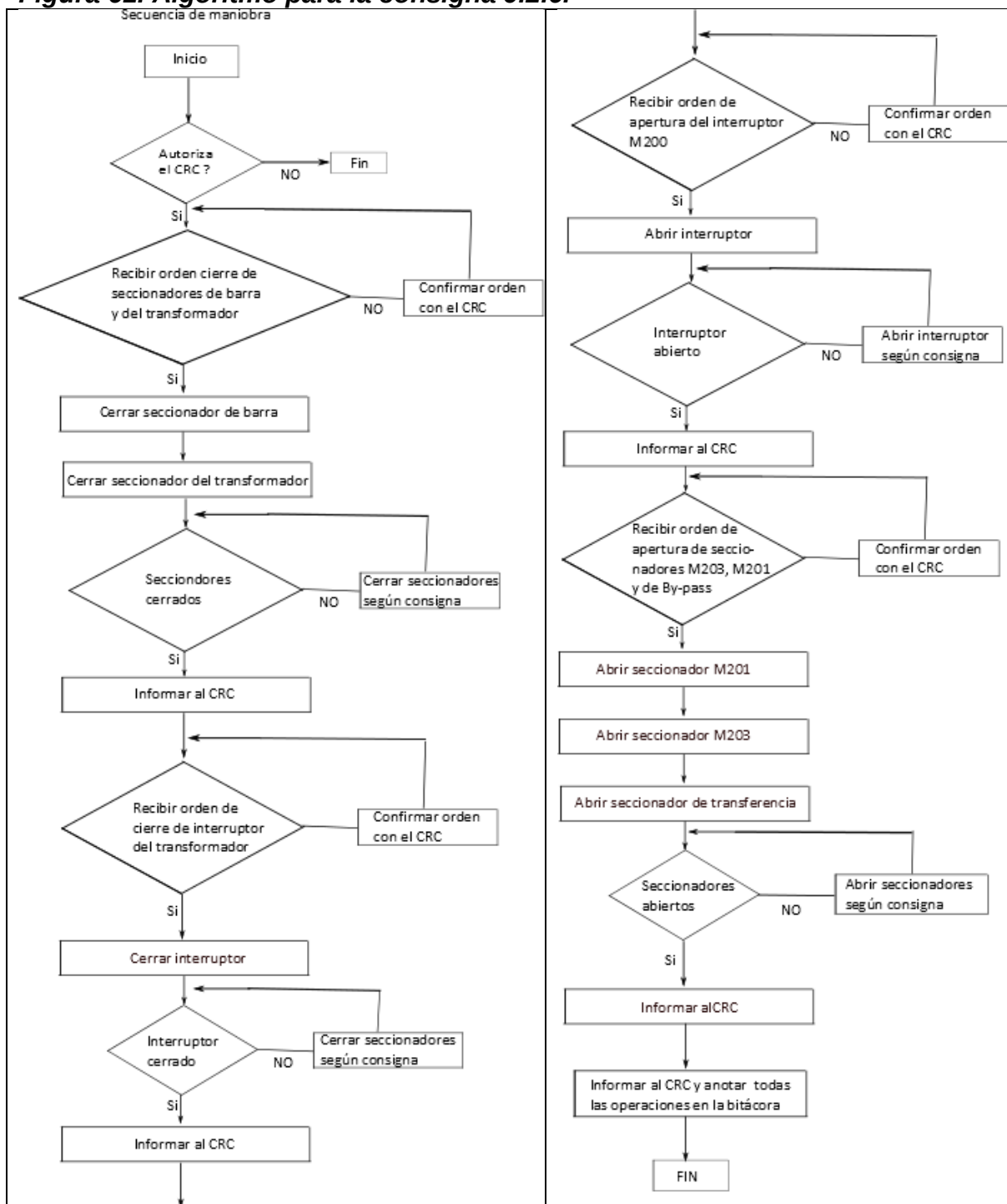
Figura 60. Diagrama unifilar para la consigna 9.2.6.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de barra.
- 3- Cerrar el seccionador de línea.
- 4- Cerrar el interruptor del transformador.
- 5- Abrir el interruptor M200.
- 6- Abrir el seccionador M201.
- 7- Abrir el seccionador M203.
- 8- Abrir el seccionador T196.
- 9- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 61. Algoritmo para la consigna 9.2.6.



Cuadro 117. Maniobras de la ejecución de la ejecución de la consigna 9.2.6.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

9.3. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE LÍNEA 33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 118. Consigna 9.3.1.

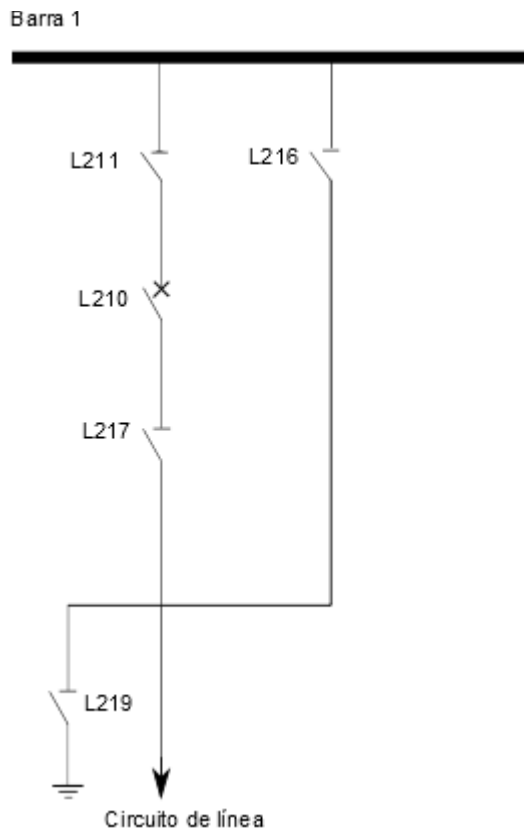
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar bahía de línea a través de la barra 1	9.3.1.

Cuadro 119. Ejecución de la consigna 9.3.1.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Seccionador de puesta a tierra cerrado	Seccionador de puesta a tierra abierto

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea cerrado
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea cerrado
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

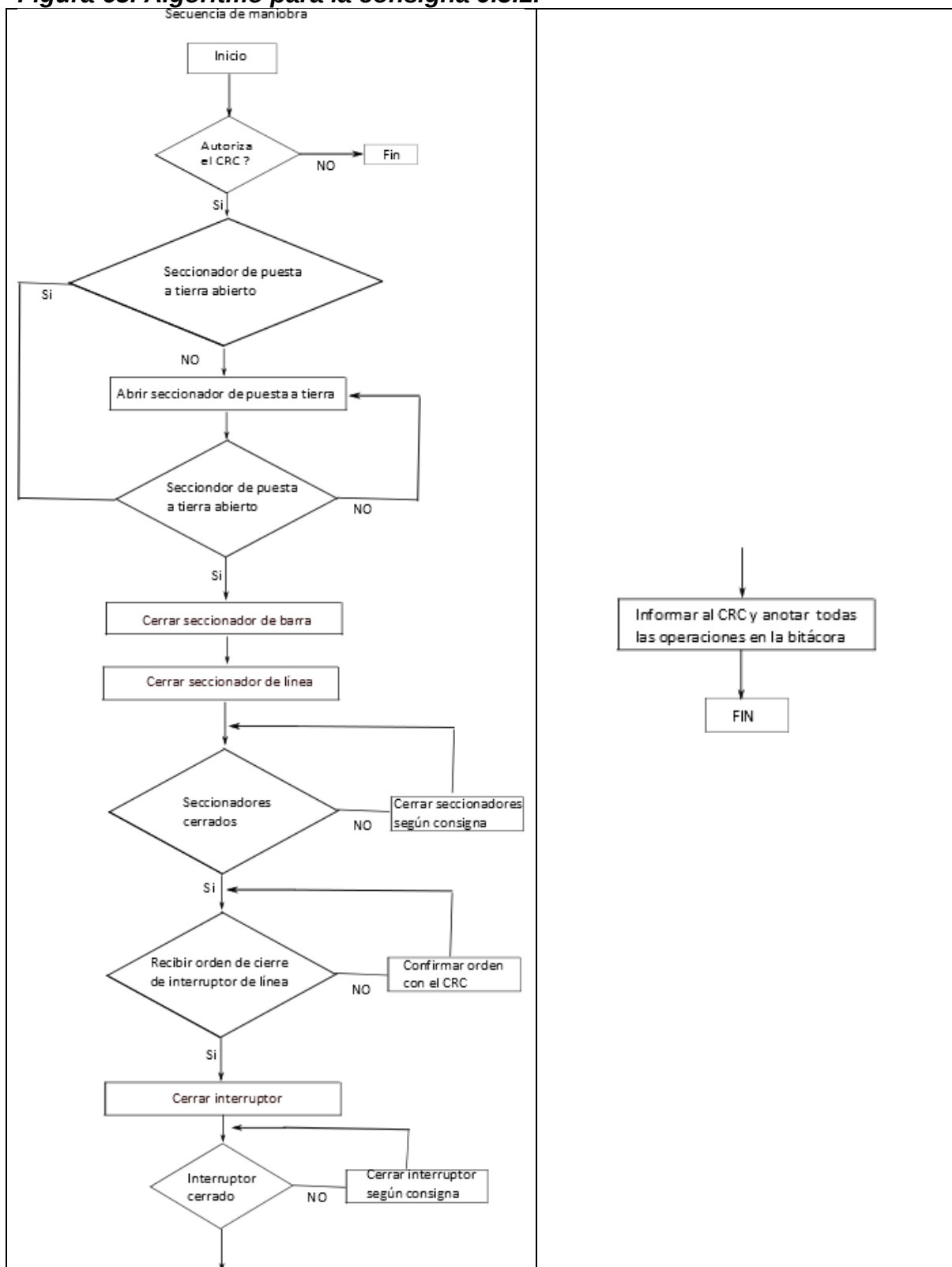
Figura 62. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir en el patio el seccionador de puesta a tierra.
- 3- Cerrar seccionador de línea.
- 4- Cerrar interruptor de línea.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 63. Algoritmo para la consigna 9.3.1.



Cuadro 120. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.1.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición del seccionador de tierra. 2. Verificar posición de los seccionadores. 3. Verificar la posición del interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

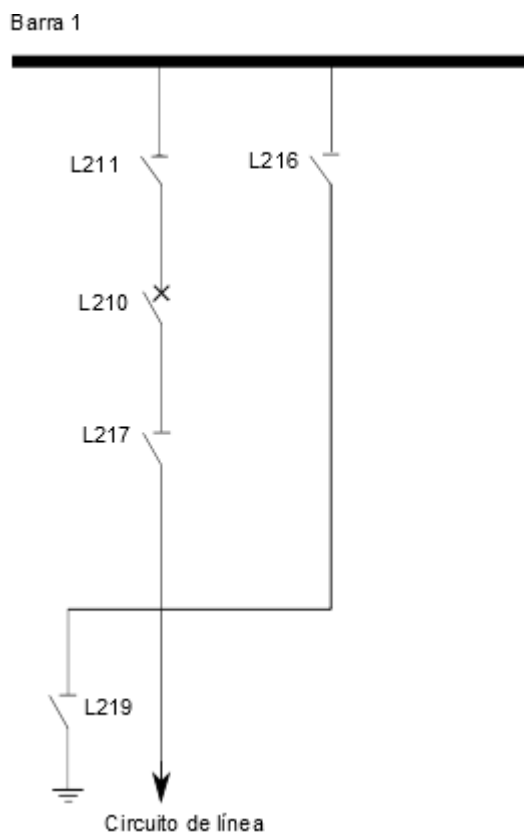
Cuadro 121. Consigna 9.3.2

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar bahía de línea a través de barra 1	9.3.2.

Cuadro 122. Ejecución de la consigna 9.3.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Seccionador de puesta a tierra abierto	Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea cerrado	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea cerrado	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de transferencia abierto	--Seccionador de transferencia abierto

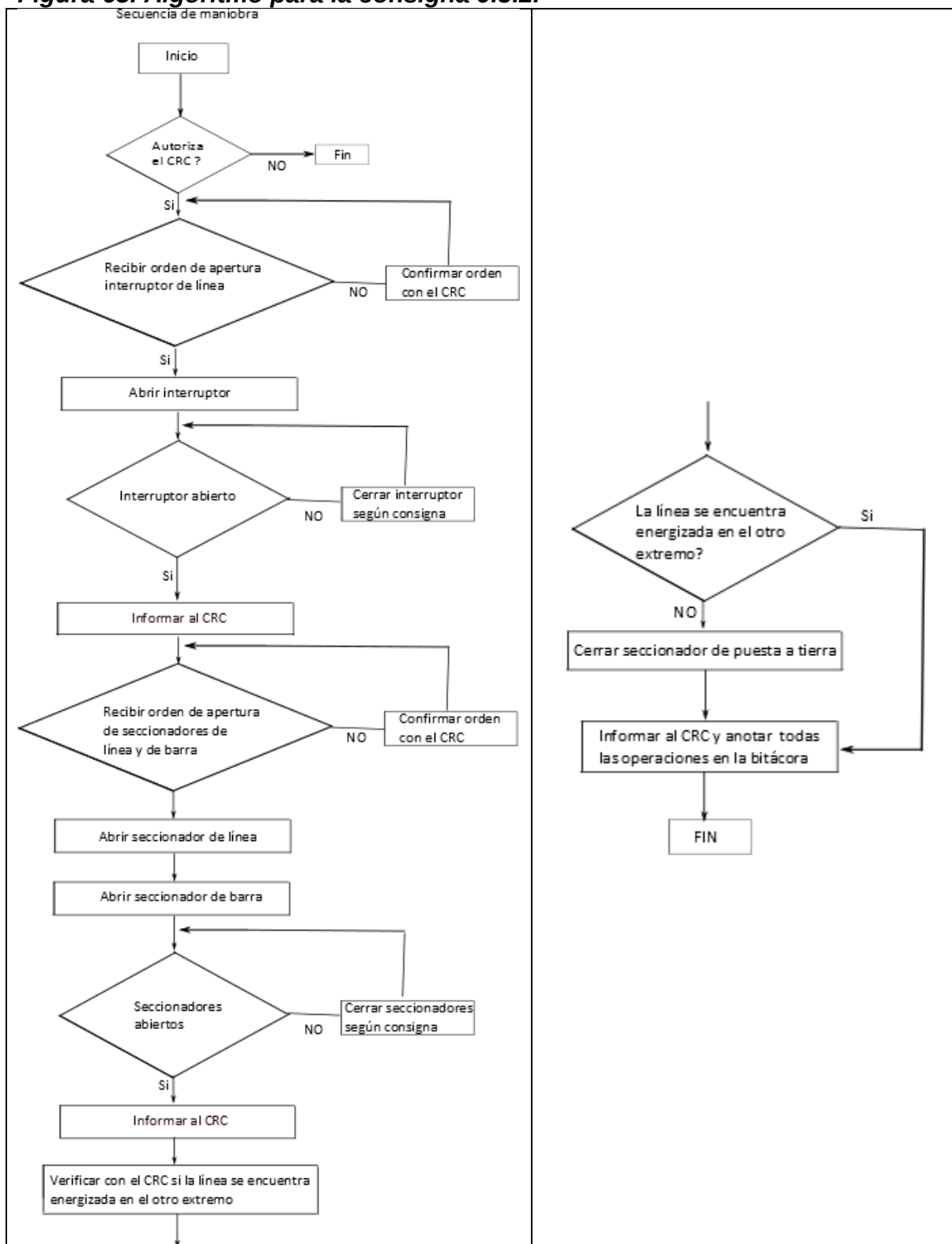
Figura 64. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.2



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir el interruptor de línea.
- 3- Abrir el seccionador de línea.
- 4- Abrir el seccionador de barra.
- 5- Cerrar seccionador de puesta a tierra.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 65. Algoritmo para la consigna 9.3.2.



Cuadro 123. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.2.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

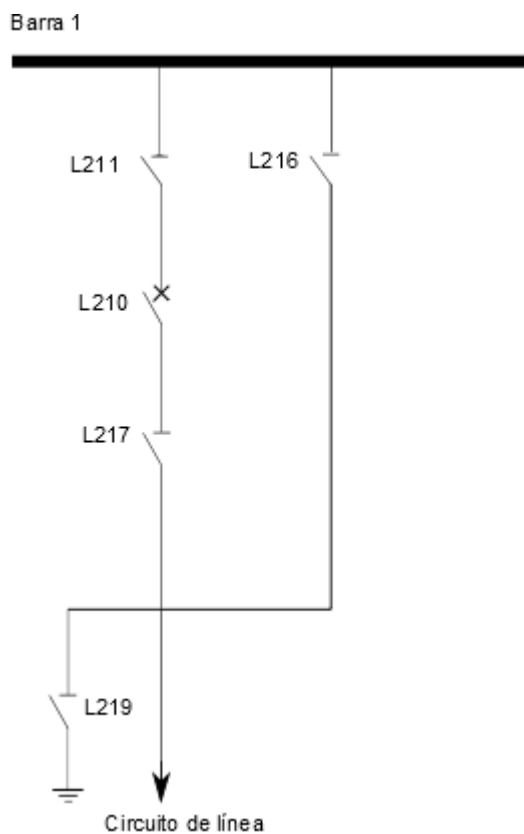
Cuadro 124. Consigna 9.3.3.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación By-Pass bajo carga-conexión	9.3.3.

Cuadro 125. Ejecución de la consigna 9.3.3.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Seccionador de puesta a tierra abierto	Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea cerrado	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea cerrado	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de By-Pass abierto	--Seccionador de By-Pass cerrado

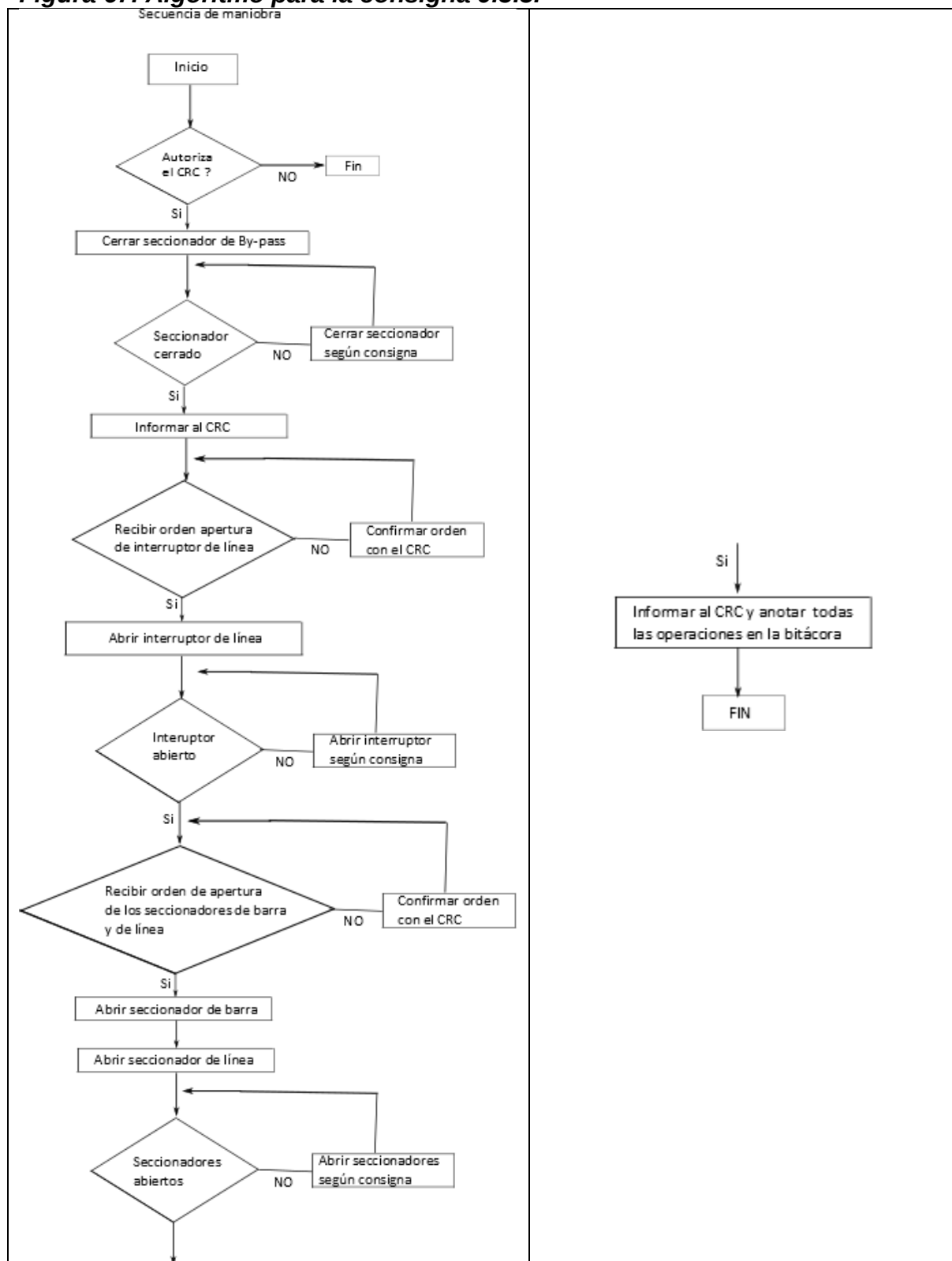
Figura 66. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.3.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de By-Pass (sólo un seccionador de By-Pass puede estar cerrado).
- 3- Abrir el interruptor de línea.
- 4- Abrir el seccionador de barra.
- 5- Abrir el seccionador de línea.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 67. Algoritmo para la consigna 9.3.3.



Cuadro 126. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.3.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

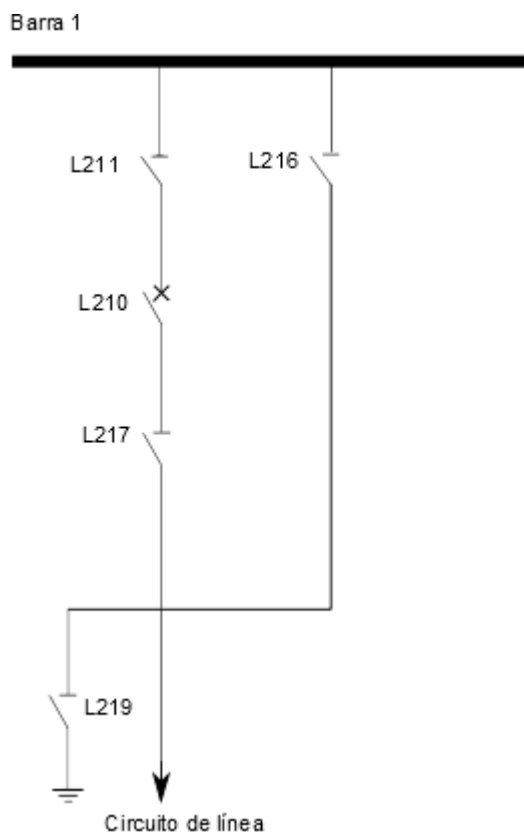
Cuadro 127. Consigna 9.3.4.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación By-Pass bajo carga desconexión	9.3.4.

Cuadro 128. Ejecución de la consigna 9.3.4.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Seccionador de puesta a tierra abierto	Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea cerrado
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea cerrado
--Seccionador de By-Pass cerrado	--Seccionador de By-Pass abierto

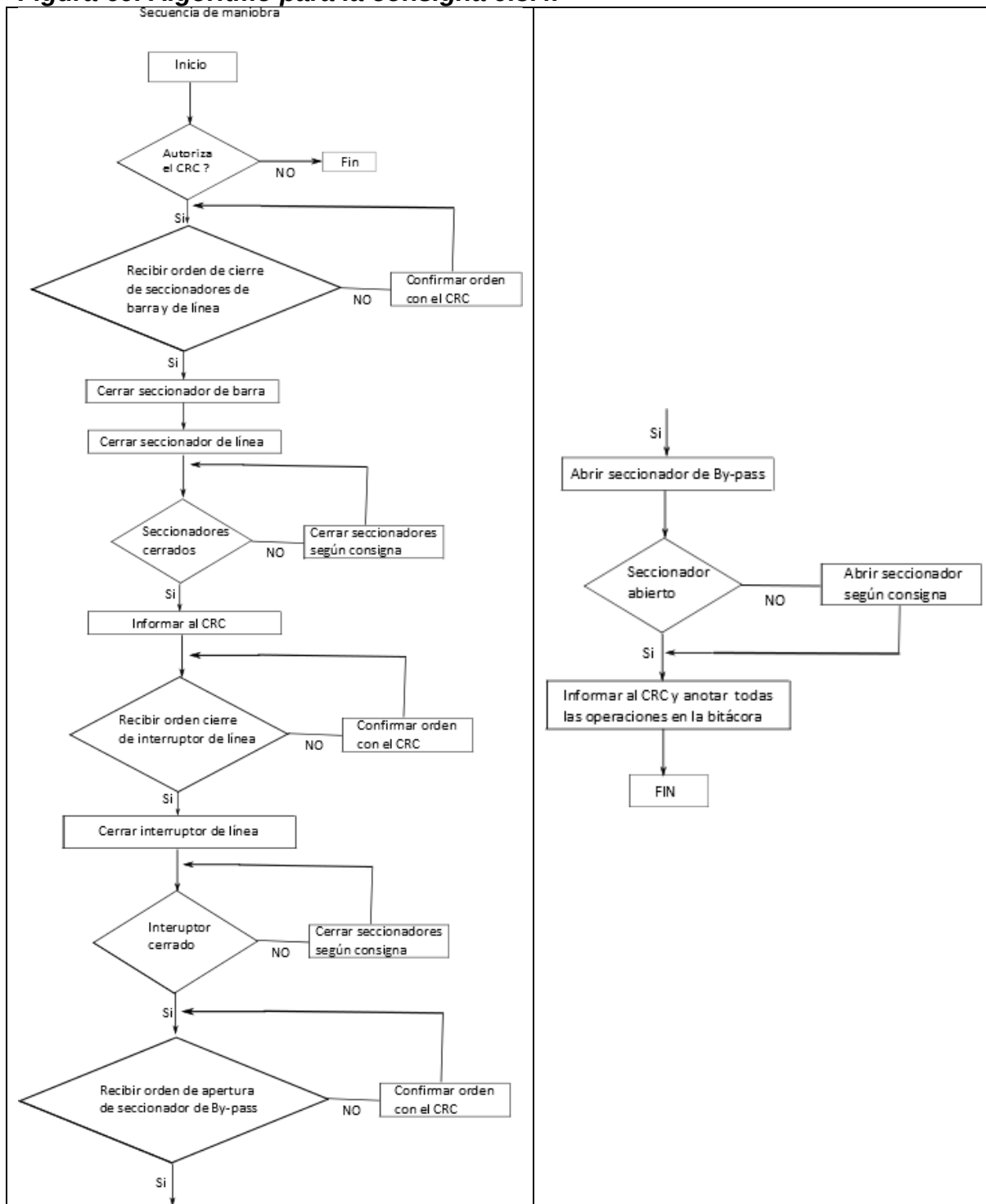
Figura 68. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.4.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de barra.
- 3- Cerrar el seccionador de línea.
- 4- Cerrar el interruptor de línea.
- 5- Abrir el seccionador de By-Pass.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 69. Algoritmo para la consigna 9.3.4.



Cuadro 129. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.4.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

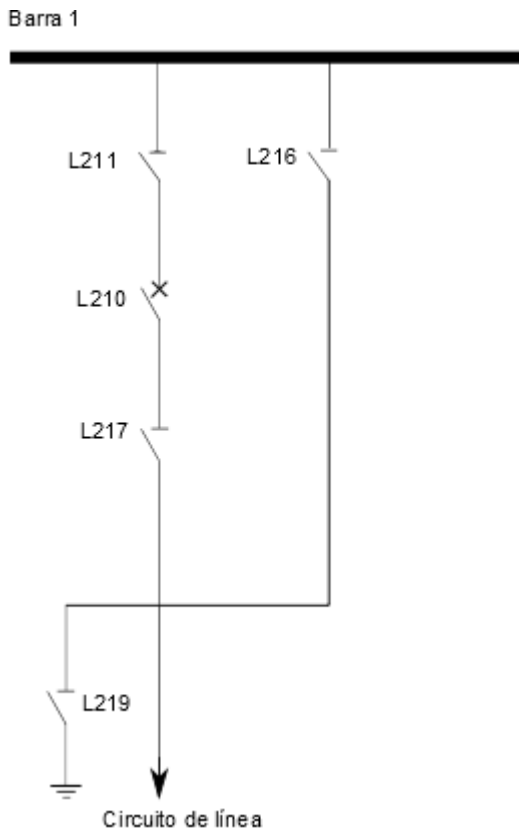
Cuadro 130. Consigna 9.3.5.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Conexión puesta a tierra bahía de línea	9.3.5.

Cuadro 131. Ejecución de la consigna 9.3.5.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Seccionador de puesta a tierra abierto	Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de By-Pass abierto	--Seccionador de By-Pass abierto

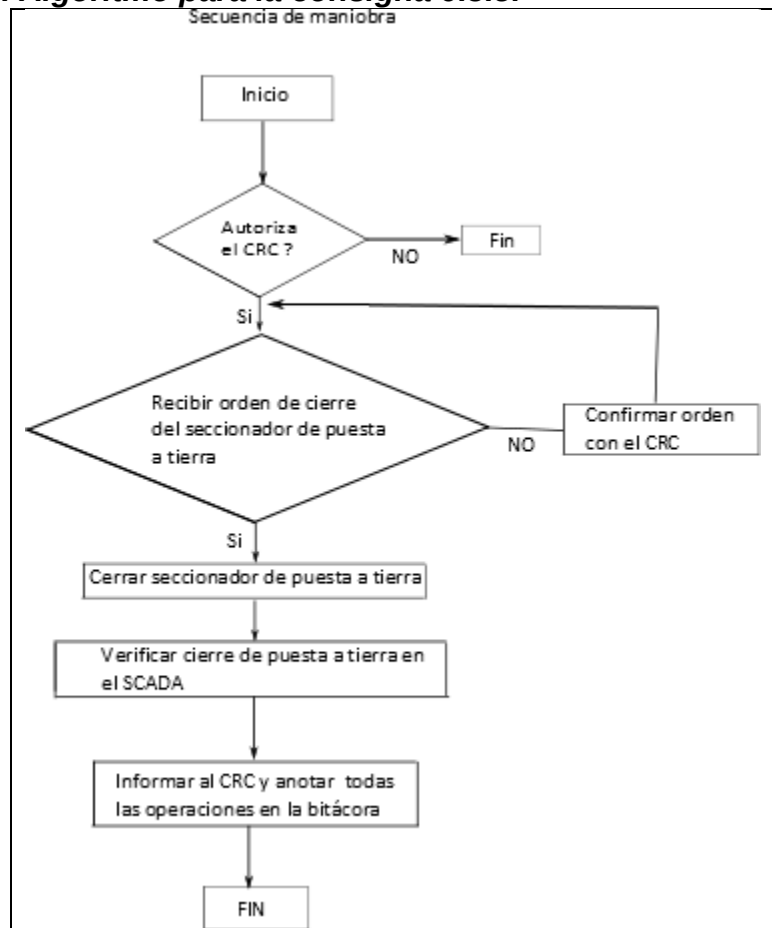
Figura 70. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.5.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Informar y confirmar maniobras y ausencia de tensión con el Centro de Control.
- 3- Cerrar seccionador de puesta a tierra.
- 4- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 71. Algoritmo para la consigna 9.3.5.



Cuadro 132. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.5.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de tierra.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Cerrar en patio la cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador en el SCADA. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.

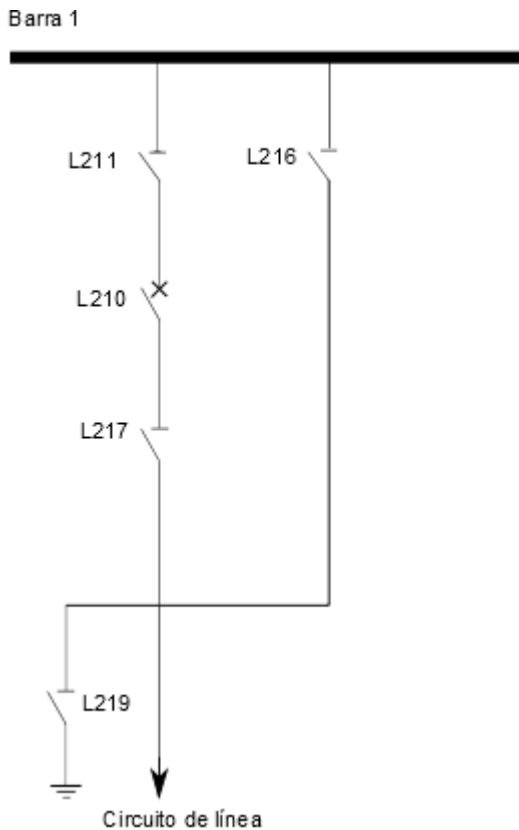
Cuadro 133. Consigna 9.3.6.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Levantamiento de puesta a tierra bahía de línea	9.3.6.

Cuadro 134. Ejecución de la consigna 9.3.6.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Seccionador de puesta a tierra cerrado	Seccionador de puesta a tierra abierto
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto
--Seccionador de línea abierto	--Seccionador de línea abierto
--Seccionador de By-Pass abierto	--Seccionador de By-Pass abierto

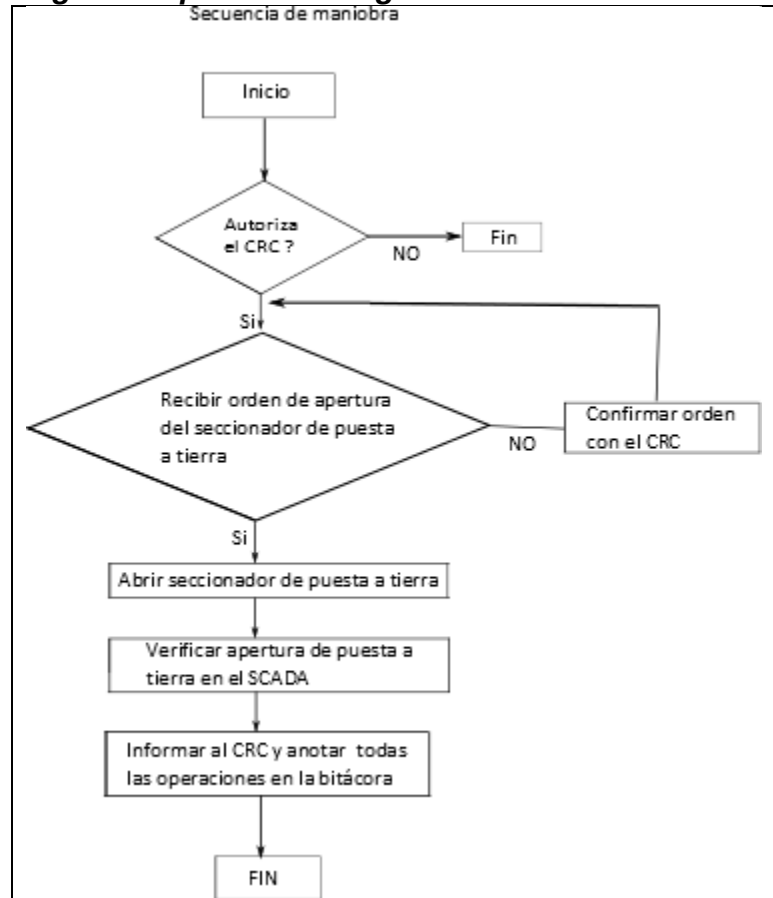
Figura 72. Diagrama unifilar para la consigna 9.3.6.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir la cuchilla de puesta a tierra.
- 3- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 73. Algoritmo para la consigna 9.3.6.



Cuadro 135. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.3.6.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de tierra.

Auxiliar técnico de la subestación	1. Cerrar en patio la cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador en el SCADA. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
------------------------------------	--

9.4. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN 33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

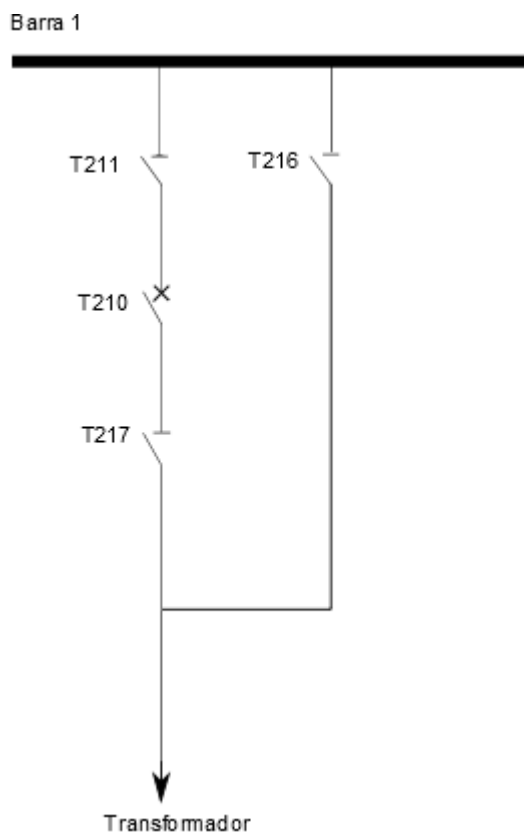
Cuadro 136. Consigna 9.4.1.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar bahía de transformación a través de la barra 1	9.4.1.

Cuadro 137. Ejecución de la consigna 9.4.1.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de transformador abierto	--Interruptor de transformador cerrado
--Seccionador de transformador abierto	--Seccionador de transformador cerrado
--Seccionador de By-Pass abierto	--Seccionador de By-Pass abierto

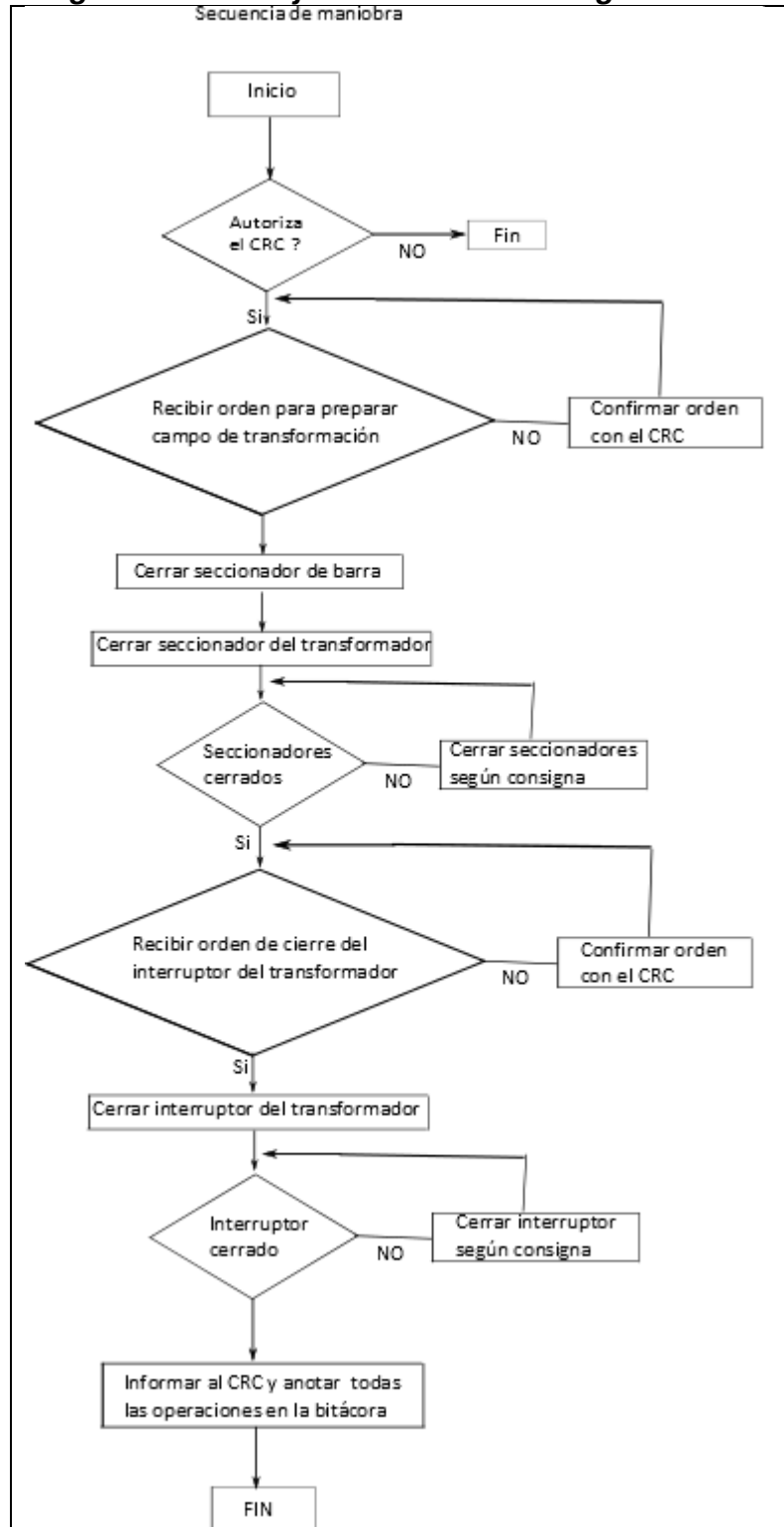
Figura 74. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar seccionador de barra.
- 3- Cerrar seccionador del transformador.
- 4- Cerrar interruptor del transformador.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 75. Algoritmo de la ejecución de la consigna 9.4.1.



Cuadro 138. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.1.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

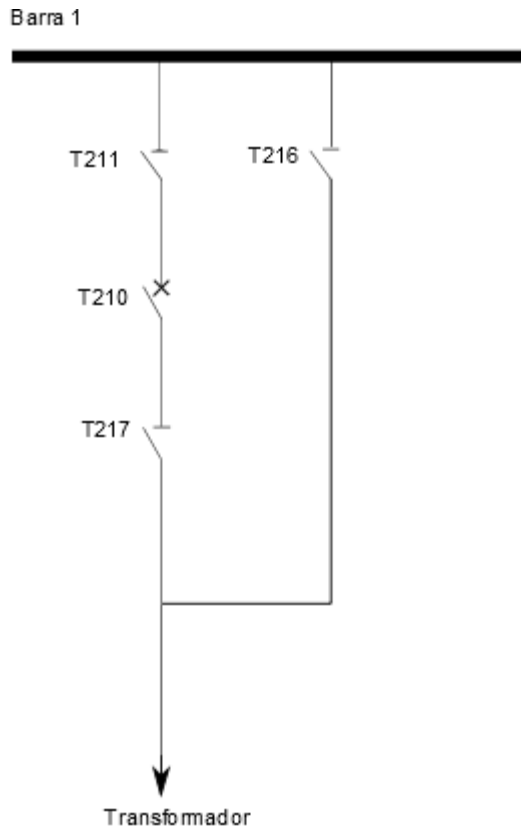
Cuadro 139. Consigna 9.4.2.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar bahía de transformación a través de barra 1	9.4.2.

Cuadro 140. Ejecución de la consigna 9.4.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de transformador cerrado	--Interruptor de transformador abierto
--Seccionador de transformador cerrado	--Seccionador de transformador abierto
--Seccionador de By-Pass abierto	--Seccionador de By-Pass abierto

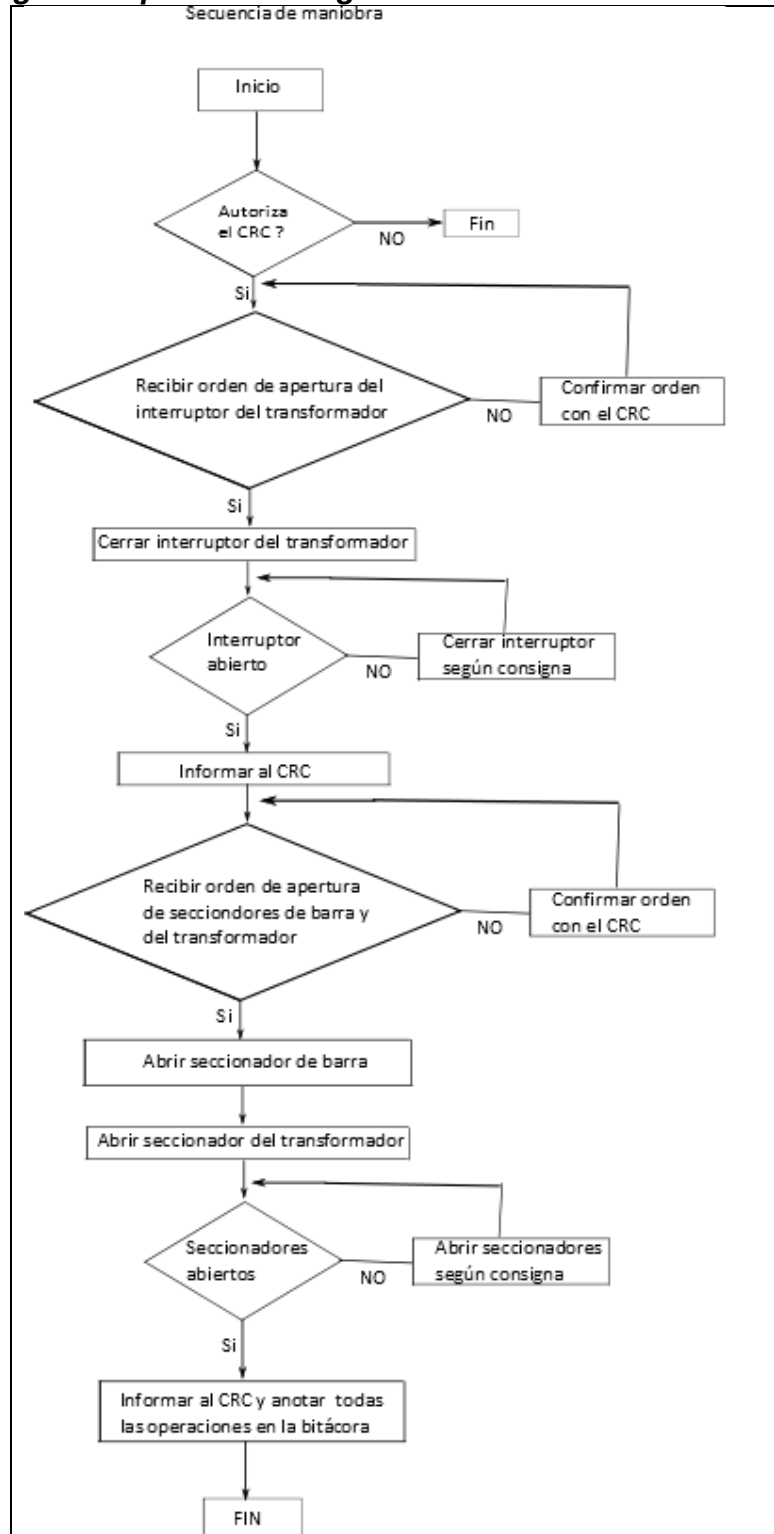
Figura 76. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.2.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir el interruptor del transformador.
- 3- Abrir seccionador de barra.
- 4- Abrir seccionador del transformador.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 77. Algoritmo para la consigna 9.4.2.



Cuadro 141. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.2.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

Cuadro 142. Consigna 9.4.3.

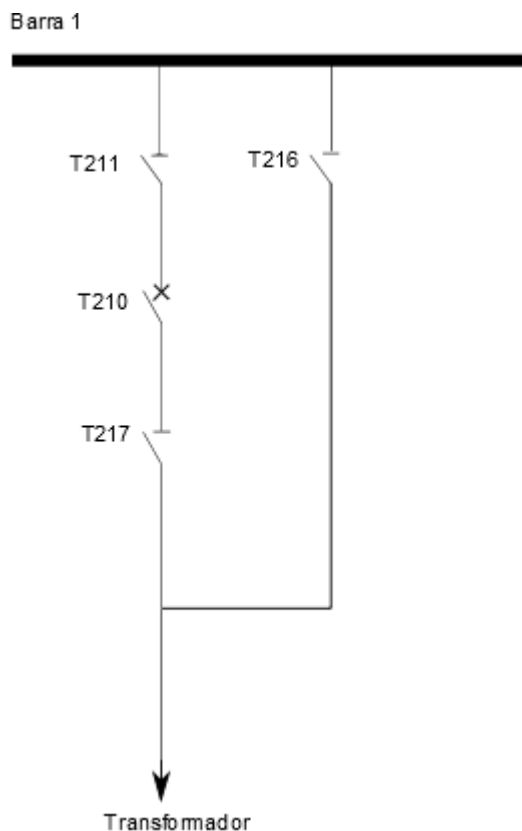
CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación By-Pass bajo carga-conexión bahía de transformación	9.4.3

Cuadro 143. Ejecución de la consigna 9.4.3.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra cerrado	--Seccionador de barra abierto
--Interruptor de transformador cerrado	--Interruptor de transformador abierto
--Seccionador de transformador cerrado	--Seccionador de transformador abierto
--Seccionador de By-Pass abierto	--Seccionador de By-Pass

	cerrado
--	---------

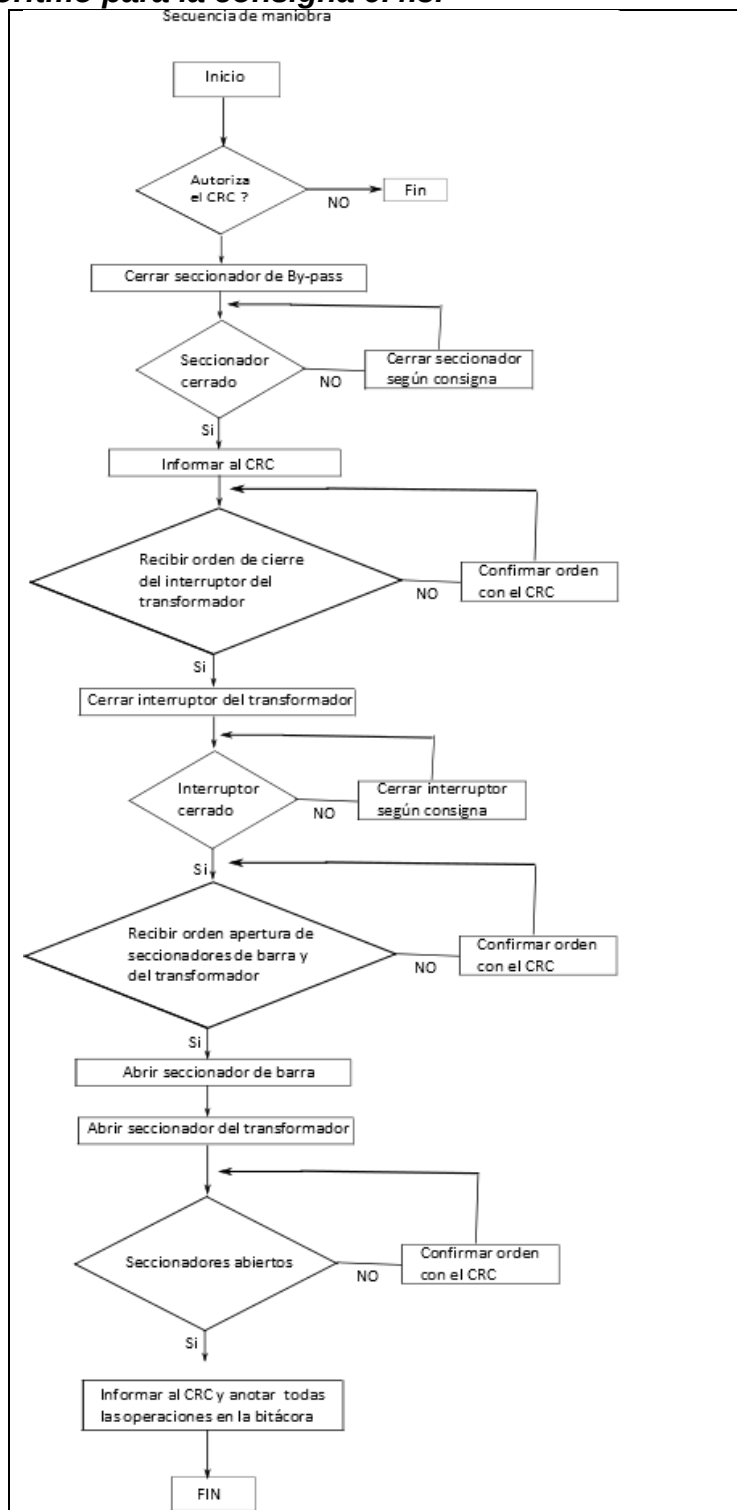
Figura 78. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.3.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de By-Pass (sólo un seccionador de By-Pass puede estar cerrado).
- 3- Abrir el interruptor del transformador.
- 4- Abrir el seccionador de barra.
- 5- Abrir el seccionador de línea.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 79. Algoritmo para la consigna 9.4.3.



Cuadro 144. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.3.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

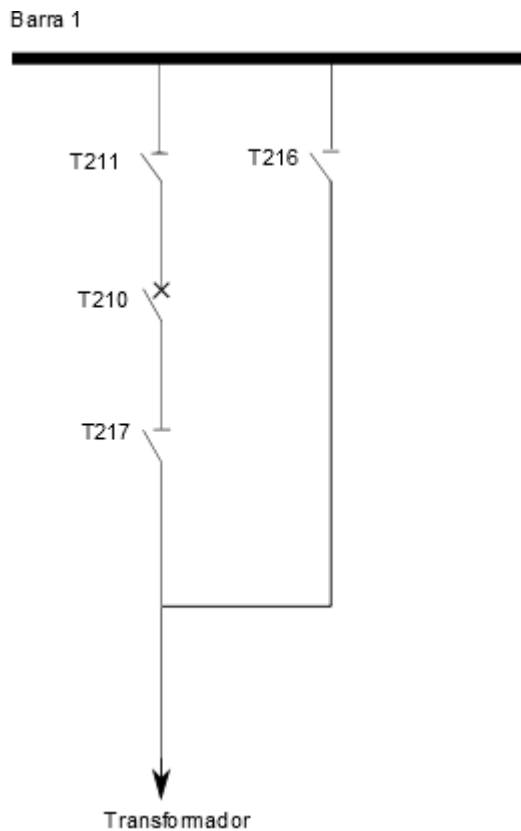
Cuadro 145. Consigna 9.4.4.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Operación By-Pass bajo carga-desconexión bahía de transformación	9.4.4.

Cuadro 146. Ejecución de la consigna 9.4.4.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de barra abierto	--Seccionador de barra cerrado
--Interruptor de transformador abierto	--Interruptor de transformador cerrado
--Seccionador de transformador abierto	--Seccionador de transformador cerrado
--Seccionador de By-Pass cerrado	--Seccionador de By-Pass abierto

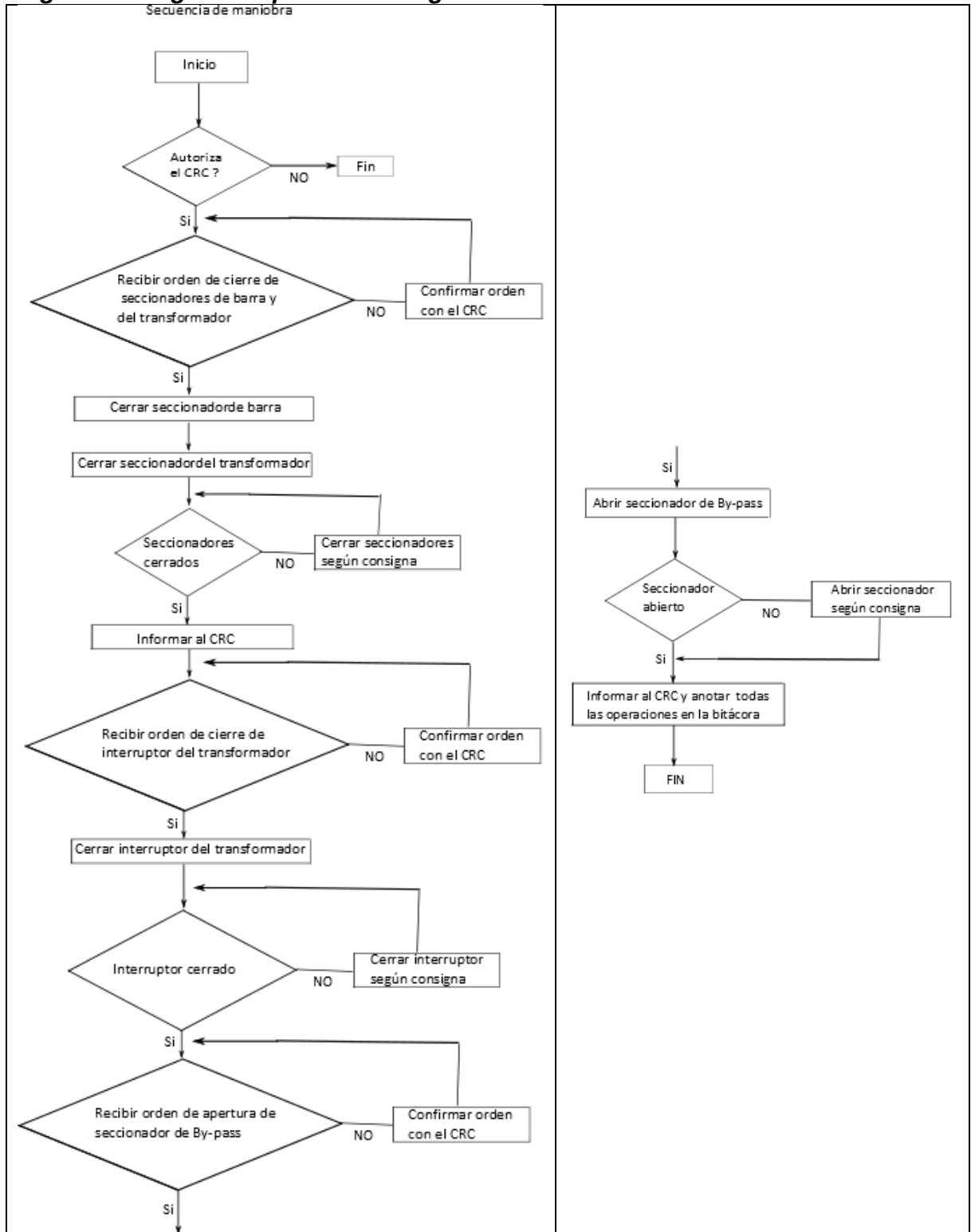
Figura 80. Diagrama unifilar para la consigna 9.4.4.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar el seccionador de barra.
- 3- Cerrar el seccionador del transformador.
- 4- Cerrar el interruptor del transformador.
- 5- Abrir el seccionador de By-Pass.
- 6- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 81. Algoritmo para la consigna 9.4.4.



Cuadro 147. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.4.4.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

9.5. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE LÍNEA 13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 148. Consigna 9.5.1.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar circuito	9.5.1.

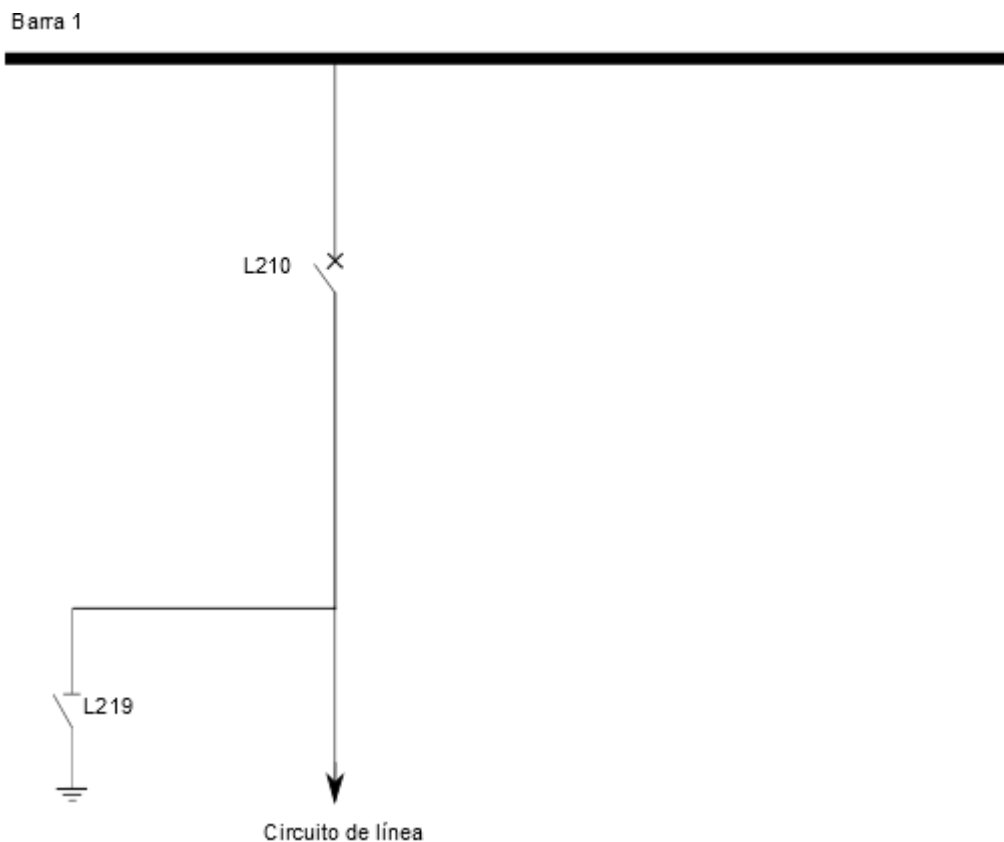
Cuadro 149. Ejecución de la consigna 9.5.1.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra cerrado	--Seccionador de puesta a tierra abierto

--Interruptor de línea abierto

--Interruptor de línea cerrado

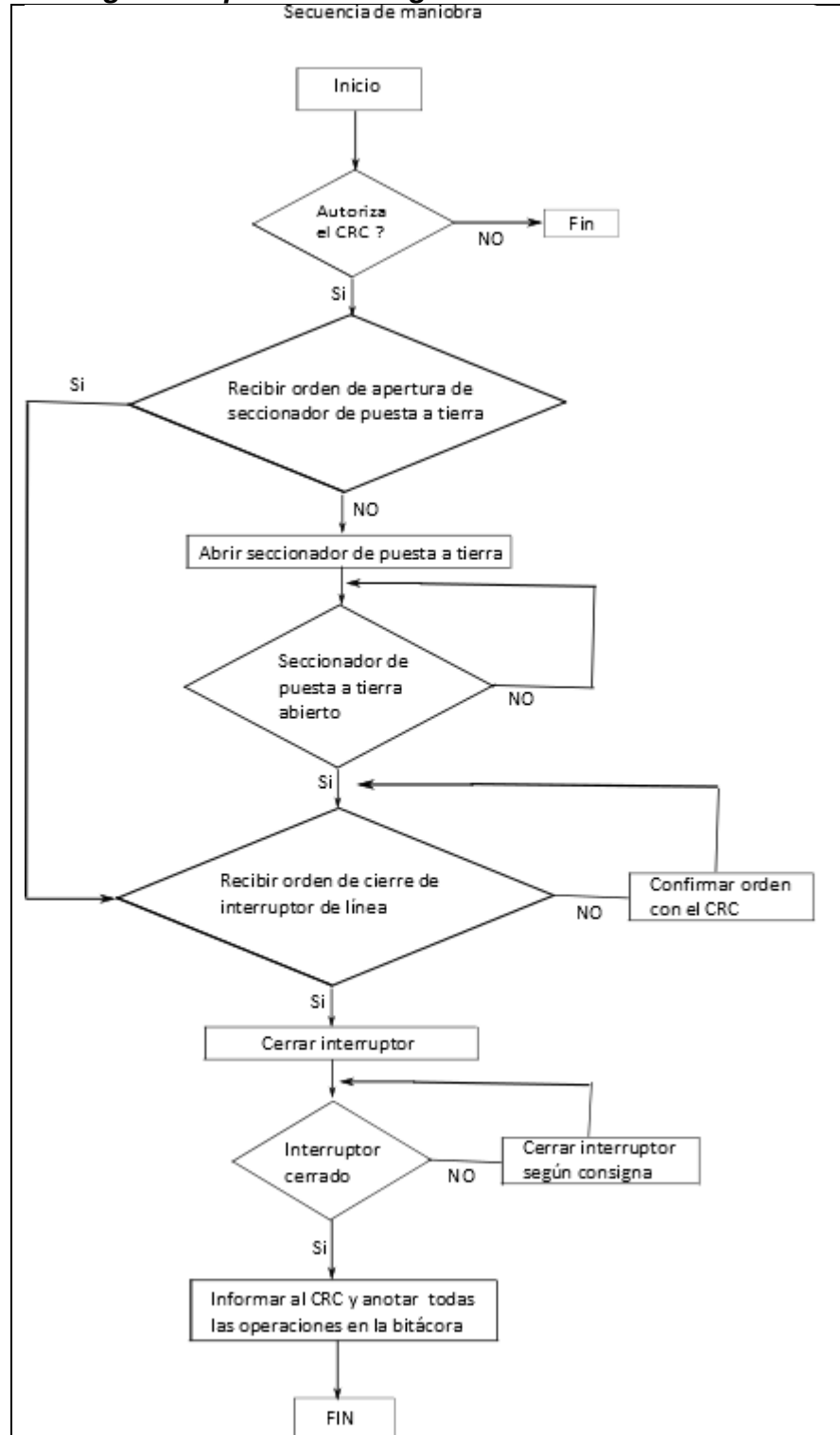
Figura 82. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir cuchilla de puesta a tierra.
- 3- Cerrar interruptor de línea.
- 4- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 83. Algoritmo para la consigna 9.5.1.



Cuadro 150. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.1.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

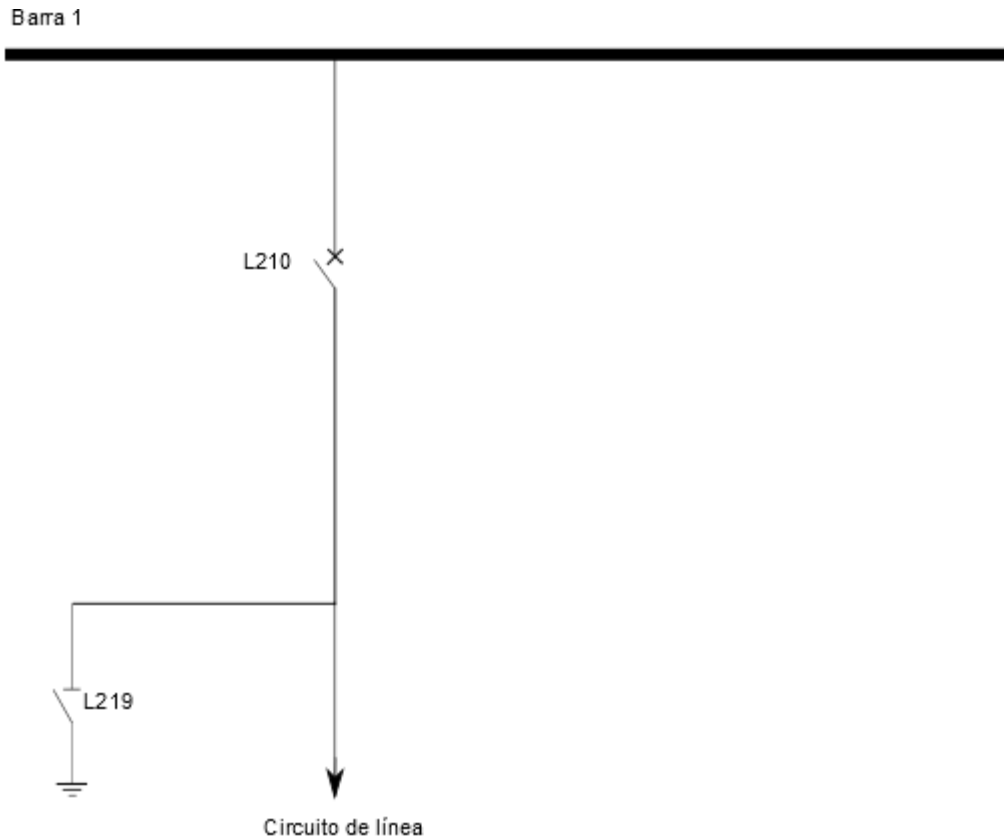
Cuadro 151. Consigna 9.5.2.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar circuito	9.5.2.

Cuadro 152. Ejecución de la consigna 9.5.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Interruptor de línea cerrado	--Interruptor de línea abierto

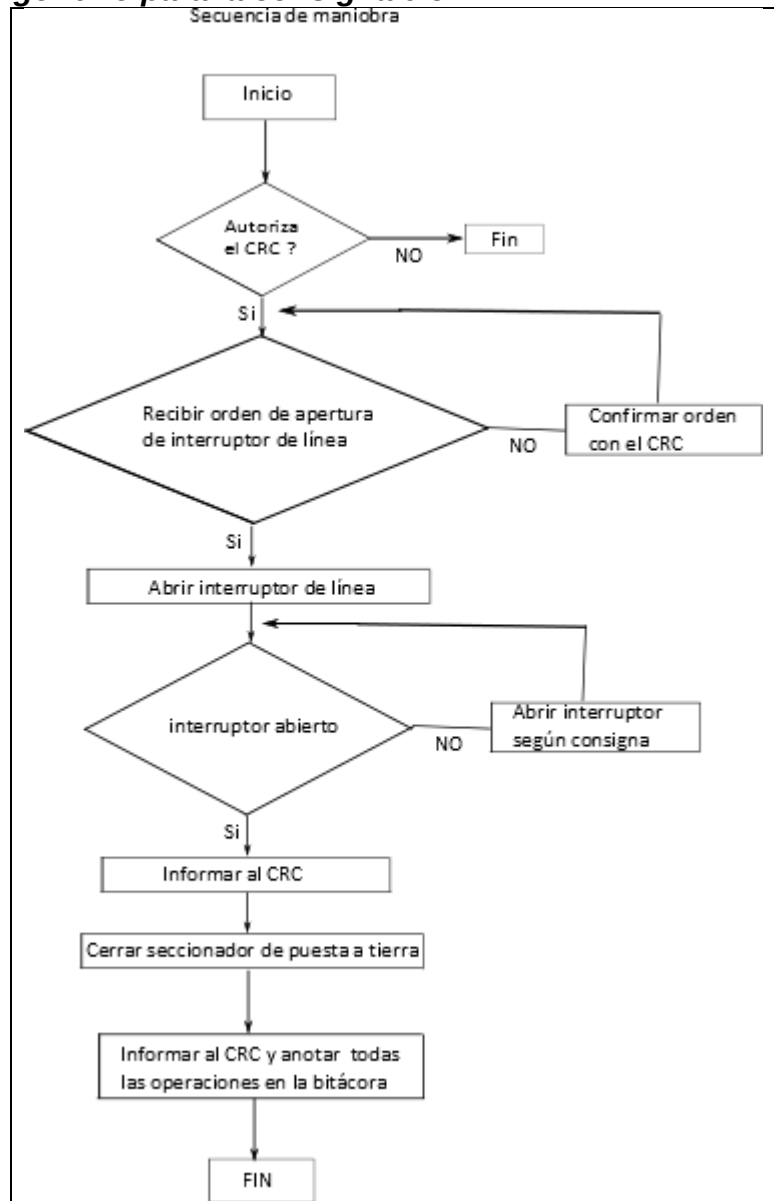
Figura 84. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.2.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir interruptor de línea.
- 3- Cerrar la cuchilla de puesta a tierra.
- 4- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 85. Algoritmo para la consigna 9.5.2.



Cuadro 153. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.2.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía

	2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

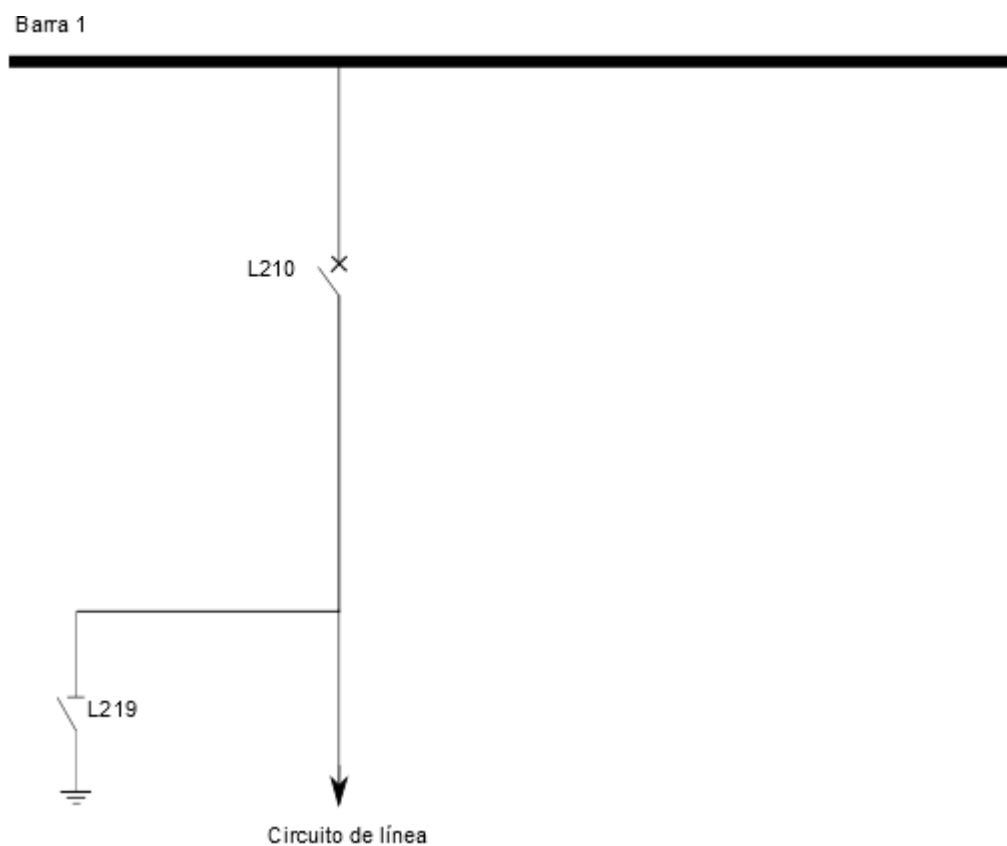
Cuadro 154. Consigna 9.5.3.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Conexión de puesta a tierra de circuito	9.5.3.

Cuadro 155. Ejecución de la consigna 9.5.3.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra abierto	--Seccionador de puesta a tierra cerrado
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto

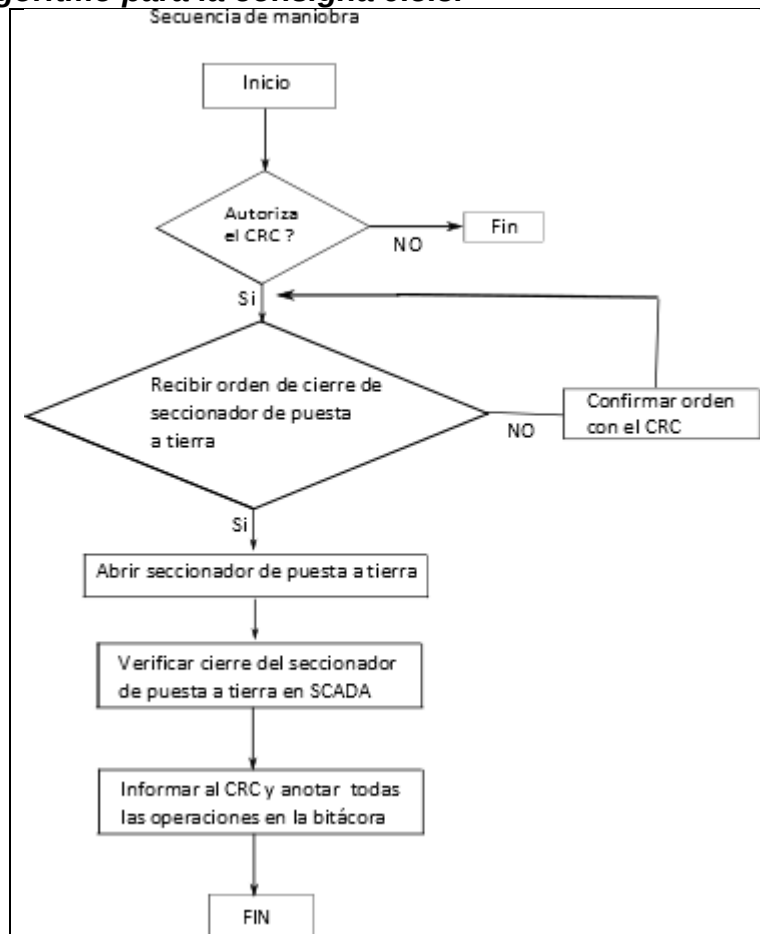
Figura 86. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.3.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Cerrar la cuchilla de puesta a tierra.
- 3- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 87. Algoritmo para la consigna 9.5.3.



Cuadro 156. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.3.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.

CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

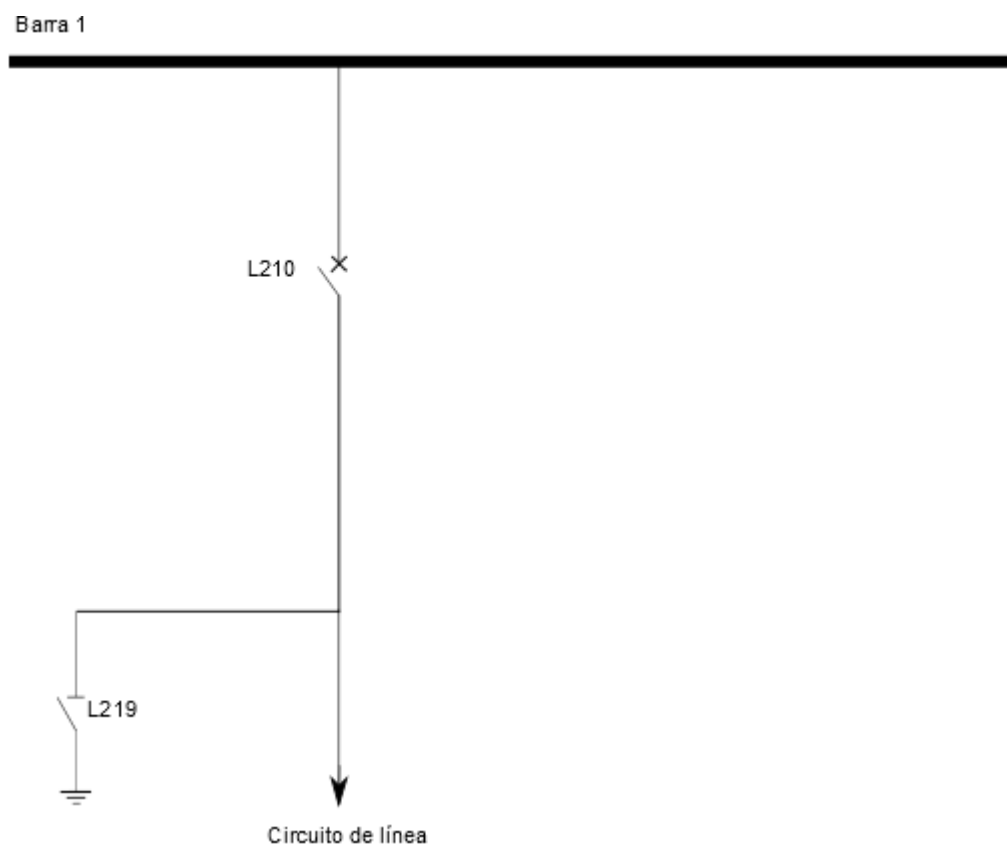
Cuadro 157. Consigna 9.5.4.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Levantamiento de puesta a tierra de circuito	9.5.4.

Cuadro 158. Ejecución de la consigna 9.5.4.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Seccionador de puesta a tierra cerrado	--Seccionador de puesta a tierra abierto
--Interruptor de línea abierto	--Interruptor de línea abierto

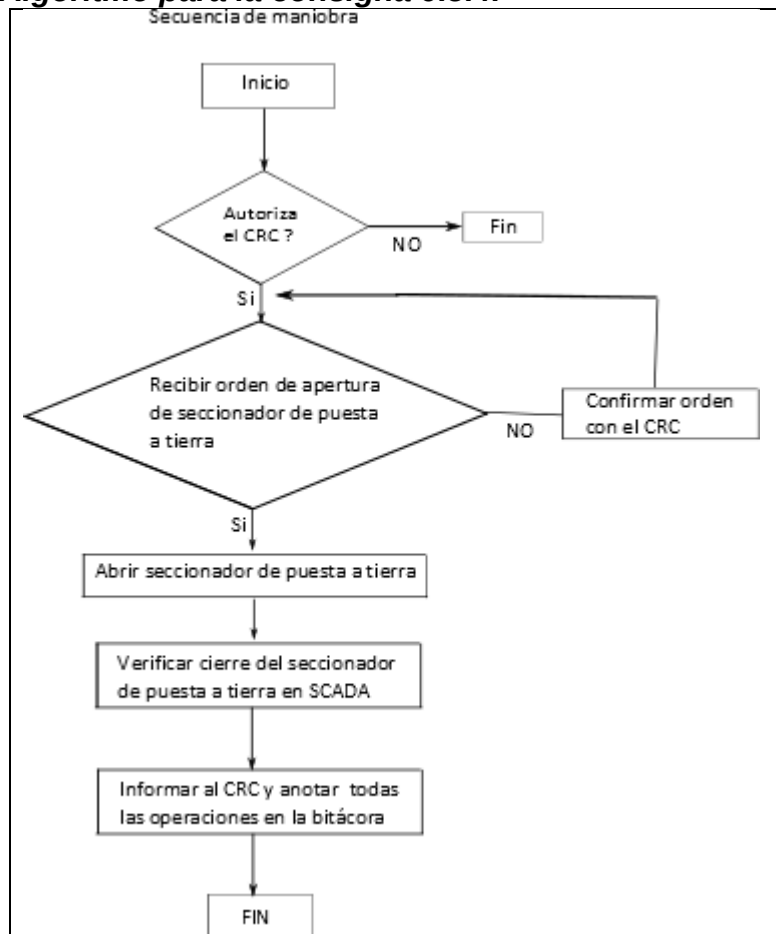
Figura 88. Diagrama unifilar para la consigna 9.5.4.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir la cuchilla de puesta a tierra.
- 3- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 89. Algoritmo para la consigna 9.5.4.



Cuadro 159. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.5.4.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la

	finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

9.6. CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN DE 13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

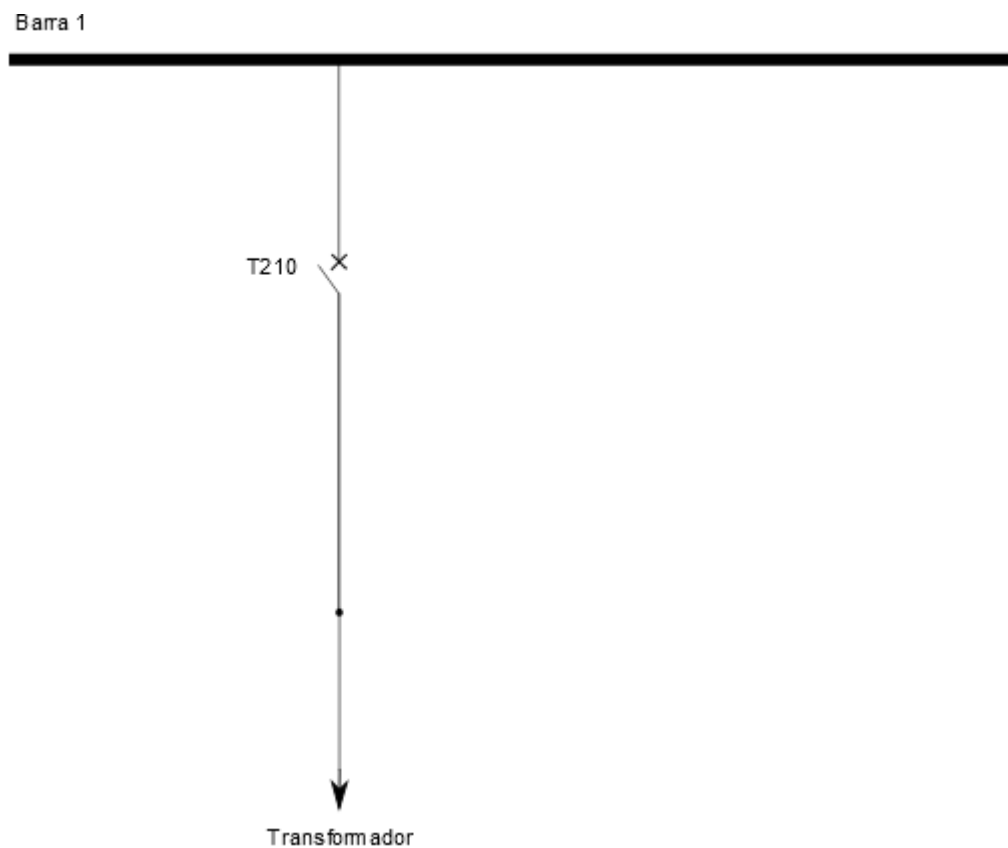
Cuadro 160. Consigna 9.6.1.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Energizar transformador	9.6.1.

Cuadro 161. Ejecución de consigna 9.6.1.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Interruptor del transformador cerrado	--Interruptor del transformador abierto

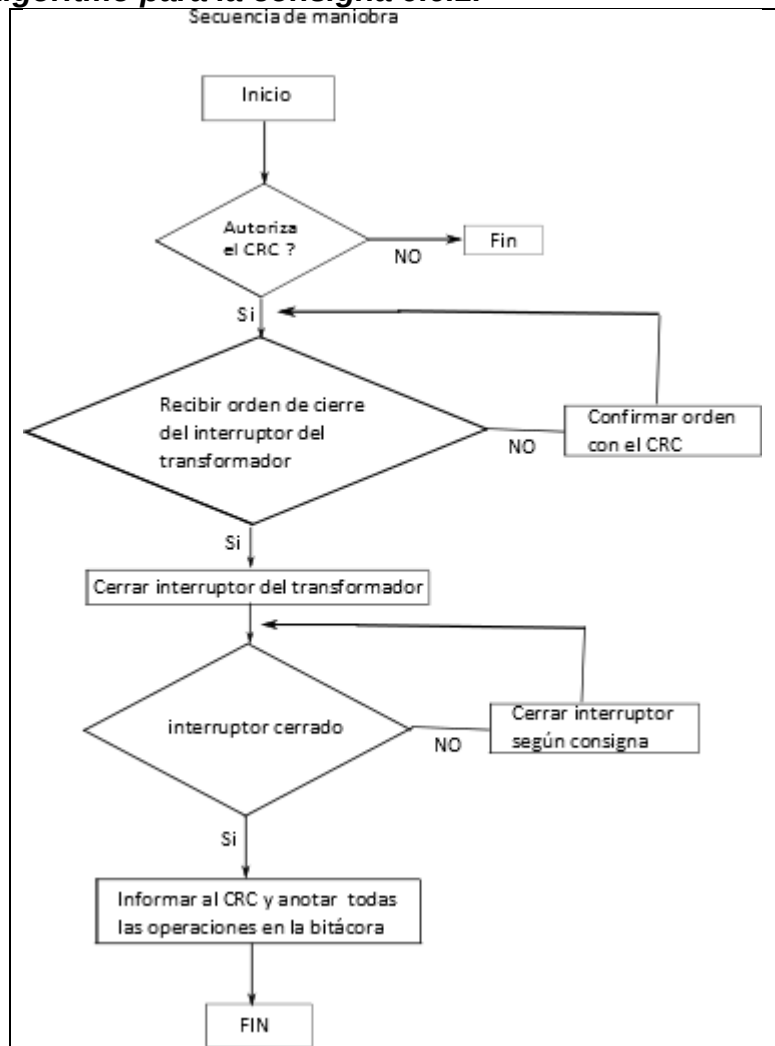
Figura 90. Diagrama unifilar para la consigna 9.6.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir en celda la cuchilla de puesta a tierra L139.
- 3- Acoplar el interruptor al barraje principal.
- 4- Cerrar interruptor L130.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 91. Algoritmo para la consigna 9.6.1.



Cuadro 162. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.6.1.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del

	seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

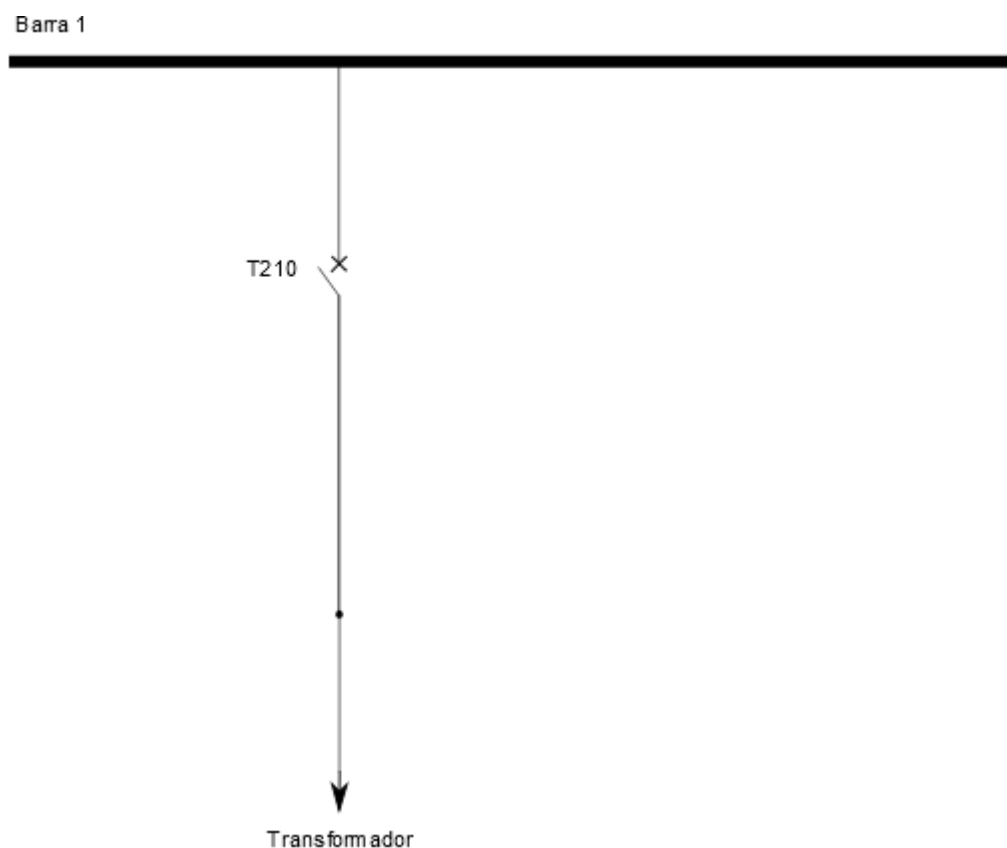
Cuadro 163. Consigna 9.6.2.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Desenergizar transformador	9.6.2.

Cuadro 164. Ejecución de la consigna 9.6.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Interruptor del transformador cerrado	Interruptor del transformador abierto

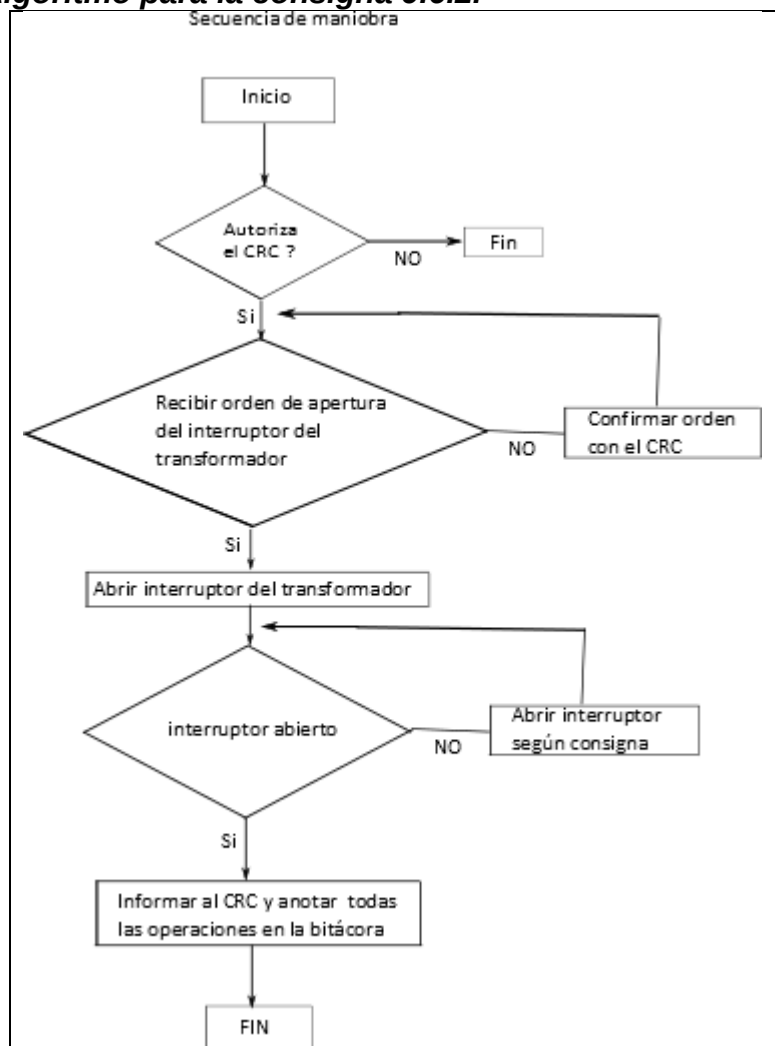
Figura 92. Diagrama unifilar para la consigna 9.6.2.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Abrir el interruptor L130.
- 3- Desacopla mecánicamente el interruptor del barraje principal.
- 4- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 93. Algoritmo para la consigna 9.6.2.



Cuadro 165. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.6.2.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del

	seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
CONSIGNA DE CIERRE O APERTURA	
Si el equipo no cierra o abre desde el Centro de Control, ni desde el SCS100	Se debe operar el equipo desde Nivel 1 módulo SPAC en el tablero de control de bahía. Ver ejecución de consigna.
Si el equipo quedó en una posición indeterminada	El auxiliar técnico debe terminar la maniobra manualmente desde el patio.
Si el equipo no responde desde el nivel de operación 3, 2, 1.	El auxiliar técnico debe de operar el equipo manualmente desde el patio. Al realizar esta operación el auxiliar técnico debe portar las prendas de seguridad como botas y casco.

9.7. CONSIGNAS ACOPLE DE BARRAS 33 KV CHEC CON EDEQ

La siguiente información fue consultada en (1):

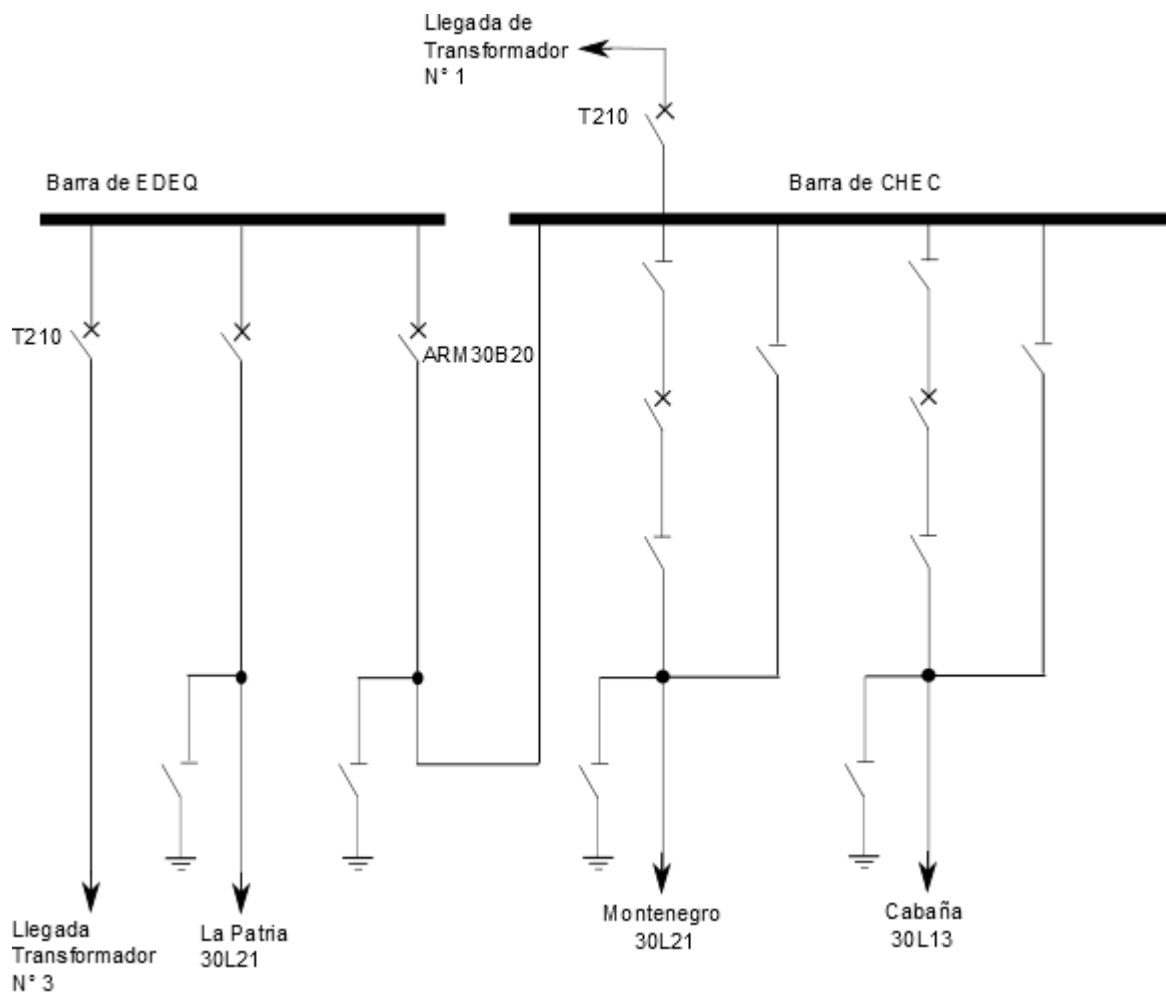
Cuadro 166. Consigna 9.7.1.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Acople entre barras del sistema CHEC y EDEQ	9.7.1.

Cuadro 167. Ejecución de la consigna 9.7.1.

CONDICIONES INICIALES		CONDICIONES FINALES	
--Interruptor abierto	ARM30B20	Interruptor cerrado	ARM30B20

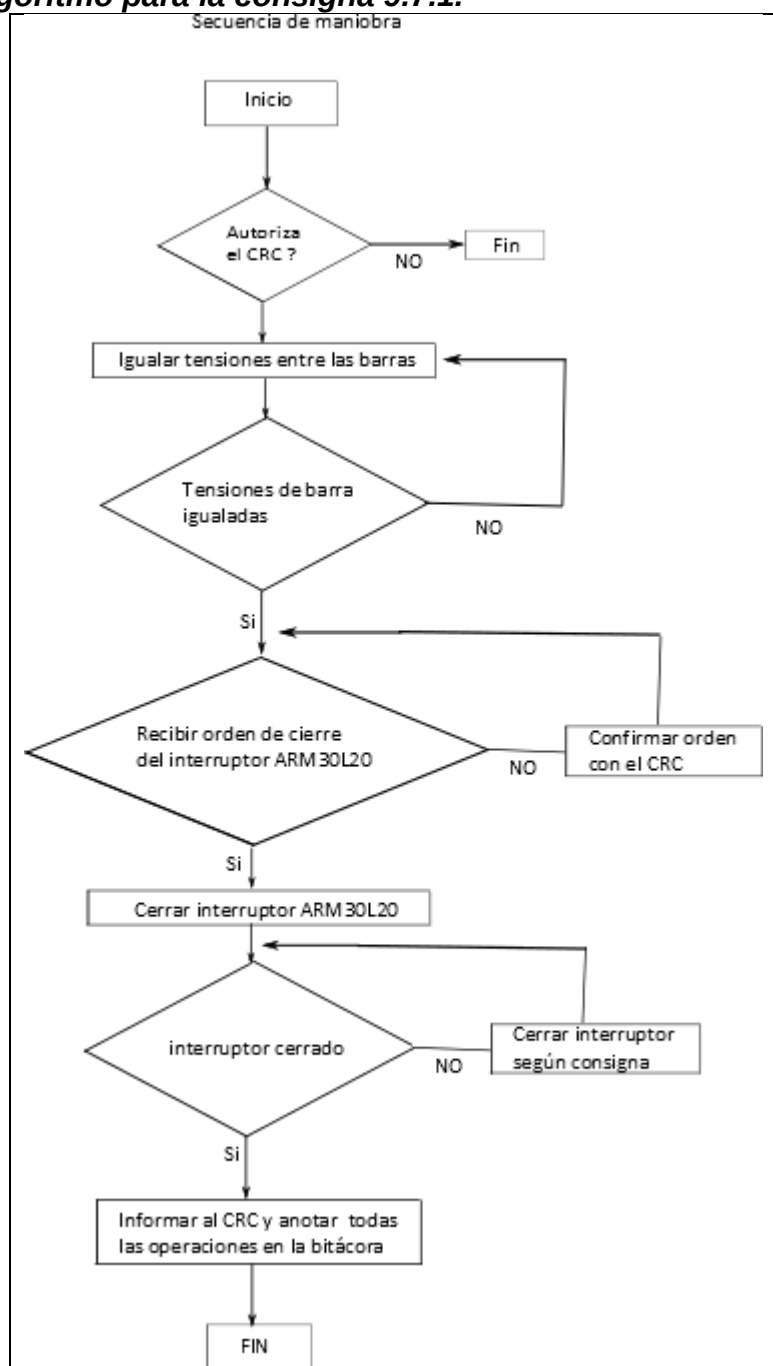
Figura 94. Diagrama unifilar para la consigna 9.7.1.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Igualar las tensiones de cada barra (Ver la sección 6.1.9. Operación acople de barras 33 kV.)
- 3- Desacoplar mecánicamente el interruptor del barraje principal.
- 4- Cerrar el interruptor ARM30L20.
- 5- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 95. Algoritmo para la consigna 9.7.1.



Cuadro 168. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.7.1.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.

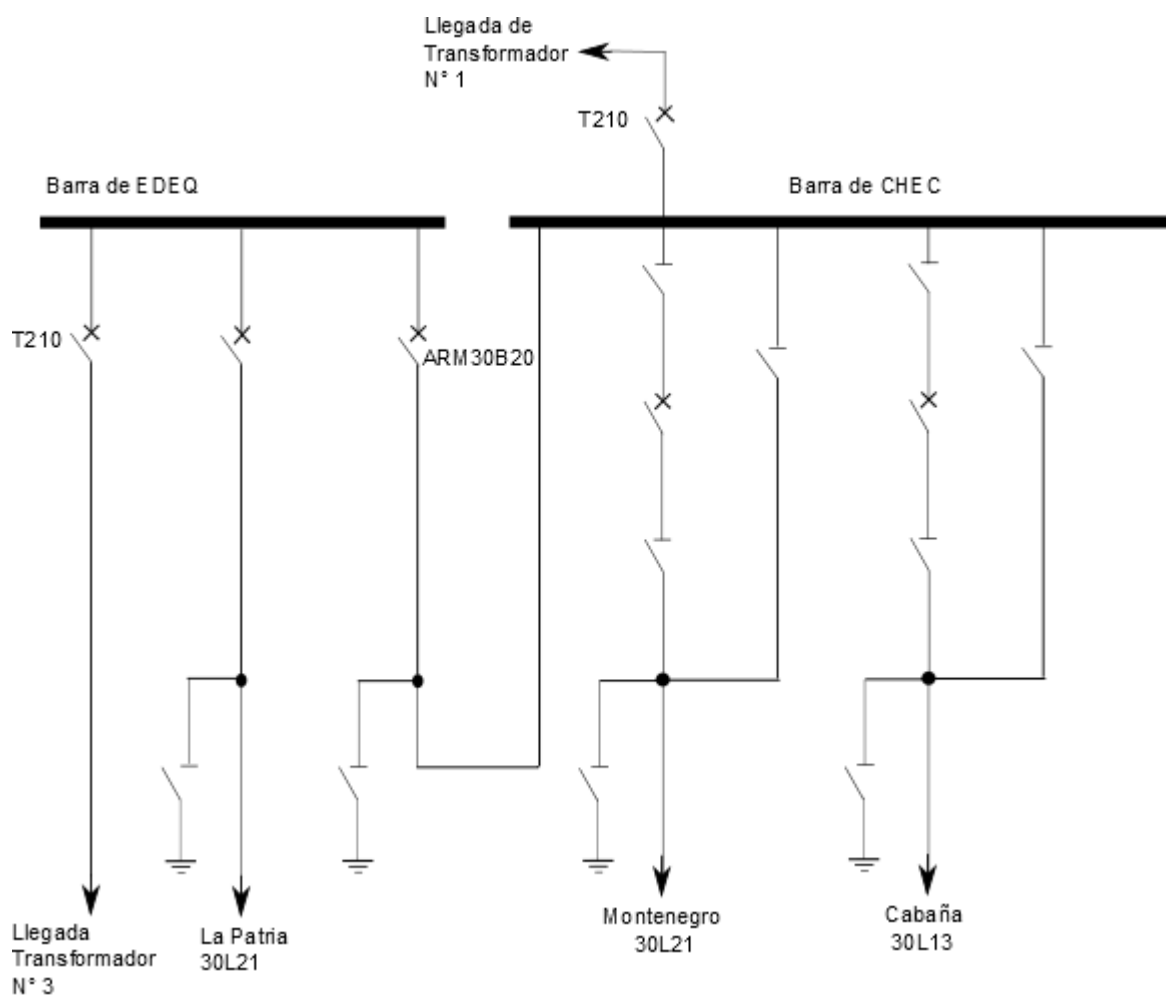
Cuadro 169. Consigna 9.7.2.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Acople entre barras del sistema CHEC y EDEQ	9.7.2.

Cuadro 170. Ejecución de la consigna 9.7.2.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
--Interruptor ARM30B20 abierto	Interruptor ARM30B20 cerrado

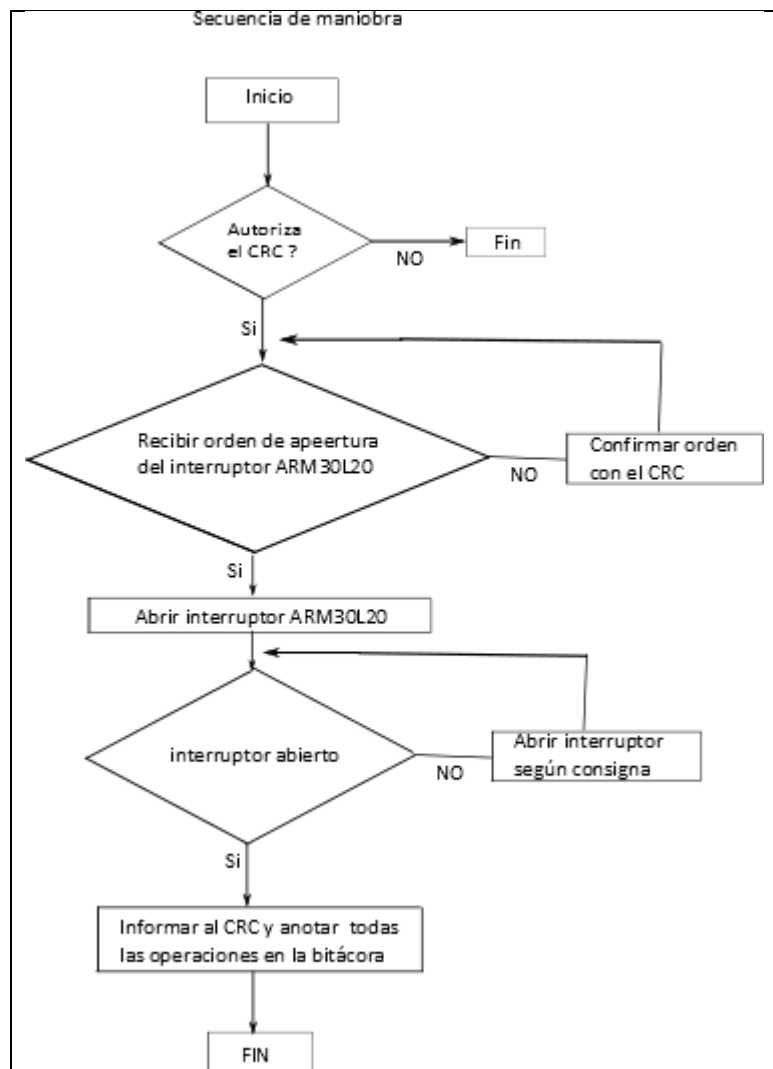
Figura 96. Diagrama unifilar para la consigna 9.7.2.



Maniobras a realizar

- 1- Solicitar o recibir autorización del Centro de Control.
- 2- Desacoplar mecánicamente el interruptor del barraje principal.
- 3- Abrir el interruptor ARM30L20.
- 4- Informar al Centro de Control y anotar las operaciones realizadas en la bitácora de la subestación.

Figura 97. Algoritmo para la consigna 9.7.2.



Cuadro 171. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.7.2.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía 2. Verificar posición del seccionador de línea y cerrarlo. 3. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Abrir en patio cuchilla de puesta a tierra. 2. Verificar posición del

	seccionador de barra y cerrarlo. 3. Informar al Centro de Control la finalización de la maniobra.
--	--

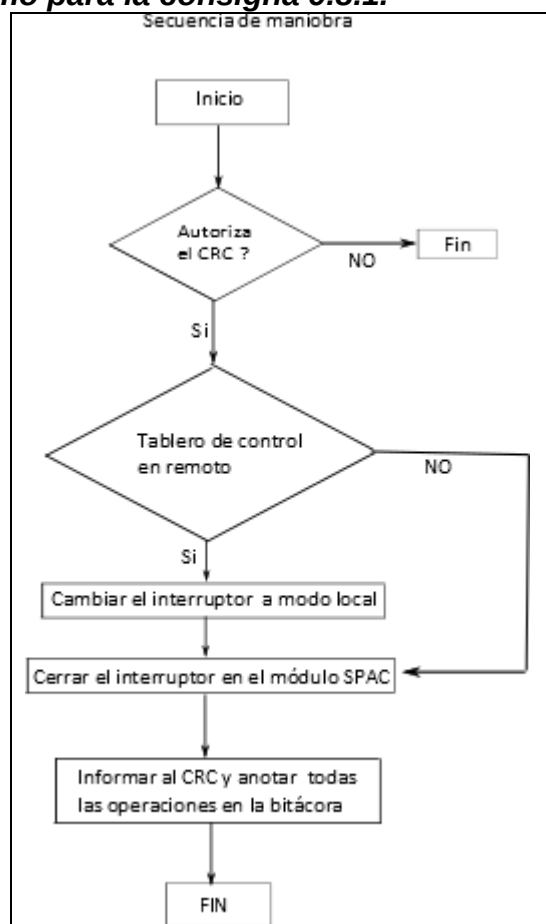
9.8. OTRAS CONSIGNAS 115 kV/33 kV/13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 172. Consigna 9.8.1

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Interruptor no cierra desde el nivel 3 y 2	9.8.1.

Figura 98. Algoritmo para la consigna 9.8.1.



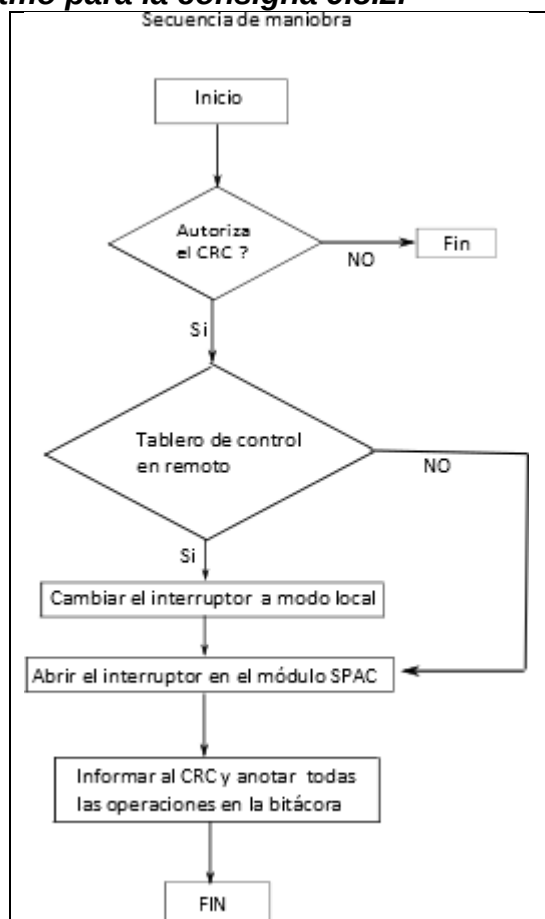
Cuadro 173. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.8.1.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Colocar el selector R/L en local. 2. Pulsar el botón para cerrar el interruptor.

Cuadro 174. Consigna 9.8.2.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Interruptor no abre desde el nivel 3 y 2	9.8.2.

Figura 99. Algoritmo para la consigna 9.8.2.



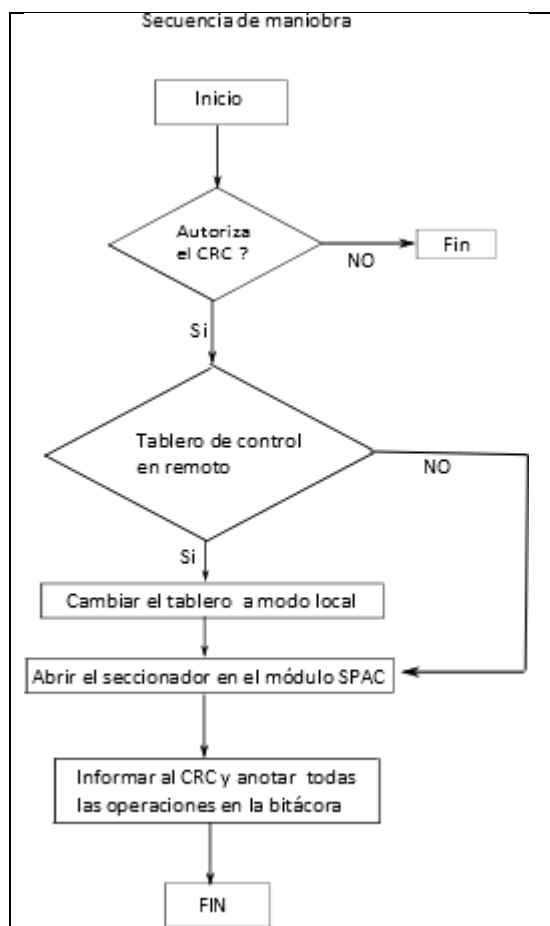
Cuadro 175. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.8.2.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Cerrar interruptor.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Colocar el selector R/L en local. 2. Pulsar el botón para abrir el interruptor.

Cuadro 176. Consigna 9.8.3.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Seccionador no abre desde el nivel 3 y 2	9.8.3.

Figura 100. Algoritmo para la consigna 9.8.3.



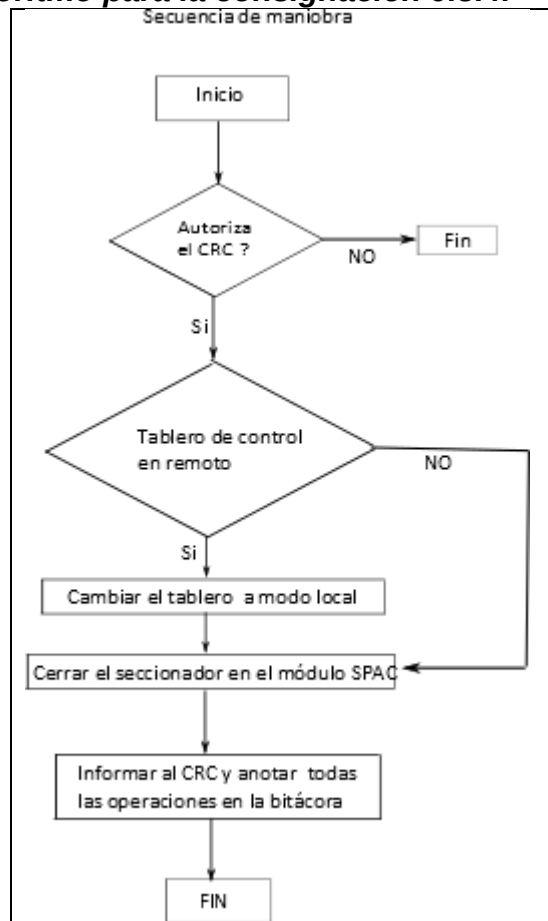
Cuadro 177. Maniobras de la ejecución de la consigna 9.8.3.

REPONSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Abrir seccionador.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Colocar el selector R/L en local. 2. Pulsar el botón para abrir el seccionador.

Cuadro 178. Consigna 9.8.4.

CONSIGNA	EJECUCIÓN DE CONSIGNA
Seccionador no cierra desde el nivel 3 y 2	9.8.4.

Figura 101. Algoritmo para la consignación 9.8.4.



Cuadro 179. Maniobras de la ejecución de la consignación 9.8.4.

REPOSABLE	OBSEVACIÓN
Centro de Control	Comunicación del Centro de Control con la subestación, para autorizar el inicio de la maniobra.
Centro de Control y auxiliar técnico de la subestación	1. Verificación de la posición de los seccionadores y del estado del interruptor de la bahía. 2. Cerrar seccionador.
Auxiliar técnico de la subestación	1. Colocar el selector R/L en local. 2. Pulsar el botón para cerrar el seccionador.

10. CONSIGNAS OPERATIVAS BAJO FALLA

La siguiente información fue consultada en (1):

Este capítulo recopila los códigos de eventos y alarmas clase 3, los cuales identifican la consigna bajo falla en la subestación, como es la activación de las protecciones en los equipos, los cuales son interruptores y transformadores. Dichas alarmas y disparos son de carácter urgente, en la cual se debe intervenir inmediatamente el equipo. Después de haberse detectado y definido la protección, se debe realizar el procedimiento que se encuentra en el capítulo 11. PROCEDIMIENTO A REALIZAR ANTE CONSIGNAS DE FALLA 115 kV/33kV/13,2 kV..

10.1. CONSIGNAS BAJO FALLA DE TRANSFORMADORES

La siguiente información fue consultada en (1):

10.1.1. Consignas del transformador TF1 115 kV/33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 180. Consignas del TF1 115kV/33kV

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Alarma Buchholz	ARM40T21TV Alerta 63B	Ver la sección 11.1.1. Alarma y disparo Buchholz
Disparo Buchholz	ARM40T21UV Disp 63B	Ver la sección 11.1.1. Alarma y disparo Buchholz
Alarma temperatura en devanados	ARM40T21TV Alerta 49	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Disparo temperatura en devanados	ARM40T21UV Disp 49	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Alarma temperatura en aceite	ARM40T21TV Alerta 26	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo temperatura en aceite	ARM40T21UV Disp 26	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Arranque etapa 1 de ventilación	ARM40T21TV Vent 1	Ver la sección 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Arranque etapa 2 de ventilación	ARM40T21TV Vent 2	Ver la sección 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Falla ventilación	ARM40T21TV Falla Vent	Ver la sección 11.1.5. Alarma falla ventilación
Nivel mínimo de aceite en el transformador	ARM40T21TV Alerta 71L Trafo	Ver la sección 11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador
Nivel máximo de aceite en el transformador	ARM40T21TV Alerta 71H Trafo	Ver la sección 11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador
Disparo por sobrepresión de aceite en la cuba	ARM40T21UV Disp 63H	Ver la sección 11.1.7. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador
Alarma auxiliar del transformador	ARM40T21TV Falla Auxiliares	Ver la sección 11.1.8. Alarma auxiliar del

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
		transformador
Nivel máximo de aceite en el cambiador de tomas	ARM40T21TV Ale Max Niv Ace Cam	Ver la sección 11.1.9. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas
Nivel mínimo de aceite en el cambiador de tomas	ARM40T21TV Ale Min Niv Ace Cam	Ver la sección 11.1.9. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas
Alerta por falla en el motor del cambiador de tomas	ARM40T21TV Falla Motor Oltc	Ver la sección 11.1.10. Falla motor del cambiador de tomas

10.1.2. Consignas de transformador TF3 115 kV/33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 181. Consignas del TF3 115kV/33kV

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Alarma Buchholz	ARM40T23K2 TR 115/33 Alar Buch	Ver la sección 11.1.1. Alarma y disparo Buchholz
Disparo Buchholz	ARM40T23K2 TR 115/33 Disp Buch	Ver la sección 11.1.1. Alarma y disparo Buchholz
Alarma temperatura en devanados	ARM40T23K2 TR 115/33 Temp Deva	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Disparo temperatura en devanados	ARM40T23K7 TR 115/33 Dis Temp	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Alarma temperatura en aceite	ARM40T23K2 TR 115/33 Temp Acei	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Disparo temperatura en aceite	ARM40T23K8 TR 115/33 Dis Temp A	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Arranque etapa 1 de ventilación		Ver la sección 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Arranque etapa 2 de ventilación		Ver la sección 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Arranque etapa 3 de ventilación		Ver la sección 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Arranque etapa 4 de ventilación		Ver la sección 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Falla ventilación	ARM40T23K5 TR 115/33 Falla Vent Etapa 1	Ver la sección 11.1.5. Alarma falla ventilación
Falla ventilación	ARM40T23K5 TR 115/33 Falla Vent Etapa 2	Ver la sección 11.1.5. Alarma falla ventilación
Falla ventilación	ARM40T23K5 TR 115/33 Falla Vent Etapa 3	Ver la sección 11.1.5. Alarma falla ventilación
Falla ventilación	ARM40T23K5 TR 115/33 Falla Vent Etapa 4	Ver la sección 11.1.5. Alarma falla ventilación11.1.5.

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
		Alarma falla ventilación
Nivel mínimo de aceite en el transformador	ARM40T23K2 TR 115/33 Baj Niv A	Ver la sección 11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador
Nivel máximo de aceite en el transformador	ARM40T23K3 TR 115/33 Alt Niv A	Ver la sección 11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador
Disparo por sobrepresión de aceite en la cuba	ARM40T23K7 TR 115/33 Dis Rel P	Ver la sección 11.1.7. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador
Alarma auxiliar del transformador	ARM40T23K7 TR 115/33 Dis Rel P	Ver la sección 11.1.8. Alarma auxiliar del transformador
Nivel máximo de aceite en el cambiador de tomas		Ver la sección 11.1.9. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas
Nivel mínimo de aceite en el cambiador de tomas		Ver la sección 11.1.9. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas
Alarma por falla en el	ARM40T23K7 TR 115/33	Ver la sección

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
motor del cambiador de tomas	Dis OLTC	11.1.10. Falla motor del cambiador de tomas

10.1.3. Consignas transformador TF2 33 kV/13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 182. Consignas TF2 33 kV/13,2 KV

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Alarma Buchholz	ARM30T11TV ALERTA 63B	Ver la sección 11.1.1. Alarma y disparo Buchholz
Disparo Buchholz	ARM30T11SV DISP 63B	Ver la sección 11.1.1. Alarma y disparo Buchholz
Alarma temperatura en devanados	ARM30T11TV ALERTA 49	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Disparo temperatura en devanados	ARM30T11SV DISP 49	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Alarma temperatura en aceite	ARM30T11TV ALERTA 26	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Disparo temperatura en aceite	ARM30T11SV DISP 26	Ver la sección 11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados
Arranque etapa 1 de ventilación	ARM30T11TV VENTILACIÓN	Ver 11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo
Falla ventilación	ARM30T11TV FALLA	Ver la sección

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
	VENT	11.1.5. Alarma falla ventilación
Nivel mínimo de aceite en el transformador	ARM30T11TV ALARMA 71L TRAFO	Ver la sección 11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador
Nivel máximo de aceite en el transformador	ARM30T11TV ALARMA 71H TRAFO	Ver la sección 11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador
Disparo por sobrepresión de aceite en la cuba	ARM30T11SV DISP 63H	Ver la sección 11.1.7. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador
Alarma auxiliar del transformador	ARM30T11TV AUXILIARES	Ver la sección 11.1.8. Alarma auxiliar del transformador

10.2. CONSIGNAS BAJO FALLAS BAHÍAS DE LÍNEA 115 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

10.2.1. Consignas bajo falla bahía Regivit 40L18

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 183. Consignas bajo falla bahía 40L18

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Breaker TP abierto		Ver la sección 11.2.1. Breaker TP abierto
Disparo falla interruptor		Ver 11.2.1. Breaker TP

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
		abierto
Disparo protección de distancia	ARM40L18K6 DISP 21 ZONA 1	Ver la sección 11.2.5. Disparo protección de distancia.
Falla circuito de disparo 1	ARM40L18RV FALLA CD1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM40L18RV FALLA CD2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6	ARM40L18K5 BLOQUEO SF6 40L180	Ver 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM40L18RV IRF SPAC XB1/K703	Ver la sección ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.
Falla relés repetidores		Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección	ARM40L18RV FAL VAC XB1/F112	Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.2.2. Consignas bajo falla bahía La Rosa 40L19

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 184. Consignas bajo falla bahía 40L19

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Breaker TP abierto		Ver la sección 11.2.1. Breaker TP abierto
Disparo falla interruptor	ARM40L19K6 TRIP 50BFP	Ver la sección 11.2.3. Disparo

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
		falla interruptor (Breaker failure)
Disparo protección de distancia	ARM40L19K6 DISP 21 ZONA 1	Ver la sección 11.2.5. Disparo protección de distancia.
Falla circuito de disparo 1	ARM4OLSV FALLA CD1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM4OLSV FALLA CD2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6	ARM40L19KD BAJA SF6	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
	ARM40L19K5 BLOQUEO SF6 40L 190	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM40L19SV IRF SPAC XB1/F112	Ver la sección ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.
Falla relés repetidores		Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección	ARM40L19SV FAL VAC XB1/F112	Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.2.3. Consignas fajo falla bahía La Tebaida 40L22

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 185. Consignas bajo falla bahía 40L22

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Breaker TP abierto		Ver la sección 11.2.1. Breaker

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
		TP abierto
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Disparo protección de distancia		Ver la sección 11.2.5. Disparo protección de distancia.
Falla circuito de disparo 1	ARM4OL22K4 FAL CTO DISP PPL	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM4OL22K4 FAL CTO DISP RESPAL	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6	ARM4OL22K1 BAJA PRESIÓN SF6	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM4OL22K3 FALLA RELÉ DISTANCIA	Ver la sección ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.
Falla relés repetidores		Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.3. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE LÍNEA 33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

10.3.1. Consignas bajo falla bahía La Cabaña 30L13

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 186. Consignas bajo falla bahía 30L13

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM30L13VV FALLA CD 1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM30L13VV FALLA CD 2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6 o aceite	ARM30L13KD BAJA PRESIÓN SF6	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM30L13VV IRF SPAC XC1/K705	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores	ARM30L13VV FALLA REPETIDORES	Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección	ARM30L13VV FAL VAC XC1/F112	Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.3.2. Consignas bajo falla bahía Montenegro 30L15

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 187. Consignas bajo falla bahía 30L15

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM30L15SV FALLA CD 1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM30L15SV FALLA CD 2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6 o aceite		Ver 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM30L15SV IRF SPAC XC2/K704	Ver 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores	ARM30L15SV FALLA REPETIDORES	Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.3.3. Consignas bajo falla bahía La Patria 30L21

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 188. Consignas bajo falla bahía 30L21

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM30L21K1 FAL CTO DISPARO	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2		Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6 o aceite	ARM30L21K1 BAJA PRESIÓN	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección		Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores		Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.4. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE LÍNEA 13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

10.4.1. Consignas bajo falla circuito Américas 23L12

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 189. Consignas bajo falla circuito 23L12

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo	ARM23L12KD FALLA CD	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla de relés de protección	ARM23L12KD IRF 23T11	Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.4.2. Consignas bajo falla circuito Yulima 23L13

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 190. Consigna bajo falla circuito 23L13

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo	ARM23L13KD FALLA CD	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla de relés de protección	ARM23L13KD IRF 23T11	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.4.3. Consignas bajo falla circuito Niágara 23L14

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 191. Consigna bajo falla circuito 23L14

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo	ARM23L14KD FALLA CD	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla de relés de protección	ARM23L14KD IRF 23T11	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.4.4. Consignas bajo falla circuito La Nubia 23L15

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 192. Consignas bajo falla circuito 23L15

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor		Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo	ARM23L15KD FALLA CD	Ver la sección 11.2.6. Falta de circuito de disparo 1 y 2.
Falla de relés de protección	ARM23L15KD IRF 23T11	Ver la sección 11.2.8. Falta de relés de protección
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.5. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN 115 KV.

La siguiente información fue consultada en (1):

10.5.1. Consignas bajo falla bahía transformador TF1 40T21

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 193. Consignas bajo falla bahía TF1 40T21

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor	ARM40T21SV BF DISP CB'S BACKUP	Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM40T21SV FALLA CD 1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM40T21SV FALLA CD 2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6 o aceite		Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM40T21SV IRF SPAC XB2/K704	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
	ARM40T21SV IRF SPAC XB2/K801	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
	ARM40T21TV IRF SPAC XB2/K800	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
	ARM40T21SV IRF SPAC XB2/K704	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores	ARM40T21UV FALLA REPETIDORES	Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de	ARM40T21SV FAL VAC	Ver la sección

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
protección	XB2/F112	11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.5.2. Consignas bajo falla bahía transformador TF3 40T23

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 194. Consignas bajo falla bahía TF3 40T23

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor	ARM40T23K8 DISP BREAKER FAILUR	Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM40T23K4 FALLA CTO PRINCIPAL	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla circuito de disparo 2	ARM40T23K4 FALLA CTO RESPALDO	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Baja en SF6 o aceite		Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección		Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores	ARM40T23K8 FAL REL REPETID V1	Ver la sección 11.2.9. Falta relés repetidores
	ARM40T23K8 FAL REL REPETID V2	Ver la sección 11.2.9. Falta relés repetidores
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de		Ver la sección

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
protección		11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.6. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN 33 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

10.6.1. Consignas bajo falla bahía de transformación TF2 30T11

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 195. Consignas bajo falla bahía TF2 30T11

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor	ARM30T11KY DISP 50BF	Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM30T11RV FALLA CD 1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM30T11RV FALLA CD 2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6 o aceite	ARM30T11KD BAJA PRESIÓN SF6	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM30T11RV IRF SPAC XC2/K703	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores	ARM30T11RV FALLA REPEETIDORES	Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección	ARM30T11RV FAL VAC XC1/F112	Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.6.2. Consignas bajo falla bahía de transformación 30T16

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 196. Consignas bajo falla bahía 30T16

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor	ARM30T16VV FALLA INTERNA CB	Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo 1	ARM30T16VV FALLA CD 1	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla circuito de disparo 2	ARM30T16VV FALLA CD 2	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Baja en SF6 o aceite	ARM30T16KD BAJA PRESIÓN SF6	Ver la sección 11.2.4. Baja SF6
Falla de relés de protección	ARM30T16RV IRF SPAC XC2/K705	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla relés repetidores	ARM30T16RV FALLA REPEETIDORES	Ver la sección 11.2.9. Falla relés repetidores
Falla AC tablero de protección	ARM30T16VV FAL VAC	Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección		Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

10.7. CONSIGNAS BAJO FALLA BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN 13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

Consignas bajo falla bahía de transformación 23T11:

Cuadro 197. Consignas bajo falla 23T11

CONSIGNA	CÓDIGO EN SCADA	ÍNDICE
Disparo falla interruptor	ARM23T11KD DISP 50BF OTRA CELD	Ver la sección 11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)
Falla circuito de disparo	ARM23T11KD FALLA CD	Ver la sección 11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.
Falla relés de protección	ARM23T11SV IRF SPAC W100	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
	ARM23T11TV IRF SPAC W100	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
	ARM23T11RV IRF SPAC W101	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
	ARM23T11SV IRF SPAC W100	Ver la sección 11.2.8. Falla de relés de protección
Falla AC tablero de protección		Ver la sección 11.2.10. Falta AC en el tablero de protección
Falla DC tablero de protección	ARM230T11RV FALTA 125 VDC	Ver la sección 11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

11. PROCEDIMIENTO A REALIZAR ANTE CONSIGNAS DE FALLA 115 kV/33kV/13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

En el siguiente capítulo se encuentran las consignas de operación bajo falla y registro de los eventos en las bahías de circuito y transformación. También se describirá el procedimiento operativo que se debe realizar en caso de falla de algún equipo de la subestación, con el fin de ofrecer mejor confiabilidad en la operación. La descripción del procedimiento consiste en una descripción y funcionamiento de la alarma y disparo del equipo, las causas y actividades a realizar.

11.1. CONSIGNAS DE FALLAS PARA BANCO DE TRANSFORMACIÓN (TRANSFORMADOR) 115 kV/33 kV Y 33/13,2 kV.

La siguiente información fue consultada en (1):

11.1.1. Alarma y disparo Buchholz

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 198. Alarma y disparo Buchholz

<i>Descripción:</i> Este relé Buchholz está instalado en la parte superior del transformador, en la tubería de conexión con el tanque de expansión. Este relé detecta los gases producidos en los devanados, estos gases son acumulados en una recámara del relé, el cual tiene dos flotadores que supervisan el nivel del gas.	
<i>Alarma:</i> En el primer nivel se activa la alarma para fallas menores.	<i>Disparo:</i> En el segundo nivel para fallas mayores y éste aislará al transformador del sistema.
Posibles causas:	Posibles soluciones y actividades a realizar:
1. Por efecto de arcos o puntos calientes permanentes, se debe: ○ Inspeccionar la temperatura en los devanados: Si es alta y no existe ninguna sobrecarga, hay un daño en los devanados que genera gases en el aceite. ○ Inspeccionar visualmente, si es posible, el nivel de	1. Informar el daño y su causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por: ○ Efectos de arcos o puntos calientes permanentes. ○ Desgaste en el aislamiento. ○ Bajo nivel de aceite. En estos casos se debe realizar una

gas en el Buchholz. 2. Por desgaste en el aislamiento, se debe: ○ Inspeccionar visualmente el color del gas; si el color del gas es blanco, es por descomposición del papel; si es de color negro o gris, es por descomposición del aceite. ○ Si no se tiene experiencia con pruebas Buchholz, no se debe intentar hacer la purga, ya que en ningún momento se debe dejar escapar el gas, puesto que el personal de mantenimiento realizará una prueba que determine si es combustible o no. 3. Mal funcionamiento de los contactos en el relé: ○ Si el gas se encuentra en un nivel normal, se deben revisar los contactos del relé, ya que éstos pueden estar defectuosos, lo que genera falsa alarma. 4. Si el transformador es nuevo, o fue transportado, desplazado y no ha reposado suficiente tiempo: ○ Se generan burbujas de aire, que con el tiempo se liberan generando falsa alarma. Si el gas que se muestra en la ventanilla del relé es de color transparente, se puede	orden de trabajo, para el mantenimiento o reparación necesarios. 3. Si se determina que la causa es por: ○ Transformador nuevo o desplazado. ○ Mal funcionamiento de los contactos en el relé. En este caso se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno, para determinar si es posible poner nuevamente el equipo en funcionamiento, o hacer caso omiso tanto de la alarma como del disparo.
---	--

realizar escape de gases por medio de la válvula situada en el relé. 5. Bajo nivel de aceite: De no actuar la alarma del nivel mínimo de aceite en el tanque de expansión y de existir alguna fuga de aceite. La cámara de Buchholz quedará llena de aire si el nivel de aceite es demasiado bajo y por lo tanto se activará la alarma o el disparo.	
--	--

11.1.2. Alarma y disparo de temperatura en devanados

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 199. Alarma y disparo de temperatura en devanados

<i>Descripción:</i> La temperatura en los devanados es monitoreada por medio de una bobina toroidal, que se encuentra en los bujes del transformador, la cual censa la corriente que entra por cada fase. Esta corriente es acondicionada en una señal de temperatura, por un circuito eléctrico.	
<i>Alarma:</i> Cuando la temperatura es mayor de 100° Centígrados.	<i>Disparo:</i> Cuando la temperatura es mayor de 115° Centígrados.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Por daño interno en los devanados: - Aumento de corriente por existencia de arcos internos en los devanados. Se debe verificar la acumulación de gas en el relé Buchholz. De existir la presencia de gas, puede existir un daño en los devanados del transformador. 2. Sobrecarga del transformador: - Verificar la carga del transformador.	1. Informar el daño y su causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por: - Daño interno en los devanados. - Diferencial del transformador. Se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo en SGO, para la reparación necesaria. 3. Si se determina que la causa es por:

3. El detector de temperatura está defectuoso: • Si la temperatura en los devanados es alta, verificar la carga del transformador, de no existir sobrecarga, debe existir un daño en el detector de temperatura. • Si la temperatura en el aceite es menor que la temperatura en los devanados, el detector de temperatura debe estar defectuoso.	• Sobrecarga del transformador. • Detector de temperatura defectuoso. En este caso se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno, para determinar si es posible energizar nuevamente el equipo, si éste ha sufrido un disparo.
---	--

11.1.3. Alarma y disparo de temperatura en aceite

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 200. Alarma y disparo de temperatura en aceite

<i>Descripción:</i> La temperatura en el aceite es monitoreada por una termosonda. Esta se encuentra instalada en la cuba del transformador, la cual monitorea la temperatura promedio del aceite refrigerante.	
<i>Alarma:</i> Cuando la temperatura es mayor a 25° Centígrados en el aceite, se activa la señal de temperatura.	<i>Disparo:</i> Cuando la temperatura es mayor a 90° Centígrados en el aceite, se activa el relé de disparo y aísla el transformador del sistema inmediatamente.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Sobrecarga del transformador: • Aumento de temperatura en el aceite, por calentamiento de los devanados. 2. El detector de temperatura está defectuoso: • Revisión de la temperatura en los devanados, si la temperatura en el aceite es mayor, debe existir un daño	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por: • Sobrecarga en el transformador. • Falla en el sistema de ventilación. • El detector de temperatura está defectuoso.

en la termosonda. 3. Falla el sistema de ventilación: Revisar las etapas uno y dos del grupo de ventilación, puede que sólo esté funcionando una de los dos y no evacúe eficientemente el calor.	En este caso se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno, para decidir lo siguiente: - Continuar operando el transformador bajo estas condiciones. - En caso de disparo por temperatura, energizar nuevamente el transformador. 3. Si se determina que la causa es por: - Daño interno en los devanados Se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria y declarar indisponible el transformador.
--	---

11.1.4. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 201. Arranque ventilación etapas 1, 2 y disparo

<i>Descripción:</i> Los ventiladores son activados por la temperatura en el aceite, ésta activa el encendido de los ventiladores en dos etapas, sea manual o automático.	
<i>Alarma:</i> Esta es informativa cuando las etapas 1 y 2 entran o salen a operar: - Etapas 1: Cuando la temperatura del aceite esté entre los 60° y 70° Centígrados. - Etapas 2: Cuando la temperatura sea mayor a 70° Centígrados.	<i>Disparo:</i> Cuando la temperatura excede los 100° Centígrados, el transformador sale del sistema, este disparo es generado por temperatura en aceite.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Aumento y disminución de la temperatura en el aceite. 2. Sobrecarga en el transformador.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es

	por: ○ Sobrecarga en el transformador. En este caso se recomienda no cargar el transformador sobre el valor nominal.
--	--

11.1.5. Alarma falla ventilación

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 202. Alarma falla ventilación

<i>Descripción:</i> Los motores de ventilación están protegidos por un interruptor que es disparado por algún tipo de falla, corrientes o tensiones altas.	
<i>Alarma:</i> Cuando el interruptor se encuentra abierto	<i>Disparo:</i> No tiene
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Daño interno del motor. ○ Reponer la alarma y verificar si el ventilador funciona o no. 2. Funcionamiento anormal de los ventiladores. ○ Motores sin lubricación. Genera sobrecarga en el motor del ventilador. ○ Verificar que las aspas puedan girar libremente.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por: ○ Daño interno del motor. ○ Funcionamiento anormal de los ventiladores. No se puede cargar el transformador, salvo lo que indique el ingeniero de turno, y se debe mandar a mantenimiento el ventilador.

11.1.6. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 203. Alarma de nivel mínimo y máximo de aceite en el tanque de expansión del transformador

<i>Descripción:</i> El nivel de aceite en el transformador es supervisado por un flotador instalado en el tanque de expansión, que indica el nivel del aceite. Adicionalmente contiene dos contactos, uno para máximo y el otro para mínimo nivel de aceite.	
<i>Alarma:</i> Cuando el flotador hace contacto en alguna de las dos posiciones predeterminadas.	<i>Disparo:</i> No tiene; sólo cuando actúa la protección de sobrepresión, al existir un alto nivel de aceite.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Por expansión de aceite, se debe: ○ Revisar si hay sobrecarga constante en el transformador, ya que por alta carga en éste, la temperatura en el aceite aumenta y su volumen también. 2. Por fugas en aceite, se debe: ○ Inspeccionar si hay derrames de aceite por daño en la cuba del transformador. ○ Inspeccionar las uniones de los radiadores, por defectos en los empaques o mal instalación. ○ Inspeccionar la protección de sobrepresión, la cual ha dejado evacuar el aceite. En algunos casos esta protección tiene alarma o disparo y puede que no funcione ninguno de los dos. 3. Por mal funcionamiento de los contactos del relé, se debe: ○ Revisar los contactos del relé, ya que éstos pueden estar defectuosos, lo que genera falsa alarma; esto	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si la causa es por expansión de aceite en el transformador, es posible continuar operando bajo esta condición. 3. Si la causa es por mal funcionamiento de los contactos, o fugas de aceite: Se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria; y se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno, para determinar si es posible seguir operando el transformador en estas condiciones.

se realiza por parte del personal de mantenimiento y el transformador debe estar desenergizado. ○ Revisar la alarma Buchholz, ya que si el nivel del aceite es demasiado bajo y ha sobrepasado el nivel en donde se encuentra este relé, puede señalar alarma Buchholz o disparo Buchholz.	
---	--

11.1.7. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 204. Disparo sobrepresión en aceite en la cuba del transformador

<i>Descripción:</i> La válvula de sobrepresión se encuentra ubicada en la parte superior del transformador. Esta válvula alivia la presión en el interior del transformador, al existir aumentos de presión súbitos, generados por altas temperaturas que aumentan el volumen en el aceite. Este tiene un contacto cuando es aliviada la presión; dicho contacto puede ser de alarma o de disparo.	
<i>Alarma:</i> No tiene; solamente cuando actúa la alarma de máximo nivel de aceite.	<i>Disparo:</i> Cuando se da apertura a la válvula.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Alivio de presión. ○ Por alta temperatura en el aceite, su volumen aumenta. 2. Falsa alarma. ○ De no existir derrame de aceite se deben revisar los contactos, ya que éstos pueden estar deteriorados por exposición al medio ambiente.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si la causa es por falsa alarma, en este caso es necesario deshabilitar la protección con la autorización del Centro de Control, para energizar nuevamente el transformador, y se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria de la protección. 3. Si la causa es por alivio de

○ Desconexión de la alarma, siempre y cuando se compruebe que ha ocurrido una falsa alarma.	presión y el aceite evacuado por esta válvula es significativo, se deben revisar todas las protecciones del transformador y determinar la causa por la cual aumentó la presión del aceite. Normalmente este aumento de presión está relacionado con la temperatura en los devanados y sobrecarga en el transformador.
---	--

11.1.8. Alarma auxiliar del transformador

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 205. Alarma auxiliar del transformador

<i>Descripción:</i> Servicio auxiliar es una fuente de energía de 110 VAC que alimenta el tablero de control del transformador. Esta alimentación es protegida por un Breaker.	
<i>Alarma:</i> Cuando hay ausencia de tensión.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Disparo en el interruptor o Breaker de protección. 2. Defectos en el cableado o borneras en el tablero de control. ○ Revisar las conexiones ya que éstas pueden estar sulfatadas o desconectadas.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Por defectos en el cableado y en las borneras, se debe revisar el tablero de control del transformador; si existe algún defecto se debe realizar una orden de trabajo para mantenimiento del cableado, ya que la ausencia de energía deshabilita las protecciones del transformador.

11.1.9. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 206. Alarma de nivel máximo y mínimo de aceite en el cambiador de tomas

<i>Descripción:</i> El cambiador de tomas contiene un tanque conservador de aceite. En este tanque se monitorea el nivel del aceite por medio de un flotador.
--

Adicionalmente contiene dos contactos, uno para máximo y otro para mínimo nivel de aceite.	
<i>Alarma:</i> Cuando el flotador hace contacto en alguna de las dos posiciones predeterminadas.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Por expansión de aceite, se debe: ○ Al operar el cambiador de tomas se generan arcos pequeños, por lo que se presentan altas temperaturas que elevan el nivel de aceite. 2. Por fugas de aceite, se debe: ○ Inspeccionar si hay derrames de aceite por daño en la cuba del cambiador de tomas. ○ Inspeccionar las uniones, por defectos en los empaques. ○ Inspeccionar la protección de sobrepresión, la cual ha dejado evacuar el aceite.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si la causa es por mal funcionamiento de los contactos o por fugas de aceite, se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo, para la reparación necesaria o el llenado de aceite; y se requiere un análisis inmediato por el ingeniero de turno para determinar si es posible seguir operando el cambiador bajo estas condiciones. 3. Si la causa es por mal funcionamiento de los contactos o fugas de aceite, se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo para la reparación necesaria.

11.1.10. Falla motor del cambiador de tomas

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 207. Falla motor del cambiador de tomas

Descripción: El cambiador de tomas es un equipo accionado por motor para cambiar las diferentes posiciones del TAP, según el requerimiento de tensión a la salida del transformador. Este es un motor AC trifásico alimentado a 208 V ubicado en el interior del cambiador de tomas.

<i>Alarma:</i> Cuando el motor ha perdido la alimentación.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Daño interno del motor: ○ Reponer la alarma o Breaker y verificar si el motor funciona o no. 2. Funcionamiento anormal: ○ Motores sin lubricación generan sobrecarga en el motor.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por: ○ Daño interno del motor. ○ Funcionamiento anormal. Se debe operar el TAP manualmente sin carga, “solamente si es necesario”, hasta que se repare el motor.

11.2. CONSIGNAS BAJO FALLA PARA BAHÍAS DE LÍNEA Y DE TRANSFORMACIÓN

La siguiente información fue consultada en (1):

11.2.1. Breaker TP abierto

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 208. Breaker TP abierto

<i>Descripción:</i> El transformador de potencial está protegido en los núcleos uno y dos, cada uno por un Breaker que resguarda a los devanados del TP por algún evento en falla. La conexión de los tres transformadores se encuentra en configuración Y.	
<i>Alarma:</i> Se produce cuando uno de los breakers se dispara por sobrecarga en el secundario del transformador.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Ferro-resonancia en el transformador: ○ El circuito supresor de ferro-resonancia del transformador se encuentra en mal estado, lo ○ cual genera altas	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por: ○ Ferro-resonancia en el transformador.

tensiones y corrientes que ocasionan apertura del Breaker cada vez que se repone. 2. Mal calibración del Breaker: ○ Aumento en la carga o burden del TP. 3. Cortocircuito en el secundario: ○ Inspeccionar el cableado del TP que va hasta el centro de mando de la subestación.	○ Mal calibración del Breaker. ○ Cortocircuito en el secundario. Para los tres casos se puede seguir operando la subestación normalmente sin el TP, pero se debe tener en cuenta que la protección de distancia y otras protecciones relacionadas con este equipo, no operen; y se debe realizar una orden de trabajo para la reparación o inspección del TP.
---	---

11.2.2. Disparo discrepancia de polos (discrepancia de fases)

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 209. Disparo discrepancia de polos

<i>Descripción:</i> La discrepancia existe en los interruptores cuando una de las fases no hace contacto con los polos o fases, es decir $I_A \approx I_B$ y que $I_C \approx 0$. Si los polos están en diferente posición, inicia un retardo de tiempo en el interruptor, que después de un tiempo predeterminado, se inicia generalmente una orden de disparo y una señal de alarma. Esta protección como tal no existe en el interruptor.	
<i>Alarma:</i> No tiene.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Uno de los tres polos no hace contacto: ○ Por mal funcionamiento de la barra de tracción o resorte; realizar inspección visual. 2. Disparo por falsa alarma: ○ Al ocurrir un disparo por discrepancia de polos o fases, se debe inspeccionar un	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si se determina que la causa es por discrepancia de polos, se debe inspeccionar visualmente que el interruptor se encuentre en buen estado. La inspección consiste en revisar el mecanismo electromecánico del interruptor; éste debe cerrar o abrir correctamente. De persistir la discrepancia, se debe realizar una orden de trabajo y pasar la

desbalance en las corrientes de línea en del TC.	línea por transferencia o By-pass bajo carga, para los niveles de 115 kV y 33kV.
--	--

11.2.3. Disparo falla interruptor (Breaker failure)

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 210. Disparo falla interruptor

<i>Descripción:</i> En caso que la apertura no se produzca, o se produzca en forma incompleta, al suceder una falla en la línea, la protección deberá enviar un nuevo disparo al interruptor en falla, en un tiempo T1 ajustable. Si persiste la falla de debe enviar un nuevo disparo con un tiempo T2. Si no da apertura se genera la orden Breaker failure, que consiste en desconectar todos los interruptores asociados a la barra.	
<i>Alarma:</i> Cuando no es exitosa la apertura en el interruptor.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
- Polos o fases unidas, se debe: - Chequear el funcionamiento del interruptor, cerrando o abriendo, remoto y localmente, el interruptor; si hay alguna inconsistencia de apertura o cierre en alguno de los polos, es porque debe existir un daño en el interior de la cámara de extinción. - Por bajo nivel de gas, se debe: - Chequear la presión el gas, ya que éste por estar menor a la nominal, se soldarán las fases en su interior. - Falla el mecanismo de operación:	- Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. - Si se determina que la causa es por: - Polos o fases unidas. - Bajo nivel de gas. - Falla el mecanismo de operación. Se debe realizar inmediatamente una orden de trabajo y declarar la indisponibilidad de la bahía de línea en la que se encuentra el interruptor, y energizar nuevamente las bahías de línea que quedaron desenergizadas en este evento. - Si la falla es por discrepancia de polos: - Después de revisar el funcionamiento del mecanismo y éste opera normal, se debe energizar nuevamente la

○ Revisión del circuito de disparo y verificar el estado del componente mecánico del interruptor. ○ Revisión de la alarma de falla relés, esto indicará si los relés no se encuentran funcionando como deben.	bahía de línea, de lo contrario revisar la falla de discrepancia de polos.
--	---

11.2.4. Baja SF6

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 211. Baja SF6

<i>Descripción:</i> En la cámara de extinción de arco se encuentra un sensor piezoeléctrico o manómetro, el cual registra la presión del gas. De no estar a presión nominal se bloque el mecanismo de control. Sólo aplica para los interruptores de 115 kV y 33 kV. Para los interruptores de 13,2 kV la cámara de extinción es en vacío.	
<i>Alarma:</i> Cuando la presión es menor a la nominal. Ver capítulo 7.1. SUBESTACIÓN ARMENIA 115 kV.	<i>Disparo:</i> Cuando la presión está por debajo a la nominal. Ver capítulo 7.1. SUBESTACIÓN ARMENIA 115 kV.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Fuga de gas: ○ Por uniones defectuosas en el interruptor. ○ Cambios de temperatura al extinguir el arco; se crea sobrepresión y escapes de gas.	1- Informar el daño y su posible causa al Centro de Control 2- Si el interruptor ha bajado el nivel del gas, se debe: Realizar una orden inmediata de trabajo para el llenado del gas en el interruptor. Ejecutar las siguientes consignas de operación para el llenado del gas: ○ Para la bahía de 115 kV: Realizar la consigna Operación transferencia bajo carga de barra 1 a barra 3. ○ Para bahía de 33 kV:

	Realizar la consigna Operación By-pass bajo carga conexión. ○ Para bahía 13,2 kV: En este caso no aplica.
--	---

11.2.5. Disparo protección de distancia.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 212. Disparo protección de distancia

<i>Descripción:</i> Para las líneas 115 kV y 33 kV en las cuales se presenta una falla transitoria o permanente, se da apertura monopolar o tripolar al interruptor de la bahía de línea, por medio del relé 511. La operación de esta protección registra la distancia de falla en la línea.	
<i>Alarma:</i>	<i>Disparo:</i> Cuando detectan corrientes de fallas permanentes o transitorias, éstas pueden ser en una o en todas las fases.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Daño en la línea: ○ Alta vegetación, que hace contacto con alguna de las fases. ○ Ruptura de cables, por altas oscilaciones en el cable, el cual no tiene amortiguadores. ○ Impacto directo de descargas atmosféricas en alguna de las fases. Esto sucede por mal funcionamiento del apantallamiento de la línea. 2. Trabajos en la línea: ○ Por trabajos en la línea en caliente pueden ocurrir eventos de falla, en los cuales es necesario deshabilitar el recierre de ésta.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Chequear la distancia de la falla y reportarla al Centro de Control. 3. Si después de energizar el circuito la falla persiste, realizar orden de trabajo para la inspección inmediata de la línea.

11.2.6. Falla de circuito de disparo 1 y 2.

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 213. Falla de circuito de disparo 1 y 2

<i>Descripción:</i> Se supervisa por medio del relé la alimentación del circuito de control de 125 VDC del interruptor, que alimenta dos bobinas de disparo, las cuales abren y cierran el interruptor en caso de falla u operación normal. La bobina 1 realiza el disparo inmediato, la bobina 2 es respaldo.	
<i>Alarma:</i> Cuando una de las dos bobinas ha fallado.	<i>Disparo:</i> No tiene.
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Por ausencia de tensión: ○ Se debe verificar si hay tensión en el tablero de control del interruptor. ○ Daño interno en el tablero de control, por humedad y mal funcionamiento, que ocasiona cortocircuito en los cables. 2. Daño en la bobina de disparo en el interruptor.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Por ausencia de tensión o daño en la bobina se debe verificar el estado del tablero de control del interruptor y realizar orden de trabajo para la reparación. 3. Si alguno de los dos circuitos falla, se puede continuar operando el interruptor bajo esta consigna de falla.

11.2.7. Alarma falla protección de distancia

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 214. Alarma falla protección de distancia

<i>Descripción:</i> Se supervisa por medio del relé 511, el cual detecta la ausencia de tensión de 125 VDC que alimenta a éste.	
<i>Alarma:</i> Cuando hay ausencia de tensión se activa una alarma de carácter urgente.	<i>Disparo:</i>
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Defecto interno en el relé por	1. Informar el daño y su posible

daño o cortocircuito interno del módulo. 2. Por disparo en el breaker que se encuentra en el secundario del transformador; revisar si hay señal de tensión proveniente del transformador de potencial.	causa al Centro de Control. 2. Ausencia de alimentación por parte del TP; se debe revisar el breaker del transformador de potencial. 3. Si el daño es por ausencia de tensión en el relé, se debe realizar una orden de trabajo para la reparación o reemplazo del equipo.
--	---

11.2.8. Falla de relés de protección

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 215. Falla de relés de protección

<i>Descripción:</i> Ésta se produce cuando el relé de distancia o la unidad SPAC presentan una falla interna.	
<i>Alarma:</i> El relé 511 o el módulo SPAC están deshabilitados.	<i>Disparo:</i>
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Falla interna: ○ Un daño en el relé se indica por medio de un led de color verde, el cual prende y apaga intermitentemente en el módulo SPAC e indica IRF (Internal Rele Failure). 2. Falla de alimentación: ○ Por falta de alimentación DC en el módulo SPAC que contiene la protección y se debe verificar realmente la ausencia de tensión. 3. Por daño en el relé de distancia.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Si el módulo SPAC ha fallado por falla interna, todas las operaciones se deben realizar manualmente desde los equipos de patio.

11.2.9. Falla relés repetidores

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 216. Falla relés repetidores

<i>Descripción:</i> Los relés repetidores están encargados de generar las secuencias de apertura y cierre de los equipos de la bahía.	
<i>Alarma:</i> Cuando en uno de los relés no se conoce la posición definida, ya sea normalmente abierto o normalmente cerrado.	<i>Disparo:</i>
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Cierre incompleto de los seccionadores: ○ Por mal funcionamiento en los resortes del mecanismo de control; los tres polos o fases no se encuentran en la posición correcta. Si es el caso de cierre del seccionador, revisar si hay discrepancia de polos.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Revisar en patio la posición del equipo: ○ Si el interruptor o seccionador no cerró o abrió completamente, se debe pasar del modo remoto al modo local para continuar con la operación manual y terminar la operación de cierre o apertura, hasta que el equipo se encuentre en la posición normal. Por lo contrario, si el equipo se encuentra en la posición correcta, informar la señal al Centro de Control.

11.2.10. Falta AC en el tablero de protección

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 217. Falta AC en el tablero de protección

<i>Diseño:</i> El tablero se encuentra protegido por un breaker monopolar, el cual abre el circuito de alimentación cuando sucede una falla en éste.	
<i>Alarma:</i> Se produce cuando ha ocurrido una falla en la alimentación AC en el	<i>Disparo:</i>

tablero.	
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Cortocircuito en los cables de alimentación. 2. Realizar una inspección visual para determinar el problema u origen de la falla en el módulo; revisar los planos.	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Reponer la alarma y breaker; revisar el funcionamiento de los equipos, ya que debe haber un daño grave de los relés en el módulo SPAC. Si el breaker se dispara de nuevo se debe informar al Centro de Control que este módulo se encuentra fuera de servicio. De estar desenergizado el tablero, las operaciones de los equipos sólo se pueden hacer desde el patio.

11.2.11. Falta DC en el tablero de protección

La siguiente información fue consultada en (1):

Cuadro 218. Falta DC en el tablero de protección

<i>Descripción:</i> Todas las funciones de control y protección en los equipos de patio, son alimentados por fuente DC, esta alimentación va desde el tablero de protección hasta cada equipo de bahía.	
<i>Alarma:</i> Cuando el interruptor que protege el tablero detecta una falla DC.	<i>Disparo:</i>
Posibles causas	Posibles soluciones y actividades a realizar
1. Falla en los circuitos de control: ○ Algunos circuitos de control de los equipos de	1. Informar el daño y su posible causa al Centro de Control. 2. Reponer la alarma y breaker;

bahía pueden estar generando problemas de cortocircuito; se debe revisar el funcionamiento de cada equipo para encontrar la falla. ○ Revisar por medio de los diagramas de conexión y definir la posición que debe tener cada relé; prioridad es revisar la protección de distancia, relés supervisores de disparo e interruptores.	revisar el funcionamiento de los equipos, ya que debe haber un daño grave en los relés en el módulo SPAC. Si el breaker se dispara de nuevo se debe informar al Centro de Control que este módulo se encuentra fuera de servicio. De estar desenergizado el tablero, las operaciones de los equipos sólo se puede hacer desde el patio.
--	--

CONCLUSIONES

- Sin importar el nivel de tensión y la configuración de las subestaciones, la función principal de ellas es dirigir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizando la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de control y protección para redistribuir energía a través de rutas alternas
- Uno de los aspectos más importantes al momento de diseñar una subestación, cualquiera que sea su nivel de tensión, es la selectividad en la acción de las protecciones. De esa forma se obtiene una característica importantísima en la operación como es la confiabilidad para la protección de los equipos, así como de la continuidad del servicio.
- La modernización de la operación para obtener mejoras relevantes surgió como resultado de la obsolescencia tecnológica identificada en los sistemas eléctricos, lo que ha conllevado a la modernización de la operación relegando al recurso humano denominado operador. Pero no se puede olvidar que los operadores tienen un trabajo muy importante, de hecho, son los pilotos de todo el proceso de un sistema, gestionan el sistema de automatización y tienen un efecto directo sobre el tiempo de cada proceso, el tiempo de inactividad, la puesta en marcha, la optimización de procesos, equipos, el consumo de energía / residuos, la calidad del producto y la seguridad. La mayoría de las empresas no se dan cuenta de lo beneficiosos que pueden ser y, a menudo, los consideran innecesarios y es hora de cambiar esa cultura ya que los operadores tienen un impacto significativo en las metas de cualquier organización

RECOMENDACIONES

- Todos los operadores deben ser capacitados sobre aspectos de seguridad y obtener las certificaciones necesarias para la operación de la red eléctrica. También anualmente deben de tener mínimo una actualización profesional.
- Desarrollar estándares en los diseños de sistemas eléctricos para la construcción de subestaciones con filosofía y objetivos comunes.
- El presente trabajo debe servir como guía de acuerdo a las consideraciones planteadas y como ayuda a los operadores de sistemas eléctricos de tal forma que puedan actuar de forma coherente ante eventos imprevistos o puedan contribuir a la solución de los problemas que se lleguen a presentar en un momento dado.

BIBLIOGRAFÍA

1. **CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS - CHEC,** MANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIÓN ARMENIA 115/33/13,2 kV. Manizales : s.n.
2. **COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN - CNO.** Acuerdo 408 (27, septiembre, 2007). Por el cual se integran los procedimientos técnicos para la coordinación de mantenimientos de equipos del -SIN- que implican Consignación Nacional. Bogotá : s.n., 2007.
3. **COLOMBIA. MINISTERIO DE MNAS Y ENERGÍA.** *Resolución 90708 (30, agosto, 2013). Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.* Bogotá. : s.n.
4. **CARLOS JULIO ZAPATA GRISALES.** APUNTES DE CLASE DE SUBESTACIONES CARJOS JULIO.
5. **MEJIA VILLEGAS S.A. INGENIEROS CONSULTORES. HMV Ingenieros.** *Subestaciones de alta y extra alta tensión.* Segunda. Medellín. : Impresiones Gráficas Ltda, 2003. pág. 778. ISBN 958-33-5295-0.
6. **LEWIS BLACKBURN, J. y DOMIN, Thomas J.** *Protective Relaying. Principles and Applications.* Third. Boca Ratón : CRC Press, 2006.
7. **Energía, Ministerio de Minas y.** www.alcaldiabogota.gov.co. [En línea] 28 de 05 de 1998. [Citado el: 20 de 12 de 2017.] <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=10480>.