



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE EDUCACIÓN, CIENCIA Y TECNOLOGÍA

TEMA:

“MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS Y ESTUDIO COMPARATIVO DEL MONTAJE ELECTROMECÁNICO DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSIÓN DE 69KV EN LA S/E IBARRA”

Trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero en
Mantenimiento Eléctrico

Autores:

Boada Manosalvas Edison Fabricio
Endara Chuquín Franklin Andrés

Director:

Ing. Hernán Pérez

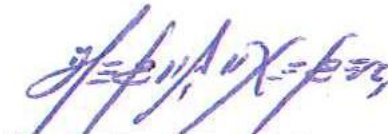
Ibarra, 2013

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

En mi calidad de Director del trabajo de Grado presentado por los Egresados Edison Fabricio Boada Manosalvas y Franklin Andrés Endara Chuquin, para optar por el título de Ingenieros en Ciencias de la Educación, Especialidad Ingeniero Mantenimiento Eléctrico.

Considero que el presente trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte de tribunal examinado que se designe.

En la ciudad de Ibarra a los 18 días del mes de septiembre del dos mil trece.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Hernán Pérez', is centered on the page.

Ing. Hernán Pérez

DEDICATORIA

A nuestros amigos y compañeros Lenin Arturo y Alex Castro que con su singular forma de ser nos enseñaron el significado de la verdad expresada en hechos, la coherencia entre el pensamiento y la acción, la nobleza y el respeto a lo que vale la pena. Estaremos unidos con los lazos que se fundamentan en la razón y la conciencia, como la tierra y el viento que nos cobija.

Para ustedes más allá de la vida.

LOS AUTORES

AGRADECIMIENTO

Agradecemos en primera instancia a nuestras familias que desde nuestros primeros pasos inculcaron en nosotros el espíritu de superación arraigado a los valores morales, a todos los docentes que fueron partícipes de nuestras vidas académicas, a todo el grupo de profesionales que pusieron todo su conocimiento y experiencia a favor de la realización del presente trabajo, a nuestro amigos y compañeros.

A todos gracias.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1. Antecedentes	3
1.2. Planteamiento del problema	5
1.3. Formulación del problema.....	5
1.4. Delimitación del problema.....	6
1.4.1.Delimitación de las unidades de observación	6
1.4.2.Delimitación espacial	6
1.4.3.Delimitación temporal.....	6
1.5. Objetivos	6
1.5.1.Objetivo general.....	6
1.5.2.Objetivos específicos	7
1.6. Preguntas de investigación	7
1.7. Justificación	7
2.MARCO TEÓRICO	10
2.1. Fundamentación teórica.....	10
2.2. Introducción	10
2.3. Normas y especificaciones técnicas	11
2.3.1. Especificaciones técnicas generales	11
2.4. Subestaciones eléctricas	12
2.4.1.Concepto de subestación eléctrica	12
2.4.2.Tipos de subestaciones eléctricas	13
2.4.3.Subestaciones elevadoras	13
2.4.4.Subestaciones reductoras.....	14
2.4.5.Subestaciones de Enlace.....	15
2.4.6.Subestaciones en anillo	16
2.4.7.Subestaciones Radiales.....	17
2.4.8.Subestaciones de switcheo.....	18
2.5. Seguridad industrial y medio ambiente	19
2.5.1.Seguridad eléctrica	19

2.6. Trabajos civiles	20
2.6.1. Información meteorológica.....	20
2.6.2. Movimiento de tierras.....	21
2.7. Sistema de puesta a tierra	25
2.7.1. Concepto de sistema de puesta a tierra.....	25
2.7.2. Conexión a tierra de sistemas.....	27
2.7.3. Elementos de un sistema de puesta a tierra	28
2.7.3.1. Electrodo.....	28
2.7.3.2. Conductor o cable	29
2.8. Resistividad del terreno.....	29
2.8.1. Definición de resistividad del terreno	29
2.8.2. Factores que afectan la resistividad del terreno.....	30
2.8.2.1. Naturaleza del terreno.....	30
2.8.2.2. Humedad	30
2.8.2.3. Temperatura	30
2.8.2.4. Salinidad	31
2.8.2.5. Estratigrafía.....	31
2.8.2.6. Compactación	31
2.8.2.7. Variaciones estacionales	31
2.9. Resistencia a tierra	32
2.9.1. Definición de resistencia a tierra	32
2.9.2. Resistencia del electrodo de tierra.....	32
2.9.3. Fórmulas aplicables para cálculo de malla de tierra	33
2.10. Elementos que conforman una subestación eléctrica	37
2.10.1. Transformador de corriente.....	37
CAPÍTULO III.....	73
3. METODOLOGÍA	73
CAPÍTULO IV	75
4.2. Introducción	76
4.3. Replanteo y topografía.....	77
4.4. Trabajos civiles	79
4.4.1. Excavación y desalojo de tierras.....	80

4.4.2.Construcción de estructuras de hormigón	84
4.5. Sistema de puesta a tierra	86
4.5.1.Instalación de sistema de puesta a tierra.....	86
4.6. Estructuras de acero	87
4.6.1.Montaje de estructuras de acero.....	87
4.7. Montaje electromecánico de equipos primarios	88
4.7.1.Montaje electromecánico de equipos de protección.	89
4.8. Cableado y conexionado de equipos en baja tensión	90
4.8.1.Tendido de líneas aéreas.....	91
4.8.2.Conexionado de líneas aéreas	91
4.9. Análisis de espacio físico	92
Glosario de términos.....	93
CAPÍTULO V	95
5.1. Conclusiones.....	95
5.2. Recomendaciones	95
BIBLIOGRAFÍA	97
1.1 INTRODUCCIÓN	103
1.1.1 Inspecciones de seguridad	104
1.1.2 Proceso de las inspecciones.....	104
2 TRABAJOS CIVILES	105
2.1 Análisis y tratamientos de suelos.....	105
2.1.1 Replanteo y topografía.....	105
2.1.2 Excavación de suelos	106
2.1.3 Fundaciones de patios.....	107
2.3 Instalación de anclajes.....	108
2.1.4 Zanjado para canaletas y tubería para cables eléctricos de fuerza y control de equipos de patio.....	111
3.1 Instalación de malla de puesta a tierra para equipos.....	112
3.2 Montaje de conexiones a tierra	114
3.2.1 Instalación.....	115
4 MONTAJE	115
4.1 Montaje de estructuras de acero.....	116

4.1.1 Ensamblaje	116
4.1.2 Pernos, tuercas y arandelas de presión.....	117
4.1.3 Reparación de daños	119
4.1.4 Tratamiento anticorrosivo	119
4.2 Montaje de bandejas portacables	120
5 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS	123
5.1 Condiciones preliminares.....	124
5.1.1 Medidas de seguridad.....	124
5.1.2 Inspección externa.....	125
5.1.3 Inspección interna	125
5.1.4 Manipulación.....	126
5.1.5 Instalación.....	127
5.2 Transformadores de corriente.....	130
5.2.1 Montaje	131
5.2.2 Pruebas	133
5.2.2.1 Pruebas de rutina.....	134
5.2.2.2 Pruebas e inspecciones en el sitio.....	135
5.3 Transformador de potencial	135
5.3.1 Instrucciones de montaje	136
5.3.2 Pruebas.....	139
5.3.2.1 Pruebas de rutina	140
5.3.2.2 Pruebas e inspecciones en el sitio	140
5.3.3 Cajas de agrupamiento.....	141
5.3.2.1 Montaje de los sistemas de control, protección y medida	141
5.3.4 Recomendaciones	143
6 ARMADO Y ALINEACIÓN DE SECCIONADORES DE LA BAHÍA LAFARGE.....	143
6.1 Datos generales.....	143
6.3 Bases.....	145
6.2 Montaje de seccionadores	146
6.2.1 Procedimiento de montaje	147
6.3.1 Parte activa del seccionador	149

6.3.2 Contactos fijos del seccionador	150
6.4 Esquema de montaje seccionador s3ct en posición vertical	152
6.4.1 Esquema de montaje seccionador S3CT en posición vertical	154
6.5 Conexiones, Comprobaciones y puesta a punto.....	162
6.5.1 Conexiones	162
6.5.2 Comprobaciones y puesta a punto	162
6.6 Armario y control de seccionadores.....	163
6.9 Aparatos eléctricos y mecánicos internos – paneles eléctricos (ejemplo de disposición de algunos aparatos)	164
6.10 Dispositivo electromecánico de interbloqueo para mandos manuales y a motor.....	166
6.11 Operaciones de mantenimiento	168
7 INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	170
7.1 Instalación y mantenimiento de los interruptores de potencia.....	171
7.2 Puesta en servicio.....	174
7.2.1 Pruebas de puesta en servicio.....	174
7.2.2 Criterios de aceptación de puesta en servicio.....	175
7.2.3 Criterios para el mantenimiento de interruptores.....	175
7.3 Precauciones y recomendaciones.....	176
8 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE LA BAHIA GIS ENCAPSULADO ..	176
8.1 Preparación de materiales y herramientas adecuadas a la actividad	178
8.2 Condiciones de limpieza	180
8.3 Instrucciones de servicio.....	180
8.4 Planos de montaje	180
8.5 Cuidados técnicos de gas.....	181
8.6 Diagrama unifilar.....	181
8.8 Medios de montaje.....	182
8.9 Medidas de Protección contra Incidentes	184
8.10 Inspección evaluación del gas SF6.....	186
8.11 Consideraciones de maniobras manuales	187
8.12 Maniobra manual con mando in situ y con la protección contra maniobras erróneas desconectadas	188

8.13 Maniobra manual de seccionadores	189
8.14 Maniobras manuales del interruptor de potencia	191
8.15 Instrucciones de seguridad	193
9 PARARRAYOS	196
9.1 Instalación.....	196
9.2. Ventajas.....	201
10. PRUEBAS DC PARA CABLES	201
10.1. Parámetros generales.....	201
10.2. Megado de cables eléctricos.....	202
10.3. Realización de las pruebas	203
10.3.1. Pruebas fase a tierra.....	203
10.3.2. Pruebas fase-fase	203
10.3.3. Criterios de aceptación	204
10.4. Índice de polarización	204
10.5. Pruebas de alto potencial (hi-pot)	205
10.5.1. Preparación de puntas	205
10.5.2. Limpieza.....	206
10.5.3. Aterrizaje.....	206
10.5.4 Mediciones.....	206
10.5.5. Protección de las puntas del cable	207
10.6. Esquemas de conexión para pruebas DC.....	208
11.1. Detección de tuberías y cables existentes	210
11.1.1. Sondeos manuales (calicatas) para determinar los obstáculos existentes	210
11.2 Selección de las bobinas	211
11.3 Tendido de cables.....	211
11.3.1 Consideraciones generales.....	211
11.3.2. Tendido a mano en zanja.....	212
11.3.3. Tendido con carrete móvil.....	212
11.3.4. Tendido con carrete fijo.....	213
Cuando las condiciones no permitan mover el carrete, este:	213
11.4. Reconformación del terreno.....	213

11.4.1. Almacenamiento y manejo.....	214
11.5 Instalación de cables de baja tensión y accesorios	214
10.6. Ductos y bandejas portaconductores.....	218
10.6.1. Ductos rígidos	218
10.6.2. Bandejas para cables.....	219
10.6.3 Cables aislados de control y fuerza para baja tensión	220
10.7 Pruebas pre-funcionales, funcionales, integradas y eléctricas de los equipos	221
10.7.1 Amarillado de planos	221
10.7.2 Marquillado	221
10.7.3 Conexionado.....	222
12 CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS AÉREAS.....	223
12.1 Aisladores	223
12.2. Conexiones de barras y cables de alta tensión.....	224
12.2.1. Generalidades.....	224
12.3. Tensado de conductores e hilos de guarda	225
12.3.1. Generalidades.....	225
12.3.2. Conductores de aluminio	226
12.3.4. Precauciones de seguridad.....	226
12.3.5. Tensado	227
12.3.6 Reparaciones.....	228
12.3.7. Daños pequeños	229
12.3.8. Cortes severos	229
12.3.9. Daños severos	229
12.4. Empalmes permanentes	229
12.4.1. Ajuste de la flecha.....	230
13. INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DEL MONTAJE	231
13.1. Generalidades.....	231
13.1.1. Propósito y procedimiento.....	231
13.1.2. Alcance	231
13.1.3. Responsabilidad	231
13.1.4. Instalaciones y equipos de pruebas	232

13.1.5. Conexiones temporales	232
13.1.6. Reportes	232
13.1.7. Medidas de seguridad.....	233
13.2. Programa de pruebas	235
13.2.1. Ítems de inspección de pruebas preliminares de funcionamiento	235
13.2.2 Conductores aéreos, hilos de guarda y derivaciones a equipos	235
13.2.3. Equipo de alta tensión.....	236
13.2.4. Aceites aislantes	236
13.2.5 Transformador de poder	237
13.2.7 Al terminar la instalación de los bushings	238
13.2.8 Disyuntores	238
13.2.9 Seccionadores	238
13.2.10 Divisores capacitivos de potencial y transformadores de potencial ...	239
13.2.11 Pararrayos	239
13.2.12.Transformadores de corriente (tipo pedestal)	239
13.3.1 Cables de baja tensión para control y fuerza	239
13.3.2 Motores eléctricos y accesorios	240
13.3.3 Ductos y bandejas para cables	240
13.3.4 Iluminación de calles, patios .y de emergencia	241
13.3.5 Malla de tierra	241
ANEXO 1	243
ANEXO 2	244
ANEXO 3	261
ANEXO 4-A.....	262
ANEXO 4-B.....	266
ANEXO 5	270
ANEXO 6	272
ANEXO 7	273
ANEXO 8	275
PARTES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	275
PLACA DE CARACTERISTICAS.....	276
PLACA DE CONEXIÓN SECUNDARIA.....	276

ANEXO 9	277
PARTES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	277
Vista superior de TP	278
Placa de características	278
Placa de características	279
Bornes secundarios de TP	279
ANEXO 10.....	280
ANEXO 11	281
LIBRO CONEXIONADO 69KV.....	281

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones Técnicas	11
Tabla 2. Condiciones de asilamiento	69
Tabla 3. Niveles de tensión.....	70
Tabla 4. Técnicas e instrumentos	74
Tabla 5. Comparativo de áreas de bahías	79
Tabla 6. Comparativo de trabajos civiles	81
Tabla 7. Comparativo trabajos civiles	81
Tabla 8. Comparativo de compactados	82
Tabla 9. Comparativo de compactados	82
Tabla 10. Comparativo de colocación de grava	83
Tabla 11. Comparativo de colocación de Herbicida.....	83
Tabla 12. Comparativo de colocación de grava y herbicida.....	83
Tabla 13. Comparativo de bases para equipos	84
Tabla 14. Comparativo de Hormigón para replantillos	84
Tabla 15. Comparativo de bases para equipos y cantidad de hormigón	85
Tabla 16. Comparativo de pernos de anclaje	85
Tabla 17. Comparativo de pernos anclaje	86
Tabla 18. Comparativo para cable de puesta a tierra	86
Tabla 19. Comparativo de cantidad de cable en puesta a tierra	87
Tabla 20. Comparativo para montaje de estructuras de acero	87
Tabla 21. Comparativo de estructuras de acero	88
Tabla 22. Comparativo montaje electromecánico de equipo primario	88
Tabla 23. Comparativo montaje de equipos de protección	89
Tabla 24. Comparativo de equipos primarios y de protección	89
Tabla 25. Comparativo de cableado y conexionado de equipos en baja tensión	90
Tabla 26. Comparativo de cantidad de cable usado	90
Tabla 27. Comparativo de tendido de líneas aéreas.....	91
Tabla 28. Comparativo de conexionado de líneas aéreas	91

Tabla 29. Comparativo de cable para líneas aéreas y conectores	92
Tabla 30. Tipo de ensayos.....	110
Tabla 31. Torques.....	118
Tabla 32. Datos de tiempos de maniobra	172
Tabla 33. Continuación de datos de maniobra	172
Tabla 34. Directrices para voltajes DC a ser aplicados durante la prueba de resistencia de aislamiento.....	202
Tabla 36. Límite índice de polarización.....	205

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de Subestaciones.....	13
Figura 2. Subestación elevadora	14
Figura 3. Subestación Elevadora pequeña vista aérea.....	14
Figura 4. Diagrama de subestación reductora	15
Figura 5. Subestación reductora	15
Figura 6. Diagrama de subestación de enlace.....	16
Figura 7. Subestación de Enlace	16
Figura 8. Diagrama de subestación en anillo.....	17
Figura 9. Diagrama unifilar de subestación en anillo	17
Figura 10. Diagrama unifilar de subestación radial.....	18
Figura 11. Diagrama de subestación de maniobra	19
Figura 12. Subestación de maniobra	19
Figura 13. Excavación mecánica	22
Figura 14. Trabajos de demolición.....	22
Figura 15. Compactación de suelos.....	23
Figura 16. Colocación de grava	24
Figura 17. Colocación de suelos y grava	25
Figura 18. Balteau de Alsthom.....	39
Figura 19 Elevación de equipo.....	40
Figura 20. Partes de un pararrayos	42
Figura 21. Estructura superior del pararrayos.....	43
Figura 22. Vista superior del pararrayos	44
Figura 23. Terminal de perno 3EX6 116 (acero anticorrosivo)	45
Figura 24. Terminal plano (DIN acero galvanizado en caliente)	45
Figura 25. Contador de descarga	46
Figura 26. Subestación GIS encapsulada (vista lateral derecha)	47
Figura 27. Terminal plano (NEMA acero galvanizado en caliente)	48
Figura 28. Subestación GIS encapsulada en subestación pequeña (vista lateral).....	49
Figura 29. Subestación GIS encapsulada (vista lateral izquierda).....	50

Figura 30. Seccionadores de cuchillas giratorias.....	53
Figura 31. Vista frontal del Seccionador	54
Figura 32. Esquema de montaje seccionador S3C.....	55
Figura 33. Esquema de montaje seccionador S3CT.....	56
Figura 34. Estructura General del disyuntor de potencia	58
Figura 35. Vista interior de la unidad motriz.....	59
Figura 36. Plano de montaje.....	61
Figura 37. Vista aérea de la columna polar	61
Figura 38. Megger para medir resistencia de aislamiento	66
Figura 39. Cálculo de absorción	69
Figura 40. Patio de 69KV	76
Figura 41. Elevación LAFARGE.....	78
Figura 42. Elevación Alpachaca.....	78
Figura 43. Bahía LAFARGE.....	79
Figura 44. Bahía LAFARGE.....	80
Figura 45. Excavación de suelo	106
Figura 46. Trabajos de demolición.....	106
Figura 47. Adecuaciones a la cimentación	108
Figura 48. Encofrado	108
Figura 49. Relleno de hormigón.....	109
Figura 50. Retirado de encofrado	110
Figura 51. Compactación de suelo	111
Figura 52. Zanjado para canaletas y tuberías.....	111
Figura 53. Zanjado para tuberías.....	112
Figura 54. Ubicación de tuberías	112
Figura 55. Preparación de materiales para suelda exotérmica.....	113
Figura 56. Conexión a tierra de estructuras.....	114
Figura 57. Unión de chicotes a malla de P.A.T. existente.....	114
Figura 58. Ensamble de estructuras	117
Figura 59. Empernado de estructuras.....	117
Figura 60. Torque a estructuras metálicas.....	118
Figura 61. Cambio de bases a estructura	119

Figura 62. Anticorrosivo	120
Figura 63. Aplicación del Anticorrosivo	120
Figura 64. Bandejas porta cables	121
Figura 65. Conexión a tierra de bandeja porta cables	122
Figura 66. Fijación de bandejas	122
Figura 67. Construcción de niveles de bandejas	123
Figura 68. Manipulación de TC	126
Figura 69. Uso de bornes secundarios	129
Figura 70. Conector a Tierra (Vista lateral)	130
Figura 71. Conector a Tierra (Vista superior)	130
Figura 72. Ubicación de transformador de corriente	131
Figura 73. Fijación de TC	132
Figura 74. Procesos de elevación de un TP	136
Figura 75. Procesos de elevación de un TP	137
Figura 76. Procesos de elevación de un TP	138
Figura 77. Incorrecta manipulación de un TP	139
Figura 78. Caja de agrupamiento	141
Figura 79. Tuberías de equipos de patio	142
Figura 80. Caja de agrupamiento	142
Figura 81. Preparación de seccionadores	144
Figura 82. Nivelación de seccionadores	145
Figura 83. Eje de transmisión horizontal	145
Figura 84. Esquema de ubicación de seccionadores	147
Figura 85. Parte activa de seccionador	149
Figura 86. Vista superior de contacto	150
Figura 87. Vista lateral de contacto	150
Figura 88. Seccionador vista lateral	152
Figura 89. Seccionador vista superior	152
Figura 90. Seccionador en posición vertical	153
Figura 91. Vista lateral seccionador S3CT	154
Figura 92. Vista superior seccionador S3CT	154
Figura 93. Esquema seccionador S3CT	154

Figura 94. Vista Superior de seccionador	156
Figura 95. Elevación de seccionadores	157
Figura 96. Uso de grúa para elevación de seccionadores	157
Figura 97. Palanca y tirante de comando	158
Figura 98. Vista lateral de soporte de estructura	159
Figura 99. Vista superior de Soporte de estructura.....	159
Figura 100. Vista lateral de eje de transmisión	160
Figura 101. Detalle “B” de eje de transmisión	161
Figura 102. Detalle” A” de eje de transmisión.....	161
Figura 103. Vista Lateral caja de mando	164
Figura 104. Vista aérea caja de mando	164
Figura 105. Armario (vista frontal).....	165
Figura 106. Abrazadera	165
Figura 107. Vista Interior.....	165
Figura 108. Grupo de señalización y finales de carrera del motor	165
Figura 109. Vista de paneles eléctricos y del grupo de señalización de conmutador.....	165
Figura 110. Montaje de Soportes.....	166
Figura 111. Mandos de seccionador.....	166
Figura 112. Elementos para maniobra manual	166
Figura 113. Instrucciones de manipulación manual	167
Figura 114. Uso de grúa para montaje de seccionadores	168
Figura 115. Trabajos con ayuda mecánica	168
Figura 116. Trabajos en altura con equipos eléctricos y mecánicos.....	169
Figura 117. Trabajos de energización de bahías	169
Figura 118. Disyuntor o interruptor de potencia	170
Figura 119. Montaje de disyuntor de potencia	171
Figura 120. Revisión e Inspección del disyuntor.....	171
Figura 121. Construcciones civiles	177
Figura 122. Ejecución de Conexiones en GIS	182
Figura 123. Instrucciones a personal para conexionado GIS	182
Figura 124. Maquinaria para izaje de cargas.....	184

Figura 125. Montaje de postes con maquinaria	184
Figura 126. Movimiento de equipo GIS.....	184
Figura 127. Deslizamiento de equipo GIS	185
Figura 128. Manivela y taladradora manual con embrague de fricción .	190
Figura 129. Maniobra manual	192
Figura 130. Montaje de pararrayos	196
Figura 131. Rayón producido por el transporte.....	197
Figura 132. Montaje de base para pararrayos	197
Figura 133. Plano de pararrayos utilizados en las bahías LAFARGE Y ALPACHACA	198
Figura 134. Camión grúa realizando montaje de equipos.....	199
Figura 135. Colación de arandelas de presión en base de equipos	200
Figura 136. Conexión fase – tierra para cables multipolares	208
Figura 137. Conexión para cables monopolares.....	208
Figura 138. Conexión Fase a Fase para cables multipolares	208
Figura 139. Cables de control en bandeja	217
Figura 140. Cables de control y fuerza	217
Figura 141. Preparación de cables	218
Figura 143 Conexión de líneas	224
Figura 142. Readecuación	224
Figura 144. Conexión de bajantes	225

RESUMEN

El presente trabajo consiste en una recopilación sistemática y pedagógica de datos e información indispensables para el montaje electromecánico de dos tipos de bahías, una convencional de línea y otra GIS a la intemperie, al nivel de tensión de 69KV en la Subestación Ibarra; se describe desde un punto vista técnico, operativo y funcional las actividades comprendidas en todas y cada una de las fases de avance del proyecto; en la parte civil se hace referencia al replanteo y topografía así como al estudio y tratamiento de suelos con criterio técnico para el zanjado para ductos y la construcción de estructuras de hormigón tanto para canalizaciones de cableado y bases de equipos de patio considerando además la implantación de un sistema de puesta a tierra para equipos y estructuras siguiendo las normas técnicas aplicables; se continúa con el montaje estructuras de acero que sirven como bases de todos los equipos de patio para los dos tipos de bahía en cuestión y para la implantación de bandejas porta cables con referencia a los planos existentes proporcionados por TRANSELECTRIC, se continúa con el montaje de equipos de medición y equipos protección considerando las especificaciones técnicas expuestas por los fabricantes tanto para el transporte y almacenamiento, se describen las partes de cada uno de estos equipos y el procedimiento lógico y sistemático de montaje el cual permitirá optimizar recursos en función del tiempo destinado a cada actividad también se detallan las pruebas pre y post funcionales de cada uno de los equipos de patio, luego se continúa con el cableado y conexión de equipos siguiendo un sistema para la optimización y control de recursos, el mismo que servirá para realizar actividades de mantenimiento a corto y largo plazo, se complementa esta actividad con el procedimiento para la realización de las pruebas para los cables; para finalizar se hace un análisis de cada paso de montaje electromecánico de los dos tipos de bahía en cuestión para determinar las ventajas de cada una, lo que permite sacar conclusiones con criterios técnicos individuales de cada actividad por separado y de forma global haciendo de este trabajo una herramienta fundamental para el desempeño del profesional y del estudiante interesado en adquirir conocimientos de montaje electromecánico en una subestación.

ABSTRACT

The present research consists of an systematically and pedagogical collection of data and information essential for electromechanical assembly of two types of bays, a conventional line and other GIS in the open, to voltage level of 69KV at the substation Ibarra; it described from a technical standpoint, operational and functional the activities included in each and every one of the stages of project progress, on the civilian side refers to the replant and topography well as the study and treatment of soils with technical criteria for settled for pipelines and construction of concrete structures both for pipes of wiring and bases of electric yard equipment also considering the implementation of a system of grounding for equipment and structures following the technical rules applicable, it continues with the assembly of stainless structures that serve as bases of all electric yard equipment for the two types of bay in question and for the implementation of cable trays with reference to the existing plans provided by TRANSELECTRIC, it continues with assembly of measuring equipment and protective equipment considering the technical specifications set by manufacturers for both transportation and storage, it describes the parts of each of these equipment and the logical and systematic procedure of assembly which will optimize resources according to the time spent on each activity also details the pre and post functional tests of each electric yard equipment, then continue with the wiring and connection of equipment following a system for optimization and control of resources, which will serve for perform maintenance activities in the short and long term, this activity is complemented with the procedure for the realization of tests for cables, ending with an analysis of each step of electromechanical assembly of the two types of bay in question to determine the advantages of each one, which allows to draw conclusions with individual technical criteria for each activity separately and comprehensively making this work a fundamental tool for the performance of professional and student interested in gaining knowledge of electromechanical assembly in a substation.

INTRODUCCIÓN

Este documento contiene las definiciones y procedimientos operativos para las maniobras de montaje electromecánico de los diferentes equipos que conforman tanto la Subestación convencional y su versión GIS que operan a 69KV.

De la misma manera este manual tiene la finalidad de orientar y capacitar a quien corresponda sobre las maniobras correctas y condicionadas a las normas sobre el montaje electromecánico.

La Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico de la Universidad Técnica del Norte es una carrera nueva y en continuo proceso de desarrollo, por lo que es de vital importancia dejar bien sentadas las bases en un manual de procedimientos técnicos y estudio comparativo del montaje electromecánico de una bahía gis de línea y otra convencional al nivel de tensión de 69kv en la s/e Ibarra; esto servirá como guía para el estudiante a fin de que su desempeño laboral sea óptimo y sobresaliente al momento de trabajar en el área de subestaciones eléctricas.

Este presente manual logro recoger todos los pasos a seguir al momento de realizar un montaje electromecánico de una bahía GIS y otra convencional mediante investigaciones documentales, descriptivas y de

campo realizadas la mayor parte de las veces en el mismo sitio de donde se desarrollaron los acontecimientos .

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes

Hace aproximadamente 30 años la S/E Ibarra entró en servicio y tiene tres niveles de tensión 138KV, 69KV 34,5KV; desde su construcción, las condiciones de carga y demanda de energía eléctrica han aumentado, en función del crecimiento de las ciudades y de la industria.

Es por eso que el Gobierno Nacional a través de CELEC-EP y TRANSELECTRIC, decide poner en marcha el proyecto de modernización de la S/E Ibarra, para lo cual contrata al Ing. Luis Alfonso Rodríguez, para el desarrollo y consecución de dicho objetivo, en base a su experiencia y desempeño en anteriores proyectos, con las siguientes consideraciones.

(CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2010) dictamina que “Los trabajos se realizarán, cumpliendo con los planos, especificaciones técnicas y más documentos precontractuales, utilizando las mejores técnicas de ingeniería, comprometiéndose además a realizar dentro del plazo establecido, cumpliendo así con la calidad del servicio ejecutado conforme a los requerimientos establecidos”.

En vista de las condiciones físicas, climatológicas y luego de hacer varios estudios, se llegó a la conclusión de que se debería incorporar un

equipo GIS en algunas de las bahías de 69kv y dejar a otras bahías convencionales al mismo nivel de tensión, lo que hace necesario un análisis de factibilidad para el uso adecuado de equipos en función de diferentes factores.

Con estos antecedentes y con especificaciones concretas de normas técnicas generales, en las que se detalla que la bahía Alpachaca será con un equipo GIS a la intemperie, mientras que la bahía LAFARGE será convencional en barra de 69kv por sus particulares características que presenta cada una de ellas.

Para la ejecución del proyecto TRANSELECTRIC a través del GIC (Grupo de Ingeniería y Control) el cual se encargó de la planeación de la ingeniería y sistema de protecciones y el (GOM) Grupo de Operaciones y Mantenimiento, el cual se encargará de dar el apoyo necesario para poner a punto el escenario de trabajo en el cual se realizará modernización de la S/E Ibarra.

(CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2010) Se debe considerar que casi la totalidad de las actividades a ejecutadas estuvieron relacionadas con restricciones operativas las mismas que fueron aprobadas por el organismo de control (CENACE) del Sistema Nacional de Transmisión Eléctrico.

CELEC EP - TRANSELECTRIC suministró en sus bodegas de Quito-Carapungo y en los patios de la subestación Ibarra, los materiales y equipos que se describen a continuación, para lo cual el Contratista proporcionó el equipo para la carga, transporte y descarga de los mismos.

- Autotransformador y accesorios
- Estructuras metálicas para soporte de equipos
- Aisladores, accesorios y herrajes.
- Disyuntores, seccionadores, transformadores de corriente y transformadores de potencial para 69 KV.
- Tableros de Servicios Auxiliares AC y DC
- Conductor ORCHID 636 MCM, cable de guardia de Ø 3/8" de acero galvanizado y cable desnudo de cobre 2/0 AWG.
- Tableros de control, protección y medición de 138 y 69 KV.
- Cables de control, fuerza, y comunicaciones.

1.2. Planteamiento del problema

Si bien es cierto, en la actualidad existen manuales de instrucciones de instalación de equipos o de elaboración de pruebas de acuerdo a sus fabricantes, pero no existe un manual de procedimientos técnicos que unifique todas las actividades inmersas en un montaje electromecánico y mucho menos que haga referencia a dos tipos de bahías tanto una GIS como una convencional al nivel de 69kV; de esta manera el personal incurre con facilidad en errores o inobservancias en el cumplimiento de tareas con riesgos laborales y deterioro de instalaciones y equipos, sin que se logre alcanzar metas en forma óptima, dificultando el desenvolvimiento profesional eléctrico en el desarrollo de actividades tanto constructivas como pedagógicas.

1.3. Formulación del problema

¿Mediante la generación de un manual de procedimientos técnicos de montaje electromecánico de una bahía gis y otra convencional al nivel de 69 kv se facilitará el desarrollo de actividades constructivas?

1.4. Delimitación del problema

1.4.1. Delimitación de las unidades de observación

Para el desarrollo de este manual se tomarán en cuenta las normas que rigen el sector eléctrico en el país, así como las normas impuestas por de las marcas proveedoras de los equipos empleados en el proyecto.

1.4.2. Delimitación espacial

Se ha considerado a LAFARGE y Alpachaca como área de influencia con relación a la carga eléctrica, mientras que para el montaje de equipos la **atención se centra en el patio de 69kv de la S/E Ibarra sector Bellavista de Ibarra** provincia de Imbabura.

1.4.3. Delimitación temporal

El proyecto de Modernización de la S/E Ibarra se culminó en un plazo de un año impuesto por CELEC-EP, tiempo en el cual se desarrolló todo proceso de investigación el cual se complementa con un análisis pre y post puesta en marcha de la obra el segundo semestre del año 2012.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Elaborar un manual de procedimientos técnicos y estudio comparativo del montaje electromecánico de una bahía gis de línea y otra convencional al nivel de tensión de 69kv en la s/e Ibarra.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Establecer un procedimiento organizativo de acuerdo a las normas constituidas en los reglamentos aplicados en el sector eléctrico.
- Diseñar una propuesta que implique todos los procedimientos técnicos que se deben realizar de la forma más óptima.
- Identificar y evaluar los impactos significativos, que ocasionan las actividades desarrolladas en el montaje electromecánico de las bahías LAFARGE y Alpachaca.
- Realizar una comparación de las actividades que implican el montaje electromecánico de una bahía GIS con una Bahía convencional al nivel de tensión de 69kV.

1.6. Preguntas de investigación

- ¿Cuáles son las normas aplicables a los trabajos de montaje electromecánico de equipos de alto voltaje?
- ¿Cómo optimizar los recursos en función del tiempo en las actividades de montaje electromecánico?
- ¿De qué manera se puede conocer acerca de los impactos del montaje de equipo dentro de un proyecto de modernización de una subestación eléctrica?
- ¿Cuáles son las diferencias entre el montaje de una bahía GIS a la intemperie y una bahía Convencional al nivel de tensión de 69kV?

1.7. Justificación

La compañía de transmisión, pensando en un buen funcionamiento del SIN, viene construyendo subestaciones con tecnología de punta y modernizando o automatizando las que entraron en servicio hace más de

25 años. Esta modernización mejora la confiabilidad de la protección de la subestación, pues hasta antes de la modernización funcionaban con relés de protección electromecánicos, ahora son relés digitales que tienen puertos para descargar la información que censan estos.

En la actualidad existen muchos proyectos impulsados por el Gobierno Nacional a través de CELEC EP. que implican el montaje electromecánico de equipos de alta tensión, ya sea para subestaciones nuevas como para modernizaciones o ampliaciones de bahías ya existentes en todo el territorio nacional, eso crea un amplio campo de acción para la utilización del MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO, en este caso DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSIÓN DE 69KV EN LA S/E IBARRA, por consiguiente resulta una herramienta didáctica fundamental para el análisis desenvolvimiento del profesional y el análisis del estudiante.

Cuando se trata de analizar o realizar un trabajo técnico, como es el montaje de equipos de alta precisión y grandes dimensiones, es importante contar con un MANUAL, por la dificultad al momento de realizar ciertas acciones operacionales, más aún cuando se desligan ciertas normas técnicas que pueden ocasionar retrasos en las actividades y pérdidas económicas en función del tiempo, daños eléctricos a corto y largo plazo, apagones, paralización de la industria, entre otras.

Con todos estos antecedentes se realiza un estudio comparativo del montaje de dos tipos de Bahías, de donde se obtendrán conclusiones y recomendaciones debidamente documentadas, las cuales servirán como guía para el estudiante de Mantenimiento Eléctrico al momento de desarrollar este tipo de trabajos.

La conclusión del manual antes planteado traerá con sí muchas ventajas en lo posterior como son: reducción de costos de operación, reducción de costos de mantenimiento, mayor confiabilidad en el sistema de protecciones, fácil y rápido montaje de equipos, etc.

De esta manera, los estudiantes de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico de la Universidad Técnica del Norte tendrán a su disposición una herramienta teórica práctica fundamental acerca del montaje electromecánico de equipos de alto voltaje, así también toda la población de Imbabura y el Norte del país ya que dicho manual contribuirá para fortalecer el nivel de investigación y documentación del proyecto de Modernización de la S/E Ibarra impulsado por CELEC-EP el cual es de vital importancia en el SNI.

Aporte:

El manual desarrollado del montaje electromecánico de una bahía gis y otra convencional, aporta como guía didáctica al desarrollo programado de actividades prácticas de montajes en subestaciones eléctricas, optimizando tiempo y recursos en el ámbito laboral de futuro ingeniero en mantenimiento eléctrico y además permitirá fortalecer conocimientos en cuanto a subestaciones eléctricas, familiarizándolo en forma pedagógica y comprensible con la parte práctica.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Fundamentación teórica

2.2. Introducción

El presente trabajo de grado está desarrollado en tres partes fundamentales; la primera parte se referirá a todo lo que respecta a la fundamentación teórica, la cual describe todos los datos técnicos en la cual se basa el correspondiente manual de montaje, esto implica: Condiciones de seguridad industrial y medio ambiente, Trabajos de obra civil, Conceptualización de tipos de subestaciones eléctricas, Sistemas de puesta a tierra, Elementos que conforman a las subestaciones eléctricas tanto convencionales como GIS.

En la segunda parte se describirá el análisis comparativo, entre una subestación tipo Convencional con otra de tipo GIS de línea, ambas a un nivel de tensión de 69KV.

Y por último la tercera parte se referirá al desarrollo del manual de montaje electromecánico, donde estarán todos los pasos a seguir con sus respectivas recomendaciones acerca del montaje.

2.3. Normas y especificaciones técnicas

2.3.1. Especificaciones técnicas generales

Estas Especificaciones Técnicas Generales establecen los requisitos para el diseño, fabricación, pruebas, embalaje, transporte, almacenamiento, etc. de equipos eléctricos.

Se emplearon las siguientes para todo material, equipo, mano de obra, ensayos y pruebas.

Tabla 1. Especificaciones Técnicas

ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
IEC	Comission Electrotechnique International
ISO	International Standard Organization
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NEMA	National Electrical Manufacturers Association

Fuente: CELEC TRANSELECTRIC Condiciones Técnicas Generales para el Contrato Modernización de la S/E Ibarra, (2010)

Se preferirá la utilización de las normas de la IEC para el material, fabricación, pruebas y montaje de los equipos eléctricos. Se preferirá así mismo, el empleo de las normas específicamente señaladas en las Especificaciones Técnicas Particulares para determinados equipos.

2.4. Subestaciones eléctricas

2.4.1. Concepto de subestación eléctrica

(Harper, 2005) nos indica que “Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica (Voltaje, Corriente, frecuencia, etcétera), tipo C.A. a C.C., o bien conservarle dentro de ciertas características”.

Como es de conocimiento general las subestaciones pueden estar relacionadas con: centrales de generación, transformadores de potencia o líneas de transmisión eléctrica al mismo nivel de tensión.

Es conveniente mencionar que en una subestación eléctrica se cuenta con instrumentos eléctricos tales como: Transformadores de potencia, Transformadores de corriente, Pararrayos, Banco de capacitores, PLC, Equipos de medición, Tableros de control, Disyuntores, Seccionadores, Cuchillas de puesta a tierra, Barras colectoras, estructuras de soporte, equipos de comunicación, sistemas de puesta a tierra, Equipos Gis, elementos de aislamiento los cuales serán descritos de acuerdo al desarrollo del trabajo.

Construir una subestación eléctrica significa realizar estudios de diferente índole como por ejemplo: estudios de suelo, humedad del ambiente, niveles isoseráunicos, vías de acceso, altura sobre el nivel del mar, estudio de carga que se va a alimentar, análisis de protecciones, velocidad de expansión poblacional, impacto ambiental, contaminación ambiental, costos, etc.

2.4.2. Tipos de subestaciones eléctricas

Figura 1. Tipos de Subestaciones



Fuente: “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas” segunda edición “Enríquez Harper”, Editorial Limusa

Dentro del ámbito de subestaciones eléctricas evidentemente encontramos diferentes tipos, ya que según los requerimientos estas van a diferir en su función de tal manera que se clasificarán de la siguiente manera (Harper, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, 2005):

- Subestaciones Elevadoras
- Subestaciones Reductororas
- Subestaciones de Enlace
- Subestaciones en Anillo
- Subestaciones Radiales
- Subestaciones de Switchero

2.4.3. Subestaciones elevadoras

“Este tipo de subestaciones normalmente se usa en centrales eléctricas, cuando se trata de elevar los voltajes de generación”.

Figura 2. Subestación elevadora



Fuente: CERPECH Centro Nacional de Referencia en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Figura 3. Subestación Elevadora pequeña vista aérea



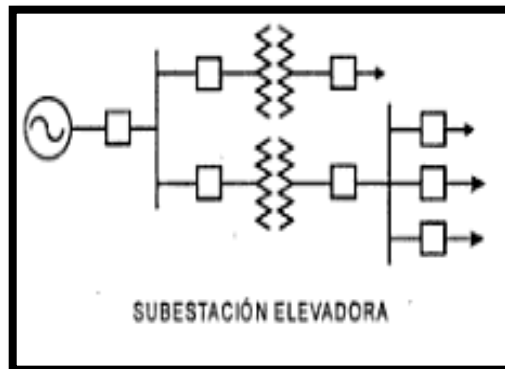
Fuente: CERPECH Centro Nacional de Referencia en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

2.4.4. Subestaciones reductoras

En estas subestaciones los niveles de voltaje de transmisión se reducen al siguiente (sub-transmisión) o de sub-transmisión a distribución

o eventualmente a utilización es decir reducen la tensión de alta o muy alta a tensión media.

Figura 4. Diagrama de subestación reductora



Fuente: Manual de Ingeniería Eléctrica Donald g. Fink * H. Wayne Beaty tomo i, ii.
Editorial mc. Graw Hill

Figura 5. Subestación reductora

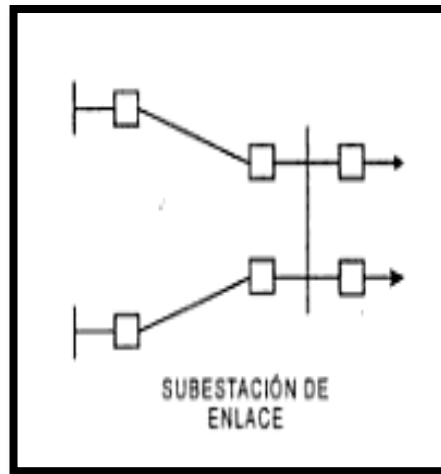


Fuente: Endesa S.A.

2.4.5. Subestaciones de Enlace

En los sistemas eléctricos se requiere tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad, por lo que es conveniente el uso de las llamadas subestaciones de enlace.

Figura 6. Diagrama de subestación de enlace



Fuente: Manual de Ingeniería Eléctrica Donald g. Fink * H. Wayne Beaty tomo i, ii.
Editorial mc. Graw Hill

Figura 7. Subestación de Enlace

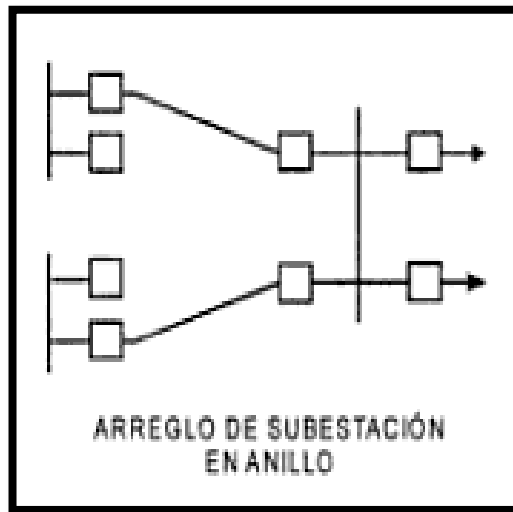


Fuente: Endesa S.A.

2.4.6. Subestaciones en anillo

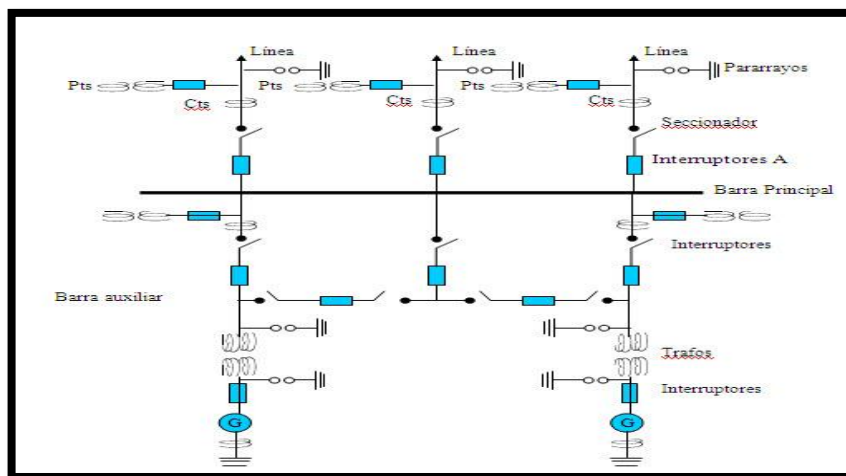
Estas subestaciones se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras.

Figura 8. Diagrama de subestación en anillo



Fuente: Manual de Ingeniería Eléctrica Donald g. Fink * H. Wayne Beaty tomo i, ii.
Editorial mc. Graw Hill

Figura 9. Diagrama unifilar de subestación en anillo

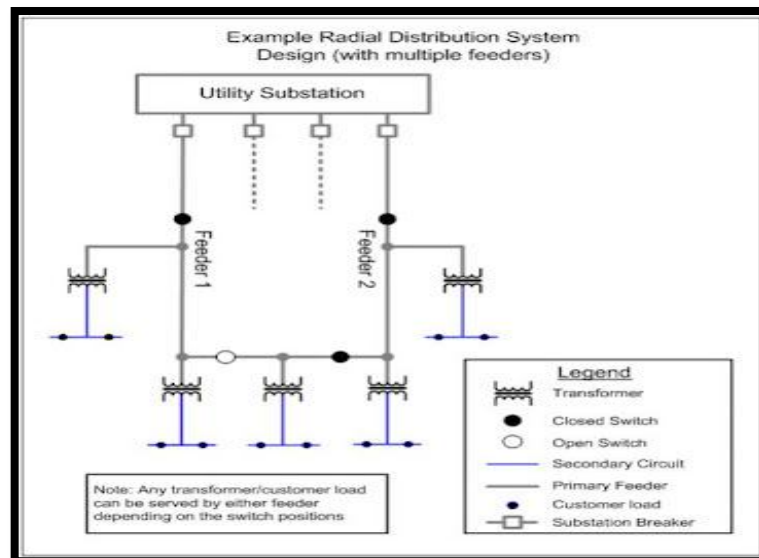


Fuente: subestaciones eléctricas "Felix Terrazas Yalle", primera edición editorial limusa

2.4.7. Subestaciones Radiales

Cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras se denomina radial.

Figura 10. Diagrama unifilar de subestación radial



Fuente: subestaciones eléctricas “Félix Terrazas Yalle”, primera edición editorial limusa

2.4.8. Subestaciones de switcheo

En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y sólo se hacen operaciones de conexión y desconexión (maniobra o switcheo).

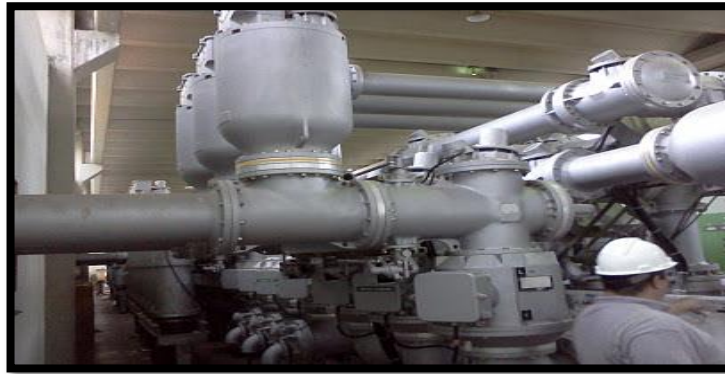
Un tipo de estas subestaciones son las conocidas como GIS (Gas Insulated Switchgear) las cuales utilizan gas inerte conocido como SF₆, el mismo que cumple con las condiciones de ser un gas aislante al momento de realizar la conexión y desconexión de circuitos de alta tensión.

Figura 11. Diagrama de subestación de maniobra



Fuente: Manual de Ingeniería Eléctrica Donald g. Fink * H. Wayne Beaty tomo i, ii.
Editorial mc. Graw Hill

Figura 12. Subestación de maniobra



Fuente: Catálogos de ABB

2.5. Seguridad industrial y medio ambiente

Los accidentes laborales o las condiciones de trabajo poco seguras pueden provocar enfermedades y lesiones temporales o permanentes e incluso causar la muerte. También ocasionan una reducción de la eficiencia y una pérdida de la productividad de cada trabajador.

2.5.1. Seguridad eléctrica

El tema de Seguridad Industrial toma una vital importancia, debido a que al estar involucrados altos niveles de energía, se requiere el uso obligatorio por parte de los operarios de equipo de seguridad industrial

tales como casco de seguridad, anteojos de protección, guantes dieléctricos, si se precisa de trabajos en alturas será necesario el uso de arnés de seguridad, y en ciertos casos acompañados del uso de escaleras para trabajos eléctricos es decir que no tenga elementos conductores; ya que esta no solo en juego sus vidas sino también de los demás.

Cabe señalar que dentro del desarrollo de las actividades de montaje electromecánico es estrictamente necesario contar con el personal calificado para realizar dicha tarea, si se requiere dicho personal deberá contar con la licencia de riesgos eléctricos.

En el ámbito concerniente al Medio ambiente previo, durante y posterior a la construcción de la obra, los proyectos de generación, distribución y sub-transmisión de la energía; deben contar con un plan de remediación ambiental con el fin de minimizar cualquier impacto causado al medio ambiente, debido al manejo de desechos que pudiera producir la obra. Todo lo descrito en el ámbito ambiental se encuentra amparado en la **Ley de Régimen del Sector Eléctrico. R.O. Suplemento N°43 de 10 de octubre de 1996. Art.3.**

2.6. Trabajos civiles

2.6.1. Información meteorológica

El análisis climatológico servirá como bases para los posteriores trabajos civiles referentes a la sub-estación eléctrica. Esta información la remite y publica el INAMHI.

2.6.2. Movimiento de tierras

El movimiento de tierras se lo realiza en base a dimensiones y cotas previamente marcadas, esto se observa, en los planos de construcción o como la fiscalización lo disponga. Estos trabajos son los que darán inicio a cualquier actividad de construcción de diferente índole, el movimiento de tierras también será una actividad que requerirá de bastante precisión y profesionalismos ya que se guiarán de la información topográfica.

Los trabajos incluidos en esta sección son los siguientes:

- a. Replanteo y Topografía: para realizar este tipo de trabajo se debe ubicar en el terreno los ejes de la sub-rasante y ejes complementarios que crean necesarios partiendo de los hitos de referencia o referencias establecidas por la supervisión; los cuales se señalan con estacas de madera dura, logrando de esta manera dar inicio a la obra.
- b. Excavaciones, Demolición y desalojo: toda excavación debe regirse a los planos de aprobados por ingeniería, o las establecidas por la fiscalización. El trabajo de demolición y desalojo, se lo realiza cuando paredes de hormigón o bases se detecten en mal estado.

Figura 13. Excavación mecánica



Fuente: Proyecto modernización de la subestación eléctrica Ibarra

Figura 14. Trabajos de demolición



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- c. Relleno y compactado para plataformas y vías: para el relleno y construcción de la plataforma base, se necesitan de la aprobación los certificados expedidos por un laboratorio, aprobado por la fiscalización de la obra, de los siguientes ensayos, para demostrar que el material es apto para ser usado en los rellenos compactados.

Estos ensayos por lo general se suelen realizar de acuerdo a la norma ASTM C-39, la cual nos garantiza la suficiente resistencia del hormigón, o de las bases para futuros equipos eléctricos de superficie de considerable peso. También es preciso mencionar que cada capa compactada deberá estarlo al menos al 95% de la densidad máxima obtenida según el ensayo AASHTO T- 180. Si fuese necesario un rasanteo y re conformación de plataformas existentes se regirán al control de calidad antes mencionado.

Figura 15. Compactación de suelos



Fuente: Proyecto modernización de la subestación eléctrica Ibarra

- d. Colocación de herbicida: posterior a los trabajos antes descritos para evitar la formación de arbustos a malezas que a la postre afecten con las futuras construcciones y por consecuencia a los equipos de superficie se procede a tratar los suelos y las zonas que a criterio de la dirección sean necesarias mediante el uso de herbicidas.

- e. Colocación de la grava y empedrado: luego de los trabajos de relleno y rasanteo, por lo general en subestaciones eléctricas se procede con la siguiente actividad, que en este caso es la colocación de grava retirada hasta lograr uniformidad en el patio, esta actividad se lo realiza con la ayuda de maquinaria apta para la actividad o en su defecto para algunas zonas se realiza en forma manual.

Figura 16. Colocación de grava



Fuente: Proyecto modernización de la subestación eléctrica Ibarra

- f. Los trabajos civiles en una subestación y en general siempre son consecuentes y siempre van ligados unos con otros, en este caso trataremos de la colocación del empedrado y se coloca la misma piedra retirada, luego de haber sido limpiada. De ser necesaria mayor cantidad, será suministrada la piedra que reúna las mismas características evitando de esta manera distorsiones estéticas.

Figura 17. Colocación de suelos y grava



Fuente: Proyecto modernización de la subestación eléctrica Ibarra

2.7. Sistema de puesta a tierra

2.7.1. Concepto de sistema de puesta a tierra

En cualquier subestación sin importar su índole o tipo, necesita contar con su respectivo sistema de puesta a tierra con motivo de proteger en primer lugar a las personas, luego a los sistemas eléctricos y a los equipos de superficie que se encuentren en el lugar en cuestión.

Los sistemas de puesta a tierra se los deben realizar conjuntamente o en su defecto posterior a los trabajos de obra civil, puesto que por lo general esta es la segunda actividad dentro de la construcción o modernización de una subestación eléctrica.

Existen diferentes métodos para realizar sistemas de mallados de puesta a tierra, pero los que por lo general se utiliza solos que van de acuerdo con las normas IEEE Std 80 el mismo que Realiza exclusivamente los cálculos para el estrato donde se encuentra enterrada la malla, esta malla propuesta sólo puede adoptar una forma. Su potencialidad radica en que permite optimizar conductores y/o electrodos.

Para el diseño del sistema de puesta a tierra es necesario conocer ciertos parámetros adicionales como la corriente de cortocircuito, que será obtenida de un estudio preliminar del sistema utilizando herramientas computacionales, el tiempo de duración de falla, que no excederá de 0,5 segundos, los voltajes de paso y de contacto, que estarán en rangos seguros de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std 80.

Otro valor a considerarse es la resistividad natural del suelo, que deberá ser obtenido realizando un estudio de suelos en campo. Por cada estación se elaborará un reporte del estudio del sistema de puesta a tierra donde se describirá la metodología utilizada y los resultados obtenidos.

Por otro lado la conexión a tierra, es la conexión que usamos para que circule la corriente no deseada o descargas eléctricas hacia tierra para evitar que dañen a equipos eléctricos, electrónicos e incluso a personas, explicado de otra forma es la conexión que usamos para la protección personal y de equipos contra sobre tensiones o descargas eléctricas de cualquier tipo

A continuación se presentan los conceptos más comunes, de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-001- SEDE-1999:

- **Puente de unión:** Este puente es un conductor que nos sirve para proporcionar la conductividad eléctrica entre partes de metal que requieren ser conectadas eléctricamente.
- **Red de tierra:** Es la porción metálica subterránea de un sistema aterrizado que dispara hacia la tierra todo flujo de corriente no deseado. Esta red se puede componer de varias mallas interconectadas.

- **Sistema de tierra:** Son varios conductores desnudos que se interconectan con una o varias mallas o electrodos enterrados.
- **Supresor de picos:** No son más que elementos de protección contra sobretensiones transitorias.
- **Tierra aislada:** Es un conductor de tierra con aislamiento que se conecta a algún equipo, este conductor se coloca en la misma soportería donde se encuentran los cables de energía.

La razón por la que debe instalarse un sistema de puesta a tierra es para evitar que las descargas atmosféricas caigan en lugares indeseados y puedan ocasionar algún accidente o dañar nuestros equipos, esto se logra mediante sistemas de pararrayos los cuales deben conectarse directo a tierra, es decir, el conductor que se use para la instalación del pararrayos no debe estar conectado a ningún otro equipo del edificio.

2.7.2. Conexión a tierra de sistemas

La forma en que debe de conectarse una instalación eléctrica a un sistema de puesta a tierra, es mediante un cable que esté conectado a un electrodo que este en contacto con la tierra, es decir que este electrodo se encuentre enterrado. Según la Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas NOM-001-SEDE-1999, este electrodo debe de estar enterrado a 3m de profundidad para asegurar el contacto con el terreno (además de que a esta profundidad hay más humedad).

El conductor que se use para la instalación de puesta a tierra no debe de estar seccionado, es decir debe procurarse que sea un conductor continuo para asegurar la conexión a tierra, en caso de que tuviese que seccionar el conductor se recomienda que las uniones sean soldadas esto

con el fin de que haya un buen contacto ente los conductores que estemos usando.

También es recomendable que el cable usado para la instalación del sistema de puesta a tierra, sea un cable desnudo, en el caso de que se decida usar un cable forrado, por norma este conductor debe ser color verde con el fin de poder identificarlo más fácilmente de los cables de neutro y fase, por si se necesita hacer mantenimiento en el sistema de puesta a tierra.

2.7.3. Elementos de un sistema de puesta a tierra

Los elementos que usamos para efectuar una instalación de puesta a tierra son los siguientes:

- Electrodo
- Conductor o cable

2.7.3.1. Electrodo

La norma IEE Std 80-2000 Pág. 5 lo define como un cuerpo metálico conductor desnudo que va enterrado y su función es establecer el contacto con la tierra física.

Estas son varillas (generalmente de cobre) que sean resistentes a la corrosión por las sales de la tierra, que van enterradas a la tierra a una profundidad de 3m para servirnos como el elemento que nos disipara la corriente en la tierra en caso de alguna falla de nuestra instalación o de alguna sobrecarga, las varillas más usadas para este tipo de instalaciones son las varillas de marca copperwell ya que son las que cumplen con las mejores características.

2.7.3.2. Conductor o cable

Es aquel conductor de un circuito que se conecta a tierra intencionalmente. Este conductor garantiza la conexión física entre las partes metálicas expuestas a alguna falla y la tierra. Por medio de este conductor circula la corriente no deseada hacia la tierra.

Este como ya se había mencionado es el que nos permitirá hacer la conexión de nuestro electrodo hacia las demás partes dentro de nuestro sistema eléctrico. Debe procurarse que este cable no sea seccionado y en caso de ser necesario debe preferentemente ser soldado para poder asegurarse de su contacto y continuidad del sistema de conexión, pero hay que aclarar que no se puede usar cualquier soldadura sino que debe usarse soldadura exotérmica, ya que al calentar el cobre del conductor este puede dañarse y ya no tendría un buen contacto con la soldadura que se le coloque.

Otra cosa importante sobre este conductor es que debe procurarse usar un cable desnudo para que todas las partes metálicas de la instalación queden conectadas a tierra. En el caso de que se use un cable con aislante este debe ser color verde para poder distinguirlo de los otros cables.

2.8. Resistividad del terreno

2.8.1. Definición de resistividad del terreno

La resistividad del terreno se define como la resistencia que presenta 1 m³ de tierra, y resulta de un interés importante para determinar en donde se puede construir un sistema de puesta a tierra.

2.8.2. Factores que afectan la resistividad del terreno

En la resistividad del terreno influyen varios factores que pueden variarla, entre los más importantes se encuentran: naturaleza del terreno, humedad, temperatura, salinidad, estratigrafía, compactación y las variaciones estacionales.

2.8.2.1. Naturaleza del terreno

Esta se refiere a que la resistividad varía según el tipo de terreno, es decir se tiene una resistividad más elevada en un terreno rocoso que en uno donde haya arena.

2.8.2.2. Humedad

Aquí varía la resistividad según la humedad del terreno, mientras más húmedo sea éste más baja será la resistividad del terreno y mientras más seco este el terreno mayor será la resistividad de éste, es por esta razón que debe procurarse un terreno un poco más húmedo para obtener mejores valores

2.8.2.3. Temperatura

Aquí también la temperatura afecta en las mediciones ya que el calor crea una resistencia en el terreno, ya que es como si se tuviera un terreno seco. Y por el contrario a temperaturas muy bajas la poca humedad que hay en el terreno puede congelarse (solo la superficie del agua), y como se sabe el hielo no es un buen conductor por lo que se eleva la resistividad del terreno.

2.8.2.4. Salinidad

Como se sabe el agua por sí sola no conduce la electricidad pero con sales se convierte en un excelente conductor, es por esto que mientras más sales contengan el terreno y este húmedo más bajo serán los valores de resistividad.

2.8.2.5. Estratigrafía

Esta afecta por el exceso de rocas y piedras de tamaño considerable en un terreno ya que las rocas y piedras provocan una mayor resistencia en el terreno.

2.8.2.6. Compactación

Aquí la resistividad disminuye mientras más compactado este un terreno ya que cuando no está bien compacto hay pequeños espacios de aire los cuales impiden que la corriente eléctrica se pueda esparcir por el terreno.

2.8.2.7. Variaciones estacionales

Las estaciones también intervienen en el valor de la resistividad de un terreno ya que en una estación calurosa como lo es primavera el terreno estará más seco que si se tuviera una estación con muchas lluvias y por esto los valores cambiarían según la estación del año en que nos encontremos es por esto que se recomienda hacer varias mediciones en diferentes estaciones del año para determinar la resistividad promedio.

Debido a la uniformidad del terreno, cuando se mide la resistividad del terreno en un punto, por cualquier método, el valor que se obtiene es

llamado resistividad media o aparente. Por esto se recomienda hacer varias mediciones en el terreno en diferentes posiciones y después sacar un promedio de estas para obtener un valor de resistividad más exacto.

2.9. Resistencia a tierra

2.9.1. Definición de resistencia a tierra

La resistencia a tierra se puede definir como la resistencia que ofrece un sistema de tierra al paso de la corriente eléctrica. Este valor de resistencia depende de la resistividad del terreno, las características físicas del electrodo a tierra (diámetro, área, longitud, etc.), también de la longitud y el área de los conductores.

El valor de resistencia a tierra es la resistencia óhmica entre un conductor puesto a tierra y un punto a potencial cero.

2.9.2. Resistencia del electrodo de tierra

La resistencia de tierra de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

La Tabla 2 presenta valores de la resistividad para un cierto número de terrenos. Con el fin de obtener una primera aproximación de la resistencia de tierra, los cálculos pueden efectuarse utilizando los valores medios indicados en la Tabla 3.

2.9.3. Fórmulas aplicables para cálculo de malla de tierra

Después de realizar mediciones de resistividad del terreno, de acuerdo a la norma IEEE Std 80-2000, se realizan los cálculos de malla de tierra, la misma que para subestaciones no debe exceder los 2Ω . Utilizando las siguientes formas.

$$\rho = 2\pi RD$$

Dónde:

ρ = Valor indicado en el display del telurómetro (resistividad)

R = Resistencia del suelo

D = Distancia de entre las jabalinas expresadas en metros

- **Cálculo de tensiones de paso y de toque**

Factor de disminución de la capa superficial

$$C_5 = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_5}\right)}{2h_5 + 0.09}$$

Ecuación 27 norma IEE Std. 80-2000

Dónde:

ρ_5 = Factor de resistividad de la capa superficial

C_5 = Factor de disminución

h_5 = Espesor de la capa superficial

- **Cálculo de tensión de paso límite tolerable**

$$Ep_{50} = (1000 + 6C_5\rho_5) \frac{0.116}{\sqrt{t_5}}$$

Ecuación 32 norma IEE Std. 80-2000

Dónde:

1000 Ω = Resistencia promedio del cuerpo humano

t_5 = Duración de choque estimado

- **Cálculo de la resistencia de la malla**

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 A_m}} \left(1 + \frac{1}{1+h \sqrt{\frac{20}{A_m}}} \right) \right]$$

Ecuación 52 norma IEE Std. 80-2000

Dónde:

h = Enterramiento de la malla

A_m = Área de la malla

L_T = Longitud total de la malla

- **Selección del tamaño del conductor**

$$A_{MCM} = I_F K_f \sqrt{t_5}$$

Dónde:

K_f = Constante para el material (tabla 2 norma IEEE Std 80-2000)

I_F = Corriente asimétrica de falla RMS en A, se usa la más elevada encontrada de acuerdo al ejemplo 1 de la norma IEEE Std 80-2000 Pág. 130.

- **Cálculo de la tensión máxima de la malla**

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M}$$

Ecuación 80 norma IEE Std. 80-2000

Dónde:

ρ = Resistividad del suelo

K_m = Valor geométrico de espaciamiento de la malla

I_g = Corriente máxima a disipar por la malla

K_i = Factor de irregularidad

L_M = Longitud efectiva enterrada

Valor geométrico de espaciamiento de la malla

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$$

Ecuación 81 norma IEE Std. 80-2000

n = Numero de cables de malla

h = Enterramiento de la malla

D = Distancia de la malla

d_c = Diámetro del conductor de la malla

\ln = Logaritmo

K_{ii} = Factor de corrección 1 para malla con varillas

K_h = Factor de corrección

Factor de corrección en base a la profundidad de la malla

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

Ecuación 83 norma IEE Std. 80-2000

$h_o = 1\text{m}$

Factor de irregularidad

$$K_i = 0.644 + 0.148$$

Ecuación 89 norma IEE Std. 80-2000

Longitud efectiva enterrada

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

Ecuación 91 norma IEE Std. 80-2000

Dónde:

L_r = Longitud de la varilla

L_x = Longitud de la malla en x

L_y = Longitud de la malla en y

L_c = Longitud de todo el cable enterrado

Longitud de todas la Varillas enterradas

$$L_R = L_r \cdot n$$

n = número de varillas

- **Cálculo de la tensión real de paso**

$$E_S = \frac{\rho K_S K_i I_G}{L_S}$$

Ecuación 92 norma IEE Std. 80-2000

$$L_S = 0.75L_C + 0.85L_R$$

Ecuación 93 norma IEE Std. 80-2000

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Ecuación 94 norma IEE Std. 80-2000

Dónde:

n = Número de cables de malla

h = Enterramiento de la malla

D = Distancia de la malla

K_f = Factor de corrección

L_s = Longitud efectiva del conductor enterrado.

Para que la malla de PAT sea óptima se deben cumplir las siguientes condiciones.

$$R_g < 2 \Omega$$

$$E_{p50} > E_s$$

$$E_{t50} > E_m$$

2.10. Elementos que conforman una subestación eléctrica

2.10.1. Transformador de corriente

Harper, G. (2005) define a un transformador de corriente como:

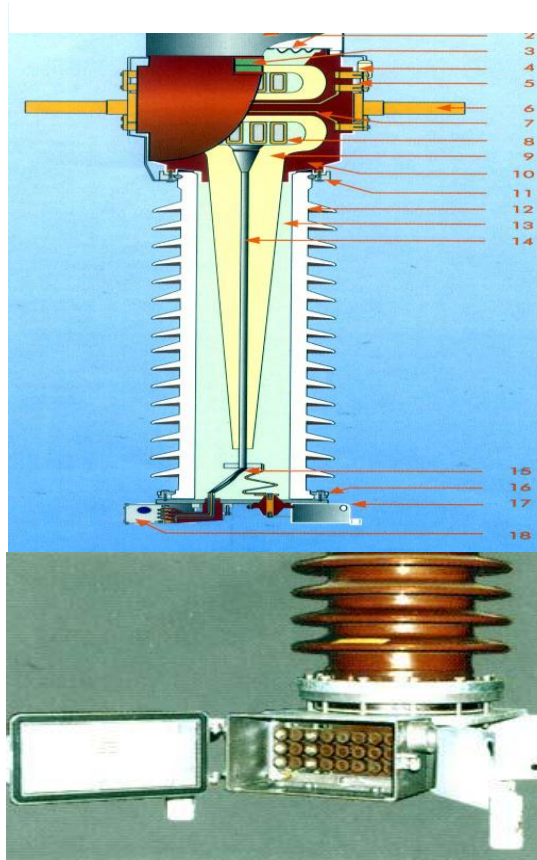
“ equipos eléctricos cuya función principal es cambiar o modificar el valor de corriente eléctrica(1 a 5 Amperes regularmente) de uno más o menos elevado a otro con el cual se pueda alimentar instrumentos de medición, control o protección como por ejemplo amperímetros, wattímetros, instrumentos registradores, etc.”

Adicionalmente es preciso recordar que este transformador de medición en condiciones normales de operación la corriente primaria es proporcional a la corriente secundaria, con un ángulo de desfase cercano a cero y obviamente el primario del TC está conectado en serie con el circuito que se desee controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición.

I. Partes

1. Caperuza de aluminio o domo
2. Diafragma de goma corrugada
3. Indicador del nivel de aceite
4. Descargador
5. Bornes para cambio relación
6. Bornes terminales primarios
7. Bobinado primario
8. Bobinado secundario
9. Aislación de papel aceite
10. Cabezal de resina sintética
11. Grampas superiores de fijación
12. Aislador de porcelana
13. Aceite aislante
14. Blindaje de baja tensión
15. Conexiones secundarias
16. Grampas inferiores de fijación
17. Base metálica de fijación al pedestal
18. Caja de terminales secundarios

Figura 18. Balteau de Alsthom



Fuente: Harper, G. (2005)

II. Funcionamiento

Los transformadores de corriente toman muestras de corriente de la línea y la reducen a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600 / 5, 800 / 5, 1000 / 5. Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

El transformador de potencial será para uso exterior de acuerdo al diseño establecido, con arrollamientos sumergidos en aceite

Los transformadores deben ser fabricados a prueba de esfuerzos mecánicos y térmicos en condiciones de corriente de falla o corto-circuito, para cumplir los requerimientos de prueba de la más reciente publicación de la IEEE C57.12.90.

La construcción de cada núcleo deberá ser tal que reduzca al mínimo las corrientes parásitas.

El armazón que soporta cada núcleo será una estructura reforzada que reúna la resistencia mecánica adecuada y no presente deformaciones permanentes en alguna de sus partes.

Las bobinas y el núcleo, completamente ensamblados, deberán secarse al vacío e inmediatamente después impregnarse de aceite dieléctrico.

b. Pararrayos

El pararrayos es un instrumento de protección mediante el cual logramos mantener la vida útil de equipos eléctricos, máquinas eléctricas, **“convirtiéndose de esta manera en un camino de baja impedancia para la descarga de este tipo de corrientes, además de todo esto precautelando la seguridad de las personas cercanas a ambientes eléctricos”**. (Benjamin Franklin's "ElectricalKite" and LightningRod).

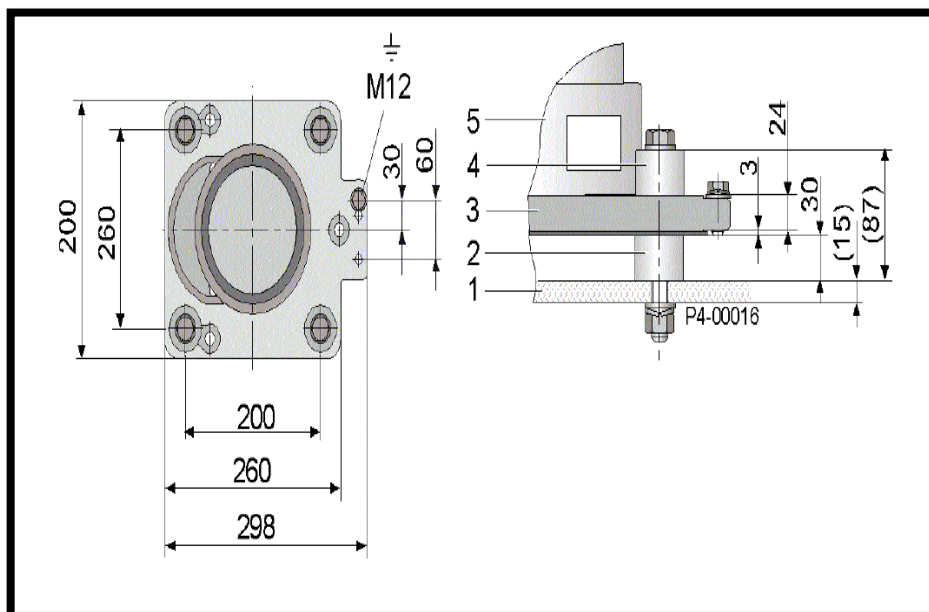
Las características de protección son realmente optimizadas, gran resistencia mecánica y por supuesto elevada resistencia a la intemperie, con su envolvente de silicona y un sistema de sellado de la parte activa

1. Cuerpo de porcelana
2. Brida de tobera deflectora de gases
3. Junta
4. Membrana protectora contra sobrepresión
5. Resorte de compresión
6. Resistencia de óxidos metálicos (no lineal)

Dentro de los accesorios que conforman un pararrayos encontramos:

- Anillo distribuidor de potencial y brazos de fijación si corresponde
- Placa base aislante de 200*200mm² con tornillos M20 *140

Figura 21. Estructura superior del pararrayos



Fuente: Oficina técnica de TRANSELÉTRIC S.A

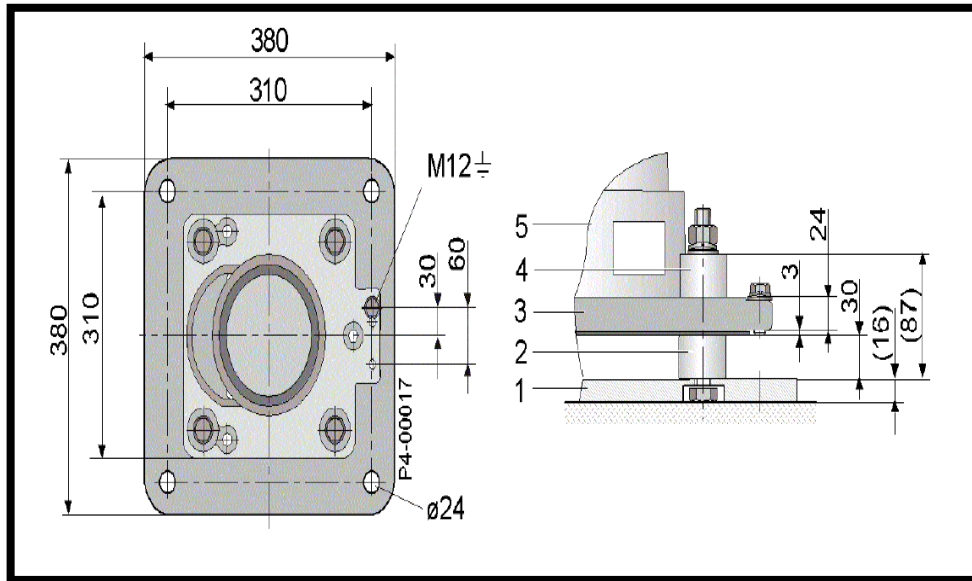
- 1 Bastidor
- 2 Casquillo aislador inferior
- 3 Placa intercalada
- 4 Casquillo aislador superior

5 Pararrayos

Accesorios especiales para emplazamiento aislado:

- Placa base de 310*310mm² con tornillos M20*140

Figura 22. Vista superior del pararrayos

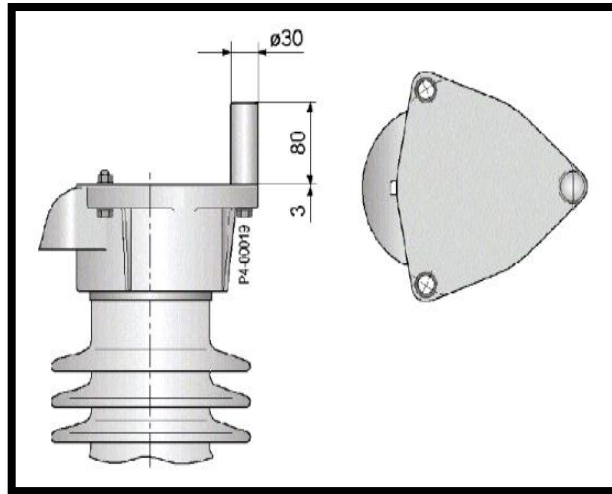


Fuente: Oficina técnica de TRANSELÉCTRIC S.A

1. Bastidor
2. Casquillo aislador inferior
3. Placa intercalada
4. Casquillo aislador superior
5. Pararrayos

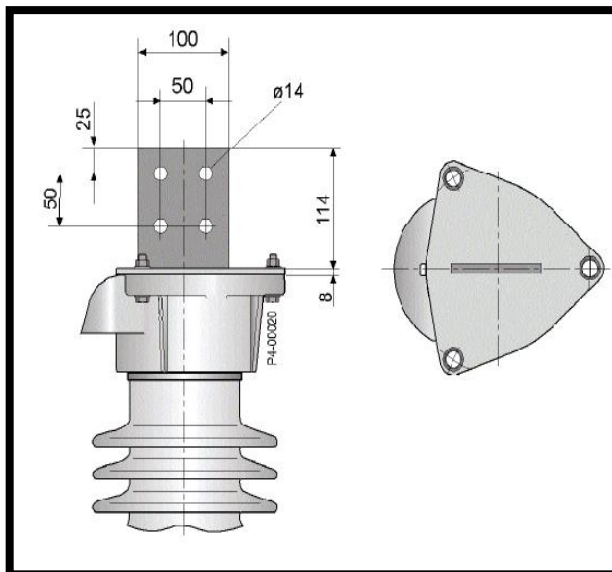
Accesorios para conexiones de alta tensión

Figura 23. Terminal de perno 3EX6 116 (acero anticorrosivo)



Fuente: Oficina técnica de TRANSELÉTRIC S.A

Figura 24. Terminal plano (DIN acero galvanizado en caliente)



Fuente: Oficina técnica de TRANSELÉTRIC S.A

II. Funcionamiento

El pararrayos funciona de tal manera que atrae las descargas atmosféricas o sobretensiones, producidas por maniobras o por otro tipo de causas, ionizando el aire para conducir estas descargas hacia tierra,

de tal modo que no causen daños a las personas, equipos o sistemas eléctricos.

Los pararrayos son diseñados para su montaje en todo tipo de subestaciones y además su instalación puede hacerse directamente sobre el suelo o sobre una base aislante, y según INAEL esta última es imprescindible cuando los pararrayos incorporan un contador de descargas.

III. Contadores de descargas para pararrayos

Estos instrumentos están diseñados a registrar el número de descargas mediante un ciclómetro que por lo general se encuentra en el rango de 4 a 6 dígitos. Muchos de estos aparatos llevan incorporado un miliamperímetro, además el contador se debe utilizar conjuntamente con una base aislante, en las siguientes figuras indicamos los contadores de descarga con sus respectivos elementos.

Figura 25. Contador de descarga



Fuente: Instrucciones de servicio pararrayos 3EP4 SIEMENS

Funcionamiento

Este instrumento funciona a través de la conexión a tierra de los pararrayos, entonces el contador de descarga registra impulsos de

amplitud de corriente, obviamente están en tiempo de micro segundos lo interesante de estos contadores es que no necesitan ninguna fuente externa de energía.

El objetivo principal de estos sistemas es reducir los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre otros elementos, muchos de los pararrayos son vulnerables a las descargas eléctricas, sobre todo en el sector de las telecomunicaciones, electromecánicas, automatización de procesos y servicios, cuando hay tormenta con actividad eléctrica de rayos.

c. Subestaciones aisladas en gas “GIS”

SOSA ESCALADA, Julio, Subestaciones eléctricas de Alta Tensión aisladas en gas, publica que: **“Las Subestaciones Eléctricas aisladas son un grupo de elementos que conforman un sistema eléctrico de reducción de energía por supuesto utilizando gas SF6 como aislamiento eléctrico de sus distintos componentes – maniobra, medición, barras, etc., de alta tensión”**.

Figura 26. Subestación GIS encapsulada (vista lateral derecha)



Fuente: Catálogos de ABB

Figura 1

Figura 27. Terminal plano (NEMA acero galvanizado en caliente)



Fuente: SOSA ESCALADA, Julio, Subestaciones eléctricas de Alta Tensión aisladas en gas

Cuando se trata de alta tensión su denominación común es GIS (Gas Insulated Switchgear). En media tensión se denomina MV-GIS (Medium Voltage- Gas- Insulated Switchgear).

El SF₆ es un gas no tóxico, muy estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro a condiciones normales de presión y temperatura (1.013hPa y 20°C), además es uno de los gases más estables existentes que ventajosamente como ya lo dijimos no es perjudicial para el ambiente, no obstante es preciso contar con el personal calificado para realizar la manipulación de este tipo de químicos para evitar graves incidentes o mucho peor accidentes.

Una de las ventajas más importantes de las subestaciones GIS es su reducido espacio al momento del montaje y puesta en marcha en relación a las Subestaciones convencionales aisladas por medio de aire, de tal manera que el volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones, obviamente después de los respectivos estudios al momento de escoger entre una subestación GIS y otra convencional es

necesario tomar en cuenta diferentes aspectos como: nivel poblacional, impactos ambientales, estudios de suelos, niveles isoseraúnicos, fiabilidad, vida útil y uno de los más importantes es el costo.

Del mismo modo el área ocupada por una GIS está entre el 3 al 12% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones, evidentemente se reduce considerablemente el espacio con relación al subestación convencional, por supuesto la ventaja de la convencional es el costo más barato.

Por todo lo mencionado anteriormente en ciudades industriales y de pronunciado crecimiento poblacional en donde existe un precio elevado de los terrenos, lo que hace casi imposible conseguirlos y construir Subestaciones convencionales es recomendable utilizar Subestaciones GIS las cuales trabajan a niveles elevados de energía, brindan excelente funcionalidad para este tipo de lugares que demandan cada día más de energía.

También, en centrales hidráulicas o terrenos escarpados donde el espacio disponible para la instalación de las subestaciones es sumamente reducido, las GIS encuentran una extendida aplicación. Lo mismo ocurre en instalaciones cercanas a industrias de alta polución.

Figura 28. Subestación GIS encapsulada en subestación pequeña (vista lateral)



Fuente: SOSA ESCALADA, Julio, Subestaciones eléctricas de Alta Tensión aisladas en gas

En la anterior imagen se presenta un equipo GIS encapsulado, más adelante se ilustrara y definirá sus componentes y consecuentemente su funcionamiento

Figura 29. Subestación GIS encapsulada (vista lateral izquierda)



Fuente: SOSA ESCALADA, Julio, Subestaciones eléctricas de Alta Tensión aisladas en gas

La evolución de las GIS reconoce diferentes períodos caracterizados por: El auge de la técnica empleada para el corte del arco en los interruptores de alta tensión que utilizan el gas SF₆.

El intenso desarrollo informático alcanzado para los medios de cálculo y la utilización de modelos de diseño y por la técnica de corte basada en la expansión térmica y ayuda a la apertura. Se consiguen así comandos reducidos que utilizan la energía de resortes, de forma similar a los comandos de los interruptores de media tensión. En efecto, el conocimiento de los fenómenos involucrados en el corte que ocurre en las cámaras de los interruptores de SF₆ han llevado a conseguir dimensiones dieléctricas más pequeñas, a la par de alcanzar un aumento de la confiabilidad de estos equipos.

Así, se llega a las GIS modernas, de muy reducidas dimensiones, de alta confiabilidad, con materiales de alto rendimiento y durabilidad y de muy bajo mantenimiento.

Los costos cada vez más reducidos de las GIS y su adaptabilidad a las normas de cuidado del medio ambiente, hacen pronosticar que su uso se intensificará cada vez más en los próximos años, ya que también es de rápido montaje y mantenimiento reducido

Maniobra manual

La maniobra manual de interruptores de potencia, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra rápida es posible en la puesta en servicio y en el mantenimiento así como en casos de emergencia cuando hayan fallado las tensiones de mando o se haya producido un defecto por ejemplo en el accionamiento por motor. La operación manual se realiza siempre esquivando la protección contra maniobras erróneas.

Se realiza la operación manual de todos los elementos de servicio de la celda con mando in situ y con la protección contra maniobras erróneas desconectada. Los seccionadores así como los seccionadores de puesta a tierra de trabajo y los seccionadores de puesta a tierra rápida pueden maniobrarse manualmente activando directamente el accionamiento del motor.

Se realiza la operación manual del interruptor de potencia mediante la activación directa eléctrica o mecánica de los disparadores. En la maniobra manual, el enclavamiento de la subestación es ineficaz. La activación de aparatos de maniobra en condiciones de enclavamiento contrarias a las fijadas para la subestación puede ocasionar daños graves

en la subestación, además se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones.

Entre los aspectos que se toman en cuenta para el funcionamiento son los siguientes:

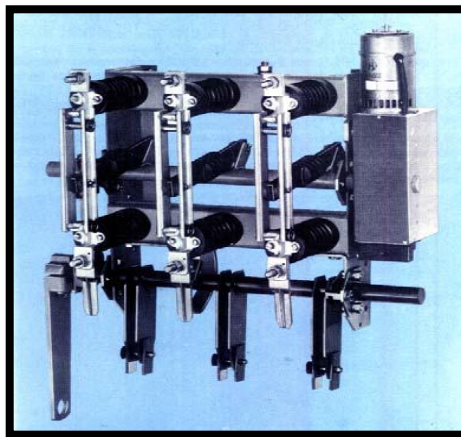
- Únicamente personal suficientemente instruido, debe efectuar maniobras manuales.
- Antes de cualquier maniobra manual, comprobar si se cumplen las condiciones de enclavamiento en los indicadores mecánicos CERRADO / ABIERTO.
- Interrumpir el circuito de mando accionando el cortocircuito automático y desenchufando además el conector. Asegurarlo contra la reconexión.
- Dejar libres de alta tensión los seccionadores así como los seccionadores de puesta a tierra de trabajo y los seccionadores de puesta a tierra rápida que deban maniobrarse manualmente y protegerlos contra la reconexión.
- Es posible llevar a cabo un funcionamiento intermitente. Por este motivo los seccionadores, los seccionadores de puesta a tierra y los seccionadores de puesta a tierra rápida deben moverse a la posición correspondiente.

d. Seccionadores

Los seccionadores de 69kv son para montaje exterior, tripolares, operados de forma manual o motorizada. Los cuales servirán para

operaciones e maniobra como por ejemplo para conectar o desconectar diversas partes de un sistema eléctrico. Este tipo de elementos están sujetos a cumplir rigurosos requerimientos por parte de las normas IEC60129 Y 60273 o las normas ANSI C2908 y C29.9 y responder además a la IEC 60694, etc. diseñado para maniobrar sin carga.

Figura 30. Seccionadores de cuchillas giratorias



Fuente: Catálogos de SIEMENS

Las instalaciones en alta tensión, deben ser efectuadas previas a su alineamiento ya que por su peso mismo su manipulación se vuelve delicada. La alineación entre los polos se ajusta de tal manera que todos los polos de cada seccionador cierren y abran en forma segura.

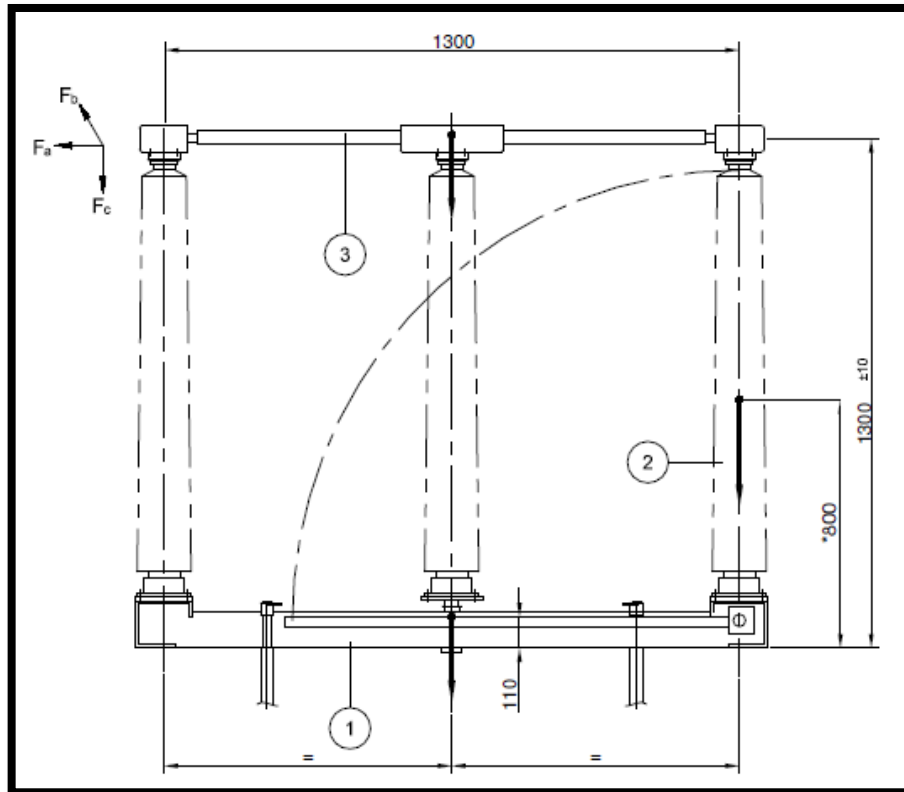
I.Partes

Los seccionadores AREVA S3C y S3CT, que son los que se utilizaron en la modernización de la subestación eléctrica Ibarra, de acuerdo a su catálogo e instrucciones de instalación y mantenimiento emitido por su fabricante constan de:

Una parte activa que a la vez consta de una parte móvil, que es un brazo giratorio, el cual soporta en ambos extremos los contactos móviles machos que se enclavaran en dos contactos fijos hembra, los mismos que

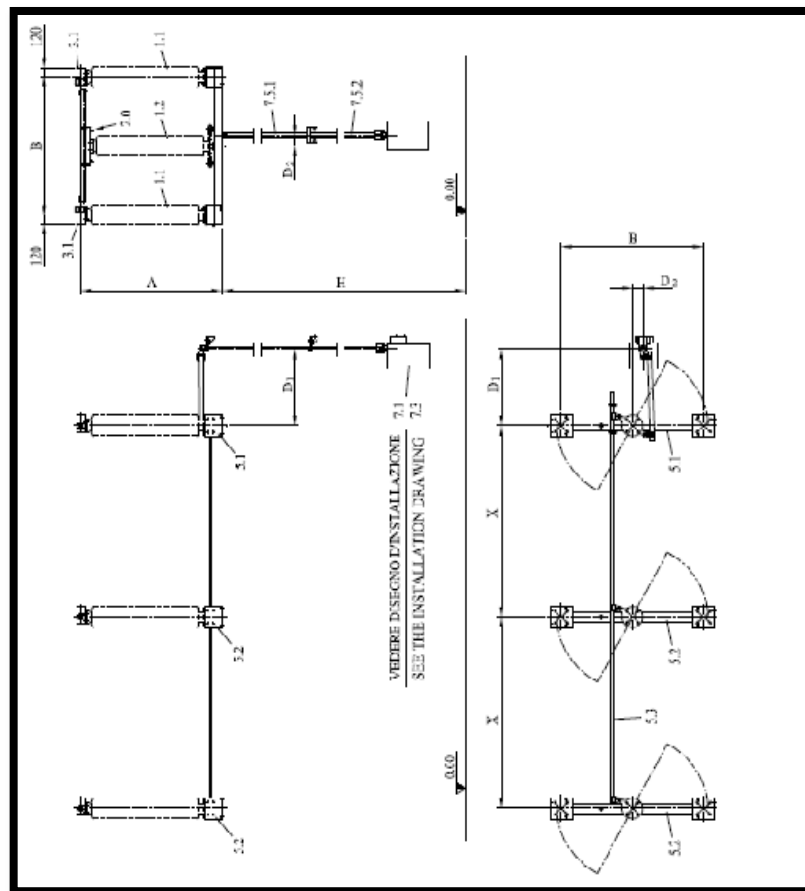
están ubicado en los aisladores laterales fijos, los dos contactos móviles machos constan de, un brazo móvil montado en el aislador central giratorio, como se observará en la siguiente imagen.

Figura 31. Vista frontal del Seccionador



Fuente: Manual de Instrucciones de instalación y mantenimiento de seccionadores S3C y S3CT AREVA

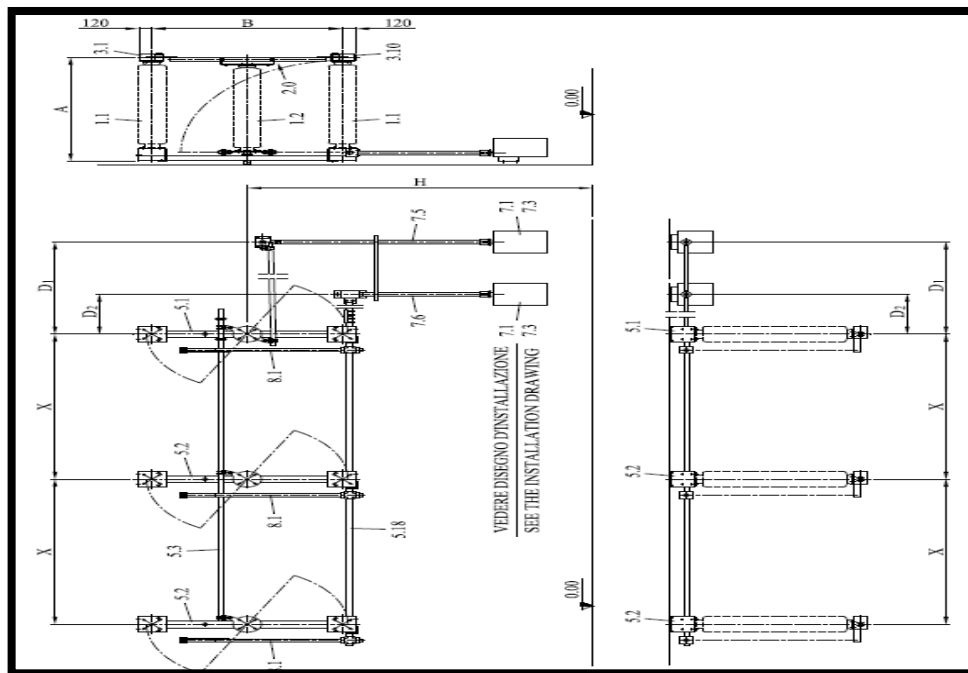
Figura 32. Esquema de montaje seccionador S3C



Fuente: Manual de Instrucciones de instalación y mantenimiento de seccionadores S3C y S3CT AREVA

- 1.1 Aislador de soporte
- 1.2 Aislador giratorio
- 2.0 Parte activa móvil
 - I. Parte activa móvil
- 5.1 Contacto fijo principal
- 5.2 Base inferior de accionamiento
- 5.3 Base inferior accionada
- 7.1 Mecanismo de accionamiento motorizado de un eje
- 7.3 mecanismo de accionamiento manual de un eje
- 7.5 eje vertical de transmisión del seccionador

Figura 33. Esquema de montaje seccionador S3CT



Fuente: Manual de Instrucciones de instalación y mantenimiento de seccionadores S3C y S3CT AREVA

- 1.1 aislador de soporte
- 1.2 Aislador giratorio
- 2.0 Parte activa móvil
- 3.1 Contacto fijo principal
- 3.10 Contacto fijo del principal con contacto fijo del conector de tierra
- 5.1 Base inferior del accionamiento
- 5.2 Base inferior accionada
- 5.3 Tirante horizontal de transmisión seccionador
- 5.18 Tirante horizontal de transmisión del conector de tierra
- 7.1 Mecanismo de accionamiento motorizado de un eje
- 7.3 Mecanismo de accionamiento manual de un eje
- 7.5 Eje vertical de transmisión del seccionador
- 7.6 Eje vertical de transmisión conector de tierra
- 8.1 Conjunto del conector de tierra

e. Disyuntores

Dentro de sistema eléctrico de subestaciones encontramos al disyuntor, elemento de vital importancia utilizado esencialmente como protección al que José Manuel Arroyo Sánchez en su libro “Subestaciones tomo I Editorial La mancha” lo define como **“Un dispositivo electromecánico cuya función principal es de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores tienen la capacidad de efectuar re cierres, cuando sea una función requerida por el sistema”**.

Las operaciones de apertura y cierre que efectúa el interruptor se realiza con accionamientos mecánicos que se mantienen unidos bajo presión, lo que hace posible el flujo de corriente eléctrica de un punto a otro.

La interrupción de un circuito eléctrico comprende dos pasos fundamentales.

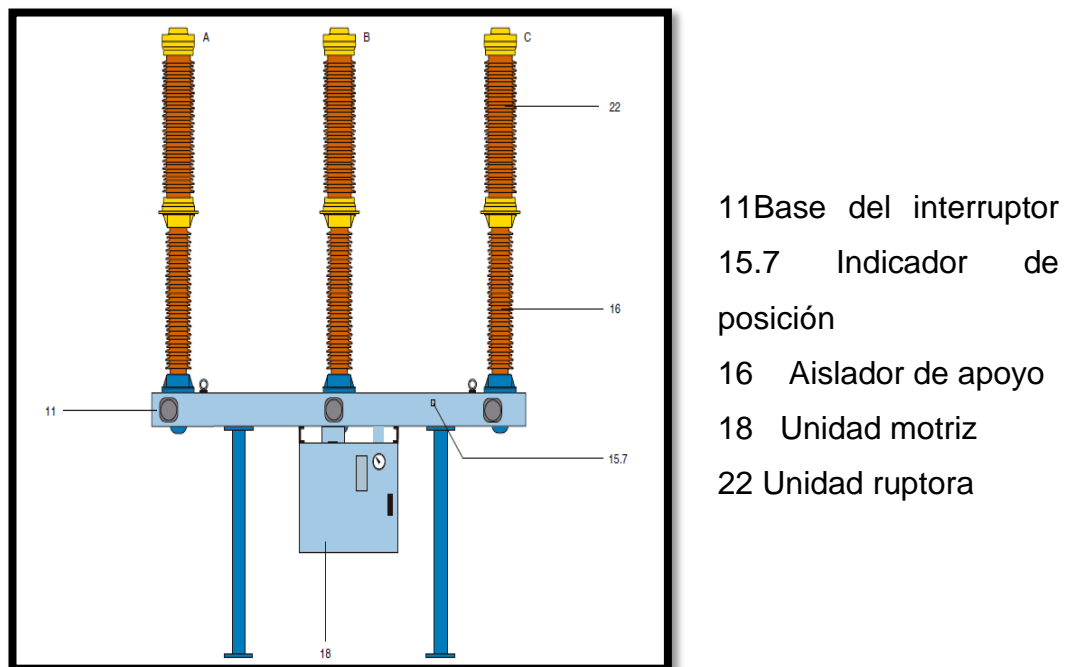
- El primero consiste en intercalar un entrehierro con un conductor gaseoso a la trayectoria metálica original.
- El segundo consiste en eliminar la capacidad de conducción eléctrica en la sección de aislamiento gaseoso.

Lo interesante de este principio de funcionamiento, es la rápida capacidad de reaccionamiento de este aparato, es decir la velocidad con que se puede realizar la conversión de una sección conductora, de un material que en este caso sería el entrehierro del disyuntor al momento de energizar su bahía correspondiente, pero también ligereza con la que

realiza la desconexión de sus partes y a su vez elimina el arco por medio del gas SF6 que contiene en su interior, volviéndolo un equipo confiable, seguro y de vida útil prolongada por su efectiva capacidad de operación.

I. Partes

Figura 34. Estructura General del disyuntor de potencia



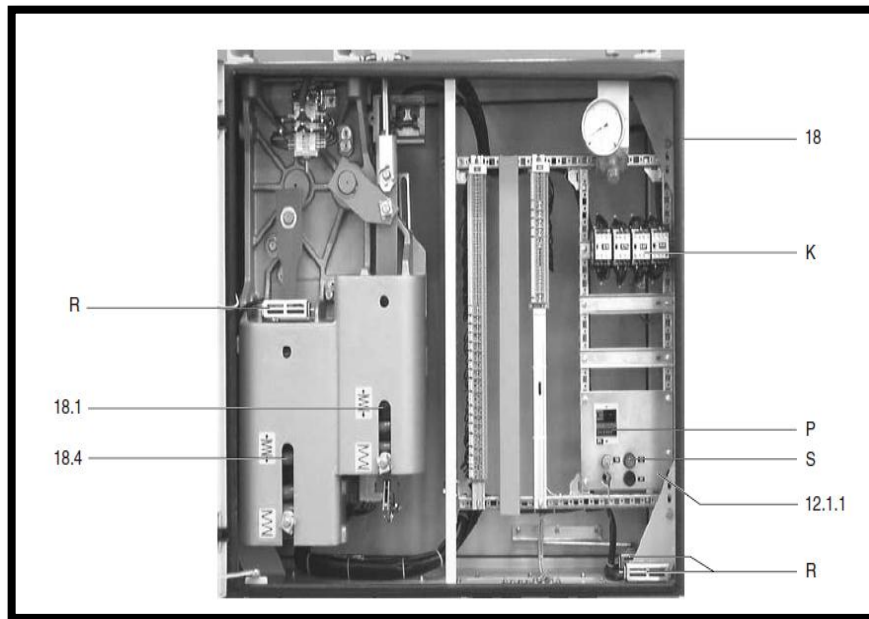
Fuente: Siemens Instrucciones de servicio Interruptor de potencia 3AP1 FG

II. Control

La unidad motriz es fundamentalmente el control general del disyuntor ya que dentro de este se encuentran todos los componentes que se requieren para el funcionamiento, la vigilancia y el mando del interruptor de potencia

“Los componentes están básicamente agrupados en grupos funcionales; las conexiones eléctricas se efectúan mediante uniones atornilladas y conexiones de enchufe” “Catálogos de SIEMENS”

Figura 35. Vista interior de la unidad motriz



Fuente: Siemens Instrucciones de servicio Interruptor de potencia 3AP1 FG

K.- Contactores relés de temporización

P.- Contador de operaciones

R.- Resistencia de protección de la calefacción anti condensación

S.- Accionamiento in situ

12.1.1.- Marco para montaje del equipo

18.- Armario de la unidad motriz resistente a influencias climáticas, ventilado y calentado, tipo de protección IP 55

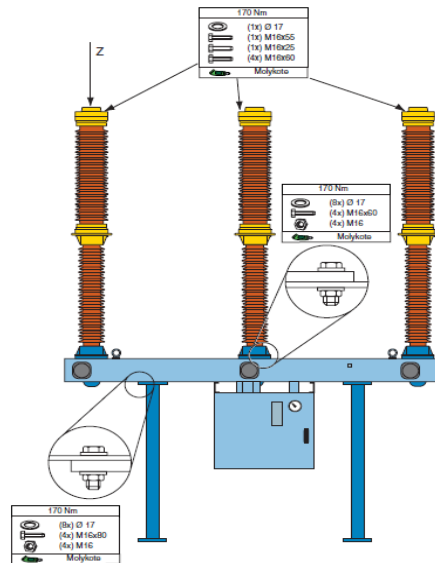
7.11.- Resorte de apertura

18.4 Resorte de cierre

a) Tareas de montaje

- Al momento de realizar el desembalaje, es imprescindible según SIEMENS inspeccionar que contenga todas sus piezas, si existiese un defecto realiza inmediatamente un levantamiento de los hechos.
- Se debe evitar la corrosión de las superficies externas, las cuales deben ser protegidas con detergentes domésticos suaves, utilizando un trapo húmedo evitando de no dejar pelusa, tratando además de no entrar en orificios ni en fisuras.
- Se protege de la corrosión, con agentes lubricantes protectores recomendados por SIEMENS siendo estos: Shell vaselina 8420 que es para proteger superficies de terminales para líneas de alta tensión. Molykote Longeterm, para las roscas de todos los tornillos galvanizados.
- Un interruptor de estas características, mantiene sus columnas polares siempre bajo presión, de tal manera que se debe evitar golpes o malas manipulaciones al momento de izar el equipo, además se deben atornillar sus columnas polares a sus bases como se observa en la figura siguiente.

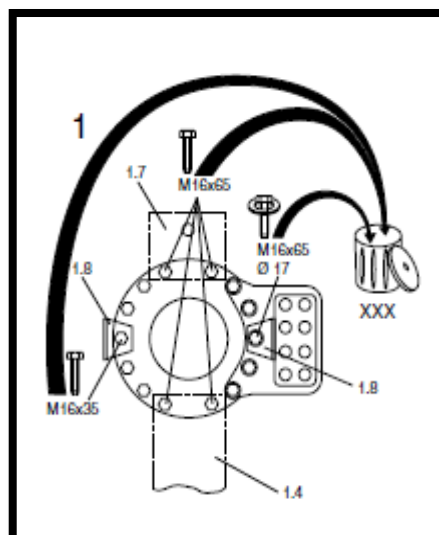
Figura 36. Plano de montaje



Fuente: Siemens Instrucciones de servicio Interruptor de potencia 3AP1 FG

En la columna polar se prescinde de algunos tornillos, para facilitar su conexión e izaje los cuales son mostrados a continuación:

Figura 37. Vista aérea de la columna polar



servicio. Dentro de estas pruebas se definen dos tipos que son de recepción las cuales sirven para conocer las condiciones del cable y las de mantenimiento que se utilizan para cuando el sistema está funcionando, cabe señalar que algunas de estas pruebas son destructivas y otras no destructivas.

➤ **Pruebas de Recepción**

Según el "Manual para la instalación de cables de energía de media tensión". Son pruebas que se efectúan luego de que un cable subterráneo ha sido instalado, para cerciorarse de que dicho cable cumpla con los requerimientos necesarios para ponerlo en servicio se realiza esta prueba, además esta práctica ayuda a detectar posibles daños causados por la mala manipulación de este cable o su vez por falencias por parte de la mano de obra de los empalmes o por errores causados en la elaboración de puntas terminales.

➤ **Pautas para las pruebas de aislamiento en cables**

Las pautas que se deben tomar para la realización de pruebas para el aislamiento según, el "Manual para la instalación de cables de energía de media tensión" consiste en una inspección visual, es decir simplemente tratar de inspeccionar el cable revisando toda la trayectoria detallada y muy prolijamente tratando de detectar la posible presencia de algún posible daño que haya sufrido durante la instalación lo cual sería totalmente indeseable o tal vez algún factor externo que a la postre pueda ocasionar daños y de acuerdo la principal revisión que debe hacerse en una inspección visual tiene que ver con los siguientes puntos:

- a) Identificación de la ruta del cable
- b) Placa de identificación de los cables

- c) Identificación de los terminales del circuito
- d) Identificación de los registros de paso
- e) Identificación de los registros de empalme
- f) Verificación de las conexiones de tierra
- g) Verificación de los soportes en los registros

Posterior a estas condiciones se realiza lo siguiente

➤ **Inspección dimensional**

Consiste en la verificación del tamaño y forma de los elementos que componen un conductor eléctrico y cada uno de estos elementos debe constar con dimensiones adecuadas en su construcción, las cuales deberán estar dentro de las especificadas por las normas correspondientes.

➤ **Inspección física de la red de bajo prueba**

De acuerdo al manual anteriormente mencionado nos señala que desde los equipos eléctricos sean estos interruptores, o centros de distribución, pasando por las canalizaciones las cuales pueden ser aéreas, submarinas, subterráneos, etc.

➤ **Pruebas eléctricas**

Es de gran utilidad realizar las pruebas eléctricas para cables ya que mediante estas podemos conocer, identificar en qué condiciones se encuentra un cable de energía que va a ser instalado en un sistema de potencia, adicionalmente nos permitirá entender de manera global el sistema eléctrico que se ha instalado.

Las pruebas principales que se realiza a los cables de acuerdo a los apuntes del **“Manual para instalación de cables de energía de media tensión”** son de continuidad, faseo y de Resistencia de asilamiento, siendo estas de corriente directa o alterna respectivamente y describiéndolas de la siguiente manera:

a. Faseo

Este prueba se la efectúa cuando un circuito de cables se ha instalado, de lo cual es de necesario identificar cuáles serán las fases A, B y C en toda la extensión y trayectoria del circuito y evidentemente evitar el cruce de fases en los puntos de conexión a los demás equipos, como son los transformadores, interruptores, etc.

b. Continuidad

Otra de las pruebas principales que deben realizarse a un circuito de cables recién instalado que aún no ha sido puesta en servicio es la continuidad por lo cual esta prueba permite confirmar que tanto el conductor como la pantalla electrostática no están interrumpidas a lo largo del circuito bajo prueba, en el caso de que existiera alguna discontinuidad en cualquiera de estos elementos existe entonces una posibilidad potencial de falla.

Además según este documento esta prueba permite **“asegurar en el conductor y la pantalla electrostática para el caso de (cables con pantalla), son continuos a lo largo de la línea bajo pruebas de faseo**

Seguidamente cabe mencionar que según las instrucciones del **“Manual para instalación de cables de energía de media tensión”** la razón por la que se realiza esta prueba es para comprobar que el

cable es capaz de conducir la energía eléctrica entre sus dos puntos de conexión y en la pantalla electrostática es la de asegurar que esta sea continua a lo largo del cable, pero si el caso fuera de que estuviese interrumpida nos indicará que tenemos un punto donde existe la posibilidad de tener una gran concentración de energía de tal manera que debemos utilizar un megger de niveles de aceptación altamente adecuados para detectar continuidad en cables.

c. Resistencia de aislamiento

En cables de media tensión (5-35 kV) es recomendable realizar la prueba a (5kV) como mínimo, sirve para determinar el estado de que guarda el aislamiento en general. Es útil para evidenciar fallas graves de instalación y/o de mano de obra defectuosa. Para la medición de resistencia de aislamiento se debe utilizar un megger que puede ser manual, eléctrico o con motor, conectando el borne positivo al conductor por medir y el borne negativo a la pantalla del cable y al sistema de tierras.

Figura 38. Megger para medir resistencia de aislamiento



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

En las pruebas de resistencia de aislamiento el cable se comporta como un capacitor cilíndrico se tiene que esperar un tiempo determinado

hasta que este se cargue, para iniciar con la toma de lecturas y según el *“Manual para la instalación de cables de energía de media tensión”* si trabajáramos con un cable que no contaran con pantalla metálica sobre el aislamiento la medición que efectuaríamos no sería confiable a menos de que el cable este enterrado en suelo húmedo.

Entonces en definitiva si deseamos conocer cuáles son las condiciones del estado funcional del aislamiento, o si tal vez existe un posible deterioro que haya sufrido el aislamiento se puede determinar el grado de avería que posiblemente lo ocasionó algún esfuerzo físico, humedad o por agentes externos que afecten al aislamiento del cable de tal manera que las mediciones se las puede hacer en lapsos de tiempo como pueden ser de 1 minuto a 5 minutos y hasta 10 minutos para determinar el índice de polarización.

Para determinar todas estas situaciones antes mencionadas como son el nivel de resistencia en un cable utilizamos equipos como el megger o a su vez en pruebas de alta potencia equipos como el Hi-pot con los cuales determinamos tanto índice de polarización como índice de absorción

➤ **Índice de Polarización**

Cuando hablamos de realización de pruebas de aislamiento en conductores eléctricos es de vital importancia tener muy claro lo que se quiere buscar con estas pruebas y uno de esas variables son el índice de polarización que según “Jaime Acuña” define que: **“el índice de polarización (IP) como la relación entre la resistencia de aislamiento medida a 1 minuto y a 10 minutos después de aplicada una tensión continua de prueba. Durante esos 10 minutos el nivel de tensión deberá ser estable. El valor de la resistencia a tierra deberá crecer con el transcurso del tiempo”**.

$IP=R_{10min}/R_{1min}$.

El índice de polarización es un valor que nos informa sobre el estado de humedad y limpieza de la máquina, basado en la suposición de que transcurrido un cierto tiempo desde el comienzo del ensayo, la corriente de absorción se habrá anulado. Un valor bajo del índice de polarización nos indicará que existe una corriente alta de conducción o de fugas, originada por suciedad y humedad. (Jaime Acuña j., 2011) .Ésta definición se la aplicara tanto para máquina como para conductores eléctricos.

➤ **Índice de absorción**

En cuanto a lo que se refiere al índice de absorción (I.A.) lo definimos como: la medida tomada a los 60 segundos dividida entre la tomada a los 30 segundos (Flores, Seguridad con la electricidad.blogspot, 2010)

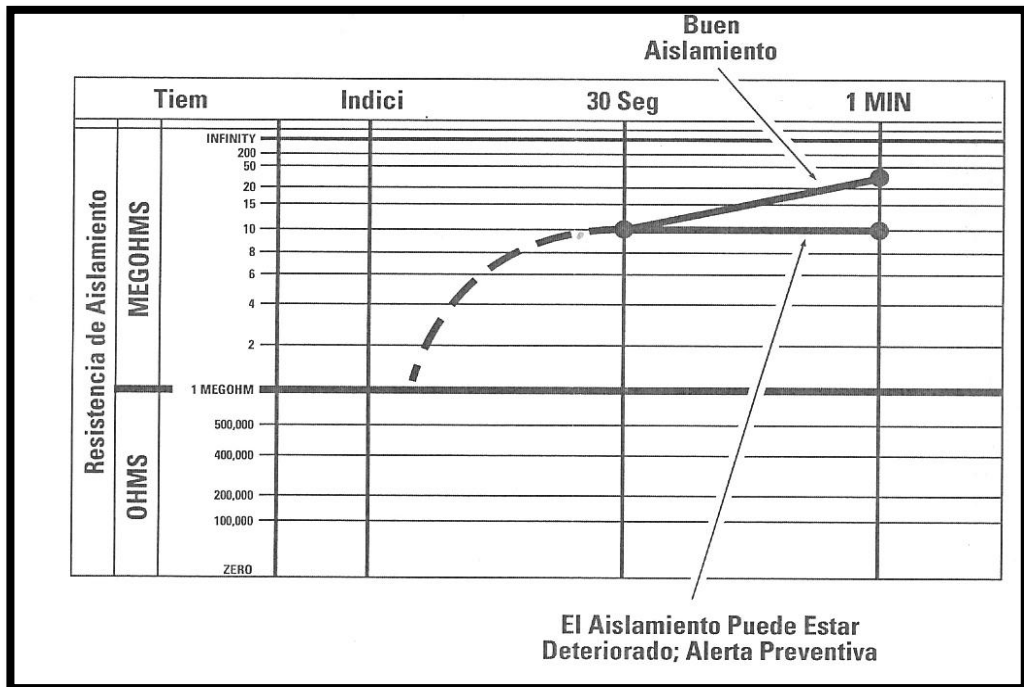
➤ **Relaciones de cálculo**

Como ya se mencionó anteriormente para conocer la resistencia de aislamiento en cables de potencia se realiza con la utilización del equipo HI-POT, sin embargo existen diferentes métodos de medición pero el más utilizado y de mayor certeza es el anteriormente mencionado ya que relaciona el tiempo-resistencia, entonces mediante este método encontramos índice de polarización y de absorción, de tal manera que relacionamos estos valores y obtendremos la información respectiva sobre la calidad del cable puesto a prueba. Un buen aislamiento mostrará un incremento continuo de la resistencia en un período de tiempo de 5 a 10 minutos. Esto es ocasionado por la corriente de absorción (Flores, Seguridad con electricidad. Blogspot)

Este cálculo se lo realiza de la siguiente manera:

- Índice de absorción (IA) será la medida tomada a los 60 segundos dividida entre la tomada a los 30 segundos.
- Índice de polarización (IP) será la medición tomada al minuto 10 dividida entre la medida tomada al minuto 1.

Figura 39. Cálculo de absorción



Fuente: Seguridad con electricidad. Blogspot

De acuerdo a estas mediciones se llega a la conclusión de que las condiciones de aislamiento serían:

Tabla 2. Condiciones de aislamiento

Variables	PELIGROSO	DUDOSO	BUENO	EXCELENTE
IA	< 1.0	>1.0 y ≤1.25	>1.4 y ≤1.6	>1.6
IP	< 1.0	>1.0 y ≤2	>2 y ≤4	>4

➤ **Niveles de tensión aplicables**

Los niveles aplicables para cables pueden ser de la siguiente manera según: (Flores, Seguridad con electricidad.blogspot)

Tabla 3. Niveles de tensión

CAPACIDAD DEL EQUIPO	VOLTAJE DE PRUEBA DC
Hasta 100V	100 a 250V
440 a 500V	500 a 1.000V
2.400 V	1.000 a 2.500V
4160 V	1.000 a 5.000V

Fuente: Seguridad con electricidad. Blogspot

En conclusión se toma la regla que se deben de tener 1 mega ohms de resistencia por cada 1000V de operación, de tal manera que si contamos con un cable que trabaja 4.160V deben, los tener una lectura de al menos 4,16 mega ohms

➤ **Elaboración del manual**

Según (Larios I. J., 2012) sugiere que:

A través de los procedimientos:

- “Se determinan los flujos de actividades e información preestablecidos, lo que evita repeticiones de trabajo y propicia un uso más racional de los recursos”.
- “Se establecen las especificaciones del trabajo, para asegurar que se realicen de forma consistente y estandarizada, los diferentes productos y servicios compatibles con los modelos de gestión de la calidad en las organizaciones”.

Por otra parte la (U.N.A.M, 2009) en su área de ingeniería señala que: “Un manual de procedimientos es un instrumento administrativo que apoya el quehacer cotidiano de las diferentes áreas de una empresa.

En los manuales de procedimientos son consignados, metódicamente tanto las acciones como las operaciones que deben seguirse, para llevar a cabo las funciones generales de la empresa. Además, con los manuales puede hacerse un seguimiento adecuado y secuencial, de actividades anteriormente programadas en orden lógico y en un tiempo definido.

Los procedimientos, en cambio, son una sucesión cronológica y secuencial de un conjunto de labores concatenadas que constituyen la manera de efectuar un trabajo dentro de un ámbito predeterminado de aplicación.

Todo procedimiento implica, además de las actividades y las tareas del personal, la determinación del tiempo de realización, el uso de recursos materiales, tecnológico y financiero, la aplicación de métodos de trabajo y de control para lograr un eficiente y eficaz desarrollo en las diferentes operaciones de una empresa.

Las ventajas de contar con manuales de procedimientos son:

- a. Auxilian en el adiestramiento y capacitación del personal
- b. Auxilian en la inducción al puesto
- c. Describen en forma detallada las actividades de cada puesto
- d. Facilitan la interacción de las distintas áreas de la empresa
- e. Indican las interrelaciones con otras áreas de trabajo
- f. Permiten que el personal operativo conozca los diversos pasos que se siguen para el desarrollo de las actividades de rutina
- g. Permiten una adecuada coordinación de actividades a través de un flujo eficiente de la información

- h. Proporcionan la descripción de cada una de sus funciones al personal
- i. Proporcionan una visión integral de la empresa al personal
- j. Se establecen como referencia documental para precisar las fallas, omisiones y desempeños de los empleados involucrados en un determinado procedimiento
- k. Son guías del trabajo a ejecutar

Un sistema está basado en varios procedimientos interdependientes”

En este caso de investigación a más de lo señalado anteriormente, un manual sirve como una herramienta elemental para la guía pedagógica, enfocando paso a paso las actividades y procedimientos inmersos en el montaje electromecánico de dos tipos de bahías al nivel de tensión de 69kV.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1. Tipo de Investigación

Para el desarrollo del proyecto se realizará en primera instancia una investigación descriptiva, ya que involucra procedimientos técnicos para montaje de maquinaria y equipos electromecánicos de última tecnología, las cuales se rigen con normas técnicas específicas y de seguridad industrial.

3.2. Métodos de la investigación

Para dar cumplimiento a todos los objetivos planteados es necesario acceder a una información documental con el fin de sustentar bibliográficamente conceptos y normas ya establecidas.

Si hablamos de un manual de procedimientos técnicos nos referimos a una investigación de campo en base a una recolección de datos que surgieron durante cada una de las actividades de montaje electromecánico además de experiencias e imprevistos surgidos por causas externas y maneras para solucionarlos.

Tabla 4. Técnicas e instrumentos

Técnicas	Instrumentos
Análisis documental	Fichaje
	Bibliografías
	Normas técnicas
	Datos de fabricantes de equipos
	Datos de proveedores
	planos TRANSELECTRIC, LARG
Observación	Bitácoras diarias
	fotografías, videos
Criterio de expertos	Informes
Muestra didáctica	Maqueta de preparación de puntas de media tensión

CAPÍTULO IV

4. DIAGNÓSTICO

Durante el desarrollo de las actividades de montaje electromecánico, en el proyecto de modernización de la Subestación eléctrica Ibarra, se encontró que todos los trabajos que implican, necesitan de una manual de procedimientos técnicos para su efectiva ejecución.

Se vio necesario de que todas las actividades se plasmen en documentos diarios de control, ya que de esta manera se obtiene un registro diario de trabajo y así logra una planificación a largo plazo.

Para el montaje electromecánico de las bahías en cuestión se observó que, para el montaje electromecánico de una bahía convencional el personal implicado fueron: Ingenieros, Montadores, Linieros, Ayudantes. Lo que implica que el costo de mano de obra resulta ser más económico. Mientras que para el montaje electromecánico de una bahía GIS, se precisó de personal, con mayor desarrollo profesional, altamente capacitado en este tipo de montajes, evidentemente esto genero mayor costo en la mano de obra.

Se puso en evidencia que, el espacio físico que ocupa una bahía convencional es mayor que el que ocupa una bahía GIS y por ende el tiempo de montaje y puesta en marcha, de la bahía convencional respecto a la bahía GIS es más prolongado.

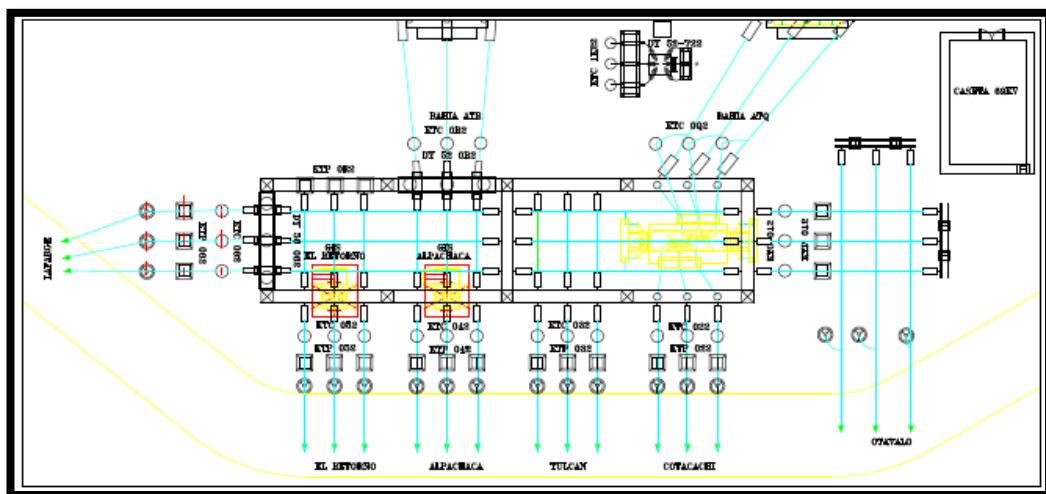
Además desde el punto de vista de impacto ambiental que causa la instalación de una bahía convencional será mayor que la instalación de la bahía GIS.

En lo que respecta a mantenimiento, se notó que es menos complejo realizar a una bahía a la intemperie que a una bahía GIS, ya que esta última dispone de componentes más delicados.

4.1. Análisis comparativo para el montaje electromecánico de una bahía gis y otra convencional al nivel de voltaje de 69kv

4.2. Introducción

Figura 40. Patio de 69KV



Fuente : Planos as Built subestacion Ibarra

Teniendo en cuenta que el montaje electromecánico de una bahía de cualquier tipo al nivel de tensión de 69 Kv consta de diversas actividades de tipo logístico, civil, mecánico, eléctrico y de ingeniería se ha ordenado de forma lógica y secuencial ara hacer más fácil su entendimiento y su análisis como se indica a continuación.

- Replanteo y topografía
- Construcción de estructuras de hormigón.
- Montaje de estructuras metálicas.
- Montaje de equipos primarios.
- Montaje de pararrayos.
- Montaje de equipos de protección.
- Cableado y conexionado de baja tensión.
- Tendido y conexionado de líneas aéreas.

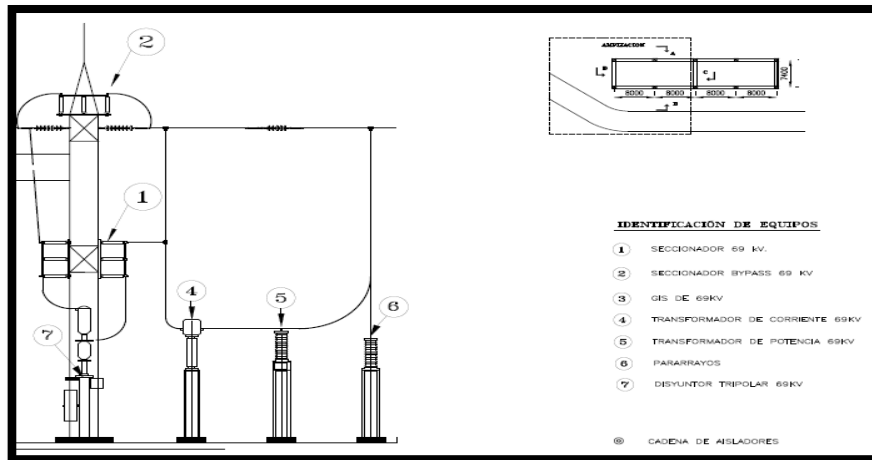
4.3. Replanteo y topografía

Para la realización de los trabajos civiles se ha contemplado en primera instancia el replanteo y topografía, esta actividad se la realizó con un tiempo determinado de anterioridad a la ejecución de los trabajos de montaje electromecánico.

Para el caso en análisis, si comparamos esta actividad para los dos tipos de bahías resulta ser el mismo ya que las dos forman parte de un mismo patio al nivel de 69kV el cual tiene las mismas condiciones y propiedades en toda su área.

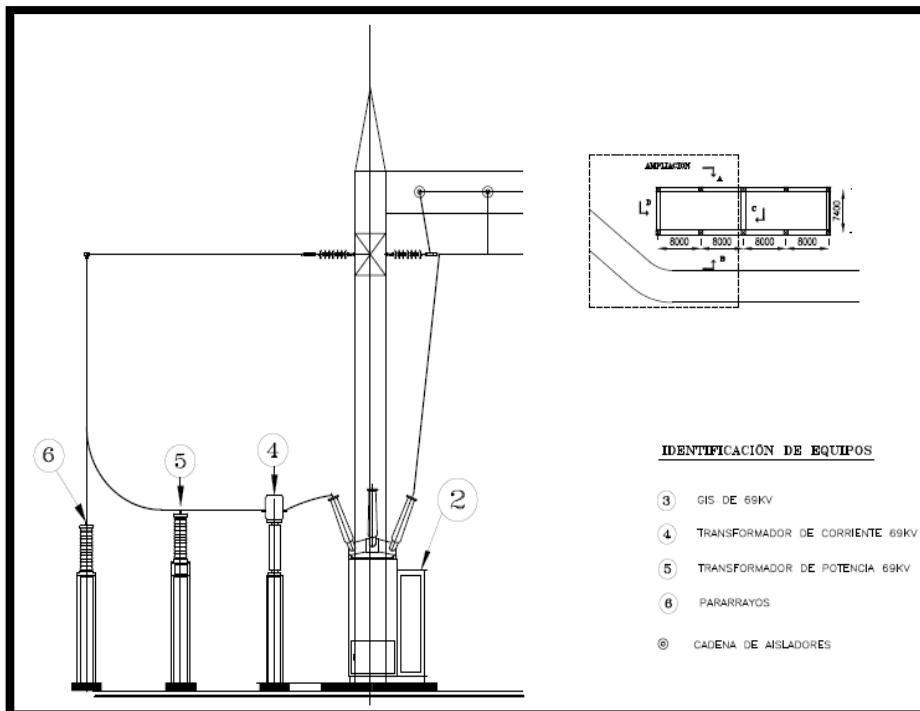
Si nos damos cuenta en el plano de planta del patio de 69kV la bahía LAFARGE como la bahía Alpachaca ocupan prácticamente el mismo espacio, la diferencia radica en el espacio que ocupan los equipos de seccionamiento en las barras por cómo se muestra a continuación.

Figura 41. Elevación LAFARGE



Fuente: Planos as Built subestacion Ibarra

Figura 42. Elevación Alpachaca



Fuente: Planos as Built subestacion Ibarra

Estudios de Suelos:

Tabla 5. Comparativo de áreas de bahías

REPLANTEO Y TOPOGRAFÍA		
Bahía	ÁREA m ²	TOTAL
Alpachaca	50	50
Lafarge	50	50

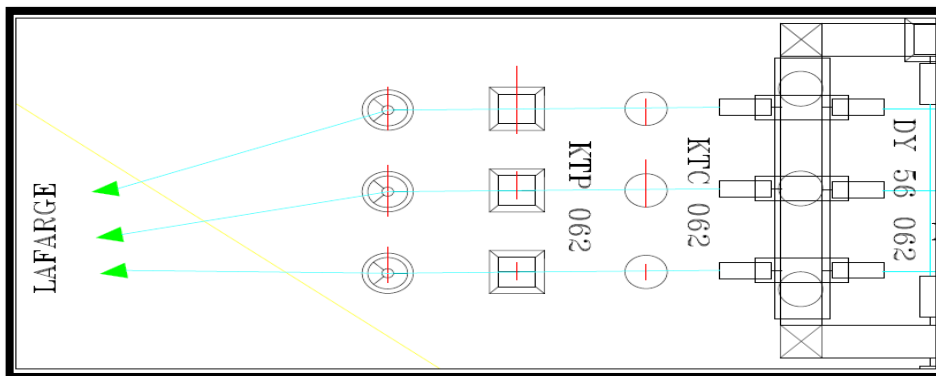
Fuente : Autores

Los estudios de suelos se los realizo en diferentes partes de la subestación Ibarra asumiendo que las características son homogéneas en toda el área. Estos estudios fueron llevados a cabo por un laboratorio en el Anexo 4.

4.4. Trabajos civiles

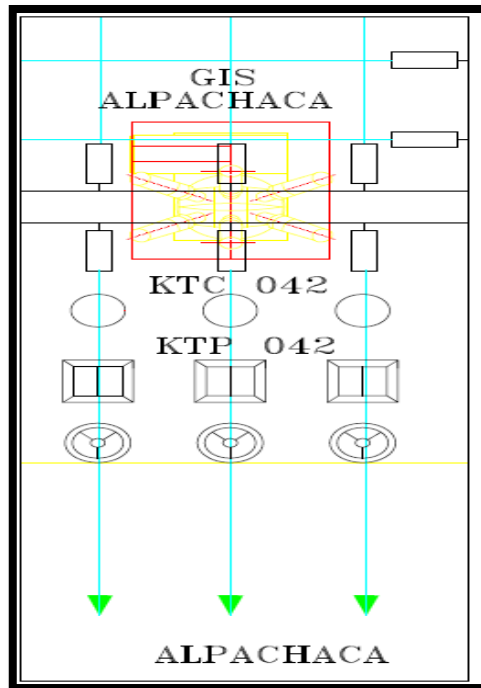
Los trabajos civiles son comunes para los dos tipos de bahías pero difieren en las cantidades y volumen de obra de cada una como se muestra a continuación.

Figura 43. Bahía LAFARGE



Fuente : Planos as Built subestacion Ibarra

Figura 44. Bahía LAFARGE



Fuente: Planos as Built subestacion Ibarra

Se ha tomado en cuenta los trabajos de excavación y desalojo de tierras para el área de los transformadores de corriente, transformadores de potencia, pararrayos e interruptor de corriente, los cuales deberán constar de estructuras de hormigón armado para sus bases.

Además se consideró el zanjado para la colocación de tubería para el cableado de alimentación eléctrica de control y fuerza de todos los equipos de patio de la bahía LAFARGE como se muestra a continuación

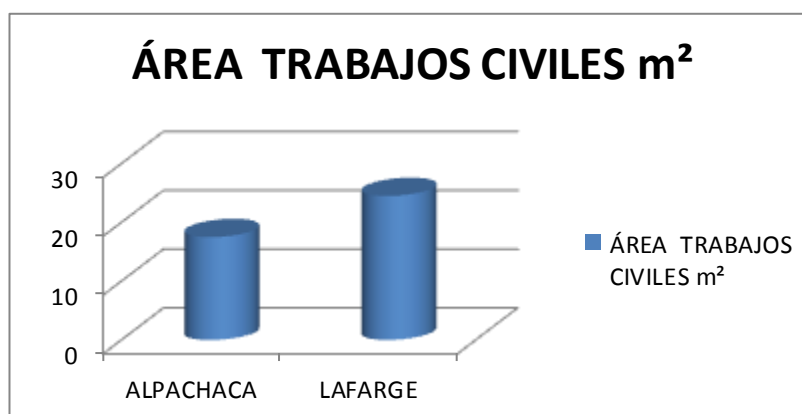
4.4.1. Excavación y desalojo de tierras

Se ha estimado la excavación y el desalojo de tierras para los dos tipos de bahía en cuestión considerando las dimensiones de las bases de hormigón armado para cada equipo de patio.

Tabla 6. Comparativo de trabajos civiles

EXCAVACIÓN Y DESALOJO					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m ³	CANTIDAD (PU)	TOTAL m ³	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	1.5	3	4.5	17.5
	TP'S	1.5	3	4.5	
	PARARRAYOS	1.5	3	4.5	
	GIS	4	1	4	
LAFARGE	TC'S	1.5	3	4.5	24.5
	TP'S	1.5	3	4.5	
	PARARRAYOS	1.5	3	4.5	
	INTERRUPTOR	2.5	2	5	
	ESTRUCTURA SECCIONADORES	3	2	6	

Tabla 7. Comparativo trabajos civiles

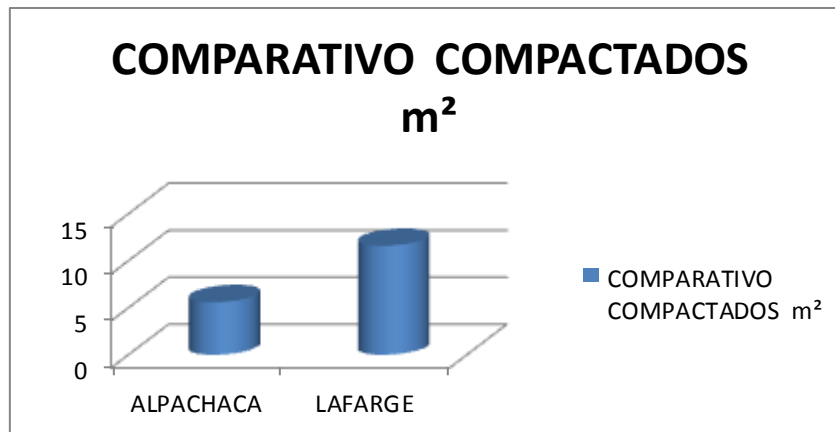


De acuerdo a la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpachaca se realizaron 7 m³ menos que en la bahía convencional Lafarge.

Tabla 8. Comparativo de compactados

EXCAVACIONES COMPACTADOS CON MATERIAL DE EXCAVACIÓN					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m ²	CANTIDAD (PU)	TOTAL m ³	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	0.5	3	1.5	5.6
	TP'S	0.5	3	1.5	
	PARARRAYOS	0.2	3	0.6	
	GIS	2	1	2	
LAFARGE	TC'S	0.5	3	1.5	11.5
	TP'S	0.5	3	1.5	
	PARARRAYOS	0.5	3	1.5	
	INTERRUPTOR	1.5	2	3	
	ESTRUCTURA	2	2	4	
	SECCIONADORES				

Tabla 9. Comparativo de compactados



De acuerdo a la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpacaca se realizaron 5,9 m² menos que en la bahía convencional Lafarge.

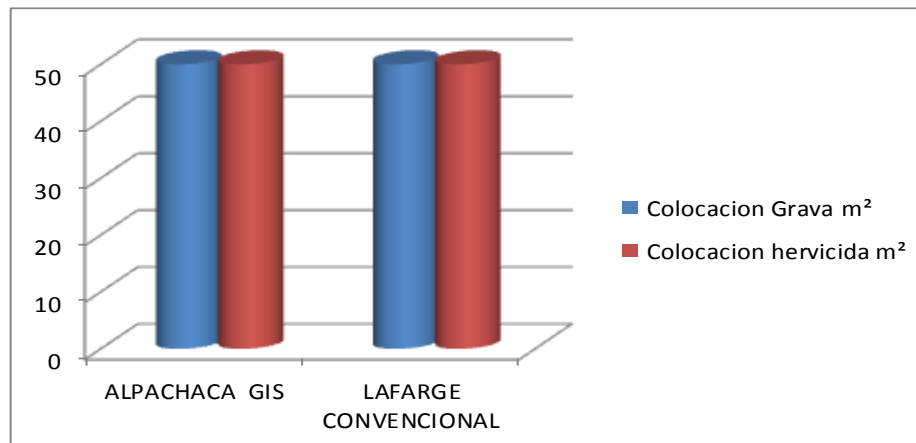
Tabla 10. Comparativo de colocación de grava

COLOCACIÓN DE GRABA h=0.15m			
BAHÍA	UNIDAD m ²	TOTAL	COMPARATIVO m ²
ALPACHACA	50	50	50
LAFARGE	50	50	50

Tabla 11. Comparativo de colocación de Herbicida

COLOCACIÓN DE HERBICIDA			
BAHÍA	UNIDAD m ²	TOTAL	COMPARATIVO m ²
ALPACHACA	50	50	50
LAFARGE	50	50	50

Tabla 12. Comparativo de colocación de grava y herbicida



De acuerdo a la anterior tabla se concluye que en las dos bahías; tanto en la colocación de grava como herbicida son iguales para ambas bahías.

4.4.2. Construcción de estructuras de hormigón

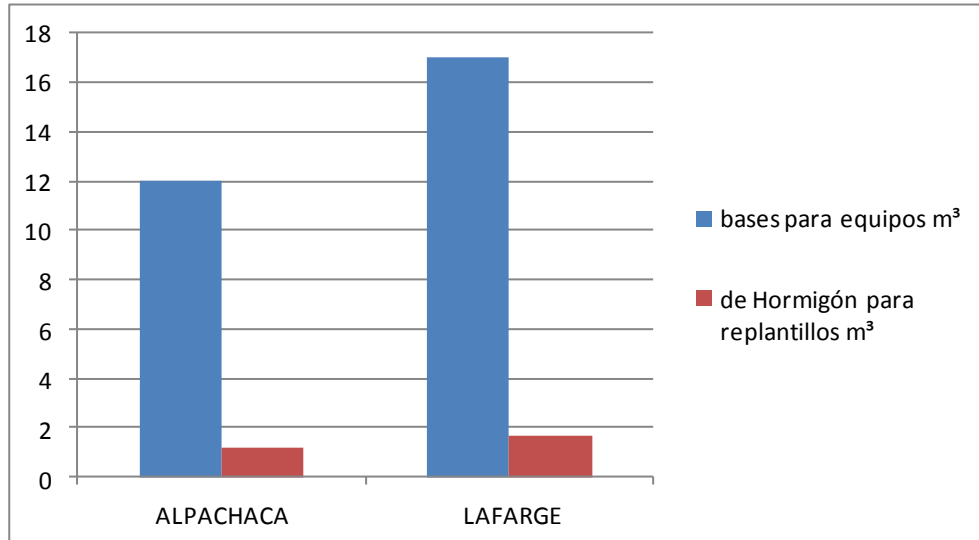
Tabla 13. Comparativo de bases para equipos

HORMIGÓN TIPO A PARA BASES DE EQUIPOS					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m³	CANTIDAD (PU)	TOTAL m³	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	1	3	3	12
	TP'S	1	3	3	
	PARARRAYOS	1	3	3	
	GIS	3	1	3	
LAFARGE	TC'S	1	3	3	17
	TP'S	1	3	3	
	PARARRAYOS	1	3	3	
	INTERRUPTOR	2	2	4	
	ESTRUCTURA	2	2	4	
	SECCIONADORES				

Tabla 14. Comparativo de Hormigón para replantillos

HORMIGÓN TIPO C PARA REPLANTILLOS					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m³	CANTIDAD (PU)	TOTAL m³	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	0.1	3	0.3	1.2
	TP'S	0.1	3	0.3	
	PARARRAYOS	0.1	3	0.3	
	GIS	0.3	1	0.3	
LAFARGE	TC'S	0.1	3	0.3	1.7
	TP'S	0.1	3	0.3	
	PARARRAYOS	0.1	3	0.3	
	INTERRUPTOR	0.2	2	0.4	
	ESTRUCTURA	0.2	2	0.4	
	SECCIONADORES				

Tabla 15. Comparativo de bases para equipos y cantidad de hormigón

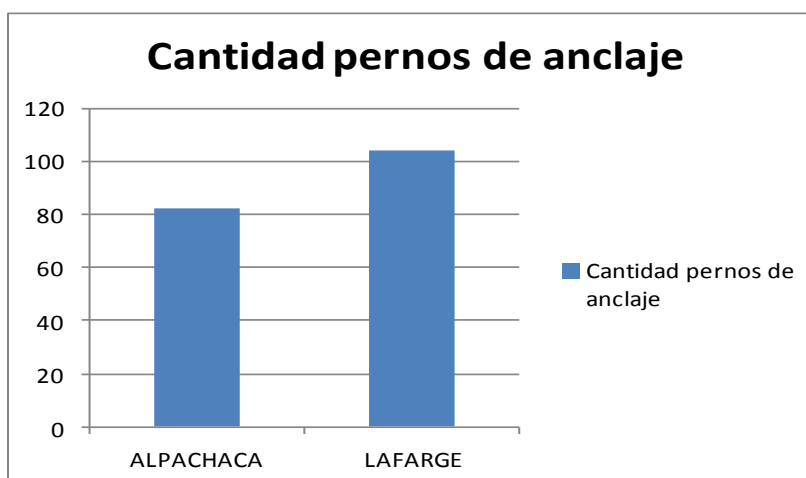


De la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpacacha se usó 5 m³ menos hormigón que en la bahía convencional Lafarge para las bases de equipos. En cuanto al hormigón tipo C para los replantillos en la bahía GIS Alpacacha se usó 0,5 m³ menos hormigón que en la bahía convencional Lafarge.

Tabla 16. Comparativo de pernos de anclaje

PERNOS DE ANCLAJE					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m ³	CANTIDAD (PU)	TOTAL m ³	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	8	3	24	82
	TP'S	8	3	24	
	PARARRAYOS	8	3	24	
	GIS	10	1	10	
LAFARGE	TC'S	8	3	24	104
	TP'S	8	3	24	
	PARARRAYOS	8	3	24	
	INTERRUPTOR	8	2	16	
	ESTRUCTURA	8	2	16	
	SECCIONADORES				

Tabla 17. Comparativo de pernos anclaje



De la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpachaca se usó 22 pernos de anclaje menos que en la bahía convencional Lafarge.

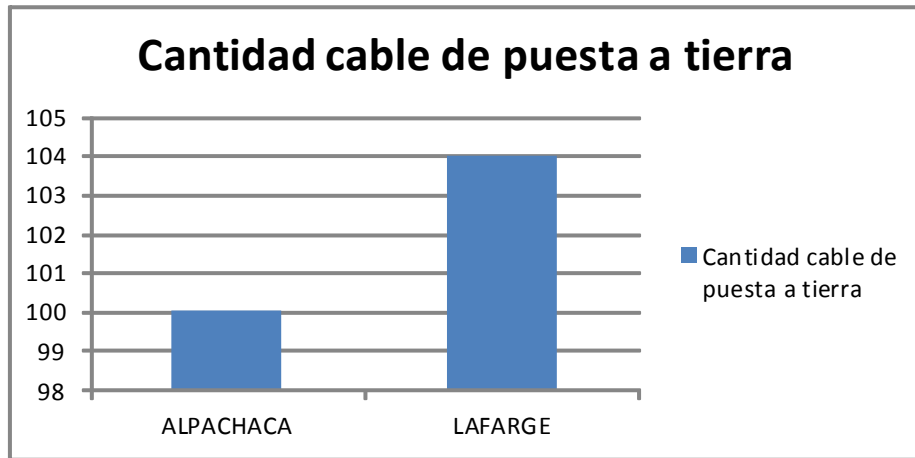
4.5. Sistema de puesta a tierra

4.5.1. Instalación de sistema de puesta a tierra

Tabla 18. Comparativo para cable de puesta a tierra

INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CABLE DE COBRE 2/0 AWG					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m	CANTIDAD (PU)	TOTAL m	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	10	3	30	100
	TP'S	10	3	30	
	PARARRAYOS	10	3	30	
	GIS	10	1	10	
LAFARGE	TC'S	10	3	30	190
	TP'S	10	3	30	
	PARARRAYOS	10	3	30	
	INTERRUPTOR	10	2	20	
	SECCIONADORES	20	4	80	

Tabla 19. Comparativo de cantidad de cable en puesta a tierra



De la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpachaca se usó 90 m menos de cable; que en la bahía convencional Lafarge

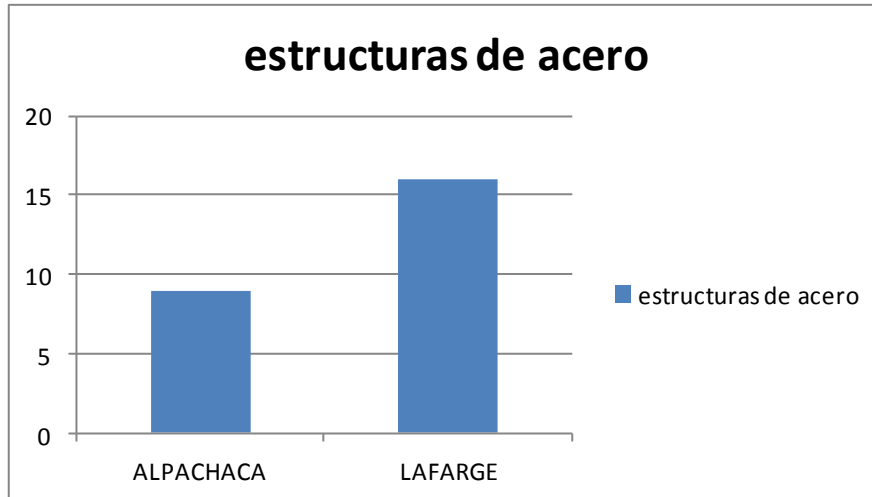
4.6. Estructuras de acero

4.6.1. Montaje de estructuras de acero

Tabla 20. Comparativo para montaje de estructuras de acero

MONTAJE DE ESTRUCTURAS DE ACERO					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m	CANTIDAD (PU)	TOTAL m	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	1	3	3	9
	TP'S	1	3	3	
	PARARRAYOS	1	3	3	
	GIS	0	1	0	
LAFARGE	TC'S	1	3	3	16
	TP'S	1	3	3	
	PARARRAYOS	1	3	3	
	INTERRUPTOR	1	1	1	
	SECCIONADORES	1	6	6	

Tabla 21. Comparativo de estructuras de acero



De la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpachaca se construyó 7 estructuras menos; que en la bahía convencional Lafarge.

4.7. Montaje electromecánico de equipos primarios

Tabla 22. Comparativo montaje electromecánico de equipo primario

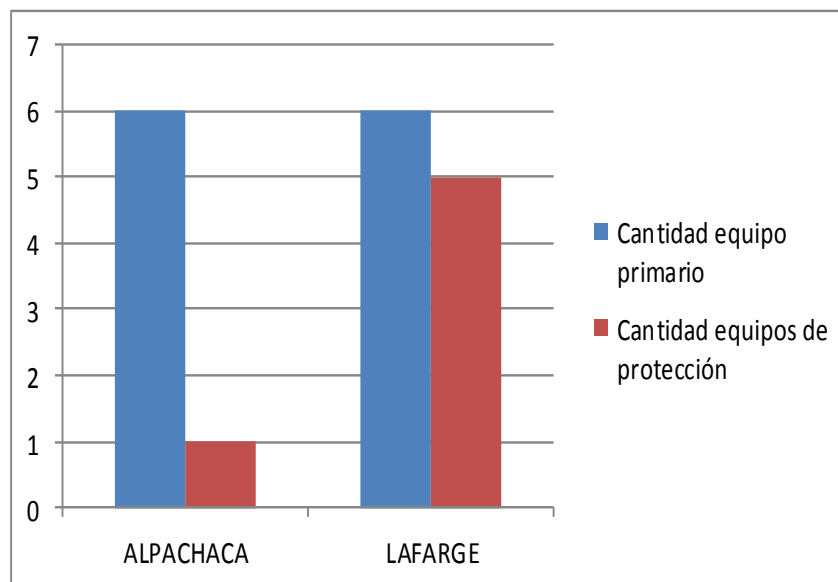
MONTAJE DE EQUIPOS PRIMARIOS					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD (PU)	TOTAL	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	1	3	3	6
	TP'S	1	3	3	
LAFARGE	TC'S	1	3	3	6
	TP'S	1	3	3	

4.7.1. Montaje electromecánico de equipos de protección.

Tabla 23. Comparativo montaje de equipos de protección

MONTAJE DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD (PU)	TOTAL	COMPARATIVO
ALPACHACA	GIS	1	1	1	1
LAFARGE	INTERRUPTOR	1	1	1	5
	SECCIONADORES	1	4	4	

Tabla 24. Comparativo de equipos primarios y de protección



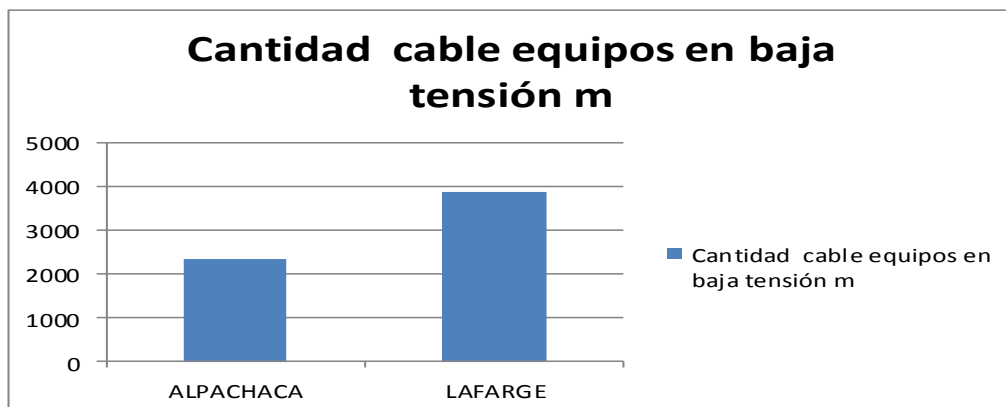
De la anterior tabla se concluye que en la tanto en la bahía GIS Alpachaca como en la bahía convencional Lafarge fueron necesarias la misma cantidad de equipos. En cuanto a la cantidad de equipos de protección en la bahía GIS Alpachaca se usaron 4 equipos menos que en la bahía convencional Lafarge.

4.8. Cableado y conexionado de equipos en baja tensión

Tabla 25. Comparativo de cableado y conexionado de equipos en baja tensión

CABLEADO Y CONEXIONADO DE EQUIPOS EN BAJA TENSIÓN.				
BAHÍA	CALIBRE DE CABLE	UNIDAD m	TOTAL m	COMPARATIVO
ALPACHACA	7X12	288	2325	2325
	4X12	622		
	3X12	309		
	2X12	331		
	4X10	11		
	2X10	196		
	4X8	568		
LAFARGE	7X12	227	3874	3874
	4X12	1258		
	3X12	732		
	2X12	490		
	4X10	266		
	2X10	305		
	4X8	596		

Tabla 26. Comparativo de cantidad de cable usado



De la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpachaca se usó 3850,75 m de cable menos; que en la bahía convencional Lafarge.

4.8.1. Tendido de líneas aéreas

Tabla 27. Comparativo de tendido de líneas aéreas

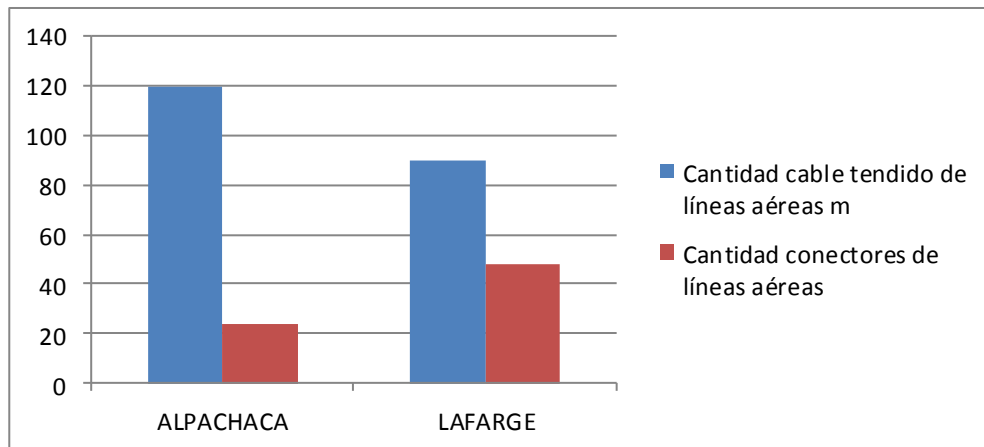
TENDIDO DE LINEAS AÉREAS CABLE DE ALUMINIO ORCHID 636 MCM					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD m	CANTIDAD (PU)	TOTAL m	COMPARATIVO
ALPACHACA	TODA LA BAHÍA	40	3	120	120
LAFARGE	TODA LA BAHÍA	30	3	90	90

4.8.2. Conexionado de líneas aéreas

Tabla 28. Comparativo de conexionado de líneas aéreas

CONEXIONADO DE LINEAS AÉREAS A EQUIPOS (CONECTORES PLACA CABLE Y CABLE CABLE)					
BAHÍA	EQUIPOS	UNIDAD	CANTIDAD (PU)	TOTAL	COMPARATIVO
ALPACHACA	TC'S	2	3	6	24
	TP'S	2	3	6	
	PARARRAYOS	2	3	6	
	GIS	2	3	6	
LAFARGE	TC'S	2	3	6	48
	TP'S	2	3	6	
	PARARRAYOS	2	3	6	
	INTERRUPTOR	2	3	6	
	SECCIONADORES	8	3	24	

Tabla 29. Comparativo de cable para líneas aéreas y conectores



De la anterior tabla se concluye que en la bahía GIS Alpachaca se utilizó 30 m de cable más que en la bahía convencional Lafarge. En cuanto a la cantidad de conectores en la bahía GIS Alpachaca se usaron 24 conectores menos que en la bahía convencional Lafarge.

4.9. Análisis de espacio físico

El problema del espacio va más allá de las subestaciones de transformación y alcanza también a los enlaces de alta tensión. En la actualidad, las líneas aéreas son una opción prácticamente excluida, para zonas urbanas. Incluso si se dispone de los permisos necesarios de paso, estos pueden ser utilizados de forma más rentable aplicando otras soluciones. Las quejas típicas respecto de las líneas aéreas es que son antiestéticas y producen campos electromagnéticos, un tema que actualmente es objeto de un constante e intenso debate público.

Aunque la solución GIS parece, al principio, ser la más costosa, su flexibilidad permite situar las subestaciones de transformación de alta tensión en lugares óptimos. Se puede optimizar el número de inyecciones desde el sistema de alta tensión y reducir la carga de transmisión de la

red de media tensión. Esto da lugar a un ahorro significativo de los costes de inversión y de explotación que compensa con creces el coste adicional del sistema GIS y de los cables de alta tensión.

Otra de las ventajas de la combinación GIS/cable es su mayor fiabilidad si se compara con la solución AIS/línea aérea. Los grandes clientes conectados a la subestación de alta tensión a través de cables paralelos de media tensión se benefician también de este extremo durante el funcionamiento diario de sus instalaciones. Y, puesto que se trata de una ventaja inherente a la variante GIS/cable, no supone coste alguno para el operador de la red.

Glosario de términos

Descripción	Simbología
• Air Insulated Switchgear	AIS
• Amperios	A
• Centro de Operaciones de Transmisión	COT
• Centro Nacional de Control de Energía	CENACE
• Factory Acceptance Testing	FAT
• Gas Insulated Switchgear	GIS
• Hexafloruro de Azufre	SF6
• Kilo Voltios	KV
• Recinto o compartimiento de Gas	GR
• Registrador automático de perturbaciones	RAP
• Relación de Transformación de Corriente	RTC
• Relé de sobrecorriente, sobrecorriente de tiempo inverso y Sobrecorriente	50/51/67
• Relé diferencial de línea	87L
• Relé diferencial de transformador	87T

- Relé multifuncional para sincronización,
recierre y falla breaker **25/79/50BF**
- Sistema Nacional Interconectado. **SNI**
- Site Acceptance Testing **SAT**
- Transformador de corriente **TC ó CT**
- Unidad de Control de Bahía **BCU**

CAPÍTULO V

5.1. Conclusiones

- Mediante la aplicación de las normas constituidas en los reglamentos del sector eléctrico se puede lograr obtener resultados favorables en el seguimiento de montajes electromecánicos en subestaciones eléctricas.
- Con la descripción detallada de actividades referentes a un proyecto eléctrico se alcanza una real modernización con enfoques de optimización de recursos.
- Diseñar una propuesta que implique todos los procedimientos técnicos que se deben realizar de la forma más óptima.
- La correcta identificación y evaluación de impactos que genera la construcción de subestaciones eléctricas. Identificar y evaluar los impactos significativos, que ocasionan las actividades desarrolladas en el montaje electromecánico de las bahías LAFARGE y Alpachaca.

5.2. Recomendaciones

- Incentivar el uso adecuado de este manual para que se pueda aprovechar al máximo.
- Seguir estrictamente todos los pasos descritos en este manual para que no existan errores ni accidentes.
- Actualizar este presente manual cada vez que se realicen mejoras o adecuaciones a la subestación.

- Promover el uso de equipo de seguridad por parte del personal así como también técnicas seguras de manipulación y de trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- CARRASCO Milton, .Estudio de impacto ambiental ex–post línea de Sub-transmisión Ibarra LAFARGE a 69 KV y la Subestación Selva Alegre (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC, Manuales de seccionadores, disyuntores, TC's, TP's y Pararrayos de la posición Lafarge 69kV SE Ibarra (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC Manuales del Equipo y Montaje del GIS de la posición Alpachaca 69 kV SE Ibarra (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC, Diagramas Unifilares de 69 kV de la SE Ibarra (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC Planos As Built de disposición de equipo de las posiciones Lafarge y Alpachaca 69kV SE I barra (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC, Lista de cables de las posiciones Lafarge y Alpachaca 69kV SE Ibarra. (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC, Especificaciones Técnicas del Contrato de Montaje Electromecánico No. 234- 2010. Contratista Ing. Luis Rodríguez. (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC, Pruebas de Equipo realizadas a los equipos de la posiciones Lafarge y Alpachaca 69 kV SE I barra. (2010).

- CELEC-TRANSELECTRIC, Pliegos para cotización de obras CELEC EP CO-TRANS-OO8-2010, (2010).
- CELEC-TRANSELECTRIC, Condiciones técnicas generales para el Contrato Modernización de la S/E Ibarra, (2010).
- CELEC EP CO-TRANS-OO8-2010 , II , Pliegos Para Cotización De Obras Objeto De La Contratación, (2010)
- HARPER, G. (2005)"Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión".
- DONALD G. Fink-WAYNE Beaty (2005) Manual de Ingeniería Eléctrica Tomo I, II Editorial McGraw Hill, Buenos Aires, Argentina.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto, (2005) Diseño de subestaciones eléctricas, Edit. Imusa 3ª edición, Lima, Perú.
- MARTÍN, José Raúl (2002) Diseño de subestaciones eléctricas, Edit. McGraw Hill, Buenos Aires, Argentina.
- GRANADOS Juan .Subestaciones – Preguntas cortas.
- OÑATE, Ivette, Pruebas eléctricas y puesta en servicio del equipo encapsulado en sf6 del patio de 69kv de la Subestación Salitral (2010)
- SOSA ESCALADA, Julio (2002) Subestaciones eléctricas de Alta Tensión aisladas en gas, Edit.

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico. R.O. Suplemento N°43 de 10 de octubre de 1996. Artículo 3.

OTROS

- [http://library.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/6f1ed45246e3767fc12574270040b5db/\\$File/34-38%201M813_SPA72dpi.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/6f1ed45246e3767fc12574270040b5db/$File/34-38%201M813_SPA72dpi.pdf)
- <https://picasaweb.google.com/109861020623332907315/TheNarrowestWebsiteInTheWorld#5404842588273269730>
- http://www.frbb.utn.edu.ar/electrica/practicos/norma_etgl.pdf
- <http://html.rincondelvago.com/centrales-y-subestaciones.html>
- <http://www.dpe.mosp.gba.gov.ar/energiaelectrica/etgl.htm> (n of 32)26/09/2006 03:13:00 p.m.
- CELEC EP-TRANSELECTRIC. (2010). *Pliegos para cotización de obras*. Quito.
- EP-TRANSELECTRIC, C. (2010). *Pliegos para cotización de obra*. Quito.
- Flores, C. (s.f.). *Seguridad con electricidad.blogspot*.
- Flores, C. (30 de 11 de 2010). *Seguridad con la electricidad.blogspot*. Recuperado el 27 de 05 de 2013, de Seguridad con la electricidad.blogspot: www.Seguridadconlaelectricidad.blogspot.com

- Gonzales, M. R. (24 de Enero de 2011).
<http://subestacoiones.blogspot.com/search?updated-min=2011-01-01T00:00:00-08:00&updated-max=2012-01-01T00:00:00-08:00&max-results=24>. Recuperado el 23 de 11 de 2012, de <http://subestacoiones.blogspot.com/search?updated-min=2011-01-01T00:00:00-08:00&updated-max=2012-01-01T00:00:00-08:00&max-results=24>: www.google.com
- Harper, G. H. (2005). *Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Media y Alta Tensión*. Limusa.
- INAEL. (2012). Pararrayos poliméricos para subestación. *INAEL* , 7.
- Jaime Acuña j. (18 de Agosto de 2011). *stmeu*. Recuperado el 6 de Abril de 2013, de [stmeu: www.stmeu.com](http://www.stmeu.com)
montanux. (21 de 12 de 2011).
<http://montanux.wikispaces.com/SISTEMAS+DE+POTENCIA>.
Recuperado el 25 de 11 de 2012, de <http://montanux.wikispaces.com/SISTEMAS+DE+POTENCIA>:
www.google.com
- Robello, J. Y. (2009). Los Peligros de la Corriente Eléctrica. *Electro Industria* , 3.
- Larios, I. J. (17 de 06 de 2012). *D.R. Instituto Politécnico Nacional (IPN)*. Recuperado el 10 de 04 de 2013, de *D.R. Instituto Politécnico Nacional (IPN)*:
www.direval.ipn.mx/WPS/WCM/.../GUIATECMP_20123BCD.PDF

- U.N.A.M. (2009). *Ingeniería U.N.A.M.* Recuperado el 11 de 05 de 2013, de Ingeniería U.N.A.M.: <http://www.ingenieria.unam.mx/~guiaindustrial/disenio/info/6/1.htm>

CAPITULO VI

Objetivo

- Aportar con orientaciones básicas al personal involucrado en el proceso construcción de Subestaciones eléctricas.
- Contribuir con una herramienta pedagógica mediante la descripción de procesos técnicos para el montaje de dos bahías, una convencional y otra GIS.

Modo de Usar el manual

Haga una lectura del contenido para familiarizarse con el contenido del mismo.

Realice una lectura comprensiva de cada aspecto del contenido de manera que pueda tener una idea clara de los conceptos descritos.

Tratar de no se saltarse párrafos si no ha comprendido los anteriores.

Asociar los términos y conceptos con conocimientos propios ayuda a fortalecer el proceso de aprendizaje.

A lo largo del manual el lector encontrara ILUSTRACIONES y TABLAS que ayudaran a la comprensión de los diversos procesos involucrados.

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es una recolección de varios documentos e información adicional producida en base a la experiencia lograda en el proyecto de modernización de la subestación Ibarra impulsado por CELEC. EP, relacionada con las actividades de montaje electromecánico de dos tipos de bahías una GIS a la intemperie (ALPACHACA) y otra convencional al nivel de tensión de 69kV.

En primera instancia se hace referencia a un correcto desarrollo de las actividades en función de una programación previamente definida y en base a un sistema de organizativo didáctico, aplicando técnicas de seguridad industrial y ética laboral.

Se detalla todos los pasos y secuencias a seguir durante el proceso de montaje electromecánico, comenzando desde la parte civil, continuando con el montaje de estructuras de acero, sistema de malla de puesta a tierra, montaje de equipos de patio, conexión de los mismos tanto en baja como en alta tensión, y las pruebas pre y pos funcionales a cada uno de estos.

En el transcurso de este manuscrito, el lector se podrá dar cuenta las principales diferencias y semejanzas existentes en el montaje de los dos tipos de bahía en cuestión.

Teniendo en cuenta estos aspectos se ha considerado tener un registro de cada una de las fases previamente establecidas en la ejecución de proyecto.

1.1.1 Inspecciones de seguridad

Cuando hablamos de seguridad la relacionamos con el aspecto productivo en todas las fases que constituyen la elaboración de un producto o servicio que involucra en primera instancia al ser humano (mano de obra) y luego los equipos, razón por la cual es necesario llevar un registro del desenvolvimiento de estos dos aspectos en la ejecución del proyecto con la ayuda de un ATS (**Análisis de Trabajo Seguro**) el cual será acompañado de una herramienta fundamental "LA INSPECCION" que es sin lugar a dudas la técnica más antigua y la más usada para detectar y controlar los accidentes potenciales.

Este documento deberá ser llenado en conjunto trabajadores y supervisores independientemente del tipo de trabajo que se vaya a realizar en la subestación. Véase en **PLANO DE RUTAS DE EVACUACIÓN-Anexo1** Página 243

1.1.2 Proceso de las inspecciones

La frecuencia con que se realiza una inspección varía según varios aspectos como relevancia, objetividad y alcance programado con el fin de determinar las posibles causas potenciales de accidentes, situaciones y condiciones peligrosas.

La ejecución de dichos procesos de inspecciones garantizara el correcto desempeño de las actividades dentro del marco de la modernización de la subestación eléctrica Ibarra. Véase **HOJAS DE INSPECCIÓN Anexo2** Página 244

1.2 Libro de obra

El libro de obra es un documento importante que cumple con varias finalidades en temas de relevancia a la hora de analizar el desempeño de las actividades en función del tiempo y los recursos tanto humanos como materiales; en donde es fácil la visualización de aspectos tales como el clima, tipo de actividad y los responsables de dichas actividades.

Este documento deberá ser llenado por todo el personal involucrado en el desarrollo de los procedimientos. **Véase LIBRO DE OBRA Anexo10**

2 TRABAJOS CIVILES

2.1 Análisis y tratamientos de suelos

Entrando en la ejecución del montaje en campo comenzaremos desde el estudio y demolición de suelos, para lo cual se cree conveniente considerar las siguientes actividades.

2.1.1 Replanteo y topografía

Para el caso se cuenta con los planos de planta de la subestación Ibarra ya que este es un proyecto de modernización y ampliación. **Véase Plano de Subestación Ibarra Anexo 3 Página 243.**

Para realizar los estudios de suelos se deberá realizar los ensayos de:

- a) Densidad en superficie saturada seca para arenas,
- b) Densidad en superficie saturada para agregado grueso.
- c) La granulometría de la arena para hormigones, con su curva granulométrica
- d) Los pesos unitarios tanto de la piedra como de la arena.

Véase ensayos de suelos y hormigones Anexo 4-A Página 262

2.1.2 Excavación de suelos

Luego de realizados todos los análisis de suelos pertinentes se da inicio a la tarea de demolición y excavación con ayuda de maquinaria pesada, en los casos donde no sea posible el acceso con este tipo de maquinaria se deberá realizar la tarea con el personal humano en el número que se estime necesario para alcanzar los tiempos establecidos.

Figura 45. Excavación de suelo



Figura 46. Trabajos de demolición



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

2.1.3 Fundaciones de patios

Cuando hablamos de fundaciones de patio nos referimos a la construcción de todas las estructuras de hormigón para los equipos de alta tensión, además canaletas para cables y drenaje de aceite, cajas de revisión, etc.

El cemento a utilizar deberá cumplir con la norma ASTM C 150 será de tipo I; La cual hace referencia al porcentaje de sus elementos constituyentes y así poder garantizar una buena calidad del producto final, para su uso deberá manipularse adecuadamente y protegerse de la contaminación y humedad. **Para más información Véase NORMA ASTM Anexo 5 Página 270.**

2.2 Condiciones previas

- a) Las fundaciones se realizarán con hormigón tipo A
- b) Verificar que sobre la superficie de fundición no exista agua estancada aceites, lodo o algún agente externo de cualquier material.
- c) Bajo todas las fundaciones se deberá construir un replantillo de hormigón tipo C ($f'c=140 \text{ kg/cm}^2$) de un espesor de 5 cm.
- d) Para el anclaje de estructuras se dejarán empotrados pernos, perfiles, placas de apoyo o cualquier otro elemento metálico que se requiera.

Figura 47. Adecuaciones a la cimentación



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

2.3 Instalación de anclajes

- a) Para la instalación de pernos de anclaje se deben sujetar a una armadura con alambre de amarre galvanizado en tal forma que no se desplacen en ningún sentido durante el vaciado y vibrado del hormigón.
- b) Se preparan previamente unas plantillas de acero de madera de mínimo 15mm de espesor, en las cuales se realizará unos agujeros que correspondan milimétricamente al detalle que se presentan en el plano correspondiente.

Figura 48. Encofrado



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- c) Luego se procederá a rellenar de hormigón el encofrado

Figura 49. Relleno de hormigón



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- d) La calza en seco consiste en una parte de cemento y tres partes de arena mezclada cuidadosamente en seco y se añadirá una cantidad de agua. La base de hormigón será raspada y limpia, y la superficie de la placa de acero será cuidadosamente limpiada antes de la colocación del hormigón seco.
- e) Luego de se deja secar el hormigón por al menos 5 días, para asegurar una resistencia mínima a la compresión de 180 kg/cm². El espesor máximo de la calza seca (dry-pack) será de 50 mm. Posteriormente se retira el encofrado para dar los acabados a la bases para el montaje de los equipos de patio.

Figura 50. Retirado de encofrado



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- f) Con el fin de demostrar que el suelo natural y los materiales son aptos para ser utilizados en los rellenos compactados se realizarán los siguientes ensayos.

Tabla 30. Tipo de ensayos

Ensayo	Procedimiento
Peso específico	AASHTO T-100
Compactación estándar	AASHTO T-99
Compactación modificada	AASHTO T-180

Fuente: los autores

- g) La compactación se la realiza con la ayuda de una maquina mecánica a combustión, en 4 o 5, capas las veces que sean necesarias para que la densidad máxima supere el rango del 95% según el ensayo AASHTO T-180.

Figura 51. Compactación de suelo



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- h) Para comprobar que las capas se encuentran compactadas según las condiciones de densidad requeridas se utilizará el método AASHTO T-147 las veces que sean necesarias hasta alcanzar los resultados esperados.

2.1.4 Zanjado para canaletas y tubería para cables eléctricos de fuerza y control de equipos de patio.

Se construirán con hormigón tipo A ($f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$), de acuerdo a las dimensiones y detalle de los planos respectivos. En las canaletas tipo E, se dejarán tubos de acero galvanizado empotrados en el hormigón de las paredes, espaciados 0.50 metros para soporte de los cables según consta en los planos.

Figura 52. Zanjado para canaletas y tuberías



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

La Tubería a utilizar para el encamisado de cables de control y fuerza será de P.V.C. 1 MPa.de presión, la cual deberá ir sobre una capa de arena de $h=0,05m$ y luego cubierto con una capa de suelo mejorado y una capa de grava. Hasta el nivel del suelo natural.

Figura 53. Zanjado para tuberías



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 54. Ubicación de tuberías



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

3.1 Instalación de malla de puesta a tierra para equipos

La malla se la realizara de acuerdo a las condiciones del lugar. Teniendo en cuenta que el proyecto es para ampliación de patio para 69KV; se consideró la posibilidad de unir la malla de puesta a tierra nueva con la existente.

En este proyecto se efectuaron excavaciones (calicatas) para verificar el estado de la malla existente. **Véase planos as built de puesta a tierra Anexo 6**

- a) Se utilizará suelda exotérmica para realizar los puntos y uniones de los chicotes de puesta a tierra para los equipos de patio, teniendo mucho cuidado ya que se trata de una tipo de suelda por explosión (procedimiento para soldadura exotérmica)
- b) Como los equipos de patio se instalarán luego de algún tiempo se deben dejar presentados los chicotes de tal manera que se haga fácil la conexión a los puntos ya designados y que a la vez cumplan con las normas de seguridad.
- c) Se debe tener mucho cuidado cuando se dobla el conductor de cobre 270 AWG ya que con cada doblez los hilos que lo conforman tienden separarse, esto hace que el cable pierda sus características de conducción.

Figura 55. Preparación de materiales para suelda exotérmica



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 2.

Figura 56. Conexión a tierra de estructuras



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 57. Unión de chicotes a malla de P.A.T. existente



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

3.2 Montaje de conexiones a tierra

Las conexiones a tierra incluyen las puestas a tierra de estructuras, soportes, y equipos, cada punto de suelda se la realizará por medio de conectores perno partido o soldadura exotérmica.

3.2.1 Instalación

- a) El primer paso antes de ejecutar las conexiones de puesta a tierra deben retirarse las pinturas, escorias, rebabas y barnices de toda la superficie de contacto.
- b) Deben conectarse a tierra todas las estructuras de los patios de maniobras, equipos eléctricos, equipos de comunicaciones, soportes para equipos, cercas, ductos metálicos, tubería metálica expuesta, bandejas de cables, cajas de tomas, gabinetes, cajas de interruptores, cajas de transformadores de interruptores, puertas, marcos de ventanas, pasamanos, etc.
- c) Los equipos principales tales como transformadores, disyuntores y cubículos de fuerza deben conectarse a tierra, mediante cables conectados a dos puntos opuestos del aparato y a ramales diferentes de la malla a tierra.
- d) Deben conectarse a tierra las cajas de paneles, cajas de tomas, cajas de unión, y cualquier parte en que se interrumpa un tramo de ducto. Los motores y otros equipos serán conectados a tierra, de acuerdo con las normas aplicables.

FUENTE: Pliegos para la licitación de servicios no normalizados CELEC E.P 2009

- e) Todos los equipos que tengan por base una estructura metálica deben ser conectados al sistema de puesta a tierra, como se indica en los planos.

4 MONTAJE

Según los equipos e instrumentos que conforman una bahía sin importar si es de tipo GIS o a la intemperie al mismo nivel de tensión es decir 69kV, constarán con el mismo tipo de estructuras metálicas para el montaje de los equipos primarios es decir TC's, TP's y pararrayos.

La bahía LAFARGE al ser montada en barra necesita de una estructura particular para el montaje de los seccionadores y a los pies de la misma se va a montar el disyuntor de potencia.

4.1 Montaje de estructuras de acero

Según las especificaciones de los equipos de medición como TCs, TPs y pararrayos estos irán montados en estructuras metálicas similares.

Para la fabricación de piezas metálicas se observa lo indicado en las normas ASTM: A36, A440, A394, A123, y B77 en lo que sean aplicables; en el ámbito de su porcentaje de dosificación de los diferentes elementos que los constituyen para garantizar características de resistencia a esfuerzos mecánicos y de medio ambiente. Las estructuras deben ser ensambladas y erguidas conforme a los planos de montaje del fabricante, de acuerdo a las tolerancias establecidas con el mismo.

4.1.1 Ensamblaje

- a) Cuidar de no dañar antes, durante y después del ensamblaje de la estructura.
- b) Proteger de futuros esfuerzos a los elementos desde el transporte, ensamblaje.
- c) Colocar pequeños bloques de madera para apoyar las estructuras, puesto que de esta manera se conservan sus propiedades mecánicas.

Figura 58. Ensamble de estructuras



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

4.1.2 Pernos, tuercas y arandelas de presión

Las conexiones y uniones de acero en obra serán empernadas, se deberá evitar utilizar sueldas salvo cuando sea estrictamente necesario.

Los ensamblajes consistirán en un perno, una arandela de presión y una tuerca hexagonal. Teniendo en cuenta que cada conexión garantice el apoyo sobre la espiga del perno y no sobre la rosca.

Figura 59. Empernado de estructuras



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Para un fácil ajuste e inspección de las uniones, los pernos deben instalarse con tuercas encima y fuera de los miembros, teniendo en cuenta que los pernos que se instalan en sentido vertical deben quedar con la cabeza hacia arriba salvo cuando en esta posición sea difícil ajustarlos. Para esto las tuercas deben ser ajustadas a los torques siguientes a menos que se indique de otra manera.

Tabla 31. Torques

Diámetro del perno	Torque
16 mm (5/8")	1.380 Kg-cm (100 ft-lb)
19 mm (3/4")	2.350 Kg-cm (170 ft-lb)
25 mm (1")	5.530 Kg-cm (400 ft-lb)

“La tolerancia en el torque debe ser más-menos ciento cuarenta Kg-cm ($\pm 140\text{kg-cm}$) o más menos diez libras pie ($\pm 10\text{ ft-lb}$). Los torcómetros deben someterse a pruebas cuando así lo solicite la Supervisión.”

FUENTE (plan y método de ejecución del servicio Formulario 19)

Figura 60. Torque a estructuras metálicas



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

4.1.3 Reparación de daños

Durante el transporte y montaje de estructuras de acero pueden existir daños los cuales deben ser reportados para ser reparados o reemplazados de una manera rápida para que no existan retrasos en la ejecución de las actividades.

Figura 61. Cambio de bases a estructura



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

4.1.4 Tratamiento anticorrosivo

Teniendo en cuenta que el tiempo de vida útil de una subestación, las condiciones climatológicas y la periodicidad del mantenimiento se debe hacer un tratamiento anticorrosivo a las piezas metálicas, las cuales previamente deben ser limpiadas para retirar cualquier impureza como grasas, aceites y libres de óxido. El proceso se lo realiza de la siguiente manera:

- a) Estas piezas deberán recibir dos manos de pintura anticorrosiva.
- b) Luego de su secado se distribuirán dos manos de pintura al óleo del color que disponga la fiscalización.

Figura 62. Anticorrosivo



Figura 63. Aplicación del Anticorrosivo



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

4.2 Montaje de bandejas porta-cables

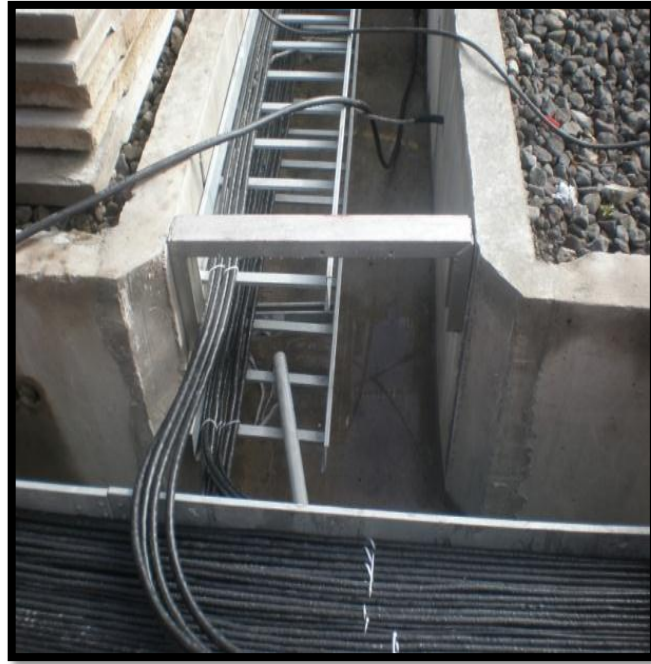
- a) El cableado control y fuerza se lo realizara atreves de bandejas porta cables construidas de acero galvanizado o de aluminio y ubicadas estratégicamente para facilitar el ruteo de cables y la optimización de recursos.

- b) Todos los equipos de patio deben tener una alimentación eléctrica de bajo voltaje para alimentar circuitos auxiliares, mecanismos de accionamiento como enclavamientos mandos y circuitos electrónicos.

- c) La alimentación eléctrica a este nivel de tensión se la realiza de manera subterránea utilizando bandejas porta cables, las cuales

deberán ser diseñadas con criterios técnicos de ruteo que facilite la trazabilidad en planta de los conductores en planta tal como se ve en la ilustración siguiente.

Figura 64. Bandejas porta cables



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- d) Las bandejas deberán tener soportes en todos los cambios de direcciones, en los extremos de cada ruta y cada 1,50 metros en los tramos rectos con los elementos de fijación adecuados.

- e) Cada tramo de la bandeja porta cables tendrá su respectiva protección, es decir se realizará una conexión a tierra.

Figura 65. Conexión a tierra de bandeja porta cables



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- f) La fijación de cables sobre las bandejas se realizará cada 2 metros considerando que en esta subestación todo el ruteo se lo hace en forma horizontal y teniendo en cuenta la sección del cable, de tal forma que quede debidamente tensado.

Figura 66. Fijación de bandejas



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- g) Se construirán dos niveles de bandejas porta cables con el fin de independizar los circuitos de control (en la parte superior) y fuerza (en la parte inferior) para cada equipo de patio y tableros de control.

h) Figura 67. Construcción de niveles de bandejas



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

i) Los ductos para canaletas se lo realizaran en base al diseño y planificación de las locaciones teniendo en cuenta su ubicación con respecto a los patios de 69kV/ 138kV, las casetas de control y la disposición de las líneas de salida. Véase plano de ductos y canaletas en la S/E Ibarra. Anexo 8

5 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

Son transformadores para instrumentos los equipos que se emplean para la alimentación de los equipos de medición, control o protección en una subestación eléctrica.

Desde el diseño de la subestación se debe tener en cuenta que los transformadores para instrumentos deberán estar ubicados de tal manera que se pueda montar y tener un rápido acceso a todas las partes que puedan necesitar de inspecciones periódicas o un frecuente mantenimiento.

Los transformadores para instrumentos se dividen en dos clases:

- a. Transformadores de corriente
- b. Transformadores de potencial.

Todas las bahías deben tener instalados los transformadores de instrumentos ya sean de tipo GIS o convencional a cualquier nivel de voltaje.

5.1 Condiciones preliminares

5.1.1 Medidas de seguridad

- a) Procurar respetar las distancias mínimas de seguridad requeridas de acuerdo al nivel de la instalación en este caso para 69kV.
- b) Conectar a tierra todo el equipo primario antes de realizar conexión del conductor de alta tensión.
- c) Todo el personal responsable del montaje, deberá ser personal con experiencia y capacitado para trabajos en altura; por lo que el uso de cinturones de seguridad, cascos, guantes y demás equipos de seguridad personal es obligatorio.
- d) Desembalar y realizar limpieza total de los equipos primarios antes del montaje. Para la limpieza se recomienda no emplear materiales que dejen residuos sobre las superficies o líquidos abrasivos que puedan dañar al equipo; en muchas ocasiones, el empleo de alcohol industrial altamente volátil, es suficiente para remover la contaminación presente en los equipos.
- e) Realizar el ensamblaje, montaje, nivelación de la estructura soporte, sobre la cual operara el equipo primario. Antes de la colocación del equipo primario sobre la estructura soporte, ésta

deberá ser nivelada, revisado el ajuste con torque de cada uno de sus pernos y tuercas y aterrizada de manera apropiada.

- f) Una vez terminado el montaje se debe limpiar completamente los aparatos y equipos instalados, todas las aristas o esquinas serán alisadas, los materiales expuestos serán limpiados y pulidos con detergentes minerales o a vapor. En las partes metálicas expuestas se removerá la suciedad y otras manchas con escobillas de acero hasta dejarlas limpias y lisas.

5.1.2 Inspección externa

- a) Se debe remover el embalaje protector de las boquillas (bushings) y accesorios y examinar si las boquillas tienen roturas o fugas.
- b) Remover todos los materiales de embarque tales como: corcho de relleno, resortes de amortiguamiento, cuñas, cubiertas y bloques. Todos los rótulos, libros de instrucción y demás disposiciones deben ser estudiados antes de proceder a cualquier desmantelamiento.
- c) Inspeccionar los equipos para detectar posibles daños ocurridos durante el transporte.
- d) Verificar que los equipos están conforme a los planos del fabricante

5.1.3 Inspección interna

Puede ser requerida una inspección interna, en tal caso, esta debe ser hecho bajo la supervisión del supervisor de montaje del fabricante o por CELEC S.A.

5.1.4 Manipulación

Una operación común para todos los instrumentos de medición y los demás equipos de patio es la manipulación por lo que se recomienda seguir las siguientes recomendaciones:

- a) En la recepción de las bodegas y durante el transporte, el transformador debe estar lleno de nitrógeno y se debe mantener la presión interna especificada por el fabricante.
- b) Se debe cuidar de no manipular los transformadores de corriente desde los terminales primarios o desde el aislador.

Figura 68. Manipulación de TC



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- c) Por lo general este tipo de equipos de superficie se los transporta en forma horizontal, y si es el caso se ubicara en forma vertical, para su correcta elevación y montaje en su respectiva estructuras, previamente a la realización de estas actividades descritas anteriormente, se debe colocar un calce de madera como base para conservar la integridad del equipo.
- d) En el proceso de elevación siempre es imprescindible inspeccionar las eslingas de izaje, cerciorándose de que no tengan desperfectos, ya que estas soportaran posibles aunque mínimos movimientos bruscos, la maquinaria que realizara la elevación deberá estar certificada de no presentar posibles fallas.

- e) Una vez elevado el equipo se procede al montaje del mismo como ya dijimos en las estructuras, se debe cuidar de no generar ningún rayón o golpe en el aislador de porcelana para mayor seguridad se debe izar con 4 eslingas y colocar una cuerda que abrace las mismas a la altura de la cabeza con esto se logra posibles balanceos puesto que este aparato lleva un centro de gravedad muy alto.

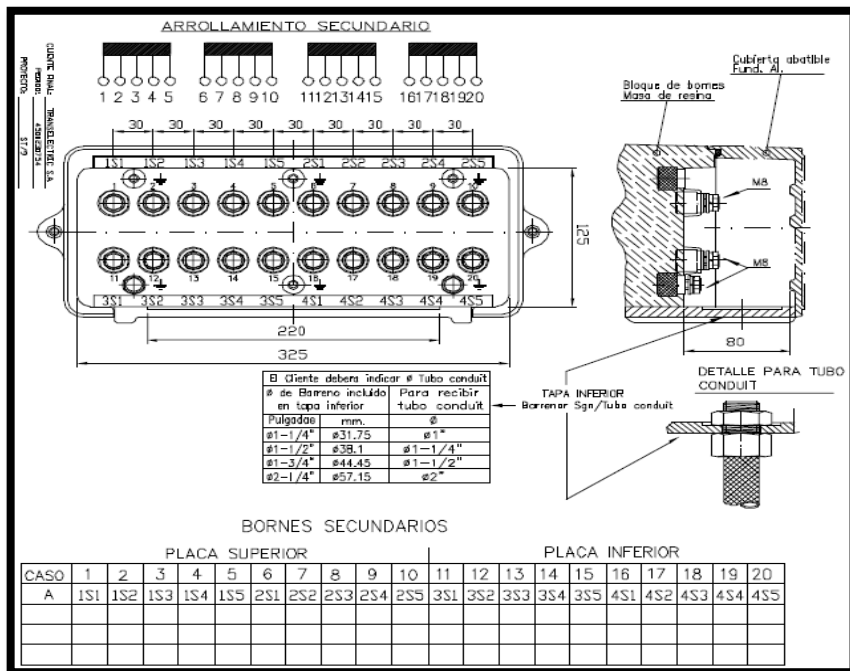
5.1.5 Instalación

El montaje de los equipos de transformación debe garantizar que los elementos internos se mantengan fijos ante posibles desplazamientos producidos por movimientos telúricos y sin que los sistemas de fijación ejerzan esfuerzos mecánicos indebidos sobre las partes del equipo especialmente los aislantes de las partes activas.

- a) Comprobar la situación del indicador de posición del compensador, que deberá estar entre las dos zonas rojas. Si el indicador estuviese oculto, el aparato no puede conectarse a la red.
- b) Verificar cuidadosamente que las cuatro patas del aparato asientan perfectamente sobre la plataforma, antes de apretar los tornillos de anclaje. Si no fuera así, corregir el defecto, calzando con chapas o similares. El no hacerlo puede provocar roturas del aislador o pérdidas de aceite.
- c) El borne de tierra del aparato deberá conectarse rígidamente a tierra.
- d) El o los arrollamientos secundarios deberán conectarse a tierra a través de uno cualquiera de sus bornes en la propia caja de bornes secundarios.
- e) En caso de secundarios con toma intermedia, se conectar~~á~~ a tierra el borne común.

- f) La toma de debe estar siempre conectada a tierra cuando el transformador está en servicio.
- g) Todo secundario que no está cargado, deberá ser cortocircuitado: La tensión entre bornes secundarios a circuito abierto puede alcanzar valores peligrosos pudiendo llegar incluso a destruir el aparato.
- h) Verificar que las conexiones primarias y secundarias están correctamente apretadas y las superficies en contacto bien limpias.
- i) **Contactos de cobre y cobre plateado:** limpiar los puntos de contacto con papel de lija muy fina, eliminando la oxidación sin dañar la capa protectora, si es el caso. Los conectores del lado de alta tensión deben ser de cobre con recubrimiento de plata.
- j) **Contactos de aluminio:** Eliminar la capa de óxido y limpiar cuidadosamente las superficies de contacto con papel de lija. Luego cepillar las superficies de contacto mediante un cepillo de hierro, impregnándolas con grasa de contacto BURNDY o similar. Las caras deberán estar completamente impregnadas de grasa.
- k) Revisar que las cajas de terminales del transformador de corriente permita una fácil conexión del conductor de hasta 13 mm²; el cual se alojara atreves de conductos flexibles VX. Los terminales primarios como secundarios deberían tener definidas sus polaridades.

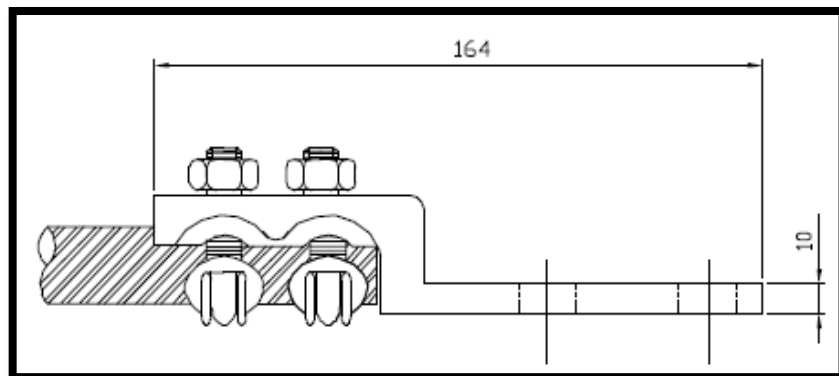
Figura 69. Uso de bornes secundarios



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

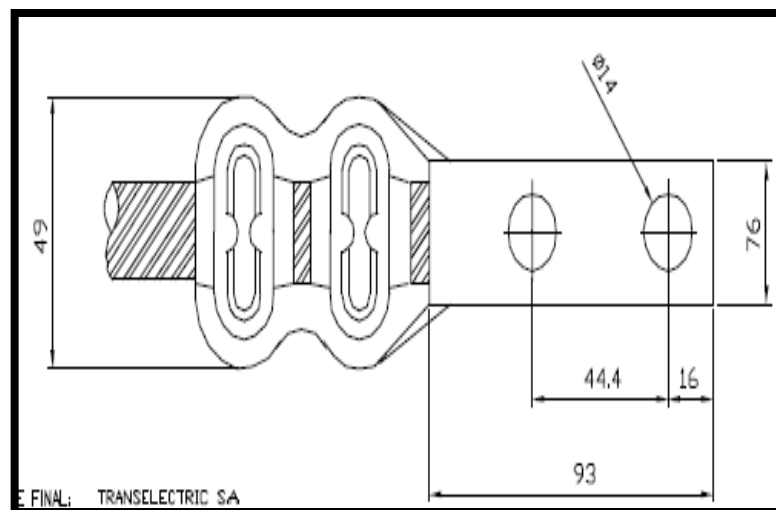
- l) Antes de poner el transformador en servicio, comprobar y asegurarse de que la conexión primaria está en la relación correspondiente a la intensidad de servicio.
- m) El apriete deberá realizarse mediante llave dinamométrica.
- n) La conexión a tierra para TC's y TP's se lo realizara bajo los mismos criterios.

Figura 70. Conector a Tierra (Vista lateral)



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 71. Conector a Tierra (Vista superior)



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

5.2 Transformadores de corriente

La función específica de los transformadores de corriente es la de medir dicha variable sin interrumpir el flujo de las líneas eléctricas, por lo tanto resulta muy segura la medición.

Además deben ser capaces de soportar esfuerzos térmicos que generen las corrientes de corta duración durante (1s), con sus terminales secundarios cortocircuitados.

5.2.1 Montaje

Para realizar el montaje de los transformadores de corriente se debe tener total conocimiento de las especificaciones técnicas.

- a) Antes del montaje de los equipos de realizará una inspección minuciosa de todos los puntos de conexión para comprobar la estanqueidad o el aislamiento de los mismos

Figura 72. Ubicación de transformador de corriente



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- b) Revisar el estado de todos los puntos de puesta a tierra, tanto de las estructuras como de los equipos de acuerdo a lo indicado en los planos de construcción:

Figura 73. Fijación de TC



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- c) Verificar el nivel de aceite SF6 o la presión del gas aislante. Si por alguna razón existieran señales de, golpes o manchas de aceite que indiquen una fuga, comunicar inmediatamente a la fiscalización.
- d) Verificar polaridad.
- e) Colocar arandelas planas en todos los pernos de anclaje.
- f) En caso de requerir cuñas para nivelación, éstas deberán ser de hierro galvanizado en caliente.
- g) Levantar el transformador para instrumentos correctamente sujetado, empleando una grúa de suficiente capacidad en tonelaje y altura para realizar este proceso, y montar el transformador sobre la estructura soporte verificando su nivelación y orientación (marcas de los terminales primarios), de acuerdo a las necesidades operativas. Sujetar el transformador para instrumentos de los elementos de sujeción presentes en él para esta actividad (orificios para izaje).
- h) Al momento de sujetar al transformador de corriente es recomendable asegurarse de que todos los esfuerzos tengan una distribución uniforme sobre los aisladores de porcelana.

- i) Antes de realizar la conexión del conductor de alta tensión, se deberá primero conectar la puesta a tierra del equipo de manera firme y segura.
- j) En los transformadores de corriente se debe aterrizar siempre un terminal de cada devanado secundario del transformador. Sin embargo, cuando el secundario del transformador esta interconectado, se deberá tener un único punto de aterrizaje para prevenir paralelismo accidental con el cable del sistema de puesta a tierra.
- k) En los transformadores de corriente se debe cortocircuitar siempre el secundario, cuando no se encuentra en uso, para prevenir voltajes secundarios que podrían ser peligrosos para el personal o causar daños en el transformador.
- l) El transformador es fijado empleando la base para montaje con pernos y arandelas. El ajuste debe ser realizado sobre una superficie lisa y nivelada.

5.2.2 Pruebas

Las pruebas prototipo requeridas son:

- Pruebas de corriente de corta duración (CEI-60044-1, cláusula 7.1).
- Pruebas de elevación de temperatura (CEI-600441, cláusula 7.2).
- Pruebas de impulso en el bobinado primario (CEI-60044-1, cláusula 7.3).
- Prueba en húmedo para transformadores tipo exterior (CEI 60044-1, cláusula 7.4).

5.2.2.1 Pruebas de rutina

Las pruebas de rutina deben ser ejecutadas en fábrica en cada equipo adquirido dentro del contrato, a menos que ENAP-SIPEC. Determine que para ciertas pruebas se seleccione por muestreo un número limitado de unidades a ser probadas.

Las pruebas de rutina que deben ejecutarse son:

- a) Verificación de las marcas de los terminales (CEI-60044-1, cláusula 8.1).
- b) Pruebas de voltaje a frecuencia industrial en los devanados primarios y medición de descargas parciales (CEI-60044-1, cláusula 8.2).
- c) Pruebas de voltaje a frecuencia industrial entre secciones de los devanados primario y secundario y en los devanados secundarios (CEI-60044-1, cláusula 8.3).
- d) Pruebas de sobre voltaje entre vueltas (CEI-60044-1, cláusula 8.4).
- e) Verificación de la precisión para transformador de corriente de medición (CEI-60044-1, cláusulas 11.5).
- f) Verificación de la precisión para transformador de corriente de protección (CEI-60044-1, cláusulas 12.4 y 12.6).
- g) Pruebas de la precisión para transformadores de corriente para medición (CEI-60044-1, cláusulas 11.4 y 11.5).
- h) Pruebas de la precisión para transformadores de corriente para protección (CEI-60044-1, cláusulas 12.1, 12.2, 12.3, 12.4, 12.5, 12.6).

5.2.2.2 Pruebas e inspecciones en el sitio

A título informativo se señala que, previa la puesta en operación de los transformadores para instrumentos suministrados dentro del contrato, se realizará pruebas en el sitio de instalación, para verificar las características principales de los equipos antes de su puesta en servicio.

Las pruebas e inspecciones a realizarse en todos y cada uno de los equipos son las siguientes:

- a) Revisión de la instalación, puestas a tierra, estado de los aisladores, distancias mínimas, dotación de aceite.
- b) Medición de la resistencia del aislamiento de alta tensión con 5000 voltios y de baja tensión con 500 voltios.
- c) Medición del factor de potencia del aislamiento de las boquillas (prueba de collar).
- d) Verificación de la polaridad.
- e) Medición de la relación de transformación.
- f) Obtención de las curvas de saturación.

5.3 Transformador de potencial

La función principal de un transformador de potencial es realizar un muestreo de voltaje y aislar galvánicamente su lado secundario para conectarse de manera segura con los circuitos de medida en el lado de baja tensión.

El lado primario del transformador está comprendido por un devanado especial conectado en paralelo con los circuitos de alta tensión y tiene por finalidad reducir el voltaje a los valores nominales de los circuitos de baja tensión.

Los transformadores de potencia deben ser diseñados para conexiones fase tierra y deben ser capaces de soportar durante un lapso de 1 segundo; los esfuerzos térmicos y mecánicos que puedan producirse por un cortocircuito en los terminales secundarios y terciarios manteniendo el voltaje nominal en los terminales primarios.

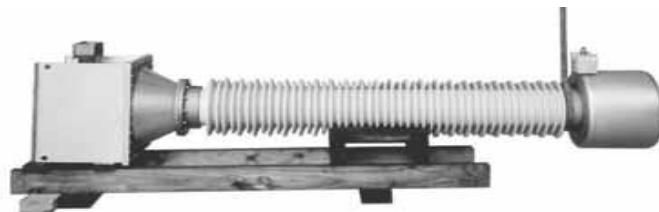
5.3.1 Instrucciones de montaje

Previo a los pasos para realizar el montaje electromecánico, cabe mencionar que para estos equipos, se toman las mismas consideraciones de los transformadores anteriores.

Una vez que se cuenta con el equipo en campo, se recomienda realizar los siguientes pasos:

- a) Si el transformador de potencial se encontrase en el embalaje de madera, en forma horizontal tratar de no causar averías en los terminales primarios, golpes o a su vez de no manipular desde el aislador para su izaje, ya que todo equipo de esta magnitud cuenta con cáncamos para su elevación, es importante señalar que todo equipo deberá reposar sobre una base de madera previo a su elevación. Tal como se observa en la siguiente ilustración. Además verificar que la tornillería no se hayan aflojado durante el viaje.

Figura 74. Procesos de elevación de un TP



Fuente: "ARTECHE Instrucciones de transporte e instalación transformadores de potencial"

- b) Se observa que las eslingas o fajas de suspensión como se conocen, permanezcan en forma vertical como se observa en la ilustración a continuación.

Figura 75. Procesos de elevación de un TP



Fuente: "ARTECHE Instrucciones de transporte e instalación transformadores de potencial"

- c) . Antes de realizar el levantamiento definitivo, fijarse de qué el indicador de posición del compensador se encuentre entre en posición equilibrada de acuerdo a lo que los manuales de funcionamiento de estos equipos dictaminen.
- d) Una vez ubicado en forma vertical, se sujeta con cuatro eslingas desde los puntos designados para la elevación, como se nota en la figura siguiente, adicionalmente ARTECHE pide sujetar con una cuerda a la altura de la cabeza, las cuatro eslingas de elevación, por lo

que se sabe que estos transformadores llevan su centro de gravedad muy alto.

Figura 76. Procesos de elevación de un TP

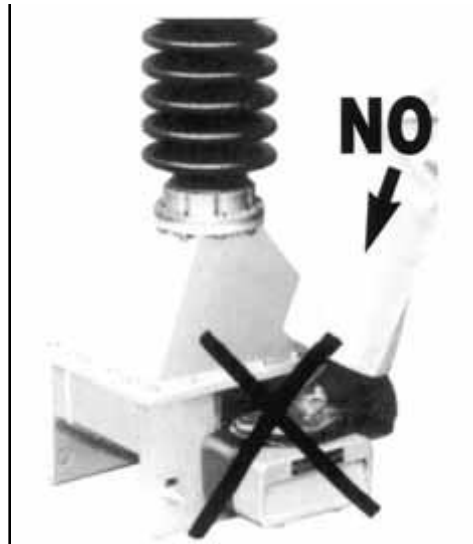


Fuente: "ARTECHE Instrucciones de transporte e instalación transformadores de potencial"

- e) Cerciorarse de que sus cuatro patas calcen perfectamente sobre la estructura que lo soportara.
- f) ARTECHE recomienda siempre aterrizar estos equipos ya que una mala conexión generará deterioros en los equipos.
- g) Se precisa controlar que las conexiones primarias y secundarias se encuentren perfectamente sujetas y todas la superficies de contacto libres de impurezas.
- h) Todo secundario según ARTECHE que no esté cargado debe permanecer como circuito abierto.

- i) Se debe evitar posicionarse sobre la caja de bornes secundarios

Figura 77. Incorrecta manipulación de un TP



Fuente: "ARTECHE Instrucciones de transporte e instalación transformadores de potencial"

- j) También el fabricante pide que se realicen pruebas de comprobación de que el cableado se encuentre de forma correcta.

5.3.2 Pruebas

Las pruebas prototipo requeridas son:

- Pruebas para elevación de temperatura (CEI-60044-2, cláusula 8.1).
- Prueba de capacidad de resistencia al cortocircuito (CEI-60044-2, cláusula 8.2).
- Pruebas de impulso (CEI-60044-2, cláusula 8.3).
- Prueba en húmedo para transformador tipo exterior (CEI-44-2, cláusula 8.4).

- Pruebas de la precisión para transformadores de potencial para medición (CEI-60044-2, cláusulas 12.3 y 12.4).
- Pruebas de la precisión para transformadores de potencial para protección (CEI-60044-2, cláusulas 13.6 y 13.7).

5.3.2.1 Pruebas de rutina

- a) Verificación de las marcas de los terminales (CEI-60044-2, cláusula 9.1).
- b) Pruebas de voltaje a frecuencia industrial en los devanados primarios y medición de descargas parciales (CEI-60044-2, cláusula 9.2).
- c) Pruebas de voltaje a frecuencia industrial entre secciones y en los devanados secundarios (CEI-60044-2, cláusula 9.3).
- d) Verificación de la precisión del transformador de potencial de medición (CEI-60044-2, cláusulas 12.4).
- e) Verificación de la precisión del transformador de potencial de protección (CEI-60044-2, cláusula 13.7).

5.3.2.2 Pruebas e inspecciones en el sitio

- a) Revisión de la instalación, puestas a tierra, estado de los aisladores, distancias mínimas, dotación de aceite.
- b) Medición de la resistencia del aislamiento de alta tensión con 5000 voltios y de baja tensión con 500 voltios.
- c) Medición del factor de potencia del aislamiento de las boquillas (prueba de collar).
- d) Medición de la relación de transformación.
- e) Medición de la capacidad en microfaradios de los capacitores de acoplamiento.

5.3.3 Cajas de agrupamiento

5.3.2.1 Montaje de los sistemas de control, protección y medida

Los gabinetes que conforman el sistema de control, protección y medida se montarán siguiendo la metodología general indicada a continuación:

- a) Ubicación, nivelación y anclaje de los gabinetes.
- b) Conexión de los gabinetes y de las barras de tierra de los mismos a la malla de tierra de la subestación, de acuerdo con lo indicado en los planos de construcción.
- c) Instalación de los elementos de control y protección y alambrado de los mismos en gabinetes existentes para realizar la interfaz eléctrica de acuerdo con lo establecido en los diseños.
- d) Una vez finalizadas las labores de montaje se llevará a cabo una limpieza exhaustiva de los gabinetes y la restauración del acabado que se haya deteriorado durante el montaje.

Figura 78. Caja de agrupamiento



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- a) Se coloca la tubería para los equipos de patio de 138kv.

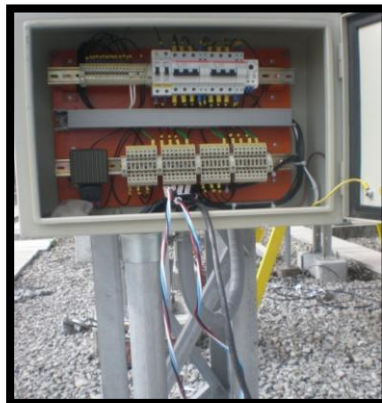
Figura 79. Tuberías de equipos de patio



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- b) La sumatoria de las corrientes y voltajes de los transformadores de corriente y potencial, se harán en cajas de agrupamiento fijadas a una de las estructuras metálicas de cada grupo de tres transformadores, desde donde se conectan al tablero de control y protección de la posición en la sala de tableros.
- c) Los cables de conexión entre las cajas de terminales de cada transformador hasta la caja de agrupamiento, se los llevará por medio de ductos subterráneos, instalados de acuerdo al detalle de montaje que consta en los planos de montaje.

Figura 80. Caja de agrupamiento



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

5.3.4 Recomendaciones

- a) Verificar el buen estado de los contactos de los bornes primarios (la temperatura de los mismos) y secundarios, y la calidad del apriete de los mismos.
- b) Limpiar el aislador de porcelana periódicamente.
- c) Vigilar la situación del indicador de posición del compensador y la posible aparición de manchas de aceite al pie del aparato.
- d) Para tomas de muestras de aceite el kit de toma de muestras y sus instrucciones están disponibles bajo pedido.

6 ARMADO Y ALINEACIÓN DE SECCIONADORES DE LA BAHÍA LAFARGE.

6.1 Datos generales

En la S/E Ibarra se utilizaron para la bahía convencional LAFARGE seccionadores de marca AREVA de la serie S3C (sin conector de tierra) y S3CT (con conector de tierra) son del tipo de doble interrupción lateral de tres columnas aislantes por polo.

Todas las partes del seccionador que estén sometidas a corrientes deberán ser estandarizadas y sometidas a pruebas de corto circuito, en conformidad con las siguientes normas.

Los seccionadores están amparados en forma general por la norma **IEC 60129** y en particular los ensayos se especifican en la **IEC 60694** con los complementos siguientes a la lista de los ensayos de tipo.

- ✓ Ensayos para verificar el poder de cierre en cortocircuito de los seccionadores o cuchillas de tierra.

- ✓ Ensayos para verificar que el funcionamiento y la resistencia mecánica son satisfactorios.
- ✓ Ensayos para verificar que el funcionamiento es satisfactorio en las condiciones severas de formación de hielo.
- ✓ Ensayos para verificar que el funcionamiento es satisfactorio a las temperaturas mínimas y máximas del aire ambiente.

Cada ensayo de tipo debe ser efectuado, en principio, sobre el aparato completo en condición de servicio. Ver párrafos 6.2 al 6.8 de **IEC 60694**.

- a) Con el fin de obtener un óptimo comportamiento en casos de corrientes de cortocircuito, el contacto electromecánico de las partes fijas y móviles deberá ser de tipo auto-limpiante y auto-restringente
- b) Teniendo en cuenta estas consideraciones se procede a armarlos a nivel del suelo, esto permitirá tener total control para el transporte, ajuste piezas y prueba de accionamientos mecánicos.
- c) Se debe tener cuidado con no dañar las partes de los equipos por los que deberán estar asentados sobre unos tacos de madera que resistan el peso de los mismos.

Figura 81. Preparación de seccionadores



Figura 82. Nivelación de seccionadores



Fuente: Proyecto modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

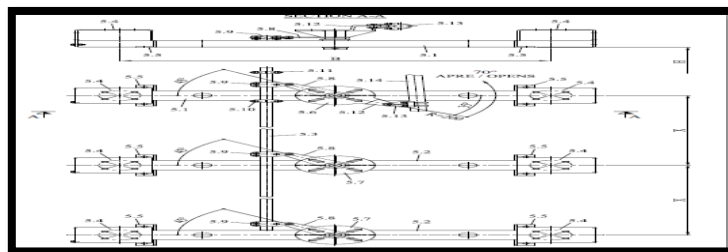
6.3 Bases

Las bases de los seccionadores deben ser estrictamente de acero galvanizado en calor a fin de soportar esfuerzos mecánicos en las condiciones de línea, corrientes inesperadas de corta duración.

- Italianas CEI IEC 62271-102;
- Americanas ANSI C37 de 30 a 37 NEMA SG 06;
- Británicas BS EN 62271-102;
- Europeas IEC 62271-102.

El aislador central que soporta el brazo móvil gira a hasta 70° para cerrar los contactos obteniendo un movimiento de roce. De acuerdo a la siguiente ilustración.

Figura 83. Eje de transmisión horizontal



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3C.

6.2 Montaje de seccionadores

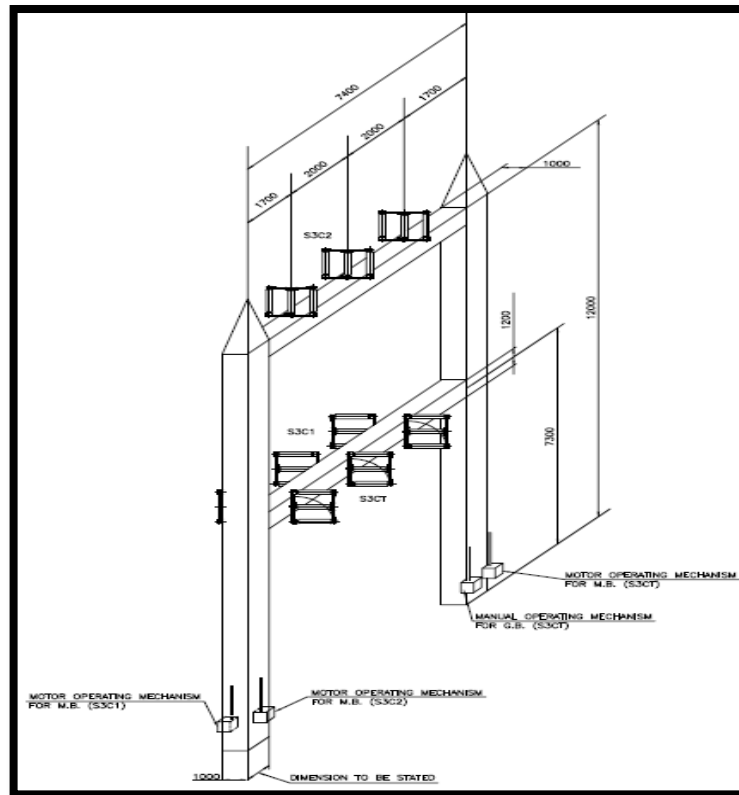
El objetivo fundamental de los seccionadores es conectar y desconectar partes específicas de un sistema eléctrico para poder dar mantenimiento con seguridad y realizar maniobras de operación o modernización.

Los seccionadores están diseñados para desconectar a tensión nominal pero no cuando fluye la corriente a través de las cuchillas. Por otra parte el interruptor (disyuntor) si permite desconectar con corriente. Si se desea desconectar un juego de cuchillas (seccionadores) se debe primero abrir el interruptor correspondiente. Aunque el principio de funcionamiento de los seccionadores no cambia para ciertos casos puede variar el medio aislante que puede ser aire, aceite o vacío según sea el caso.

Para el caso en cuestión se ha utilizado seccionadores de cuchillas giratorias (S3C) para el montaje en barra tanto en posición vertical como en posición horizontal.

También se considera montar un seccionador con cuchillas de puesta a tierra, misma que es utilizada en instalaciones con tensiones de servicio de entre 45KV y 400KV y corrientes nominales comprendidas entre 630A y 1200A.

Figura 84. Esquema de ubicación de seccionadores



Fuente: AS BUILT Subestación Eléctrica Ibarra

6.2.1 Procedimiento de montaje

Antes de realizar el montaje de los seccionadores se debe realizar considerar los siguientes procedimientos particulares:

- Se deberá realizar el estado de cada una de las partes en que se reciben cada una de las partes de los seccionadores.
- Tener mucho cuidado con el manejo y almacenamiento de cada una de las partes, para esto se debe estar familiarizado con todos planos y documentos pertinentes
- Se debe comprobar que el chasis y bridas de conexiones se encuentren alineadas y niveladas.

- d) Revisar el estado de los empaques así como puntos de acople mecánicos de los mecanismos de operación.
- e) El ajuste correcto de la carrera de los contactos principales y auxiliares.
- f) La correcta calibración de los instrumentos de control de cada mecanismo de operación.
- g) Las uniones de puesta a tierra de los seccionadores y la disposición de chicotes de malla a tierra de acuerdo con los planos de construcción.
- h) Los circuitos internos de los mecanismos de operación vendrán conectados desde la fábrica así como los contactos auxiliares y dispositivos de calefacción, pero si por efectos de montaje se hace necesario desconectar o desensamblar, se volverá a conectar adecuadamente siguiendo los mismos criterios de identificación y codificación empleadas por el fabricante
- i) Se debe preparar y tratar las superficies de las partes activas a través de las cuales va a transitar la corriente como, la superficie de contacto entre la placa o mango de conexión línea y la grapa de conductor de línea con tricloriteno o clorotene) y de la posible oxidación con un cepillo en acero inoxidable o papel de lija fino, además recubrir en seguida con pasta antioxidante y acoplar lo antes posible las dos superficies.

En todo el proceso armado y montaje de los seccionadores es necesario contar con:

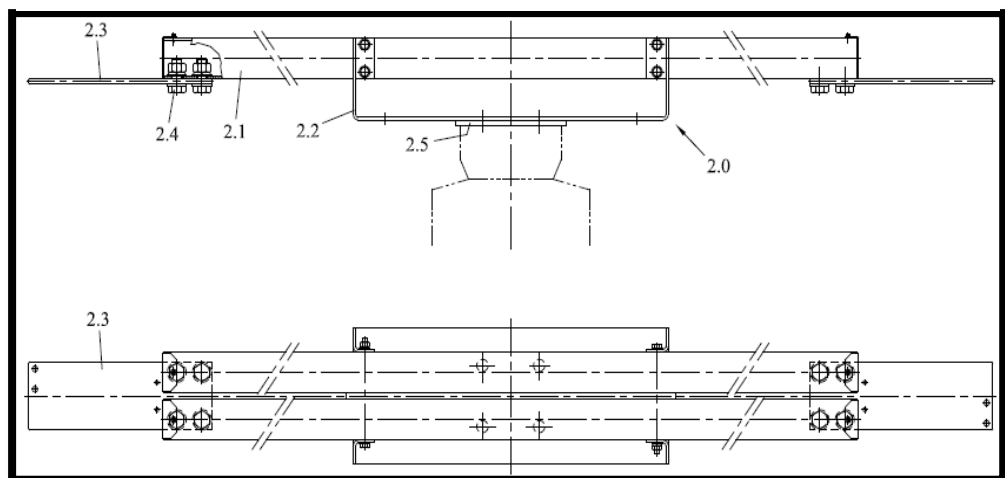
- j) Estructuras de apoyo pueden ser tacos de madera o cualquier material que impida el rozamiento directo del equipo con el suelo.
- k) Mecanismo de elevación, este puede ser una hidro-grúa que facilite el traslado de los seccionadores hasta los puntos de instalación en la estructura de soporte como se muestra en la siguiente fotografía.

- l) Planos entregados por el fabricante
- m) Herramienta manual adecuada:
 - Nivel
 - Juego de rachas.

6.3.1 Parte activa del seccionador

La parte activa es decir la parte móvil está conformada por un brazo giratorio el cual consta de contactos móviles machos y dos contactos fijos hembra montados en aisladores laterales fijos. De acuerdo a la siguiente ilustración.

Figura 85. Parte activa de seccionador



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3C.

2.0 Parte activa móvil

2.1 Brazo móvil

2.2 Soporte del brazo móvil

2.3 Contacto móvil macho

2.4 Tornillos de fijación del contacto móvil macho

2.5 Placa separadora

Los contactos y el brazo móvil se conforman por un plato de cobre con dimensiones adecuadas según la corriente nominal del seccionador.

6.3.2 Contactos fijos del seccionador

Los contactos fijos del seccionador están formados por hojas de cobre a cada lado, los cuales ejercen una presión adecuada y constante. Estos contactos serán montados como se muestra en la siguiente ilustración.

Figura 86. Vista superior de contacto

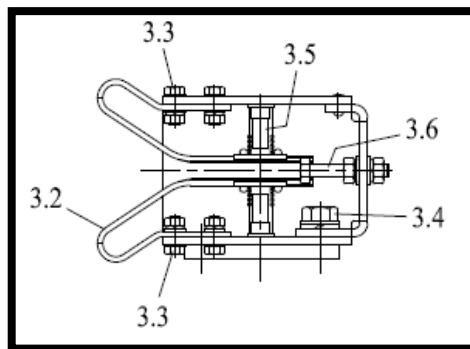
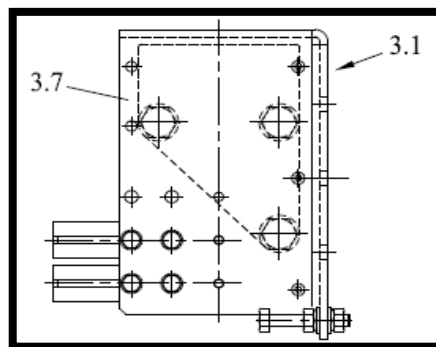


Figura 87. Vista lateral de contacto



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3C.

3.1 Conjunto contacto fijo hembra

3.2 Tornillos de fijación contacto hembra

- 3.3 Tornillos de fijación hojas contacto hembra
- 3.4 Tornillos de fijación al aislador
- 3.5 Tornillos de fijación resortes de presión hojas contacto hembra
- 3.6 Perno de tope de recorrido
- 3.7 soporte contacto fijo hembra

“El número de los hojas de cobre de los contactos fijos y las dimensiones de los contactos móviles dependen de las características eléctricas y mecánicas del aparato.”

FUENTE (INSTRUCCIONES DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO D0622-01-ES AREVA)

En el caso de que esté prevista la instalación de los conectores de tierra (seccionadores de tipo S3CT), se recomienda respetar la siguiente secuencia de operaciones que a continuación se indica:

- a. Tirante horizontal de transmisión del conector de tierra.
- b. Conector de tierra
- c. Eje vertical de transmisión y mecanismo de accionamiento del conector de tierra.

6.4 Esquema de montaje seccionador s3ct en posición vertical

Figura 88. Seccionador vista lateral

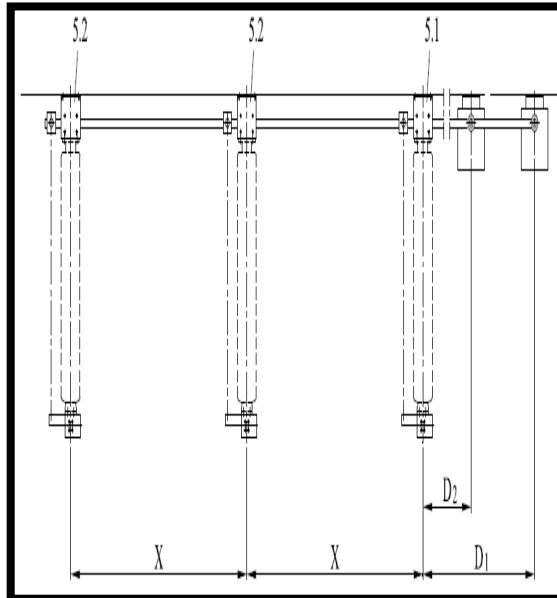
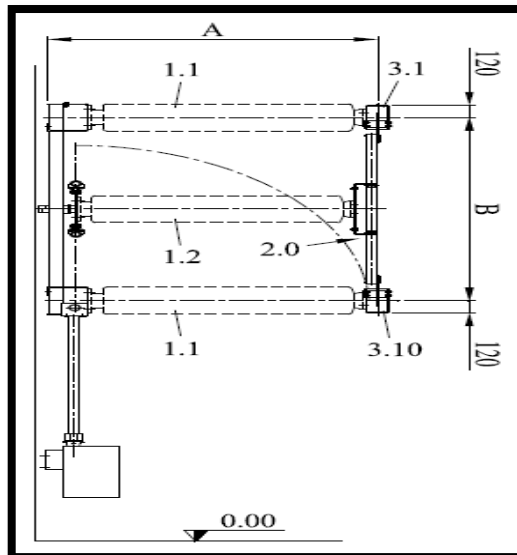
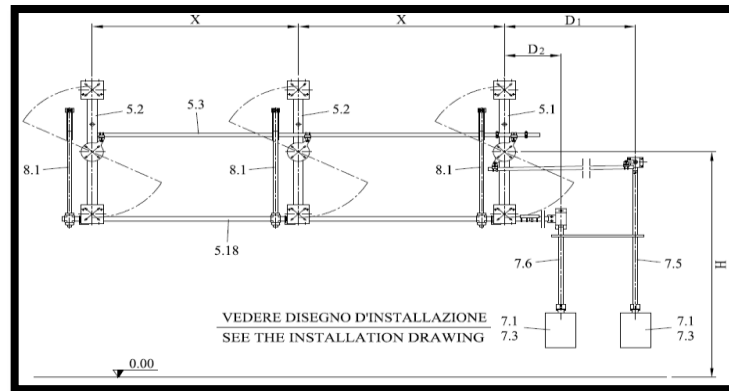


Figura 89. Seccionador vista superior



Fuente: Instrucciones de instalación y mantenimiento d0622-01-es areva

Figura 90. Seccionador en posición vertical



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

- 1.1 Aislador de soporte
- 1.2 Aislador giratorio
- 2.0 Parte activa móvil
- 3.1 Contacto fijo principal
- 3.10 Contacto fijo del principal con contacto fijo del conector de tierra
- 5.1 Base inferior de accionamiento
- 5.2 Base inferior accionada
- 5.3 Tirante horizontal de transmisión seccionador
- 5.18 Tirante horizontal de transmisión del conector de tierra;
- 7.1 Mecanismo de accionamiento motorizado de un eje
- 7.3 Mecanismo de accionamiento manual de un eje
- 7.5 Eje vertical de transmisión del seccionador
- 7.6 Eje vertical de transmisión conector de tierra
- 8.1 Conjunto del conector de tierra

6.4.1 Esquema de montaje seccionador S3CT en posición vertical

Figura 92. Vista superior seccionador S3CT

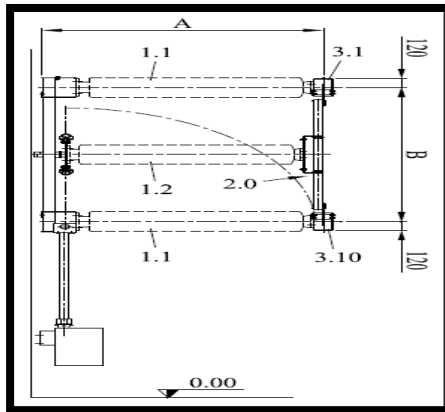
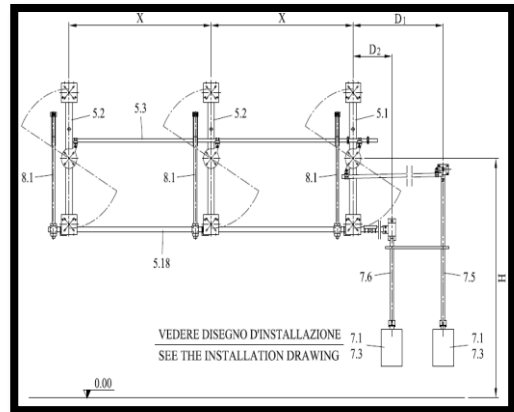
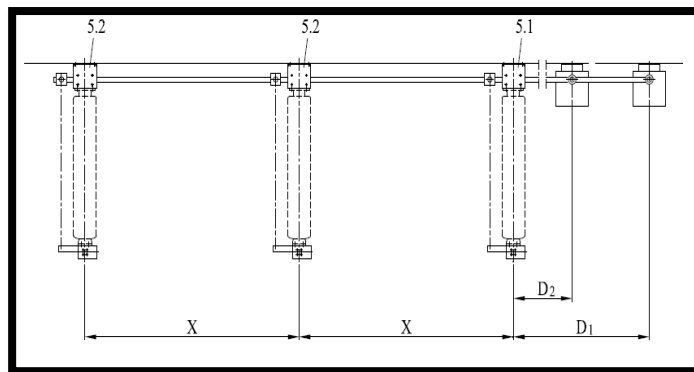


Figura 91. Vista lateral seccionador S3CT



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

Figura 93. Esquema seccionador S3CT



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

- 1.1 Aislador de soporte
- 1.2 Aislador giratorio
- 2.0 Parte activa móvil
- 3.1 Contacto fijo principal
- 3.10 Contacto fijo del principal con contacto fijo del conector de tierra
- 5.1 Base inferior de accionamiento
- 5.2 Base inferior accionada

5.3 Tirante horizontal de transmisión seccionador

5.18 Tirante horizontal de transmisión del conector de tierra.

7.1 Mecanismo de accionamiento motorizado de un eje.

7.3 Mecanismo de accionamiento manual de un eje

7.5 Eje vertical de transmisión del seccionador

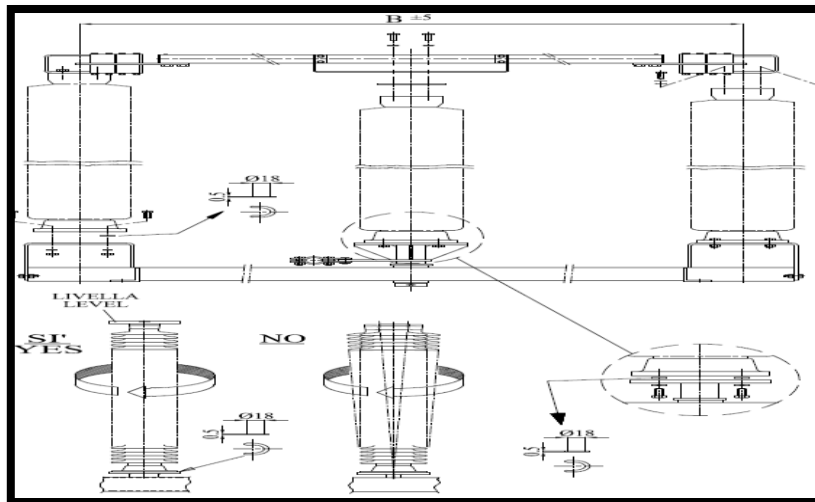
7.6 Eje vertical de transmisión conector de tierra

8.1 Conjunto del conector de tierra

6.4.1.1 Condiciones previas:

- a) Se debe comprobar girando manualmente y con la ayuda de un nivel que todas las partes que sirven como superficies de apoyo de los aisladores.
- b) Verificar que el disco giratorio que soporta el aislador giratorio empate perfectamente en los contactos fijos y que el movimiento no describa una trayectoria de cono. Como se indica en la ilustración 46
- c) Si fuese necesario se deberá insertar arandelas en "C" en los pernos entre la estructura de soporte y las bridas de las bases hasta obtener la horizontalidad requerida.
- d) Hay que prestar especial atención en la fase de fijación a fondo para que no se produzcan deformaciones que podrían alterar las regulaciones ya hechas, si esto llegara a ocurrir se deberá repetir las operaciones precedentes antes de fijar definitivamente las bases a la estructura.

Figura 94. Vista Superior de seccionador



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

Luego de ser armados los equipos se procede al montaje de los mismos sobre las estructuras metálicas, para lo cual se hace necesaria la ayuda de una grúa telescópica para transportarlos al lugar en donde se va a montar.

Figura 95. Elevación de seccionadores



Figura 96. Uso de grúa para elevación de seccionadores



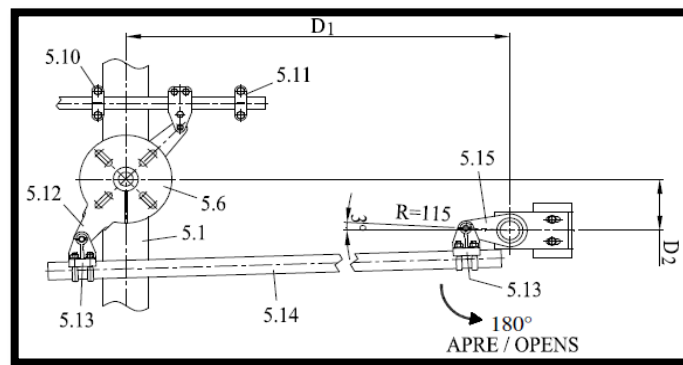
Fuente: Modernización Subestación eléctrica Ibarra

Una vez instalados los seccionadores se procede a montar el mecanismo de transmisión para mando electromecánico. Para las operaciones de abierto y cerrado del seccionador, este consta de:

6.4.1.2 Palanca y tirante del comando:

Tiene la función de transmitir el esfuerzo mecánico ejercido sobre el eje de transmisión vertical el disco giratorio.

Figura 97. Palanca y tirante de comando



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

6.4.1.3 Eje vertical de transmisión:

- La parte superior del eje vertical de transmisión va acoplada a la palanca de comando a través de un cubo de conexión mediante un pestillo y los respectivos pasadores.
- Este conjunto deberá ser fijado a la estructura de soporte.

Figura 98. Vista lateral de soporte de estructura

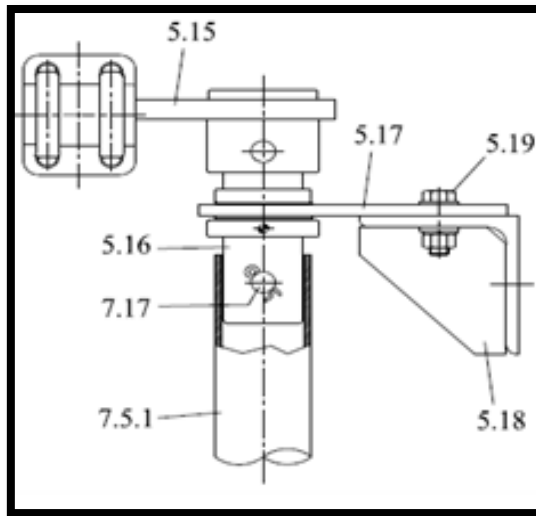
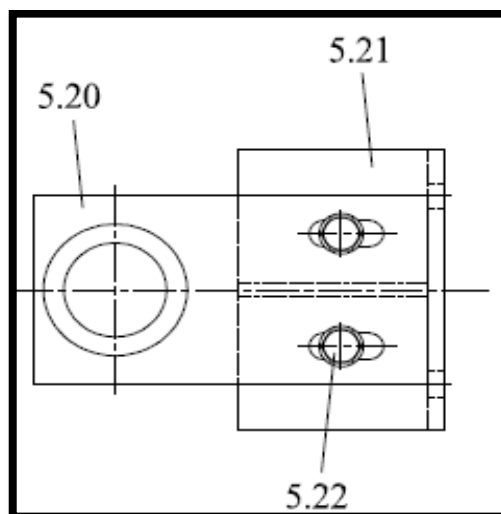


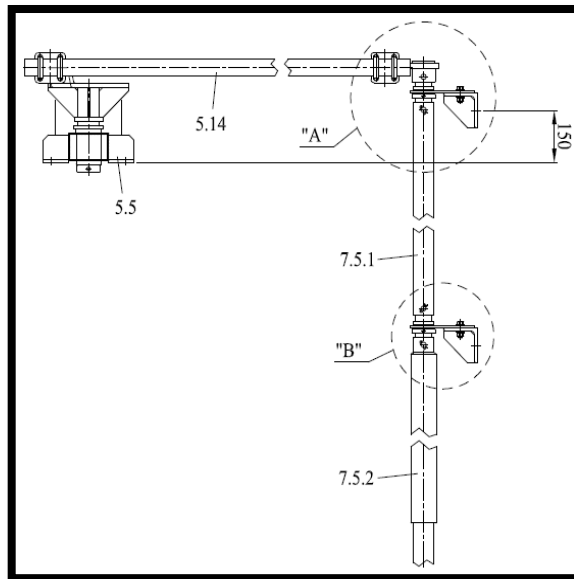
Figura 99. Vista superior de Soporte de estructura



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

- c) Verificar que la sección superior del eje de transmisión vertical quede en esa posición en las dos posiciones ortogonales. Como muestra la ilustración siguiente.

Figura 100. Vista lateral de eje de transmisión



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

Para el armado de la sección inferior del eje vertical de transmisión:

- a) Se debe tener mucho cuidado de no ajustar completamente los pernos hasta que se esté completamente seguro de que el rozamiento entre las partes sea el óptimo.
- b) Verificar que las superficies internas de las abrazaderas estén limpias y sin ningún resto grasas y otras impurezas.

Figura 101. Detalle "B" de eje de transmisión

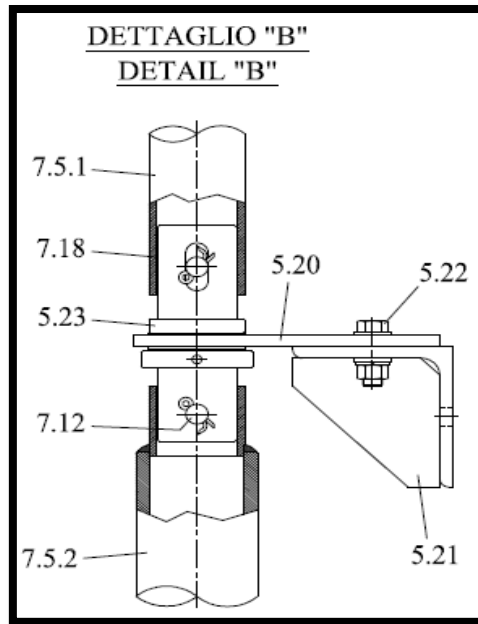
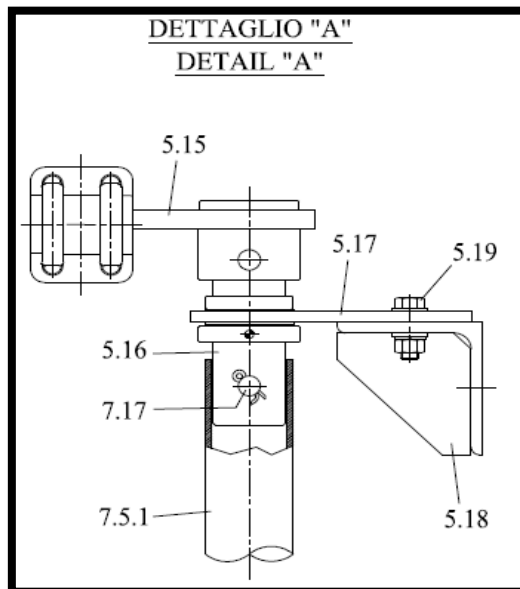


Figura 102. Detalle "A" de eje de transmisión



Fuente: Manual de instrucciones de instalación y mantenimiento de Seccionadores AREVA S3CT.

- c) Cuando se haya comprobado que el eje vertical permanezca a plomo tanto en la posición abierto como cerrado del seccionador se puede apretar definitivamente la abrazadera para fijar el eje a través de los pernos con un valor de par de 80Nm.
- d) Con el fin de facilitar la operación se puede lubricar los pernos con grasa corriente de uso mecánico.
- e) Al colocar el tirante de transmisión es preciso que todos los seccionadores se encuentren en posición cerrada para tener como base un ángulo común (0°).

6.5 Conexiones, Comprobaciones y puesta a punto

6.5.1 Conexiones

Conectar a la red de tierra todos los puntos de puesta a tierra.

- a) Efectuar la conexión eléctrica del mecanismo de accionamiento de acuerdo con los esquemas eléctricos incluidos.
- b) Conectar adecuadamente los conductores de alta tensión a las placas de conexión línea.
- c) Comprobar que no se induzcan en el seccionador, tensiones superiores a las calculadas.

6.5.2 Comprobaciones y puesta a punto

Efectuar con atención algunas maniobras a mano y a motor, y comprobar que:

- a. En las posiciones extremas las chapas colocadas en el cubo del disco lleguen correctamente a la referencia colocada en la chapa fijada en el techo del armario;

- b. En cierre, el acoplamiento de los contactos macho y hembra se efectúe correctamente;
- c. La absorción del motor alimentado a su tensión nominal entre dentro de los límites admitidos (ver esquema eléctrico).

6.6 Armario y control de seccionadores

Tienen como fin almacenar todos los circuitos eléctricos de baja tensión de mando de los seccionadores y el accionamiento manual de los mismos.

Debe ser colocado en patio y montado a la estructura propia de barra donde se encuentran ubicados los seccionadores de una bahía específica.

Todos los acoples al armario de control y este mismo a la estructura de soporte deben ser empernados.

El sistema de control desde el armario de control consta de una manivela extraíble para efectuar las operaciones manuales de emergencia de los seccionadores, el cual da el impulso mecánico de manera rotatoria a través de la manivela a un dispositivo mecánico llamado grupo de señalación, que está unido directamente a las levas regulables de accionamiento del eje vertical; el sentido de maniobra estará indicado en el dispositivo, (anti horario para abrir).

Figura 103. Vista Lateral caja de mando

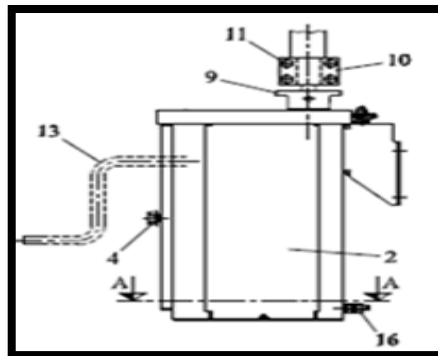
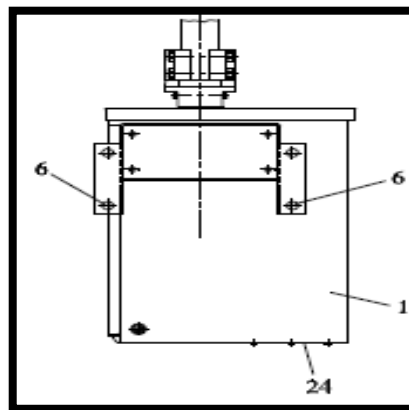


Figura 104. Vista aérea caja de mando



Fuente: MOTOR OPETARING MECHANISM CMM/300 TYPE AREVA

6.9 Aparatos eléctricos y mecánicos internos – paneles eléctricos (ejemplo de disposición de algunos aparatos)

Figura 105. Armario (vista frontal)



Figura 106. Abrazadera



Figura 107. Vista Interior



Figura 109. Vista de paneles eléctricos y del grupo de señalización de conmutador

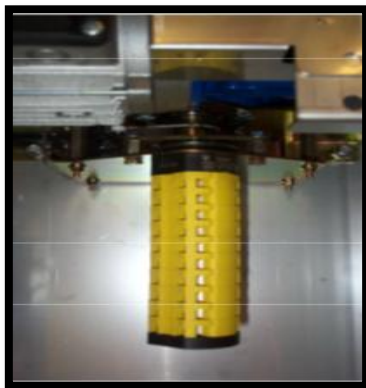


Figura 108. Grupo de señalización y finales de carrera del motor



Fuente: Modernización de la subestación eléctrica Ibarra

Figura 111. Mandos de seccionador



Figura 110. Montaje de Soportes

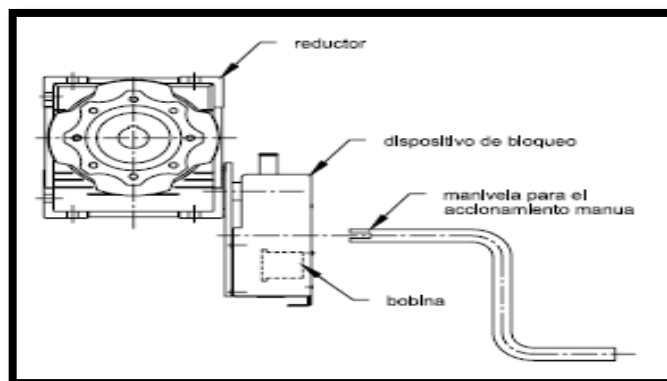


Fuente: Modernización de la subestación eléctrica Ibarra

6.10 Dispositivo electromecánico de interbloqueo para mandos manuales y a motor

Este dispositivo se incorpora a continuación del reductor y su finalidad es impedir que se introduzca la manivela para el accionamiento manual si no existe un consentimiento eléctrico.

Figura 112. Elementos para maniobra manual

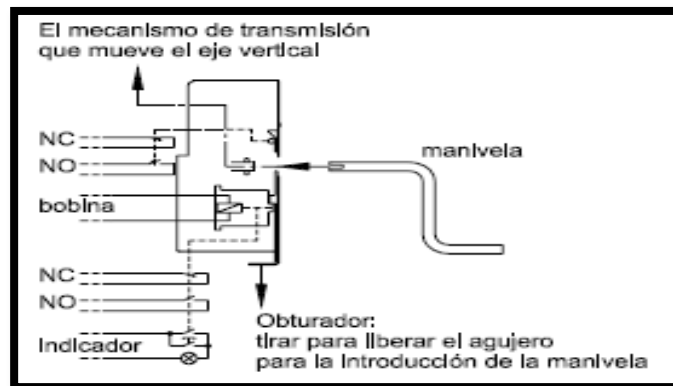


Fuente: MOTOR OPETARING MECHANISM CMM/300 TYPE AREVA

Internamente consta de una bobina o relé con contactos normalmente abiertos (NO) y normalmente cerrados (NC), interbloques exteriores y un

indicador de señalización con pulsador. Como se muestra en la ilustración que sigue:

Figura 113. Instrucciones de manipulación manual



Fuente: Motor operating mechanism cmm/300 type areva

Se manipula de la siguiente manera:

- En condiciones normales el obturador está bloqueado por la bobina y no puede realizarse ninguna operación manual porque el agujero de introducción de la manivela está cerrado.
- Cuando existe un consentimiento eléctrico externo, la bobina se energiza y desbloquea el obturador luego se debe introducir la manivela para efectuar la operación de cierre y apertura de los seccionadores.
- Al momento que se introduce la manivela, un contacto auxiliar normalmente cerrado (NC) abre un circuito auxiliar que está conectado con la alimentación del motor impidiendo que se efectúen operaciones con el mismo.
- Una vez instalado se debe controlar en el esquema eléctrico la alimentación de la bobina e el tipo u cantidad de los contactos auxiliares normalmente abiertos (NO) y normalmente cerrados (NC) cableados.

6.11 Operaciones de mantenimiento

Los aparatos (seccionadores y conectores de tierra) no necesitan unas operaciones de mantenimiento especiales. A pesar de ello, para garantizar el correcto funcionamiento del aparato, se aconseja efectuar controles periódicos y acciones de mantenimiento especialmente en los elementos más sensibles o especialmente sometidos a desgaste. La frecuencia de los controles y de las operaciones de mantenimiento depende del número de operaciones garantizadas por el aparato (1.000, 2.000, 3.000 o 10.000) en el pedido. Montaje de seccionadores en las bahías LAFARGE.

Figura 114. Uso de grúa para montaje de seccionadores



Fuente: modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 115. Trabajos con ayuda mecánica



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 116. Trabajos en altura con equipos eléctricos y mecánicos



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 117. Trabajos de energización de bahías



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

7 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Figura 118. Disyuntor o interruptor de potencia



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

El interruptor de potencia es un dispositivo de accionamiento electromecánico el cual tiene como función principal conectar y desconectar circuitos eléctricos en condiciones normales y/o de falla.

Para casos en los que se requiera, el interruptor debe tener la capacidad de re cierre.

Cabe destacar que la distancia entre los aisladores para los diferentes equipos como son seccionadores, disyuntores, instrumentos de medición como TC o TP y pararrayos; no depende del tipo de equipo sino más bien del nivel de diferencia de potencial que estos manejan. Siendo así se usa la regla de 1 centímetro por cada 1000 voltios.

7.1 Instalación y mantenimiento de los interruptores de potencia.

Figura 119. Montaje de disyuntor de potencia



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 120. Revisión e Inspección del disyuntor



Fuente: Modernización da la Subestación Eléctrica Ibarra

Para la instalación y el mantenimiento se deben considerar los siguientes datos fundamentales:

Tabla 32. Datos de tiempos de maniobra

TEMPOS DE MANIOBRA		
Descripción	Unidad	Cantidad
Duración mínima de la orden	ms	80
Tiempo de cierre	ms	57 ± 6
Tiempo de apertura	ms	31 ± 3
Duración del arco	ms	15 ± 3
Tiempo total de apertura	ms	65 ± 8
Tiempo de ruptura	ms	300
Tiempo de cierre - apertura	ms	30 ± 10

Fuente: Instrucciones de servicio Interruptor de potencia 3AP1FG Siemens AG 2006

Además se deben tener en cuenta los siguientes datos

Tabla 33. Continuación de datos de maniobra

OTROS DATOS		
Descripción	Unidad	Cantidad
Distancia entre contactos abiertos	mm	30
Carrera de tubo de contacto	mm	300
Cantidad de SF6	Kg	32
Precisión nominal SF6 a 20°C	bar	6.5 ± 0.2
Capacidad de presión del acumulador	dm ³	70

Fuente: Instrucciones de servicio Interruptor de potencia 3AP1FG Siemens AG 2006

- a) Se debe revisar minuciosamente todas las partes que han sido transportadas, desensambladas o seccionadas
- b) Las instalaciones que utilizan gas se realizarán con los elementos suministrados por los fabricantes y se debe asegurar que sean materiales de óptima calidad.
- c) Desbloquear todas las partes móviles del disyuntor que hayan sido provistas de algún elemento de fijación durante su transporte ya que alguna operación falsa podría originar sobrecargas mecánicas indebidas.
- d) Es importante revisar minuciosamente el estado de los empaques y las bridas de las conexiones roscadas y soldadas para asegurarse de que no presenten ningún tipo de fugas los elementos de lubricación, de aislamiento o del medio de transmisión de la potencia de operación de los disyuntores.
- e) Se debe realizar pruebas de operación mecánica, pruebas de rigidez dieléctrica de acuerdo con las normas IEC, pruebas de presión de gas en los elementos de interrupción, estos serán procedimientos de rutina que se deben cumplir para asegurar la operación adecuada del disyuntor.
- f) Los mecanismos de operación, contactos auxiliares, dispositivos de calefacción y de conexión serán alambrados y conexiónados en fábrica, pero de ser estrictamente necesario se podrá desconectar y conectar los circuitos siguiendo las mismas pautas de identificación y codificación empleadas por el fabricante y siguiendo las normas aplicables.
- g) Las conexiones de puesta a tierra para estructuras y el equipo de interrupción se conectarán a la malla de puesta a tierra de la subestación y se realizará de acuerdo a los planos de construcción.

7.2 Puesta en servicio

Para asegurar el buen funcionamiento del interruptor a la hora de energizarlo es importante verificar los siguientes puntos.

- a) Correcto llenado de gas SF6 a una presión de 5.5bars.
- b) Revisión de alarma y bloqueo por baja presión de gas SF6.
- c) Llenado de aceite al mecanismo hidráulico.
- d) Revisión de precarga de nitrógeno en paro y arranque de bomba.
- e) Verificar los niveles de voltaje y corriente en motores, sistemas de caldeo y bobinas de operación.
- f) Comprobar la correcta operación de cierre y apertura (local remota) y discrepancia de polos.
- g) Protección por antibloqueo del interruptor y la operación del panel de alarmas.

7.2.1 Pruebas de puesta en servicio

Antes de poner en servicio al interruptor se deben cumplir y aprobar satisfactoriamente las siguientes pruebas.

- a) **Resistencia de aislamiento:** expresada en mega ohmios.
- b) **Factor de potencia.** Se basa en la comparación de un dieléctrico con un condensador, en donde el conductor energizado es la placa y la carcasa del equipo es la otra placa del condensador.
- c) **Resistencia de contactos:** para detectar puntos que tengan alta resistencia en los contactos de las cámaras de interrupción.
- d) **Tiempo de operación:** se debe comprobar los tiempos de operación y además verificar la simultaneidad de los polos o fases.

7.2.2 Criterios de aceptación de puesta en servicio

Se acepta la puesta en marcha a los interruptores cuando:

- a) Los valores de resistencia de aislamiento es mayor de 100,000 mega-ohmios.
- b) Los valores de factor de potencia son menores de 1%
- c) Los valores de resistencia de contactos son entre 30 y 100 micro-ohmios.
- d) Los valores de tiempo de operación son entre 45 y 90 milisegundos y la simultaneidad entre polos no rebasa el medio ciclo.
- e) Se haya verificado el correcto estado y funcionamiento del panel de alarmas.
- f) Se haya verificado los valores nominales de presión y voltaje.

El disyuntor de 69 KV para el banco de capacitores es tripolar, de operación monopolar, con relé de mando sincronizado.

7.2.3 Criterios para el mantenimiento de interruptores

- **El número de operaciones:** Uno de los factores más importantes a la hora de dar mantenimiento a un interruptor está dirigido a la conservación de los contactos, medio de interrupción y mecanismo de operación.
- **Kiloamperios acumulados:** se enfocan en el mantenimiento de la cámara de interrupción para lo cual se cuentan los kiloamperios acumulados durante las fallas en tiempo determinado.
- **Condiciones ambientales:** se debe hacer un análisis de la incidencia de la subestación en relación cercana con refinerías, desechos industriales, fuentes de agua y en climas muy extremos.
- **Recomendaciones del fabricante:** Es muy importante tener en

consideración las recomendaciones de los fabricantes ya que estas nos pueden brindar una pauta de aspectos funcionales del interruptor.

7.3 Precauciones y recomendaciones

Además de los procedimientos que este manual de instrucciones indica como peligrosos, el personal usuario debe observar lo siguiente:

- a) Que los equipos de prueba cuenten con un certificado de calibración que respalde la prueba.
- b) Considerar las condiciones atmosféricas al realizar las pruebas de factor de potencia y de resistencia de los aislamientos.
- c) Sólo se debe trabajar en interruptores automáticos que estén desconectados. El interruptor automático debe estar seccionado, puesto a tierra y con todas las alimentaciones de control desconectadas antes de realizar cualquier prueba, mantenimiento o reparación.
- d) Sólo se deben realizar tareas de mantenimiento en un interruptor automático tras destensar los mecanismos con resortes, excepto para probar los mecanismos de tensado. Para estar seguro, debe comprobarse que los indicadores marcan ABIERTO y DESTENSADO.
- e) Permita siempre que los dispositivos de enclavamiento y los mecanismos de seguridad funcionen sin forzarlos ni neutralizarlos.
- f) Contar siempre con bibliografía de interruptores de potencia.

8 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE LA BAHIA GIS ENCAPSULADO

El equipo GIS tiene en su interior incorporado los dos sistemas de protección contra corriente y contra voltaje utilizando el gas SF6 como agente extintor del arco eléctrico

Previo al montaje del equipo GIS encapsulado es necesario identificar, conocer y evaluar en qué condiciones se va a llevar a cabo el montaje de dicho equipo, es decir analizar si el área en el que se va a colocar este equipo está completamente adecuada y si se adaptara a dicho elemento.

La realización de pruebas o ensayos practicados al suelo, las cimentaciones de bases, cimentaciones de canaletas fueron efectuadas por el Ilustre Municipio de Ibarra a cargo del Laboratorio de mecánica de suelos y ensayos de materiales.

Estas pruebas señaladas anteriormente son de gran utilidad ya que determinan en qué condiciones se encuentran los diferentes agregados a el material que se utilizara como ya dijimos para las diversas cimentaciones, este tipo de pruebas se deben ejecutar con un personal eficazmente capacitado con motivo de evitar cualquier inconveniente a futuro por ensayos mal practicados.

Figura 121. Construcciones civiles



Fuente: Obras complementarias civiles CELEC EP

Al culminar la actividad civil y contar con todas las pruebas y ensayos requeridos (**Para más información Véase PRUEBAS Y ENSAYOS Anexo 4-B**) que demuestren la eficiencia de materiales del hormigón, si se cuenta con un resultado satisfecho como es el caso se

procede inmediatamente con la siguiente actividad que es la preparación de materiales para el montaje de la bahía encapsulada GIS, pero si no se obtienen resultados efectivos y convincentes se analizará, evaluará y se tomaran las respectivas acciones correctivas para mejorar el trabajo.

8.1 Preparación de materiales y herramientas adecuadas a la actividad

Seguidamente al culminar de la actividad civil procedemos a la coordinación y preparación de materiales y herramientas todos estos apropiados

Para la ejecución y montaje del equipo gis de superficie básicamente se necesitan los siguientes elementos:

- Maquinaria de izaje de cargas.
- Eslingas de izaje.
- Cabos o sogas.
- Llaves mecánicas de boca corona.
- Destornilladores.
- Arnés de seguridad.
- Polipastos.
- Poleas.
- Herramientas manuales (alicates, martillos, etc.).
- Elementos de sujeción.
- Elementos de deslizamiento (rieles).
- Herramientas dieléctricas.
- Equipos de protección personal.
- Sistemas de aterrizaje de equipos.
- Detector de proximidad.
- Torquímetro

- Eslabones.
- Sistemas de aterrizaje de líneas a 69Kv.
- Grapas de sujeción tipo grillo.
- Megger.
- Telurímetro.
- Raches o tecles de 6 toneladas
- Planos de configuración de bahías.
- Diagramas unifilares de las bahías.
- Remachadora hidráulica tipo burndi
- Guantes dieléctricos.
- Pértiga telescópica
- Moldes para soldas exotérmicas de tipo varilla-cable y cable-cable.
- Ignitor electrónico para soldadura exotérmica.
- Cortadora de cables.
- Llaves de pico.
- Amoladora.
- Taladro.
- Sacabocados
- Marquilladora para señalización termo contraíble.
- barretas
- niveles
- escuadras
- flexómetros
- Machinadora hidráulica
- cámara fotográfica

8.2 Condiciones de limpieza

Una de las cosas que es casi inusual tomar en cuenta en el montaje de equipos es la limpieza del área que va ser utilizada para realizar el trabajo, de tal manera que la limpieza es una condición indispensable para el cumplimiento de cada uno de los parámetros de calidad garantizados.

Para ejecutar esta actividad se nombrara a un responsable con la finalidad de que mantenga un alto índice de limpieza en la obra, para mayor efectividad este tipo de nombramiento es recomendable darlo en la obra mediante un anuncio, y el responsable de la limpieza deberá tener la obligación de informar a todo el personal sin excepción al respecto de la limpieza y de proporcionar los productos de limpieza e implementos necesarios para controlar la higiene.

8.3 Instrucciones de servicio

Particularmente en las instrucciones de servicio se suelen nombrar su composición y estructura de la subestación compacta GIS y evidentemente información medular sobre el montaje, puesta en servicio así como posibles inconvenientes producidos por el mismo montaje.

8.4 Planos de montaje

La documentación referente al montaje, como por ejemplo los planos de detalle o de montaje serán de vital importancia para el ensamblaje ya que nos ayudaran a detalle de cada uno de los módulos, la descripción los puntos de unión y los compartimentos de gas.

8.5 Cuidados técnicos de gas

- a) En lo que respecta a este tema al momento de realizar el montaje es imprescindible inspeccionar los compartimentos de gas los cuales pueden ser por ejemplo:
- b) El volumen del compartimiento del gas.
- c) La presión a la que se encuentra.
- d) Los valores de ajuste del densímetro.
- e) Los dispositivos de control de temperatura.
- f) La presión de llenado.

8.6 Diagrama unifilar

En lo referente al diagrama unifilar al momento de realizar el montaje y las futuras conexiones eléctricas serán de vital importancia puesto que nos indicara cada una de las arterias eléctricas que conforman la subestación GIS y además todos los módulos activos y las salidas.

Para mayor seguridad a fin de evitar anomalías, previo a la puesta en marcha será estrictamente necesario realizar pruebas de megado en cada uno de los cables de alimentación eléctrica o en los cables de salida ya que de esta manera se logra corregir conexiones equivocadas o efectivas conexiones si la alimentación eléctrica del GIS fuese con cable armado se precisará de elaboración de puntas terminales a cada extremo del cable y posterior a esto se procederá al control de calidad en base a pruebas de alta potencia “Hi-pot” y de pruebas de megado.

Posterior a las respectivas pruebas se continúa con la conexión de las mismas, este procedimiento se realizará siempre y cuando se tenga cable armado como alimentación. Ventajosamente en la Subestación eléctrica

Ibarra las líneas de alimentación fueron de cable desnudo de aluminio ACSR.

8.7. Manuales de Conexión

Figura 123. Instrucciones a personal para conexión GIS



Figura 122. Ejecución de Conexiones en GIS



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

En la mayor parte de los equipos de superficie es común encontrar manuales de conexión en determinados puntos o derivaciones, los cuales tienen entre otras cosas:

- ✓ un diagrama unifilar de derivación.
- ✓ una lista de piezas.
- ✓ un esquema de contactos.
- ✓ Explicación general de cada una de las piezas.
- ✓ Protocolos de calidad.

8.8 Medios de montaje

Cuando se va a montar equipos nuevos generalmente los módulos o grupos funcionales se suministran en estado pre-montado y transportado al sitio de trabajo con vehículos apropiados para cargas pesadas y delicadas, por supuesto las vías de transporte deberán estar acorde con

el medio de transporte, y si existiera puentes deberán poseer la resistencia obligatoria para soportar dicha carga.

Para el caso de la Subestación Eléctrica Ibarra y específicamente en el equipo GIS se facilitaron las actividades de transporte y se obviaron readecuaciones de las vías puesto que el equipo no fue de considerables dimensiones pero al momento de arribar a la locación si se precautelo la integridad estructural del equipo, de tal manera que por estas condiciones se requirió de otro tipo de adicional de procedimiento el cual lo detallamos a continuación.

Por la exigencia de la urgente modernización se realiza el montaje de un equipo GIS dentro del cual entran los siguientes requerimientos:

- a) Coordinar actividades.
- b) Designación de personal técnico para dicha actividad.
- c) Inspección previa al equipo.
- d) Desenergización del sistema eléctrico de alimentación.
- e) Contar con maquinaria especializada en izaje de cargas.
- f) Herramienta a utilizar totalmente disponible y completa.
- g) Identificación de posibles riesgos causantes de accidentes.
- h) Condiciones locales claramente definidas, (rutas de traslado de equipo).

Figura 125. Montaje de postes con maquinaria



Figura 124. Maquinaria para izaje de cargas



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

8.9 Medidas de Protección contra Incidentes

La locación de emplazamiento de la subestación y todas sus áreas secundarias y demás construcciones deben satisfacer condiciones de seguridad confiables y aceptables para el trabajo seguro y eficaz.

Figura 126. Movimiento de equipo GIS



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 127. Deslizamiento de equipo GIS



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Las medidas de protección se las realiza de acuerdo al nivel de gravedad de los trabajos, por ejemplo:

- a) cuando se vaya a realizar trabajos en caliente se debe contar con un procedimiento que garantice que el trabajo a efectuarse será seguro.
- b) En el procedimiento se debe recalcar puntos como medidas de mitigación en caso de incendios.
- c) Equipo contra incendios cercano y como operarlo.
- d) Rutas de acceso y escape claramente definidas.
- e) Herramientas apropiadas para la actividad.
- f) Equipo de protección personal requerido
- g) Personal calificado para la actividad el cual debe contar con certificación de riesgos eléctricos.

Una observación importante en este ámbito es que las instrucciones de prevención de accidentes deberán totalmente disponible y el momento que se requiera dichas instrucciones serán entregadas al personal o puestas a la vista.

8.10 Inspección evaluación del gas SF6

Dentro de las condiciones generales de funcionalidad y garantía del gas SF6 previo al montaje y puesta en servicio del equipo GIS es preciso contar con indicativos suficientes para el uso de dicho gas.

- En la subestación eléctrica Ibarra, específicamente en la bahía Alpachaca donde va montado el equipo Gis se toman a consideración los siguientes aspectos:
- Verificar si se encuentran los compartimentos del gas en condiciones favorables y apropiadas.
- Por la gran ventaja que posee el SF6 a la eliminación del arco eléctrico y por su alta rigidez dieléctrica es el medio más apropiado para utilizar como aislante y extintor.
- Tener en cuenta que el gas SF6 es incoloro e inodoro
- Considerar que este gas es 5 veces más denso que el aire.
- A temperatura ambiente el SF6 puro es química y térmicamente estable inerte, además es prácticamente insoluble en agua lo mejor de todo es que no es combustible.
- En caso de que existiese fuga de este gas pero sin que ocurra una mezcla con el aire podría acumularse en el suelo, esto es debido a la densidad que este posee siendo más pesado que el aire, y una vez que este se mezcle con el aire será imposible separarlo.
- Es importante al momento de trabajar con equipos que cuentan con SF6 conocer el funcionamiento de este, el cual se descompone bajo efectos de descargas eléctricas y por ende del arco eléctrico, una vez enfriado este gas se recompone volviendo a su estado inicial.
- Al momento de manipular este gas es importante conocer de que no es tóxico y tampoco contiene agentes contaminantes que sean nocivos para la salud, no obstante siempre debemos tener en cuenta que este gas es preferible manipularlo en ambientes abiertos. La

descomposición del SF6 genera productos que presentan diferentes grados de toxicidad, los mismo que pueden producir irritaciones los ojos, en la piel y las mucosas si se respiran en grandes cantidades, lo cual es imposible hacerlo por su olor desagradable y penetrante.

8.11 Consideraciones de maniobras manuales

Después del montaje del equipo se deberá realizar una inspección, evaluar e identificar medidas correctivas si este fuera el caso, además en base a la información documentada del fabricante se establece instrucciones de servicio garantizando el funcionamiento continuo y posibles defectos.

Las maniobras manuales de los interruptores de potencia, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra y seccionadores de puesta a tierra rápida son posibles o se los practica en casos de emergencias, para realizar un mantenimiento o en caso de que hayan fallado las tensiones de mando o posiblemente se haya producido un defecto en el accionamiento por motor:

- a) Los dispositivos para maniobrar manualmente en caso de emergencia deben estar en un lugar determinado y a la vista además es necesario comprobar regularmente si estos están en buen estado y completos.
- b) Solamente personal calificado y con vasta experiencia será designada a tener acceso a tener llaves de cualquier tipo.
- c) Se pueden presentar casos emergentes dentro de los cuales será estrictamente necesario efectuar maniobras manuales, por ejemplo realizar un mantenimiento emergente, pero antes de esto se debe tomar en cuenta que no exista protección contra maniobras erróneas.

- d) Se practica operaciones manuales de todos los elementos de servicio de la celda con mando in situ y con la respectiva protección en caso de maniobras erróneas desconectada.
- e) Los seccionadores que conforman el equipo GIS son posibles maniobrarlos manualmente evitando directamente el funcionamiento del motor de accionamiento.
- f) Para maniobrar manualmente el interruptor de potencia que posee el equipo GIS se efectúa mediante la activación directa eléctrica o mecánica de los disparadores.
- g) Es imprescindible que tan solo personal suficientemente instruido puede realizar maniobras manuales.
- h) Previo a cualquier maniobra manual será totalmente necesario cerciorarse que los enclavamientos cumplan con las condiciones previstas en los indicadores mecánicos abiertos / cerrados.
- i) Es preciso llevar a cabo un funcionamiento intermitente, por dicho motivo los seccionadores deben llegar o moverse a la posición final correspondiente.
- j) En lo que se refiere al interruptor de posición cabe mencionar que no está previsto para maniobras normales del accionamiento por motor ya que la maniobra manual provoca daños en el mismo.

8.12 Maniobra manual con mando in situ y con la protección contra maniobras erróneas desconectadas

En este tipo de actividades se debe tomar en cuenta que en la maniobra manual el enclavamiento de la subestación GIS es ineficaz. La activación de los aparatos de maniobra en condiciones contrarias a las establecidas para el equipo GIS existe el riesgo de que el equipo sufra daños en el aparato de maniobra y en la subestación.

Es claro que para realizar este tipo de maniobras es fundamental con personal técnico/calificado para desarrollar este tipo de trabajo. Antes de efectuar cualquier maniobra manual será estrictamente necesario verificar que todas las condiciones de enclavamiento en los indicadores mecánicos abierto/ cerrado. Se encuentren en buen estado a fin de evitar inconvenientes y trabajos mal ejecutados, por tal motivo siempre se diagnostica en condiciones se trabaja manualmente.

8.13 Maniobra manual de seccionadores

Como ya se ha recalcado en las anteriores maniobras manuales solamente se realizarán estas operaciones con el recurso humano suficientemente instruido, para evitar trabajos negligentes.

En esta operación como en las anteriores es preciso hacer hincapié en que previo a cualquier maniobra manual se necesitara comprobar que se cumplan a cabalidad las condiciones de enclavamiento en los indicadores mecánicos cerrado/abierto.

Los seccionadores que conforman al quipo GIS constan de un circuito de mando, el cual en este tipo de maniobras ese circuito debe ser interrumpido a través de un corta circuitos automático y desenchufando el conector por posibles reconexiones.

Para maniobras manuales en los seccionadores del equipo gis se deja libres de alta tensión y además se procede a protegerlos contra reconexión.

Se puede efectuar un funcionamiento intermitente de lo seccionadores del equipo GIS los cuales deben moverse a la posición final correspondiente.

Además de todo lo mencionado el accionamiento por motor de los seccionadores en general son posibles maniobrarlos manualmente gracias a una manivela en el eje del motor realizando cuidadosamente evitando daños mecánicos.

Figura 128. Manivela y taladradora manual con embrague de fricción



Fuente: Manual de Instrucciones de uso de equipo GIS, Siemens

Mediante este elemento logramos que el interruptor de posición seccione el circuito de la corriente de mando como la explicamos a continuación:

- a) La taladradora manual o conocida también como manivela con embrague de fricción se la ubicara sobre el extremo libre del eje del accionamiento por motor el cual activará o desactivará el seccionador.
- b) Se gira la taladradora en el sentido que se desee para esto el giro de activación o desactivación por lo general están indicado en las parte del accionamiento por motor.
- c) Después de realizar el giro hasta haber alcanzado la posición final del aparato de maniobra es necesario recordar que no se debe dejar nunca el aparato de maniobra en posición intermedia porque se puede ocasionar daños en el equipo GIS.
- d) Se alcanza posiciones finales de activación cuando conmute el accionamiento brusco por resorte y se haya activado el embrague de fricción de la manivela.

8.14 Maniobras manuales del interruptor de potencia

Continuando con la maniobra manual seguimos ahora con el interruptor de potencia la misma que es posible de realizar por activación mecánica de los disparadores, esta maniobra manual se la utiliza en caso de un posible fallo de la tensión de mando.

Se recuerda que en la maniobra manual el enclavamiento total del equipo gis es ineficaz también es menester recordar que únicamente personal lo suficientemente apto y capacitado para la actividad, debe realizar este tipo de maniobra.

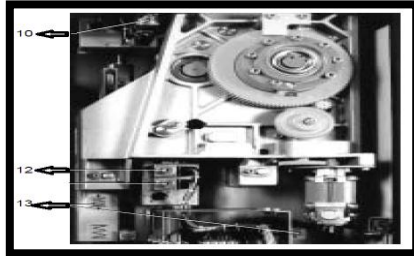
Para realizar este tipo de maniobra hay que recordar que se necesita utilizar equipos y herramientas dieléctricas para evitar cualquier descarga o posibles arcos eléctricos, las herramientas dieléctricas como las que se indican en Sección 3.1 del marco teórico.

En esta maniobra debemos tener siempre a consideración el siguiente aspecto con la finalidad de que exista un amortiguamiento en las piezas móviles del interruptor o para evitar posibles manipulaciones erróneas se requiere de una presión mínima en el llenado del SF₆ para maniobra mecánica de 3 bares, ya que si no existiera un mínimo de presión se provocarían daños en el interruptor.

La maniobra se realiza de la siguiente manera:

- a) Se acciona de acuerdo a lo que se requiera, es decir abrir o cerrar, como se indica en la figura siguiente el disparador de apertura (12) o el disparador de cierre (10) si fuese necesario se deben activar los otros disparadores de apertura o de cierre de los dos polos del interruptor de potencia.

Figura 1: Accionamiento interno de GIS.



Fuente: Manual de Instrucciones de uso de equipo GIS, Siemens

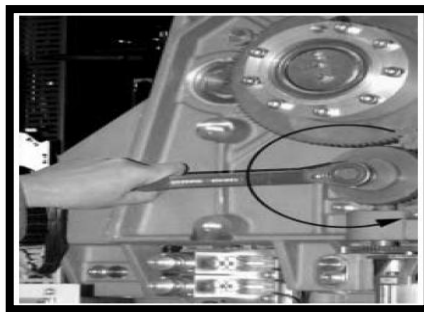
10 Disparador de CIERRE

12 Disparador de APERTURA

13 Indicador de estado de resortes

- b) Un polo del interruptor de potencia solamente se abrirá cuando se tense el resorte de apertura, o un polo se puede cerrar cuando el resorte de cierre está también tensado, se notara que un indicador del estado de resortes (13) informa el estado de los mismos.
- c) Si el resorte de cierre no se tensiona tal vez es por un fallo en el motor tensor o por defectos en la tensión de mando, para esto interviene la maniobra manual la cual nos indica que debe acoplarse una herramienta en el eje del accionamiento girando hacia la izquierda percatándose de que el gatillo de cierre quede enclavado, tal como se indica en la siguiente ilustración.

Figura 129. Maniobra manual



Fuente: Montaje equipo GIS Alpachaca Subestación Eléctrica Ibarra

- d) Como precaución se debe considerar que el motor tensor arranca automáticamente al momento que la tensión de alimentación regrese y pueden producirse acciones incontroladas por sobresalto, de tal manera que antes de colocar la herramienta para la manipulación indicada debe interrumpirse el circuito eléctrico del motor.

8.15 Instrucciones de seguridad

Para evitar posibles anomalías con respecto al equipo GIS encapsulado a continuación se indica diferentes factores a consideración.

- a) Previo a cualquier funcionamiento o montaje de estos equipos comprobar la densidad específica en cada compartimento de gas.
- b) Inspeccionar los resortes de cierre y apertura que efectivamente queden tensados.
- c) Realizar una inspección minuciosa sobre las diferentes tensiones auxiliares para mando, accionamientos por motor, indicadores cerrado-abierto, calefactores eléctricos, en caso de que se haya encontrado alguna anomalía se debe visualizar la anomalía evaluar el daño y trabajar en él, o a su vez consultar con los servicios del fabricante.
- d) En la mayoría de equipos GIS cuando las anomalías son de considerables magnitudes se activan señales acústicas o en su defecto señales ópticas de alarmas y automáticamente intervienen dispositivos de bloqueo los cuales nos impiden las maniobras del interruptor de potencia, las que a su vez imposibilitan de manipular por parte del personal al equipo.
- e) Para corregir las posibles fallas del equipo en mención como se ha venido recalando solamente se deberá realizar con personal instruido y altamente calificado.

- f) Las correspondientes manipulaciones que se realicen al equipo GIS se las efectuará con los respectivos cuidados y acatando a cabalidad con las normas de seguridad industrial vigentes.
- g) Cuando el equipo entra en funcionamiento por lo general no es necesario hacer pruebas, lo más apropiado es inspeccionar o revisar que los dispositivos de señalización de alarmas o avisos acústicos funcionen.

Las consideraciones de seguridad para el interruptor de potencia suelen ser por lo general las siguientes:

- a) Cuando se ha producido una fuga por determinados factores dentro de los cuales puede ser el montaje y mala manipulación del equipo se tendrá que practicar una recarga a través de los medios apropiados para este trabajo cerciorándose de que el gas carezca completamente de humedad.
- b) Revisar la presión del gas SF₆ después de haber realizado el montaje y si la presión ha descendido considerablemente a un punto en el cual la extinción del arco no es segura, consecuentemente el interruptor se bloquea contra maniobras de apertura y cierre por vía eléctrica inmediatamente se debe comunicar o informar a la proveedora competente.
- c) El interruptor de potencia no está bloqueado contra maniobras manuales realizadas en los disparadores y si esta maniobra no se efectúa bajo condiciones seguras y en condiciones de carga se puede llegar a ocasionar graves daños en el interruptor.
- d) Las maniobras manuales en el interruptor de potencia del GIS solamente se ejecutan en operaciones de puesta en servicio, en mantenimiento o solamente en caso de estricta emergencia.
- e) Recordar que después del montaje y antes de realizar operaciones manuales en el interruptor se lo debe conmutar sin tensión para que las piezas móviles del interruptor se amortigüen.

- f) Si por el montaje el resorte simple no está tensado entonces el interruptor de potencia se bloqueara contra el cierre y contra auto-reenganche rápido.
- g) No se recomienda destensar un resorte tensado incorrectamente o quizá conmutarlo activando el disparador, ya que si no se cuenta con los debidos equipos de protección personal y herramienta adecuada se pueden generar indeseables lesiones físicas.
- h) En ocasiones puede fallar el motor tensor por lo cual se recomienda un control visual en los accionamientos las posibles fallas pueden tensionar parcialmente el resorte el resorte de activación, entonces se debe comprobar que: el guarda motor está activado, si la tensión con ala que se cuenta es la necesaria o en su defecto se cambiará el motor tensor.
- i) Si existiera una posición errónea por diferentes factores o malas maniobras puede ocasionar un cambio en las propiedades dieléctricas del aparato de maniobra en cuestión y si no se percatan se producirá graves daños al reconectar la alta tensión.
- j) Se pueden evitar maniobras erróneas en el aparato en cuestión gracias a que todos los aparatos constan de la unidad contra maniobras erróneas la cual nos impedirá el posterior funcionamiento del GIS.

9 PARARRAYOS

Figura 130. Montaje de pararrayos



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Como en todas las aplicaciones de este elemento de protección el pararrayos nos ayudará a descargar sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas, que en otro caso se descargaría sobre los aisladores o perforando el aislamiento, lo cual nos ocasionaría interrupciones en el sistema eléctrico y en muchos de los casos desperfectos en transformadores, generadores, etc.

9.1 Instalación

En la Subestación Eléctrica Ibarra se utilizaron los pararrayos de tipo polimérico. Para el montaje se deben observar en general las siguientes recomendaciones:

- a) Inspeccionar los equipos para detectar posibles daños ocurridos durante el transporte; Como lo muestra la ilustración siguiente:

Figura 131. Rayón producido por el transporte



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- b) Notificar, la existencia de cualquier daño físico o discrepancia con los planos del fabricante.
- c) Montar las bases aislantes soporte del descargador de sobre tensión, siguiendo las instrucciones dadas por el fabricante; respetando y revisando siempre el torque de sujeción necesario para estos elementos

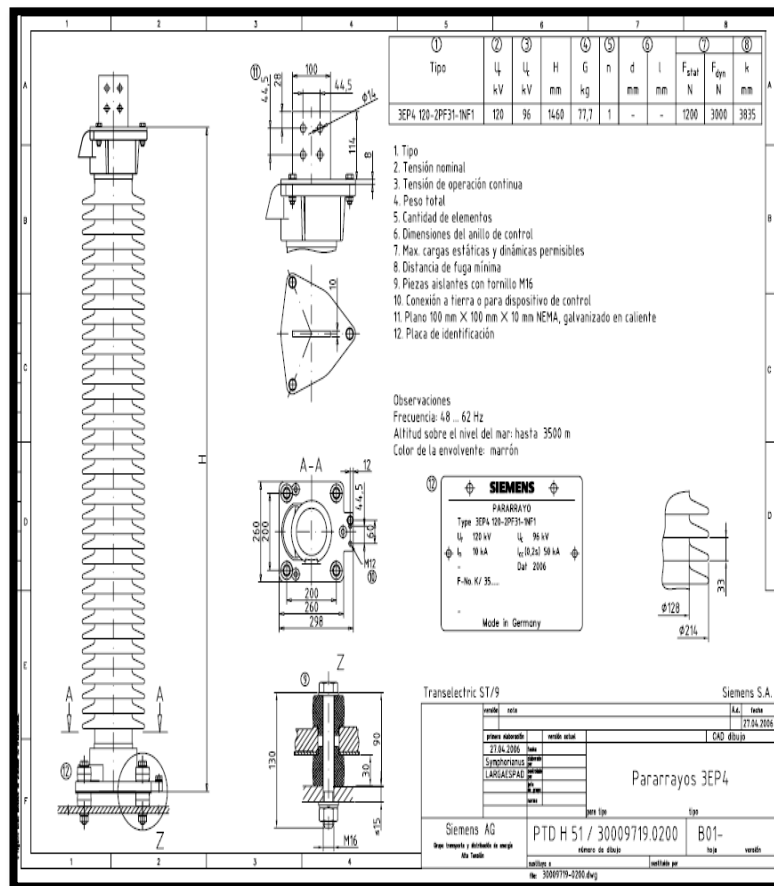
Figura 132. Montaje de base para pararrayos



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

d) Verificar que los equipos están conforme a los planos del fabricante.

Figura 133. Plano de pararrayos utilizados en las bahías LAFARGE Y ALPACHACA



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

e) Levantar el descargador de sobre tensión, empleando una grúa de suficiente capacidad en tonelaje y altura para realizar este proceso, y montar el descargador sobre la estructura soporte donde operará verificando su nivelación y orientación, de acuerdo a las necesidades operativas.

f) Sujetar o “estrobar” el descargador de sobre tensión, de los elementos presentes en el para esta actividad (orificios para izaje), y de no poseerlos, seguir las instrucciones del fabricante para la colocación del

cabo entre las faldas del cuerpo del descargador en las que se garantice un correcto izaje y no se someta a esfuerzos mecánicos dañinos para el equipo.

- g) Generalmente, el cabo para sujeción del descargador se lo coloca entre las últimas faldas del equipo (cercanas a su base), para así reducir los esfuerzos mecánicos al máximo.

Figura 134. Camión grúa realizando montaje de equipos



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- h) Colocar arandelas planas en todos los pernos de anclaje.

Figura 135. Colación de arandelas de presión en base de equipos



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

- i) En caso de requerir cuñas para nivelación, éstas deberán ser de hierro galvanizado en caliente;
- j) Montar el contador de descarga en la estructura soporte del descargador de sobre tensión, a una altura no menor a 150cm desde la base de la estructura, con la finalidad de que pueda ser monitoreado con facilidad por los operadores de la instalación; en lo referente a sus lecturas de corrientes de fugas y numero de descargas.
- k) Realizar la conexión de tierra requerida para el descargador de sobre tensión, es decir, la conexión entre el descargador de sobre tensión, el contador de descarga y la puesta a tierra del equipo. Para la conexión se empleará cable de cobre desnudo No. 2/0, 19 hilos y todos los terminales y accesorios que permitan una sujeción adecuada y segura.
- l) Una vez verificada la conexión a tierra del descargador de sobre tensión, proceder a conectar el conductor de alta tensión al terminal del descargador, empleando el terminal, pernos, tuercas, arandelas, grasa lubricante, laminas vi-metálicas (de ser necesarias), que

permitan realizar una conexión firme y segura.

9.2. Ventajas

Las ventajas brindadas por este tipo de pararrayos son las siguientes:

- ✓ Alta capacidad de absorción de energía adecuada para aplicaciones críticas
- ✓ Poseen una excelente resistencia a la intemperie, a la corrosión, a la contaminación.
- ✓ Este tipo de pararrayos posee grandes resistencias mecánicas.
- ✓ Optimizan la coordinación gracias a los niveles de tensión residual.
- ✓ Fácil montaje y desmontaje de estos aparatos sobre estructuras metálicas.
- ✓ Fácil conexión y desconexión
- ✓ Fácil mantenimiento previo a la desenergización de los mismos.

10. PRUEBAS DC PARA CABLES

10.1. Parámetros generales

- a) Realizar la medición de la temperatura ambiental y del nivel de humedad relativa considerando que los límites máximos para la realización de estas pruebas son 35°C y 70% de humedad.
- b) Si los valores medidos están fuera del rango aceptable se deberá buscar una solución para emprender de forma inmediata acciones pertinentes.
- c) Se llevará un registro de todas las mediciones realizadas para ser entregado a la Fiscalización. Los cables se desconectarán en ambos extremos antes de la ejecución de la prueba, con el fin de evitar errores.

10.2. Megado de cables eléctricos

Las pruebas de megado de cables se hacen siguiendo los siguientes pasos:

- a) Delimitar el sitio de trabajo con un área de aproximadamente 6m².
- b) Ubicar a un trabajador en el lado opuesto del cable que se está energizando con el fin de que alerte del peligro al personal durante la realización de la prueba, en vanos largos de cable se debe proveer de equipo de comunicación inalámbrico a distancia para comunicar el momento preciso de inyección de corriente.
- c) Revisar que el cable se encuentre des energizado y aislado en sus dos extremos.
- d) Para realizar el megado de los cables de media tensión se toman 10 mediciones consecutivas cada minuto durante diez minutos aplicando un voltaje según la tabla 10.

Tabla 34. Directrices para voltajes DC a ser aplicados durante la prueba de resistencia de aislamiento.

Voltaje nominal del cable a probarse (V)	Voltaje de prueba (V)
<1000	500
1000 a 2500	500 a 1000
2501 a 5000	1000 a 2500
5001 a 12000	2500 a 5000
>12000	5000 a 10000

Fuente: Norma IEEE std. 43-2000 sección 5.3. Tabla 1 Guidelines for dc voltages to be applied during insulation resistance.

10.3. Realización de las pruebas

10.3.1. Pruebas fase a tierra

Para realizar las pruebas de fase a tierra, se debe preparar y limpiar las puntas, luego:

- a) Conectar el cable negativo (NEGRO) a la chaqueta del cable que se va a probar.
- b) Conectar el cable positivo (ROJO) a la fase que se va a probar.
- c) Se debe conectar mediante un puente los dos conectores y la chaqueta al conductor desnudo de tierra del cable.
- d) Se procederá de la misma forma para los otros dos cables.
- e) En caso de tener un mayor número de conductores es decir para cables de instrumentación y de control se debe preparar y limpiar las puntas luego.
- f) Unir los cables entre si y conectarlos al cable positivo (ROJO).
- g) Conectar el cable negativo (NEGRO) al conductor desnudo de tierra del cable mediante un puente de tierra general.
- h) En el caso de que el cable presente un bajo aislamiento se procederá a comprobar cable por cable.

10.3.2. Pruebas fase-fase

Para realizar las pruebas de fase a tierra, se debe preparar y limpiar las puntas, luego:

- a) Conectar el cable positivo (ROJO) del instrumento a la fase A.
- b) Conectar el cable negativo (NEGRO) a la fase B.
- c) Aplicar el voltaje adecuado
- d) Se procederá de la misma forma para los otros dos cables.

En caso de tener un mayor número de conductores es decir para cables de instrumentación y de control se debe preparar y limpiar las puntas luego:

- a) Unir los cables entre si y conectarlos al cable positivo (ROJO).
- b) Conectar el cable negativo (NEGRO) al conductor y proceder a realizar la prueba
- c) En el caso de que el cable presente un bajo aislamiento se procederá a comprobar cable por cable.
- d) Luego de haber terminado de realizar las pruebas con el equipo de megado se procede a descargar a tierra posibles corrientes inducidas antes de realizar cualquier tipo de maniobras.

10.3.3. Criterios de aceptación

Los valores aceptables para este tipo de prueba están por encima de un Megaohmios por Kilovoltio aplicado ($R > 1M\Omega/7KV$)

10.4. Índice de polarización

Este parámetro nos brinda la información necesaria acerca del grado de deterioro del aislamiento por efecto de la humedad y se lo calcula dividiendo la resistencia registrada a los 10 minutos sobre la resistencia registrada el primer minuto.

- a) Si el valor resultante es menor que uno significa que existe alta humedad en el aislamiento por lo tanto es inaceptable.
- b) Si el valor se encuentra entre 1 y 2 se debe investigar ya que esto indica una condición marginal.
- c) Si este valor está por encima de 2 indica que el aislamiento está en buenas condiciones dieléctricas.

- d) Si el valor calculado es mayor que 5 aunque indica buenas condiciones dieléctricas también indica resequedad y bajas propiedades mecánicas del aislamiento

Tabla 35. Límite índice de polarización

ÍNDICE DE POLARIZACIÓN				
	Inaceptable	Marginal	Aceptable	Resequedad
R10/R1	<1	1 a 2	2 a 5	>5

Fuente: Norma IEEE std. 43-2000 sección 5.3. Tabla 1 Guidelines for dc voltages to be applied during insulation resistance.

10.5. Pruebas de alto potencial (hi-pot)

Es considerada una prueba destructiva en donde se aplica un voltaje que supera al voltaje nominal del cable para obtener la corriente de fuga y la resistencia del aislamiento. Esta prueba se la realiza únicamente en cables de media tensión cuyo voltaje nominal es $\geq 5\text{kV}$.

Estas pruebas se las realizará considerando las siguientes actividades.

10.5.1. Preparación de puntas

- Primero se procederá a demarcar el área con cinta que indique peligro. Se destacará una persona en cada área señalada, con el único objetivo de alertar a otras personas del peligro de ingresar a las áreas demarcadas.
- Se marcan las tres fases con cinta aislante de colores según el estándar americano, siendo: la fase A con cinta roja, fase B con cinta negra y la fase C con cinta Azul.

- c) Para minimizar la corriente de fuga, se recomienda separar las puntas con material adecuado.

10.5.2. Limpieza

Si es que el aislamiento no está limpio, se procederá a limpiarlo utilizando solventes de limpieza como CC4, CC2, alcohol isopropílico u otro producto recomendado por el fabricante y de ser el caso se lijará la superficie del aislamiento retirando todo aquello que fue removido por la lija con trapos limpios que no produzcan pelusas (liencillo). Esto se hace en los dos extremos. No se deberá usar thiñer bajo ningún concepto.

10.5.3. Aterrizaje

- a) Se procederá a instalar el equipo de puesta a tierra o en su defecto se colocará por lo menos, una varilla "copperweld" que irá enterrada a la que se conectarán los cables de tierra de las otras fases. Se procederá de la misma manera para el otro extremo.
- b) Luego se procede a aterrizar las fases que no se sometan a prueba en ese momento.

Ejemplo: Prueba de fase A, se aterrizan fases B y C y así sucesivamente. Mientras se esté realizando la prueba de hi-pot se deben mantener aterrizados los cables libres.

10.5.4 Mediciones

Se realizará las pruebas mediante la Norma: IEEE Std 400-1980 (Reaff 1987), IEEE Guide for Making High-Direct-Voltage Test on Power Cable Systems in the Field (ANSI).

- a) El voltaje de prueba establecido será de 15kV y deberá ser alcanzado en pasos graduales de 2.5 KV.
- b) Cuando se ha llegado al límite superior del voltaje establecido, se lo mantendrá durante 10 minutos. Se registrará la corriente de fuga durante cada minuto, en caso de que la corriente de fuga se estabilice en un tiempo de 10 minutos, se puede dar por terminada la prueba en ese punto.
- c) Se debe tener en cuenta que no existe un nivel absoluto para una corriente de fuga aceptable. Si la corriente de fuga se estabiliza o decrece durante el tiempo de la prueba, el cable se considera satisfactorio.
- d) Si la corriente de fuga se incrementa a un nivel de voltaje constante, se procederá a detener la prueba y a analizar las causas del problema.
- e) Una vez que se ha terminado la prueba, se procederá a reducir lentamente el voltaje; se apagará el equipo y se procederá a descargar a tierra la corriente estática del cable y del instrumento.
- f) Todos los elementos del cable que no estén conectados al Hi-pot deberán estar aterrizados.

10.5.5. Protección de las puntas del cable

Terminadas las pruebas de Hi-pot, se protegerán los dos extremos, colocando un capuchón termo contraíble o aplicando cinta adhesiva, con la finalidad de evitar el ingreso de humedad en el interior del cable.

10.6. Esquemas de conexión para pruebas DC

Figura 136. Conexión fase – tierra para cables multipolares

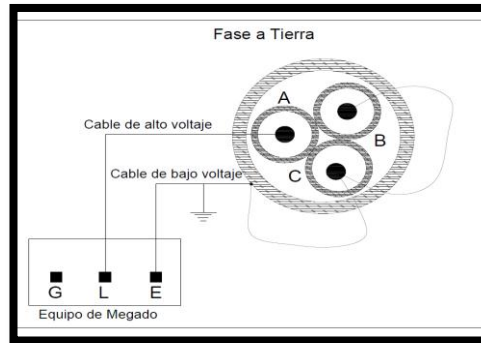


Figura 137. Conexión para cables monopolares

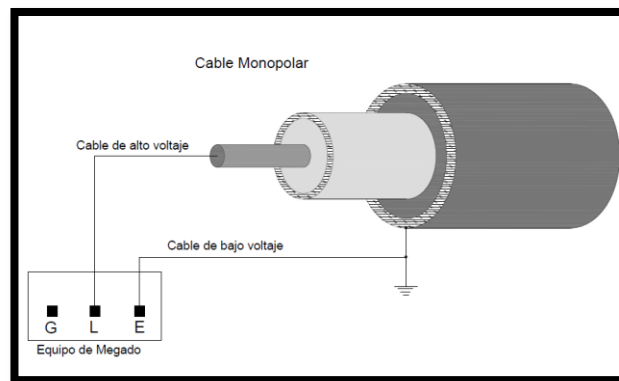
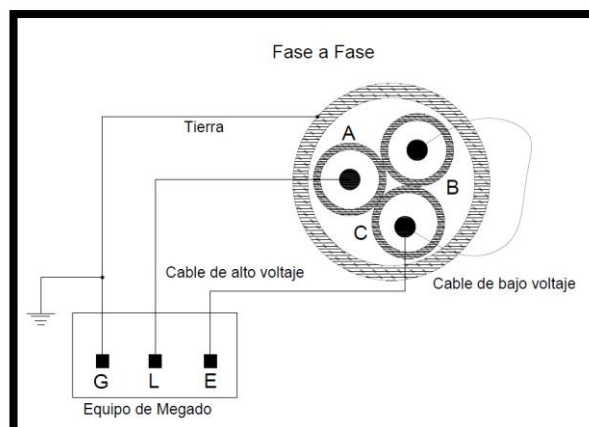


Figura 138. Conexión Fase a Fase para cables multipolares



Fuente: IEEE std.400-1980 (Reaff 1887) IEEE Guide for making High-Direct – Voltage test son Power cable Systems

- a) Se considera exitosa la prueba si la corriente disminuye progresivamente mientras aumenta el voltaje, aun cuando se supera el voltaje de operación.
- b) Se considera aceptable el nivel de aislamiento cuando la corriente se mantiene constante al aplicar un mayor voltaje al de operación.
- c) Cuando la corriente permanece constante y aumenta antes de alcanzar el voltaje de operación la prueba será rechazada.
- d) Si la corriente de fuga aumenta en la misma proporción al incremento de voltaje la prueba será rechazada.
- e) El voltaje máximo aceptable para la prueba de alto potencial es igual a 1000 voltios más dos veces el valor del voltaje nominal del cable.
- f) Se debe considerar el historial del cable sometido a prueba para lo cual se deberá recurrir a los documentos proporcionados por el fabricante.

11. TENDIDO DE CABLES Y CONEXIONADO

Se instalarán los cables en una zanja determinada para esto, previamente se deberá limpiar la zona a lo largo de la zanja, antes de la instalación del cable. La zanja debe estar limpia de rocas, vegetación y cualquier otro objeto que pueda ser perjudicial al tendido del cable.

Se instalará el cable de conformidad con los planos APC, y siguiendo las etapas a continuación mostradas:

- a) Detección de Tuberías y Cables existentes dentro del área mínima requerida para la instalación del cable
- b) Sondeos Manuales (Calicatas) para determinar los obstáculos existentes.
- c) Ubicación Topográfica del eje de la zanja
- d) Excavación mecánica

- e) Instalación de cama de arena (cuando sea requerida)
- f) Selección de las bobinas
- g) Tendido de cable
- h) Tapado de la zanja
- i) Reconformación del Terreno

11.1. Detección de tuberías y cables existentes

Para evitar dañar las instalaciones existentes durante la ejecución de las actividades, es necesario antes de iniciar los trabajos determinar el trazado real de los tubos y cables existentes. La detección podría ser realizada con la ayuda de un equipo electrónico de detección de tuberías y cables.

Se realiza un barrido del área con la ayuda del detector y donde éste de una alarma positiva se ubican estacas de madera de 1,20 m de alto; éstas estacas en tramos rectos podrán ser ubicadas con una separación aproximada de 30 metros, mientras que en curvas las estacas estarán ubicadas con una separación adecuada que permita identificar la ruta de las tuberías o cables existentes.

11.1.1. Sondeos manuales (calicatas) para determinar los obstáculos existentes

Una vez señalizada la ubicación de tuberías y cables existentes, se procede a realizar una verificación física de estas, lo cual se realizará mediante una excavación manual de dimensiones mínimas necesarias que permitan llegar a los tubos y cables; lo cual se realizará con mucho cuidado para evitar dañarlos.

11.2 Selección de las bobinas

Paralelamente a los trabajos que se realizarán se debe analizar el estado en que se encuentran las bobinas de cables. Cada bobina debe encontrarse a simple vista en perfecto estado, sin ninguna avería y mucho menos señales de humedad, estas consideraciones nos traerá optimización de recursos y a la vez un aprovechamiento correcto del tiempo de trabajo, además del buen uso de los equipos que realizan el tendido de cable.

11.3 Tendido de cables

11.3.1 Consideraciones generales

Para el tendido de cables se debe tener en cuentas las siguientes recomendaciones:

- a) En lo posible la instalación se realizará en base a las recomendaciones del fabricante, los métodos de instalación y equipos a ser utilizados deben ser previamente aprobados por el cliente.
- b) Durante la instalación del cable, el radio de curva será mantenido en el mínimo especificado por el fabricante. El cable no será sometido a un esfuerzo más allá del radio de curva mínimo en ningún momento durante la instalación. El cable deberá serpentearse para suministrar resistencia adicional del movimiento de tierra y mitigar la fatiga por expansión de temperatura.
- c) En instalaciones particularmente difíciles, donde hay cruce de vías o se vaya a colocar pavimento sobre el cable, se colocará una camisa de protección metálica.

- d) Además se debe examinar el cable el momento de la instalación para asegurar que la chaqueta no haya sido dañada durante el almacenamiento y en el momento de transportarlo.
- e) Luego de enterrado el cable, se debe colocar la señalización necesaria a lo largo del recorrido del cable para evitar un daño futuro por posibles excavaciones.

11.3.2. Tendido a mano en zanja

Para el tendido de cable a mano, se debe:

- a) Desenrollar el carrete evitando pisar el cable ya extendido.
- b) Se puede colocar rodillos para evitar que el cable se arrastre por el suelo o que roce con las paredes laterales de la zanja en los cambios de dirección.

11.3.3. Tendido con carrete móvil

El método de carrete móvil es el método preferido donde se den las condiciones para ello, una de ellas es que la zanja sea continua y no presente muchos obstáculos.

- a) El cable se instala directamente del carrete a lo largo de la zanja abierta, para lo cual se utiliza un remolque sobre el cual se instalan dos soportes que sostienen a la bobina.
- b) Se sujeta el cable de una punta y se tira del remolque que contiene la bobina mientras el cable es colocado en el interior de la zanja.
- c) La velocidad durante este procedimiento debe ser adecuada y controlada.

- d) En los puntos de unión (empalmes) se dejará un traslape mínimo de 6 metros para realizar el empate correspondiente.
- e) Las tensiones de cable no deberán exceder las 1000 libras durante el movimiento del remolque.

11.3.4. Tendido con carrete fijo

Cuando las condiciones no permitan mover el carrete, este:

- a) Será colocado en una posición fija junto a la zanja, el cable debe ser halado y tendido junto a la zanja, para que cuando las distancias sean las correctas y se tengan los empalmes y sus terminaciones, el cable sea bajado a la zanja.
- b) Al momento de jalar el cable no se debe exceder la tensión máxima permitida por el fabricante, la cual debe ser revisada en el respectivo catálogo del cable. Para esto se debe tener un dinamómetro que permita monitorear la tensión de halado del cable adicionalmente el equipo de halado debe tener un puente hidráulico que permita ser fijado de tal forma que las tensiones no excedan el 80% de la tensión recomendado por el fabricante del cable.

11.4. Reconformación del terreno

Una vez tapada la zanja, el terreno debe ser reconformado de tal forma que quede en condiciones similares a las del perfil original.

Las cunetas deberán quedar libres de obstrucción, para permitir el flujo de agua sin inconvenientes.

11.4.1. Almacenamiento y manejo

- a) Los carretes se almacenarán verticalmente, con los medios posibles para impedir que se desenrollen, abran o rueden. Bajo ninguna circunstancia los carretes serán apilados sobre sus rebordes.
- b) Los carretes se almacenarán sobre una superficie firme y seca, para prevenir el deterioro y el ingreso de agua o humedad en el cable. Si el almacenamiento se lleva a cabo al aire libre, los carretes deben ser soportados sobre una superficie de hormigón firme apropiada y cubierto con una tela a prueba de agua. No se permitirá que los rebordes del carrete se hundan en la tierra, debido a que el peso del cable se apoyara sobre el mismo, deteriorándolo.
- c) Se sellarán las puntas del cable que estén expuestos, contra las inclemencias del clima con casquillos contraíbles o capuchas con el fin de prevenir el ingreso de agua o humedad en el cable. Se debe asegurar a los bordes del carrete para no permitir que el cable toque el suelo.
- d) Si los carretes van a ser almacenados por períodos de tiempo muy largos, o bajo condiciones extremas o peligrosas, deberán tener un embalaje especial.

11.5 Instalación de cables de baja tensión y accesorios

- a) La instalación de los cables de baja tensión, incluirá la instalación de todas las marquillas de identificación, la instalación de terminales y el conexionado a los gabinetes y equipos.
- b) Durante el tendido de los cables se controlará la tensión de tendido con el fin de no exceder los valores recomendados por el fabricante.
- c) Se preverá y establecerá el orden y rutas de tendido de los cables antes de iniciar esta actividad para que el tendido de los cables sea

limpio, nítido, por capas y se efectuará la limpieza de los ductos y canales antes de efectuar el tendido.

- d) Se evitará la ocurrencia de dobladuras y ensortijamientos al halar los conductores y se tratará de que permanezcan en alineaciones lo más recto posible. Las curvaturas que fueren necesarias al desempacar e instalar los conductores, tendrán radios superiores a los mínimos permisibles, indicados por el fabricante. Se sellarán los extremos de los cables instalados y de los que se dejen listos para conexiones o extensiones, con el fin de evitar penetración de agua.
- e) Los cables se halarán dentro de los conductos por medio de sonda metálica en forma lenta a fin de permitir la inspección de su estado. Los carretes y rollos se localizarán de tal forma que los cables se puedan introducir en los conductos lo más directamente posible, con un mínimo de cambios de dirección y de curvas. Se suministrarán e instalarán dispositivos de protección en los extremos de los ductos, para evitar daños en los aislamientos de los conductores. Los conductores que vayan a instalarse en un mismo ducto se halarán simultáneamente dentro de él.
- f) Los cables se colocarán sin entrelazarse y dejando longitudes adicionales adecuadas en los gabinetes, cajas, etc., para permitir un arreglo nítido de las conexiones.
- g) Los cables se fijarán a la entrada de gabinetes y cajas terminales, usando correas de nylon, plástico o cordón tratado especialmente para este uso. A la entrada de cajas terminales o gabinetes de borneras cuando no vienen por tuberías serán fijados con prensa estopas metálicas, verificando que el diámetro del cable coincida con el empaque del prensa estopa, con el fin de obtener el soporte y hermeticidad apropiados.
- h) Los conductores aislados a los que se les quite envoltura se arreglarán convenientemente en haces y se terminarán y atarán firmemente usando nylon, plástico o cordón tratado especialmente para este uso.

Los cables se atarán y fijarán de tal forma que se eviten las tensiones mecánicas en los conductores o terminales individuales y serán protegidos contra daños mecánicos en sus extremos expuestos.

- i) Donde los cables atraviesen juntas estructurales o zonas donde puedan presentarse movimientos relativos entre los apoyos se dejará la instalación con previsión para permitir la adaptación de los conductores a estos movimientos, sin que se presenten esfuerzos perjudiciales.
- j) Los terminales serán apropiados para los equipos y tipos de conductores.
- k) Cada cable se identificará en ambos extremos en las cajas de acceso, mediante etiquetas con los números asignados en los planos y en las listas de cableado.
- l) Los cables que se instalen en las bandejas serán colocados paralelamente, evitando traslapos y bucles.

- m) Dentro del gabinete, cuando al cable se le quita la chaqueta exterior, se desenvuelve la cinta de cobre y ésta se conectará a la barra de cobre de dicho tablero. Además bajo ninguna circunstancia se aterrizará en los dos extremos del cable solamente en uno y solamente en los tableros de control ubicados en las casetas.
- n) Cuando los cables contengan conductor de tierra, éste será continuo desde el punto de alimentación al equipo y su sección estará de acuerdo con lo establecido en las normas aplicables.
- o) Todos los cables se identificarán adecuadamente de acuerdo con las tablas de cableado, usando para ello las marquillas adecuadas. Las marquillas se ajustarán firmemente a los conductores en puntos donde sean claramente visibles.



Figura 139. Cables de control en bandeja

Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Figura 140. Cables de control y fuerza



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

Preparación de los cables para ser conectados en las cajas de agrupamiento patio 69KV.

Figura 141. Preparación de cables



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

10.6. Ductos y bandejas porta-conductores

10.6.1. Ductos rígidos

Se lo realiza así:

- a) Las instalaciones enterradas utilizarán ductos de PVC que soporten mínimo una presión de 1 MPa; las instalaciones a la intemperie utilizarán ductos metálicos o de PVC de 1 MPa de presión.
- b) Los ductos de acero deben estar libres de abolladuras o superficies aplanadas.
- c) Las curvas de los ductos embebidos deben hacerse en frío o con codos de curvaturas apropiadas. El radio de curvatura no podrá ser inferior a seis veces el diámetro nominal del ducto. Las curvas en los ductos expuestos deben hacerse con cajas de conexión normalizadas. Los tramos de ductos entre dos cajas podrán tener un máximo de dos

- (2) curvas de 90° (180° total).
- d) Los cortes que se ejecuten en obra serán rectos y se usará una herramienta adecuada que no produzca reducción de la sección transversal.
 - e) En las roscas de uniones de ductos de acero se debe aplicar un lubricante de buena calidad que contenga zinc o grafito. En las uniones que no contengan rosca de tuberías de PVC deben utilizarse pegamentos adecuados, de modo que queden completamente selladas contra la humedad.
 - f) Las uniones roscadas se apretarán firmemente para prevenir la entrada de la humedad.
 - g) Las rebabas y bordes cortantes se eliminarán con un escariador.
 - h) Los ductos expuestos se fijarán a las estructuras con dispositivos instalados a no más de dos (2) metros y por lo menos a un (1) metro de cada caja o accesorio. El trazado de los ductos debe recorrer en forma paralela, recta y pareja con respecto a las estructuras y soportes.
 - i) Todos los ductos metálicos, luminarias, accesorios y cajas deben conectarse a tierra.
 - j) Se debe cubrir con una envoltura de hormigón de dosificación mínima de 180 kg de cemento por metro cúbico de hormigón, de un espesor mínimo de 5 cm.

10.6.2. Bandejas para cables

- a) Se debe suministrar e instalar las bandejas de cables portaconductores tipo B1 de 60 cm., los soportes de las bandejas y sus accesorios. Las bandejas se instalarán en las canaletas para cables como se indica en los planos.
- b) El sistema de bandejas de cables y sus soportes deben ser instalados en forma rígida, nivelada, recta y a plomo sobre los soportes

embebidos en concreto. Se instalarán soportes adicionales donde sean requeridos.

- c) Las secciones de bandejas y los accesorios deben ser unidas con una buena conexión y la resistencia eléctrica de cada conexión no excederá de 0.33 mili ohmios.
- d) Deben instalarse juntas de expansión en los puntos que se requieran, para permitir movimiento entre las diferentes secciones de bandejas en tramos adyacentes.

10.6.3 Cables aislados de control y fuerza para baja tensión

- a) Se deben instalar todos los cables aislados de baja tensión, en la casa de control y en los patios de maniobras, que se requieren para la distribución de fuerza de baja tensión, control, protección, señalización e iluminación exterior.
- b) Los cables se instalarán en ductos de acero galvanizado, en ductos no metálicos, o en bandejas, según se indique en los planos. Las terminaciones deben ser realizadas por personal calificado y deben estar sujetas a la aprobación de la Fiscalización. Cada cable y cada conductor deben ser numerados e identificados en los extremos y a lo largo de su recorrido, cada cincuenta (50) metros.
- c) Los circuitos deben ser probados, por medio de zumbador, campana o teléfono, para asegurarse de la continuidad de los circuitos y que estén instalados de acuerdo con los planos. Luego del timbrado cada uno de los hilos de los cables serán megados.
- d) Los tamaños y longitudes de los cables se muestran en los planos y tablas, las dimensiones de los tramos son aproximadas. Antes de proceder con el trabajo, se debe verificar todas las dimensiones, distancias libres y tamaño, y asumirá la plena responsabilidad por su propia verificación de las dimensiones y por el adecuado ajuste de

ellas a las dimensiones reales de instalación. **VER LIBRO CONEXIONADO 69KV ANEXO 1**

- e) Los cables no deben instalarse, hasta que no se retiren todos los elementos extraños de los ductos, cajas y gabinetes y se haya eliminado toda la humedad existente. El tendido de los cables se hará de manera gradual y uniforme, para no exceder las tensiones máximas recomendadas por el fabricante. Cuando sea necesario lubricante, debe usarse solamente material recomendado por el fabricante de los cables.

10.7 Pruebas pre-funcionales, funcionales, integradas y eléctricas de los equipos

10.7.1 Amarillado de planos

El amarillado de planos consiste en una revisión minuciosa de los planos eléctricos unifilares y multifilares de los circuitos de mando y fuerza de los equipos que componen una subestación eléctrica.

Cada línea en un diagrama eléctrico es un cable en el patio ya sea de control o de fuerza, al cual se deberá hacer las respectivas pruebas de continuidad y megado.

10.7.2 Maquillado

Cada cable tiene su función específica y por ende un punto de inicio y un punto de llegada predeterminados los cuales deberán ser visibles y fácil mente identificables en planos y en patio.

10.7.3 Conexionado

El departamento de ingeniería de TRANSELECTRIC suministra un libro de conexionado tanto para los equipos de 138kV como para los de 69kV, el cual se describe detalladamente:

- **Bahía:** Se describe como bahía a un grupo de equipos eléctricos conectados de tal manera que satisfagan algún requerimiento energético de un lugar específico, para este proyecto se ha determinado utilizar las siguientes referencias para cada una de las bahías al nivel de tensión de 69kV.

Otavaló: F01-R01

Cotacachi: F02-R01

Tulcán: F03-R01

Alpachaca: F04-R01

El Retorno: F05-R01

LAFARGE: F06-R01

- **Numeración del cable:** este ítem hace referencia al nombre del cable el cual sirve para determinar su ubicación y su función dentro de cada bahía de la siguiente manera.

Para circuitos de fuerza:

210: Circuitos de calefacción, iluminación y tomas de corriente AC.

330: Conexión de devanados de TC's y señales de corriente.

340: Señales de tención en los devanados de los TP's

420: Alimentación eléctrica de circuitos DC.

Y para circuitos control:

500 Para cajas de agrupamiento operaciones de abierto y cerrado seccionadores, disyuntor de potencia, y tablero RAP (Registrador automático de fallas).

- Los tres siguientes números serán consecutivos en función de la numeración asignada a cada bahía.

Otavalo: 100

Cotacachi: 200

Tulcán: 300

Alpachaca: 400

El Retorno: 500

LAFARGE: 600

- **VER LIBRO CONEXIONADO 69KV ANEXO 1**

12 CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS AÉREAS

12.1 Aisladores

- a) Todos los aisladores de suspensión y de soporte de barras deben ser ensamblados e instalados como se indican en los planos.
- b) No deben usarse aisladores astillados o rotos.
- c) Cuando se instalen, los aisladores deben estar limpios.
- d) Para remover la suciedad y otros materiales extraños, debe emplearse

lanas de acero y paños de limpieza. Inmediatamente antes de que el equipo sea energizado, las superficies de porcelana deben ser pulidas hasta obtener un acabado brillante y las superficies metálicas limpiarse de cualquier contaminación. Línea de salida LAFARGE

Figura 143 Conexión de líneas



Figura 142. Readequación de aisladores



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

12.2. Conexiones de barras y cables de alta tensión

12.2.1. Generalidades

- a) Las conexiones de las barras y cables a los equipos de alta tensión deben ser efectuadas de tal manera que no causen ninguna tensión mecánica sobre los aisladores o equipos cuando se realicen las conexiones finales.
- b) Se deben manipular con cuidado los aparatos provistos de boquillas (bushings) o aisladores de porcelana para prevenir que éstos se astillen, rajen o sufran otros daños, en la superficie cristalizada.
- c) Las curvaturas en los cables serán con un radio no menor que 6 veces el diámetro del cable. Las curvas para barras tubulares rígidas deben

ser hechas en fábrica.

- d) Las conexiones a las boquillas (bushings) de los disyuntores deben ser realizadas con cable AAC, en forma cuidadosa de manera que sea similar al arreglo indicado en los planos

Figura 144. Conexión de bajantes



Fuente: Modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra

12.3. Tensado de conductores e hilos de guarda

12.3.1. Generalidades

- a) Los conductores aéreos, tanto cables de guarda como conductores de fase, deben ser instalados de acuerdo con los planos.
- b) Todos los elementos que se usan para instalar y tensar el cable tendrán acabados que impidan cualquier daño a los cables.
- c) Las conexiones de las barras y cables a los equipos de alta tensión deben ser efectuadas de tal manera que no causen ninguna tensión mecánica sobre los aisladores o equipos cuando se realicen las conexiones finales.
- d) Se deben manipular con cuidado los aparatos provistos de

boquillas (bushings) o aisladores de porcelana para prevenir que éstos se astillen, rajen o sufran otros daños, en la superficie cristalizada.

- e) Las curvaturas en los cables serán con un radio no menor que 6 veces el diámetro del cable. Las curvas para barras tubulares rígidas deben ser hechas en fábrica.

12.3.2. Conductores de aluminio

Los conductores de aluminio deben ser limpiados y cubiertos con grasa antes de que se efectúen las uniones de compresión o empernadas.

12.3.3. Preparación de los conectores

Las superficies de contacto de todas las grapas y de las conexiones empernadas deben ser preparadas y conectadas de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.

12.3.4. Precauciones de seguridad

- a) Se instalarán puestas a tierra en ambos extremos del vano en el cual se está trabajando.
- b) Todas las puestas a tierra deben ser instaladas firmemente para evitar una conexión suelta o intermitente y debe quedar visible para inspección y ser de materiales tales como alambre de aluminio desnudo, alambre cubierto con plásticos blancos o amarillos y marcados con banderas rojas de tela colocada en lugares visibles sobre el conductor en el punto de instalación.
- c) Todas las puestas a tierra y las banderas rojas serán retiradas tan pronto como ellas no sean necesarias para la protección.

- d) Todo el equipo para halado y tensado deben ser puestos a tierra en forma segura y efectiva por medio de puestas a tierra enterradas y unidas al equipo. Deben usarse al menos dos de estas puestas a tierra, tanto en el equipo de halado como de tensado.
- e) Se instalará un tipo de puesta a tierra móvil, para que se ponga a tierra segura y constantemente, cada conductor y el cable de guarda.
- f) Las cuadrillas de engrapado y quienes trabajen sobre conductores o cables de guarda, deben ser protegidos con puestas a tierra individuales del tipo grapa, colocado con pértiga de trabajo en caliente, en cada sitio de trabajo.
- g) Las puestas a tierra de protección personal no podrán considerarse suficientes para proveer protección total a una cuadrilla contra una descarga eléctrica directa o contra una descarga que ocurra dentro de su área.
- h) No debe trabajarse cuando exista indicación de tormentas eléctricas en el área.
- i) Deben considerarse medidas alternativas que ofrezcan igual o mayor protección.

12.3.5. Tensado

- a) Los cables de guarda y conductores de fase deben ser tensados de manera tal de no exponerlos a abrasión u otros daños.
- b) Deben usarse revestimientos no metálicos para proteger cualquier parte de estructuras, superficies del terreno u obstrucciones que puedan tocar los cables durante la instalación.
- c) No se permitirá que los cables toquen el suelo.
- d) Los cables de guarda y los conductores deben ser instalados en longitudes completas y de manera que sus hilos no se corten, sufran abrasión o se ensortijen.

- e) Si el conductor sufre algún daño debido al equipo, métodos o falta de adecuada protección, y si en opinión de la Fiscalización no pueden ser reparados.
- f) Se debe tener especial cuidado para evitar cualquier aflojamiento de hilo del cable y para asegurar que el conductor no se enrede, tuerza o desgaste de modo alguno.
- g) Los tramos de cables sucios, contaminados con material extraño, deben ser limpiados con paños limpios y/o escobillas de alambre duro. El uso de disolvente puede ser permitido solamente cuando así sea autorizado por la Fiscalización.
- h) El desarrollo de los conductores debería ser observado de cerca y cuidadosamente durante todo el tiempo que dure la instalación, con el objeto de detectar cualquier daño o estropeo del conductor.
- i) Se debe observar la siguiente secuencia de tensado:
 - ✓ Los cables de guarda;
 - ✓ Las barras con tensión mecánicas;
 - ✓ Derivaciones a los equipos; y,
 - ✓ Las conexiones a las líneas de transmisión

12.3.6 Reparaciones

Tan pronto como se detecte algún defecto o daño en los conductores o en los cables de guarda, estos serán reparados de acuerdo con las siguientes instrucciones:

- a) Reemplazo con conductor o cable de guarda nuevo;
- b) Instalación de mangas de reparación en la parte dañada; y,
- c) Reparación por pulido manual.

Los daños de los conductores o cables de guarda se clasifican en la siguiente forma:

12.3.7. Daños pequeños

Aquellos rayados o raspados de los hilos que no afectan la resistencia de los hilos dañados y que pueden repararse con alisado mediante una lija fina.

12.3.8. Cortes severos

En los hilos del conductor que no puedan ser reparados manualmente con lija debido a la profundidad o extensión del daño y que reduzca la resistencia de los hilos exteriores, afectando a no más del equivalente a tres hilos. Se considerará inútil cualquier hilo que haya perdido más del cincuenta por ciento (50%) de su sección.

12.3.9. Daños severos

Daños mayores que los descritos en los párrafos precedentes, deben repararse mediante la remoción y reemplazo de la sección completa de cable afectado. En caso de que se detecten signos de corrosión, se deberá separar los carretes que contengan los conductores corroídos.

12.4. Empalmes permanentes

- a) Todos los empalmes permanentes para los conductores y cables de guarda se instalarán después del tensado, pero antes de la operación de flechado.
- b) Todos los empalmes de plena tensión y manguitos de reparación serán del tipo de compresión y en su instalación se debe tener cuidado de proteger al conductor de abrasiones o daños. La instalación será efectuada por personal experimentado.

- c) Las instalaciones defectuosas y/o no aprobadas deben ser retiradas y reemplazadas.

12.4.1. Ajuste de la flecha

- a) La flecha debe chequearse mediante teodolito. Se permitirá una tolerancia no mayor de $\pm 3\%$.
- b) Para definir la temperatura de ajuste de la flecha se usará un termómetro aprobado, el cual debe estar insertado en el núcleo de un tramo de conductor de longitud adecuada. Este tramo de conductor se pondrá a pleno sol, a una altura de por lo menos 4 metros sobre el suelo, por un período no menor de treinta (30) minutos antes de la operación de ajuste de la flecha. La temperatura que se lea será usada como temperatura de ajuste de flecha.
- c) Después de ajustada la flecha, los conductores deben ser marcados con precisión para la instalación de las grapas terminales.
- d) El ajuste de la flecha debe ser hecho en el siguiente orden:
- ✓ Los cables de guarda;
 - ✓ Las barras con tensión mecánica;
 - ✓ Los vanos entre pórticos; y,
 - ✓ Las conexiones a las líneas de transmisión.
- e) Las cuadrillas de engrapado y quienes trabajen sobre conductores o cables de guarda, deben ser protegidos con puestas a tierra individuales del tipo grapa, colocado con pértiga de trabajo en caliente, en cada sitio de trabajo.
- f) Las puestas a tierra de protección personal no podrán considerarse suficientes para proveer protección total a una cuadrilla contra una descarga eléctrica directa o contra una descarga que ocurra dentro de su área. No debe trabajarse cuando exista indicación de tormentas eléctricas en el área.

- g) Deben considerarse medidas alternativas que ofrezcan igual o mayor protección.

13. INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

13.1. GENERALIDADES

13.1.1. Propósito y procedimiento

El propósito de la inspección y las pruebas de la aceptación consiste en verificar el cumplimiento de los sistemas y equipos de conformidad con las especificaciones de suministro y construcción. Las secciones correspondientes de estas especificaciones deben tomarse como una guía del tipo de pruebas a ser realizadas, pero no deben interpretarse como limitantes el alcance de las mismas.

Si la instalación o suministro de equipos no pasa la inspección y pruebas de aceptación, será estrictamente necesario reconstruir, reparar, montar de nuevo, volver a ensamblar, realizar nuevos cableados, reconectar o reemplazar los elementos defectuosos.

13.1.2. Alcance

La inspección y pruebas de aceptación deben realizarse en todas las normativas vigentes a fin de optimizar y afianzar la correcta ejecución en las diferentes actividades de montaje y modernización de la Subestación Eléctrica Ibarra.

13.1.3. Responsabilidad

La empresa o el personal ejecutor del trabajo serán responsables de la realización de las pruebas de montaje de acuerdo a lo que indique la

empresa contratante, incluyendo supervisión, mano de obra, instalaciones para pruebas y medidas de seguridad para el personal y los equipos.

13.1.4. Instalaciones y equipos de pruebas

Se suministrará todo el equipo y los instrumentos necesarios para la ejecución de las verificaciones y pruebas, tales como instrumentos ópticos, higrómetros, termómetros, manómetros, calibradores, niveles mecánicos, registradores, instrumentos eléctricos, accesorios, y en general todos los recursos que sean necesarios, para llevar a cabo las pruebas preliminares de funcionamiento.

Los instrumentos deben tener el grado de precisión que se requiere en cada prueba y se requerirá presentar un certificado de calibración actualizado realizado en un laboratorio.

13.1.5. Conexiones temporales

Las conexiones temporales se realizarán con materiales que sean fácilmente identificables, se sugiere la utilización de un color que resalte, tales como naranja brillante o azul brillante, para identificar las conexiones temporales. Estas conexiones deben retirarse al concluir la prueba particular para la cual fueron instaladas.

13.1.6. Reportes

Se entregará dos tipos de formularios para el control del proceso de montaje, los de aceptación del montaje electromecánico y los de pruebas funcionales, los formularios de aceptación del montaje electromecánico, deben ser llenados en el transcurso del montaje electromecánico dichos reportes, antes de proceder a las pruebas preliminares de funcionamiento.

Los reportes de aceptación del montaje, servirán para un doble propósito: Para evaluar el cumplimiento de acuerdo a las especificaciones y para compararlos con los resultados de las pruebas posteriores de mantenimiento. Por lo tanto es importante que los reportes mantengan un registro y actualización permanente.

13.1.7. Medidas de seguridad

- a) El Ingeniero Fiscalizador Residente coordinará la ejecución de las verificaciones y pruebas, de manera que no se interfieran las actividades de la construcción y montaje, y de que se prevengan todo los riesgos de posibles daños al personal o a las instalaciones.
- b) El sector donde se estén realizando las pruebas de los equipos debe confinarse con vallas removibles, barrera o cuerdas nylon de color naranja brillante, de manera de señalar el área dentro de los cual tendrán acceso solamente las personas encargadas de la prueba.
- c) El personal que participa en las pruebas, debe usar ropa adecuada, sin piezas sueltas que puedan engancharse en los equipos, sin bolsillos (o con bolsillos abotonados los que deben mantenerse cerrados), y con los elementos de seguridad que requiera la verificación o prueba que se está ejecutando (guantes aislantes, guantes de cuero, casco, cinturones de seguridad, pértigas, andamios, escaleras, zapatos de seguridad, botas de goma, mandil de goma, etc.).
- d) En todas las áreas de trabajo o de prueba en donde estén presentes combustibles, aceites, gases, cualquier material inflamable, debe estar expresamente prohibido fumar, lo que se indicará con letreros adecuados. El cumplimiento de esta regla se vigilará en forma especial en los sectores de tratamiento y prueba de aceites aislantes y en la sala de baterías.

- e) Durante las verificaciones y pruebas se mantendrá una limpieza esmerada para evitar que pueda introducirse basura o polvo en los equipos o instalaciones.
- f) Se debe cuidar los voltajes y cargas aplicadas a los sistemas o equipos en prueba de manera de no someterlos a esfuerzos eléctricos o mecánicos superiores a los que el fabricante o el calculista establece en sus especificaciones.
- g) Las operaciones de equipos necesarios para aislar las posiciones de alta tensión donde se ejecutarán las pruebas, serán realizadas solamente por los Operadores de la Subestación a requerimiento del Ingeniero Fiscalizador Residente, sin la participación del grupo de pruebas.
- h) Cada seccionador de línea y de puesta a tierra tendrá un candado que bloquee la operación, cuyas llaves estarán en poder del Ingeniero Fiscalizador Residente, estará autorizado para colocar candados a los seccionadores, disyuntores, aparatos de control, etc., donde así lo estime conveniente por razones de seguridad.
- i) Las piezas individuales de la posición o del equipo, como seccionadores y disyuntores, motores y sus controles, dispositivos de señalización, control, comando, señalización, bloqueo, etc., podrán ser operados por el grupo de pruebas, cuidando de no conectarlos casualmente al sistema, excepto para alimentación temporal necesaria para la ejecución de la prueba.
- j) Se tomará precauciones especiales para asegurarse de que no existan realimentaciones desde los secundarios de los transformadores que puedan producir voltajes peligrosos en los primarios. Así mismo se deben tomar las precauciones adecuadas para prevenir los circuitos abiertos en los secundarios de los transformadores de corriente.

- k) Después de las pruebas que signifiquen aplicar voltajes de corriente continua, como la del Megger, o la de tensión aplicada, los equipos y conductores deben descargarse y ponerse a tierra.
- l) Ciertos equipos tales como relés, detectores de temperatura y dispositivos similares de control, deben protegerse desconectándolos antes de las pruebas de alta tensión.

13.2. Programa de pruebas

Este debe quedar aprobado treinta (30) días antes de iniciarse las pruebas.

13.2.1. Ítems de inspección de pruebas preliminares de funcionamiento

En todos los casos debe verificarse lo indicado a continuación:

- a) Ensamblaje estructural correcto;
- b) Que no existan partes faltantes o sueltas;
- c) Que la instalación se haya realizado de acuerdo con los planos y especificaciones; y,
- d) Que no existan daños en el equipo debido a rajaduras, deformaciones u otros. En caso de existir daño se requerirá reparar o reemplazar las partes afectadas.

13.2.2 Conductores aéreos, hilos de guarda y derivaciones a equipos

- a) Se debe verificar las flechas de los vanos de líneas, vanos de barras y cables de guarda.

- b) Antes de realizar las pruebas preliminares de funcionamiento se debe medir con MEGGER de 10.000 v., la resistencia de aislamiento de los vanos de líneas y de las barras con los seccionadores abiertos.
- c) La inspección visual debe efectuarse en cada una de las cadenas de aisladores y en todos los conductores, y se reparará o reemplazará los aisladores picados y los conductores, con canastillas.

13.2.3. Equipo de alta tensión

En general en todos los equipos de alta tensión, previo a las pruebas preliminares de funcionamiento se debe verificar:

- a) Estado final de la pintura;
- b) Puestas a tierra;
- c) El ensamblaje completo del equipo;
- d) Ajustes de conexiones;
- e) Distancias mínimas de conductores aéreos, fase-fase y fase-tierra;
- f) Estado de Bushings y aisladores;
- g) Estado de fusibles;
- h) Nivel de aceite y,

13.2.4. Aceites aislantes

Se tendrá en cuenta ejecutar el tratamiento y las mediciones en los aceites aislantes de todos los equipos que lo contengan, excepto en aquellos equipos que vengan sellados de fábrica.

Para el aceite nuevo, se debe medir la rigidez dieléctrica de cada uno de los tambores, dejando para tratamiento separado los que tengan una rigidez menor de 40 KV, medido por el método ASTM-D 877. El cual

determinará el nivel de humedad relativa del aceite. Las muestras se deben tomar con pipetas que no expongan el aceite al medio ambiente.

El tratamiento del aceite se ejecutará en circuito cerrado entre la planta de tratamiento y tanques metálicos o flexibles, hasta alcanzar los valores especificados por los fabricantes de los equipos. Las pruebas finales se harán el momento de transvasar los aceites a los equipos y se repetirán treinta (30) días después de este llenado y en el caso de los transformadores de poder, se efectuarán además antes de las pruebas preliminares de funcionamiento y son los siguientes:

- ✓ Rigidez dieléctrica;
- ✓ Índice de acidez;
- ✓ Contenido de humedad p.p.m.;
- ✓ Tensión interfacial.

13.2.5 Transformador de poder

Durante el almacenamiento y al recibir los equipos en bodega se deberá:

- a) Revisar y mantener la presión de nitrógeno especificada en la cuba;
- b) Revisar estado de todos los componentes;
- c) Mantener calefactores en todos los gabinetes de comando;
- d) Medir el punto de rocío (dew-point) del gas contenido en la cuba; y,
- e) En bodega, mantener calefactores en todos los componentes con aislación higroscópica.

13.2.6 Al Iniciar el montaje

Medir resistencia de aislamiento de todos los accesorios, motores, relés, etc. Para evitar posibles contratiempos o fallas.

13.2.7 Al terminar la instalación de los bushings

- a) Secado al vacío del transformador, midiendo la cantidad de agua extraída con trampa refrigerante instalada en el circuito de evacuación;
- b) Pruebas de estanqueidad;
- c) Llenado del transformador y pruebas del aceite;
- d) Verificación de la hermeticidad de las cajas y entradas de ductos y cables;
- e) Prueba funcional de todos los elementos accesorios de protección, medida, refrigeración, control y señalización, sentido de giro de motores de bombas de aceite, etc.;
- f) Nivel de ruidos (d) medidos a 1 m. Del equipo en los 4 lados; y,
- g) Al terminar la energización, medición y drenaje de los gases acumulados en el relé Buchholz.

13.2.8 Disyuntores

- a) Estanqueidad de las cajas;
- b) Verificar estanqueidad (fugas) del aire comprimido, del SF₆;
- c) Verificar operación del dispositivo de anti-bombeo; y,
- d) Pruebas funcionales locales verificando operación de controles, mandos, señales, etc.

13.2.9 Seccionadores

- a) Estado de los aisladores, anclajes, fusibles de BT, estanqueidad de las cajas, lubricación de los contactos, lubricación de los engranajes y descansos, estado del galvanizado y pinturas, verificar las deformaciones en las varillas de mando durante las operaciones;
- b) Chequear los motores y sus relés;
- c) Verificar simultaneidad de cierre y apertura de los contactos principales;

- d) Medir y calibrar los tiempos de operación de los contactos auxiliares; y, Pruebas de funcionamiento con mando local.

13.2.10 Divisores capacitivos de potencial y transformadores de potencial

- ✓ Revisión de la instalación, dotación de aceites aislantes, etc.

13.2.11 Pararrayos

- ✓ Revisión de la instalación de bases aislantes, instalación del contador de descargas, del cable entre el pararrayos y el contador, estado del aislador, etc.

13.2.12. Transformadores de corriente (tipo pedestal)

- ✓ Revisión de la instalación, dotación de aceites aislantes, etc.

13.3.1 Cables de baja tensión para control y fuerza

Todos y cada uno de los conductores de cada cable, de baja tensión para control y fuerza con aislamiento de 600 V excluyendo los cables de control dentro de los paneles y los cables para instrumentación) deben probarse con un megger de 500 V.

Los conductores para alimentadores de baja tensión (208 V c-a y 125 V c-c-) deben probarse como se indica a continuación:

- a) Abrir al interruptor del alimentador que va a probarse. Abrir todos los interruptores que estén conectados en el lado de la carga de dicho alimentador.
- b) Conectar el megger y probar el aislamiento de los conductores.

- c) La lectura del megger debe estabilizarse en un mínimo de dos megaohmios ($2M\Omega$).
- d) Chequear la resistencia del aislamiento de los cables de control.
- e) Durante esta prueba deben desconectarse los relés dispositivos que puedan sufrir daño.

13.3.2 Motores eléctricos y accesorios

- a) Todos los motores de los equipos primarios, de servicios auxiliares, de instalaciones, etc., deben probarse en sus características de instalación y funcionamiento.
- b) Revisión de la instalación y montaje de acuerdo a planos de las características especificadas, anclajes, puesta a tierra, alineamientos, tensión de las correas, protecciones de seguridad, conexiones eléctricas, lubricación, etc.
- c) Medir resistencia de aislamiento de los devanados entre fases y a tierra (Megger de 500 v., para voltajes menores a 480 v.)
- d) Regular los relés protectores de motores en los valores correspondientes a la corriente a plena carga.
- e) Verificar secuencia de fases de la alimentación.
- f) Verificar sentido de rotación del motor
- g) Verificar velocidad del motor (RPM) en distintas condiciones de carga.
- h) Verificar la operación del relé protector dando orden de partida con el rotor bloqueado.

13.3.3 Ductos y bandejas para cables

Las pruebas se realizarán para comprobar lo siguiente:

- a) Que hayan instalado correctamente los ductos, accesorios, cajas de conexión, bandejas y accesorios, y que no existan partes sueltas o partes faltantes; y,

- b) Que no existan daños en los accesorios antes mencionados. En caso de daño deben repararse o reemplazarse los elementos afectados.

13.3.4 Iluminación de calles, patios .y de emergencia

- a) Chequeo de la continuidad de los circuitos de acuerdo con los planos.
- b) Chequeo de la resistencia del aislamiento de los cables usando un megger de 500 V.
- c) Verificar la correcta instalación de las bases para montaje, postes, brazos, luminarias, fotocélulas, fusibles, de acuerdo con los planos, las especificaciones y las instrucciones de los fabricantes.
- d) Medir la luminosidad zonal.
- e) Prueba completa de funcionamiento.

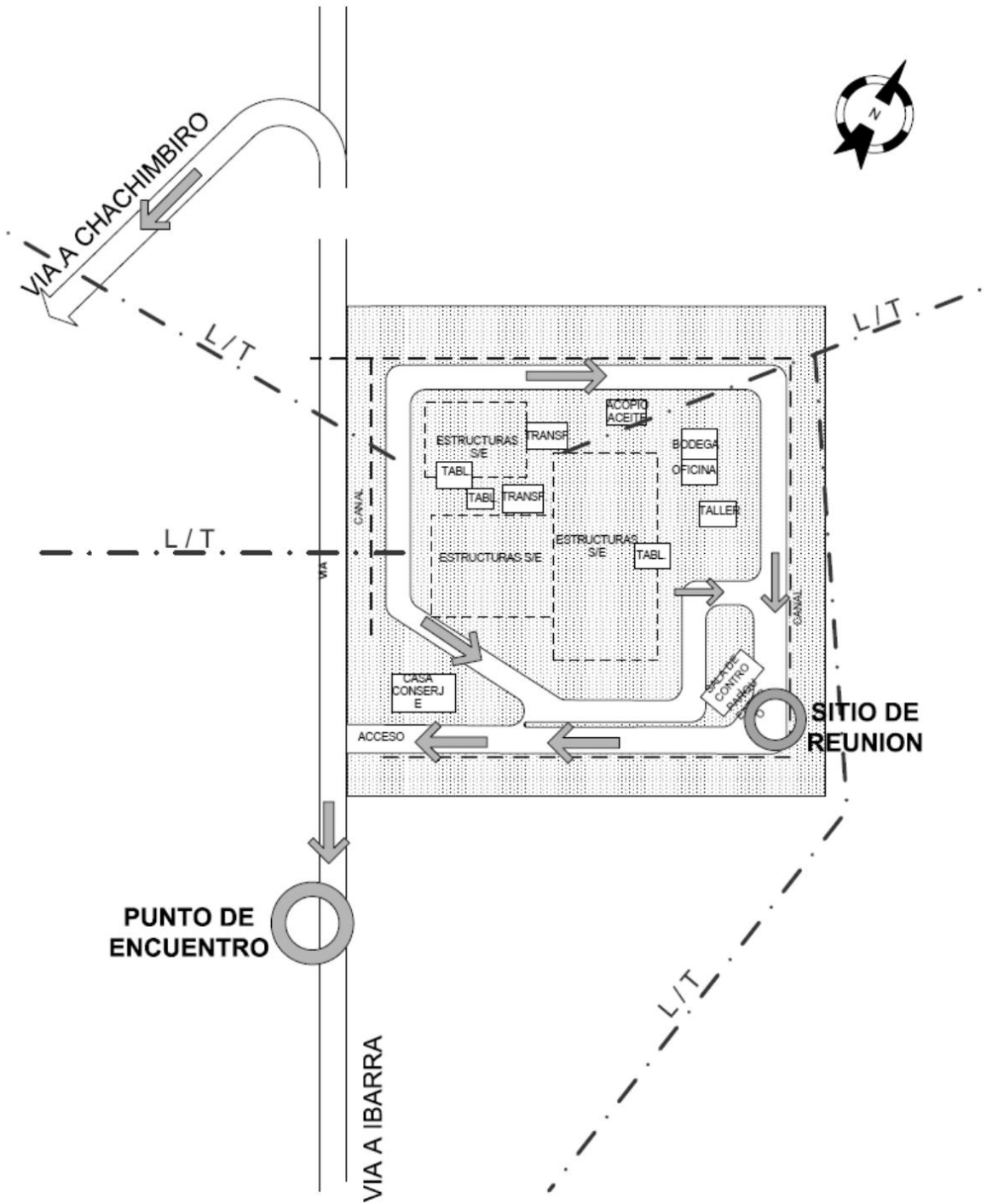
13.3.5 Malla de tierra

Al finalizar el montaje electromecánico, se debe realizar una medición de la resistencia de la malla como lo indique y en presencia de la Fiscalización. El equipo y el método de prueba estarán sujetos a la aprobación de la Fiscalización.

Las mediciones deben demostrar también que las conexiones de los equipos y estructuras a la malla principal estén realizadas de conformidad con los planos.

ANEXOS

ANEXO 1 RUTAS DE EVACUACIÓN Y PUNTO DE ENCUENTRO



ANEXO 2

	PROYECTO MODERNIZACIÓN S/E IBARRA	Doc. No. S/E I-TE-LR-INSP-001-10
	CONDICIONES DE HIGIENE, HABITABILIDAD Y NUTRICIÓN	

UBICACIÓN:
RESPONSABLE:

DESCRIPCIÓN	COMPROBADO SIN DEFECTOS			NO APLIC A	OBSERVACIONES
	SI	PARCIAL	NO		

PERSONAL DE SERVICIO					
ASEO DEL PERSONAL	X				
USO DE GUANTES	X				
USO DE MALLA PARA EL PELO				X	
MANDILES EN BUEN ESTADO				X	
HABITACIONES					
ORDEN DEL SITIO	X				
ESTRUCTURA DE LAS CAMAS	X				
ILUMINACIÓN	X				
VENTILACIÓN	X				
TELEVISIÓN	X				
LIMPIEZA DE PAREDES PISOS Y TECHOS	X				
LIMPIEZA DE ARMARIOS	X				
LIMPIEZA DE LOS BAÑOS	X				
PROVISIÓN DE JABÓN	X				
PROVISIÓN DE PAPEL HIGIÉNICO	X				
PROVISIÓN DE TOALLAS				X	Personal
CAMBIOS DE MENAJE DE CAMA				x	Personal
TENDIDO DE CAMAS				x	Personal
COMEDOR					
ORDEN DEL SITIO	x				
ILUMINACIÓN	x				
VENTILACIÓN	x				
MANEJO DE FECHAS DE CADUCIDAD DE PRODUCTOS	x				
LIMPIEZA DE PISOS, PAREDES	x				

		PROYECTO MODERNIZACIÓN S/E IBARRA			Doc. No. S/E I-TE-LR-INSP-001-10	
		CONDICIONES DE HIGIENE, HABITABILIDAD Y NUTRICIÓN				
TECHOS						
LIMPIEZA DE MESAS (Y MANTELES)	x					
LIMPIEZA DE SILLAS	x					
LIMPIEZA DE LA LÍNEA DE COMIDA	x					
LIMPIEZA DE LA JUGUERA	x					
LIMPIEZA Y ORDEN DE LA VAJILLA	x					
COCINA						
ORDEN DEL SITIO	x					
ILUMINACIÓN	x					
INTERRUPTORES Y TOMACORRIENTES EN BUEN ESTADO	x					
VENTILACIÓN	x					
MALLAS EN VENTANAS	x					
USO DE DESINFECTANTES PARA FRUTAS	x					
LIMPIEZA DE ESTANTES	x					
LIMPIEZA DE LA COCINA, PLANCHA Y FREIDORA	x					
LIMPIEZA DE LA CAMPANA DE OLORES	x					
LIMPIEZA DE MESONES	x					
LIMPIEZA DE PISOS, PAREDES TECHOS	x					
LIMPIEZA DEL REFRIGERADOR/ CONGELADOR	x					
SELLOS DE LAS PUERTAS DEL REFRIGERADOR/ CONGELADOR	x					
BASUREROS CON TAPA, FUNDA E IDENTIFICACION	x					
CUCHILLOS EN BANDEJA SEPARADA	x					
LAVANDERÍA						
ORDEN DEL SITIO	x					
LIMPIEZA DE PISOS PAREDES Y TECHOS					x	Exterior
LIMPIEZA DE MÁQUINAS					x	

		PROYECTO MODERNIZACIÓN S/E IBARRA			Doc. No. S/E I-TE-LR-INSP-001-10
		CONDICIONES DE HIGIENE, HABITABILIDAD Y NUTRICIÓN			
PROVISIÓN DE AGUA	x				
ACOPIO DE ROPA PREVIA LA ENTREGA				x	Personal
USO DE EXTENSIONES EN BUEN ESTADO				x	
BUEN MANEJO DE DETERGENTES Y DESINFECTANTES	x				

ACCIONES DE MEJORA

ACCIONES ACORDADAS	RESPONSABLE	FECHA PLANIFICADA DE CUMPLIMIENTO	FECHA REAL DE CUMPLIMIENTO

INSPECCIONADO POR:

--

INSPECCIÓN DE MANEJO DE RESIDUOS	DOC. S/E I-TE-LR-INSP-003-10

FECHA:
UBICACIÓN:

	INSPECCIÓN DE MANEJO DE RESIDUOS	DOC. S/E I-TE-LR-INSP-003-10
RESPONSABLE:		

DESCRIPCIÓN	COMPROBADO SIN DEFECTOS			NO APLICA	OBSERVACIONES
	SI	PARCIAL	NO		

INFRAESTRUCTURA					
TAMBORES PINTADOS Y CON NOMENCLATURA	X				
TAPAS PARA TAMBORES	X				
ACOPIOS ADECUADOS Y CON SEÑALIZACION	X				
TACHOS EN OFICINAS	X				
TACHOS EN BAÑOS	X				
CUBETOS PARA ENVASES DE RESIDUOS ACEITOSOS	X				
HERRAMIENTAS E INSUMOS					
PALAS	X				
RASTRILLOS				NA	
FUNDAS DE COLORES	X				
BALANZAS CALIBRADAS	X				
ESCOBAS	X				
CUERDA PARA ATAR				NA	
CARRETILLAS	X				
EPP					
GUANTES	X				
MASCARILLAS	X				
SEPARACIÓN EN LA FUENTE					
EN PATIO	X				

		INSPECCIÓN DE MANEJO DE RESIDUOS			DOC. S/E I-TE-LR-INSP-003-10	
EN OFICINAS	X					
 RECICLAJE						
EN EL PROYECTO POR TERCEROS POR LA COMUNIDAD	X					
EVACUACIÓN / DISPOSICIÓN						
VEHÍCULOS APROPIADOS	X					
DESTINOS AUTORIZADOS				NA	Carros recolectores del Municipio de Cuenca	
DISPOSICIÓN FINAL APROPIADA				NA	Carros recolectores del Municipio de Cuenca	

ACCIONES DE MEJORA			
ACCIONES ACORDADAS	RESPONSABLE	FECHA PLANIFICADA DE CUMPLIMIENTO	FECHA REAL DE CUMPLIMIENTO

RESPONSABLE	
--------------------	--

		INSPECCIÓN DE GRÚA		DOC. S/E I-TE-LR-INSP-005-10	
--	--	---------------------------	--	-------------------------------------	--

		DOC. S/E I-TE-LR-INSP-005-10
	INSPECCIÓN DE GRÚA	

FECHA:	
UBICACIÓN:	
RESPONSABLE	

DESCRIPCIÓN	COMPROBADO SIN DEFECTOS			NO APLICA	OBSERVACIONES
	SI	PARCIAL	NO		

DOCUMENTACIÓN					
DISPONE CERTIFICACION DEL EQUIPO					
DISPONE EL OPERADOR DE LICENCIA (TIPO G)	E				
CABINA Y MANDOS					
CABINA PROTECTORA	X				
ESCALERAS DE ACCESO	X				
ASAS DE AYUDA	X				
PARABRISAS DELANERO Y POSTERIOR	X				
LIMPIABRISAS	X				
VIDRIOS LATERALES	X				
DESEMPANADOR / CALEFACTOR	x				
BUENA VISIBILIDAD DESDE LA CABINA DE OPERACIÓN	X				
PUERTA DE ACCESO A CABINA	X				
MANDOS DE OPERACION DEL EQUIPO	X				
ESPEJOS RETROVISORES	X				
CINTURON DE SEGURIDAD	X				
AJUSTE DEL ASIENTO					
INDICADORES DEL TABLERO					
BOCINA o PITO	X				
ALARMA DE RETROCESO O MOVIMIENTO					
BLOQUEO PARA ESTACIONAMIENTO / OPERACION DEL EQUIPO	X				
LUCES DE FRENO	X				
LUCES DE RETROCESO	X				
LUCES DELANTERAS	X				
LUCES POSTERIORES	X				

		DOC. S/E I-TE-LR-INSP-005-10			
	INSPECCIÓN DE GRÚA				
LUCES DE PARQUEO	X				
OPERACIÓN					
LUBRICACION DE PARTES					
PATAS DE APOYO EN BUEN ESTADO	X				
PINES DE TRABA DE PATAS DE APOYO	X				
TACOS DE MADERA	X				
DISPOSITIVOS Y VISORES DE NIVELACION DEL EQUIPO					
CONTRAPESOS Y FIJACIONES DE LOS MISMOS					
TRIALGULOS / CONOS DE SEGURIDAD	x				
HIDRÁULICA					
FUGAS DE ACEITE, COMBUSTIBLE O REFRIGERANTE					
NIVEL DE ACEITE DEL MOTOR	x				
NIVEL DE ACEITE HIDRAULICO	x				
NIVEL DE REFRIGERANTE	x				
EQUIPO PARA ATENCIÓN A FUGAS					
EXTINTOR DE INCENDIO	x				
BOTIQUIN DE PRIMEROS AUXILIOS	x				
MATERIAL ABSORBENTE			X		
APAREJOS					
GANCHO PARA IZAJE	X				
SEGURO DEL GANCHO	X				
CABLES	X				
POLEAS	X				
TAMBOR DE ENROLLAMIENTO					
PLUMA / PLUMIN	X				
PROTECCION DE PARTES EN MOVIMIENTO					
SEÑALIZACIÓN					
SEÑALIZACION DE PELIGRO DE PARTES EN MOVIMIENTO					
SISTEMA ELECTRICO Y CONEXIÓN A TIERRA					
RODAMIENTO DE BRAZO GIRATORIO					
PISTA DE RODAJE					
RODAMIENTO CARRO TRANSPORTADOR					

	INSPECCIÓN DE GRÚA	DOC. S/E I-TE-LR-INSP-005-10
--	---------------------------	-------------------------------------

ACCIONES DE MEJORA			
ACCIONES ACORDADAS	RESPONSABLE	FECHA PLANIFICADA DE CUMPLIMIENTO	FECHA REAL DE CUMPLIMIENTO

INSPECCIÓN POR:	
------------------------	--

	PROYECTO MODERNIZACIÓN DE LA S/E IBARRA	Doc. No. S/E I-TE-LR-INSP-007-10
	INSPECCIÓN DE EQUIPO DE PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS	

FECHA:										
UBICACIÓN:										
RESPONSABLE	OCT.	NOV.	DIC.	ENE.	FBR.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.

DESCRIPCION	CUMPL E			CUMPL E			CUMPL E			CUMPL E			CUMPL E			CUMPL E			CUMPL E			CUMPL E								
	S	N	N	S	N	N	S	N	N	S	N	N	S	N	N	S	N	N	S	N	N	S	N	N	S	N	N			
	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A	I	O	A
ARNES DE CUERPO IDENTIFICACION DEL EQUIPO:																														

	PROYECTO MODERNIZACIÓN DE LA S/E IBARRA										Doc. No. S/E I-TE-LR-INSP-007-10									
	INSPECCIÓN DE EQUIPO DE PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS																			
SIN DEFORMACIONES O DOBLADURAS																				
GANCHOS/MOSQUETONES IDENTIFICACION DEL EQUIPO:																				
LOS GANCHOS / MOSQUETONES TIENEN CERTIFICACION	x		x		x		x		x											
GANCHOS / MOSQUETONES SIN FISURAS, GRIETAS, CORTES O DEFORMACIONES	x		x		x		x		x											
GANCHOS / MOSQUETONES SIN RASTROS DE GOLPES	x		x		x		x		x											
GANCHOS / MOSQUETONES SIN CORROSION	x		x		x		x		x											
LOS SEGUROS DE LOS GANCHOS ABREN Y CIERRAN FACILMENTE Y QUEDAN TRABADOS	x		x		x		x		x											
SEGUROS DE LOS GANCHOS SIN DEFORMACIONES O DOBLADURAS	x		x		x		x		x											

ACCIONES DE MEJORA			
ACCIONES ACORDADAS	RESPONSABLE	FECHA PLANIFICADA DE CUMPLIMIENTO	FECHA REAL DE CUMPLIMIENTO

	PROYECTO MODERNIZACIÓN DE LA S/E IBARRA	Doc. No. S/E I-TE-LR-INSP-007- 10	
	INSPECCIÓN DE EQUIPO DE PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS		
INSPECCIONADO POR:			

	PROYECTO MODERNIZACIÓN DE LA S/E IBARRA	DOC. S/E I-TE-LR- INSP-002-10
	INSPECCIÓN DE EQUIPO PESADO	

FECHA:	
UBICACIÓN:	S/E IBARRA
RESPONSABLE:	

DESCRIPCIÓN	COMPROBADO SIN DEFECTOS			NO APLICA	OBSERVACIONES
	SI	PARCIAL	NO		

LICENCIA TIPO G DEL OPERADOR	E				
EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL REQUERIDO			X		
ESCALERA DE ACCESO A CABINA	X				
ASAS DE AYUDA	X				
PARABRISAS DELANTERO Y POSTERIOR	X				
LIMPIABRISAS DELANTERO Y POSTERIOR	X				
VIDRIOS LATERALES	X				
DESEMPANADOR / CALEFACTOR	X				

PUERTA DE ACCESO A CABINA	X				
MOVIMIENTO DEL VOLANTE / MANDOS DE DIRECCIÓN	X				
ESPEJOS RETROVISORES	X				
CINTURON DE SEGURIDAD	X				
AJUSTE DEL ASIENTO	X				
INDICADORES DEL TABLERO	X				
BOCINA	X				
ALARMA DE RETROCESO	X				
BLOQUEO PARA ESTACIONAMIENTO / OPERACION DEL EQUIPO	X				
ESTADO DE LOS PEDALES	X				
LUCES DELANTERAS	X				
LUCES POSTERIORES	X				
LUCES DE PARQUEO Y DIRECCIONALES	X				
LUCES DE FRENO	X				
FUNCIONAMIENTO Y OPERACION DEL SISTEMA HIDRAULICO	X				
PATAS DE APOYO EN BUEN ESTADO	X				
PINES DE TRABA DE PATAS DE APOYO	X				
FUGAS DE ACEITE, COMBUSTIBLE O REFRIGERANTE	X				
PRUEBA DE ARRANQUE					
PRUEBA DEL SISTEMA HIDRAULICO					
PRUEBA DE PARADA DE EMERGENCIA					
NEUMÁTICOS	X				
TUERCAS DE RUEDAS	X				
EXTINTOR DE INCENDIO	X				
BOTIQUÍN DE PRIMEROS AUXILIOS			X		
MATERIAL ABSORBENTE			X		
GATA	X				
LLAVE DE RUEDAS	X				
HERRAMIENTAS	X				
TRIÁNGULOS / CONOS DE SEGURIDAD			X		
SEÑALIZACIÓN DE PELIGRO DE PARTES EN MOVIMIENTO			X		
ESTADO DE CUCHARÓN DE CARGADORA	X				
ESTADO DE CUCHARÓN DE EXCAVADORA	X				

	PROYECTO MODERNIZACIÓN S/E IBARRA	DOC. S/E I-TE-LR-INSP-004- 10
	INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS	

FECHA:	
UBICACIÓN	
RESPONSABLE	

DESCRIPCIÓN	COMPROBADO SIN DEFECTOS			NO APLICA	OBSERVACIONES
	SI	PARCIAL	NO		

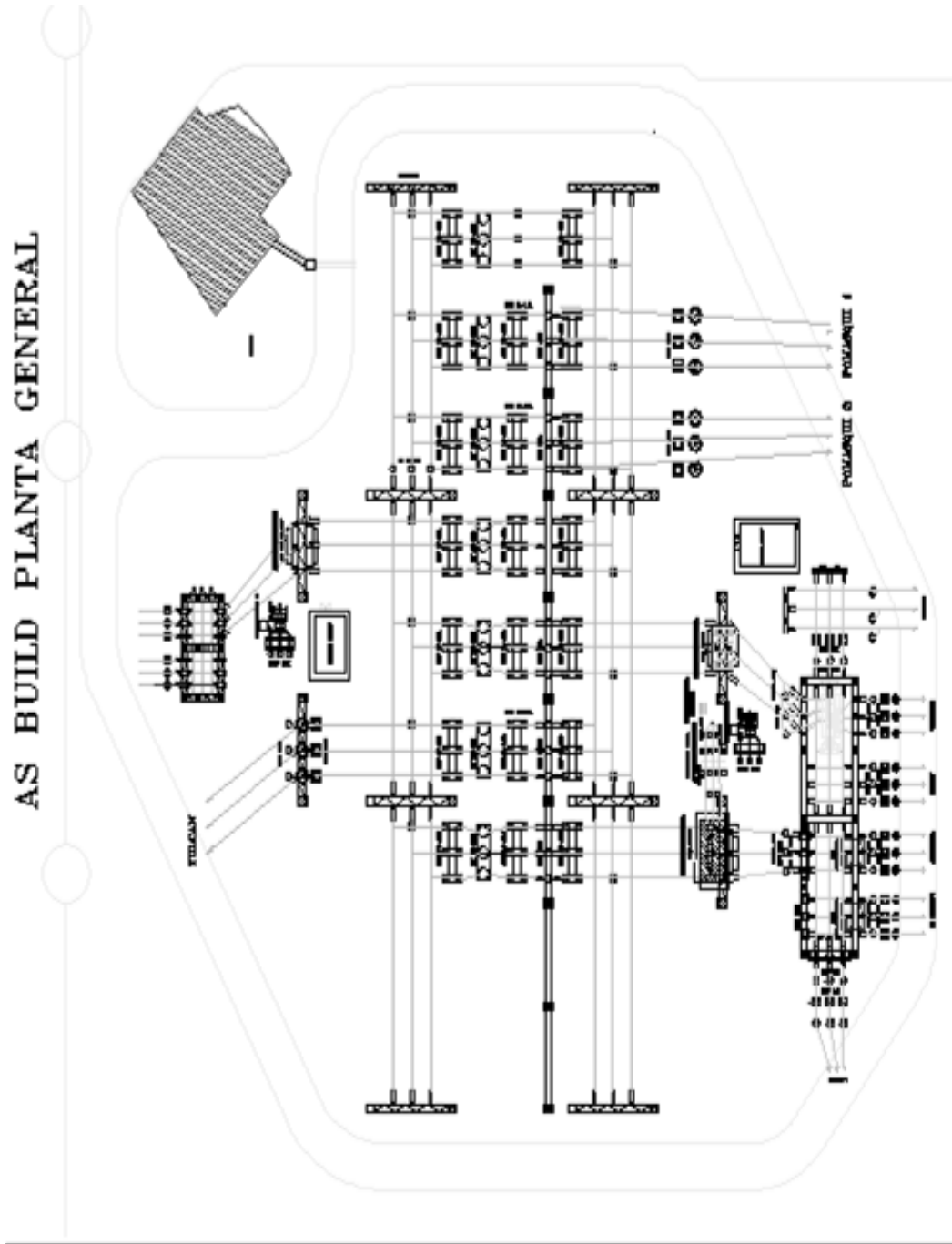
DOCUMENTACIÓN					
HERRAMIENTAS MANUALES					
Se utiliza la adecuada al trabajo	x				
Se encuentran en buen estado	x				
Se guardan y portan adecuadamente	x				
Los mangos de madera presentan astillas o fisuras	x				
Los mangos de madera están firmemente adheridos	x				
Se usan prensas de banco para sujetar			x		
HERRAMIENTAS DE CORTE					
Los cinceles presentan su cabeza con filos cortantes					
Los cinceles se encuentran afilados	x				
Las tarrajas macho o hembra presentan rotura de sus dientes	x				
Las seguetas están correctamente instaladas y no presentan defectos	x				
Las limas disponen de sus mangos	x				
Las limas están rotas o sucias	x				
Los serruchos disponen de	x				

	PROYECTO MODERNIZACIÓN S/E IBARRA			DOC. S/E I-TE-LR-INSP-004- 10	
	INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS				
empuñadura					
Los dientes de los serruchos están completos	x				
Los machetes disponen de mangos y fundas			x		
HERRAMIENTAS DE GOLPE					
Se emplea el martillo adecuado según la labor	x				
Sus caras y bordes están en buen estado	x				
Su mango está quebrado, astillado o flojo	x				
HERRAMIENTAS DE TORSIÓN - LLAVES					
Cuentan con llaves de pulgadas y milimétricas	x				
Se dispone de llaves de golpe			x		
Las llaves presentan sus mordazas abiertas o deterioradas.	x				
La herramienta para electricista cuenta con el aislamiento adecuado	x				
La punta y cabo de los destornilladores se encuentran en buen estado.	x				
Se dispone de herramientas que no produzca chispas	x				
HERRAMIENTAS ELÉCTRICAS					
Las herramientas son las adecuadas para el trabajo	x				
Se emplean los elementos de protección personal de acuerdo con la herramienta	x				

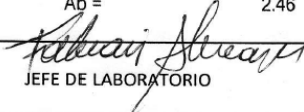
		PROYECTO MODERNIZACIÓN S/E IBARRA		DOC. S/E I-TE-LR-INSP-004- 10	
		INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS			
empleada					
Están limpias y lubricadas		x			
Tienen las guardas correspondientes		x			
Posee aislamiento doble o conexión a tierra por enchufe de tres patas		x			
El cable y enchufe no presenta daños		x			
En los taladros se observa el mandril con golpes		x			
Brocas sin filo		x			
Los esmeriles cuentan con sus guardas		x			
Los soportes de los discos o piedras son los adecuados		x			
Se observa deterioro en las roscas o tornillo de las ruedas abrasivas		x			
Se almacenan las pulidoras y discos en sitios donde puedan ser golpeados		x			
HERRAMIENTA NEUMÁTICA					
Las mangueras y acoples se encuentran en buen estado					
Se emplean EPP de acuerdo con la herramienta					
Se trabaja a las presiones indicadas					
La herramienta es descargada al terminar					
ACCIONES DE MEJORA					
ACCIONES ACORDADAS		RESPONSABLE		FECHA PLANIFICADA DE CUMPLIMIENTO	
INSPECCIONADO POR					

ANEXO 3

Plano de Subestación Ibarra



ANEXO 4-A

GEOENSAYOS CONTROL DE CALIDAD DE SUELOS HORMIGONES Y ASFALTOS Ing. Fabian Alvear M. Jose Guerrero y Manta 2296338 - 095222367 Quito-Ecuador	
LABORATORIO DE ENSAYO DE MATERIALES	
PROYECTO : SECTOR : CONTROL DE CALIDAD DE : FECHA DE EJECUCION :	SUBESTACION BELLAVISTA CARANQUI AGREGADO FINO 8 de Noviembre del 2010
DENSIDAD EN SUPERFICIE SATURADA SECA PARA ARENAS	
$Ma = Mmwm - (Mm + B)$	
$Ge = \frac{A}{500 - Ma}$	$Ges = \frac{B}{500 - Ma}$
$Gea = \frac{A}{500 + Mm - Mmwm + A}$	$Ab = \frac{B - A}{A} * 100$
MASA DEL MATRAZ	Mm = 157.17 gr
MASA CONJUNTO MATRAZ, AGUA Y MUESTRA	Mmwm = 967.00 gr
MASA DE MUESTRA SATURADA CON SUPERFICIE SECA	B = 500.00 gr
MASA DE LA MUESTRA SECA	A = 488.00 gr
MASA DE AGUA AÑADIDA AL MATRAZ	Ma = 309.8 gr
GRAVEDAD ESPECIFICA BULK	Ge = 2.566 gr/cm3
GRAVEDAD ESPECIFICA SATURADA CON SUPERFICIE SECA	Ges = 2.629 gr/cm3
GRAVEDAD ESPECIFICA APARENTE	Gea = 2.739 gr/cm3
PORCENTAJE DE ABSORCION	Ab = 2.46 %
FISCALIZACION	 JEFE DE LABORATORIO



GEOENSAYOS CONTROL DE CALIDAD DE SUELOS HORMIGONES Y ASFALTOS

Ing. Fabian Alvear M.

Jose Guerrero y Manta 2296338 - 095222367 Quito-Ecuador

LABORATORIO DE ENSAYO DE MATERIALES

PROYECTO : SUBESTACION BELLAVISTA
SECTOR : CARANQUI
CONTROL DE CALIDAD DE : AGREGADO GRUESO
FECHA DE EJECUCION : 8 de Noviembre del 2010

DENSIDAD EN SUPERFICIE SATURADA SECA PARA AGREGADO GRUESO PIEDRA No. 57

A	745.5 gr.	PESO DEL MATERIAL SECO EN AIRE
B	762 gr	PESO DE LA MUESTRA EN SUPERFICIE SATURADA SECA
C	465 gr	PESO DE LA MUESTRA EN AGUA

PESO DE LA CANASTILLA 895 gr.

PESO DE LA CANASTILLA + MUESTRA 1355 gr

PESO ESPECIFICO $\frac{A}{B - C}$ 2.51 Ton/m³

PESO ESPECIFICO S.S.S $\frac{B}{B - C}$ 2.566 Ton/m³

ABSORCION $\frac{B - A}{A} \times 100$ 2.21 %

FISCALIZACION

Fabian Alvear M.
JEFE DE LABORATORIO



GEOENSAYOS CONTROL DE CALIDAD DE SUELOS HORMIGONES Y ASFALTOS

Ing. Fabian Alvear M.

Jose Guerrero y Manta 2296338 - 095222367 Quito-Ecuador

LABORATORIO DE ENSAYO DE MATERIALES

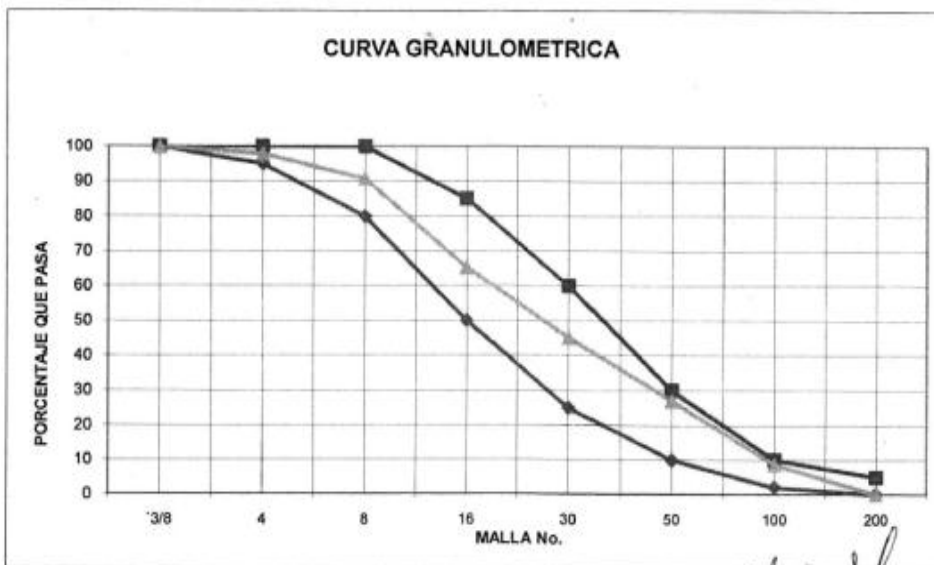
PROYECTO : SUBESTACION BELLAVISTA
 SECTOR : CHALTURA
 CONTROL DE CALIDAD DE : ARENA
 FECHA DE EJECUCION : 8 de Noviembre del 2010

**GRANULOMETRIA
 ARENA PARA HORMIGONES**

MALLA	ABERTURA mm	PESO RETENIDO (gr)	PESO RETENIDO ACUMULADO (gr)	PESO RETENIDO %	% RETENIDO ACUMULADO	% QUE PASA
3/8	75	0	0	0	0	100
4	4.76	15	15	2	2	98
8	2.3	50	65	7	9	91
16	1.19	180	245	26	35	65
30	0.6	141	386	20	55	45
50	0.3	128	514	18	73	27
100	0.15	129	643	18	91	9
200	0.075	61	704	9	100	0

MODULO DE FINURA 2.65

CURVA GRANULOMETRICA



Fiscalización

Fabian Alvear M.
 Jefe de Laboratorio

Observaciones



GEOENSAYOS CONTROL DE CALIDAD DE SUELOS HORMIGONES Y ASFALTOS

Ing. Fabian Alvear M.

Jose Guerrero y Manta 2296338 - 095222367 Quito-Ecuador

LABORATORIO DE ENSAYO DE MATERIALES

PROYECTO : SUBESTACION BELLAVISTA
SECTOR : CHALTURA
CONTROL DE CALIDAD DE : AGREGADO GRUESO
FECHA DE EJECUCION : 8 de Noviembre del 2010

PESO UNITARIO PIEDRA No. 57

PESO UNITARIO SUELTO

PESO MOLDE	9205 gr.
VOLUMEN DEL MOLDE	3030 gr.
PESO DEL MOLDE + MUESTRA	12950
PESO UNITARIO SUELTO	1.24 Ton/m3

PESO UNITARIO COMPACTADO

PESO MOLDE	9205 gr.
VOLUMEN DEL MOLDE	3030 gr.
PESO DEL MOLDE + MUESTRA	14030
PESO UNITARIO COMPACTADO	1.59 Ton/m3

FISCALIZACION

Fabian Alvear M.
JEFE DE LABORATORIO



ANEXO 4-B



ILUSTRE MUNICIPIO DE IBARRA

PROYECTO : MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE LA SUBESTACIÓN IBARRA

UBICACIÓN: SUBESTACIÓN DE BELLAVISTA

DESCRIPCIÓN: SUB-RASANTE

LABORATORIO DE SUELOS

LABORATORISTA: JOBITO NUÑEZ

DENSIDADES DE CAMPO

FISCALIZADOR: ING. PATRICIO HIDALGO

METODO DEL CONO Y DE LA ARENA

CONTRATISTA: ING. LUIS RODRIGUEZ

FECHA: 22/01/2011

VOLUMEN DEL HUECO DE ENSAYO	ABSCISA			UNIDAD
	PATIO 69 KV POSICION DE AUTOTRANSFORMADOR ATQ			
1. Masa del apartado lleno de arena	5006			gr.
2. Masa del apartado restante de arena	2150			gr.
3. Masa de la arena del hueco plato y cono (1-2)	2856			gr.
4. Masa de la arena del cono y plato (11 de calibración)	1750			gr.
5. Masa de la arena en el hueco (3-4)	1106			gr.
6. Densidad del Bulk de la arena (8 de calibración)	1525			gr. /cm3
7. Volumen del hueco ensayado (5/6)	0,725			cm3
DENSIDAD HUMEDA:				
8. Masa de la muestra húmeda del suelo + tasa	1420			gr.
9. Masa de la tasa	12,22			gr.
10. Masa del suelo húmedo (8-9)	1407,78			gr.
11. Densida húmeda (10/7)	1941			gr. /cm3
CONTENIDO DE AGUA Y DENSIDAD SECA:				
12. Masa de la muestra húmeda + tarro	87,12			gr.
13. Masa de la muestra seca + tarro	78,27			gr.
14. Masa del agua (12-13)	8,85			gr.
15. Masa del tarro	22,6			gr.
16. Masa del suelo seco (13-15)	55,67			gr.
17. Contenido de agua (14/16) x 100	16			%
18. Densidad seca (11/(1+17))	1675			gr. /cm3
DATOS DE COMPACTACIÓN				
19. Densidad seca máxima	1704			gr. /cm3
20. Humeda óptima	16,7			%
21. Porcentaje de capacitación (18/19) x 100	98,29			%
22. Mínimo porcentaje de compactación especificado				

OBSERVACIONES: _____

LABORATORISTA 3



FISCALIZADOR



ILUSTRE MUNICIPIO DE IBARRA

LABORATORIO DE MECÁNICA DE SUELOS Y ENSAYO DE MATERIALES

PROYECTO : MONTAJE ELECTROMECÁNICO DE LA SUBESTACIÓN IBARRA
 UBICACION: SUBESTACIÓN DE BELLAVISTA
 FISCALIZADOR: ING. PATRICIO HIDALGO
 CONTRAISTA: ING. LUIS RODRIGUEZ

ENSAYO DE COMPACTACION

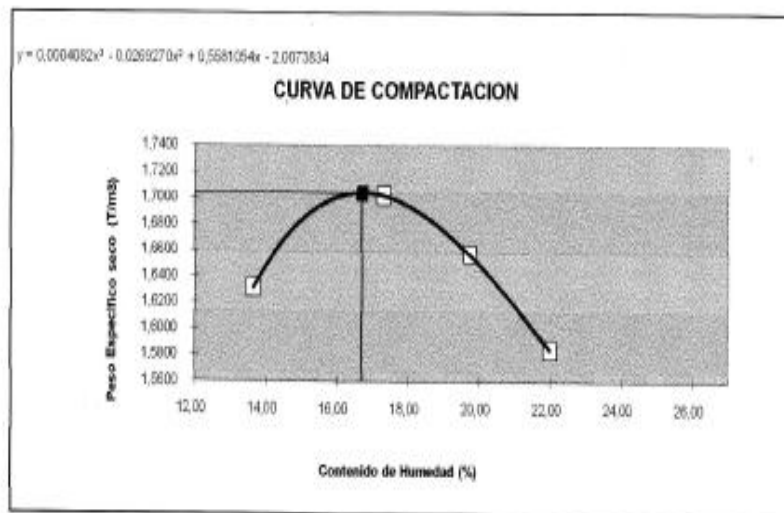
TIPO DE PRUEBA: Proctor Stándar
 MOLDE: Pequeño
 VOLUMEN: 944 cm³
 MASA : 3970 gr
 No. DE CAPAS: 3

ABSISA:
 PESO MARTILLO = 10 lb
 ALT. CAIDA = 18 pulg.
 GOLPES POR CAPA = 26

PRUEBA No.:	1	2	3	4				
Molde+suelo h.(g)	5.720,00	5.855,00	5.843,00	5.795,00				
Masa molde (gr):	3.970,00	3.970,00	3.970,00	3.970,00				
Masa suelo h. (gr) :	1.750,00	1.885,00	1.873,00	1.825,00				
Dens. Hum (gr/cm ³) :	1,854	1,997	1,984	1,933				
W. humedo (g)	82,23	82,68	84,57	84,78	84,17	84,97	83,36	83,82
W. seco (g)	74,90	75,12	78,00	75,28	73,76	74,34	72,22	72,45
W. capsula (g)	20,26	20,8	19,56	20,52	20,34	21,07	21,51	20,82
humedad (%)	13,42	13,87	17,28	17,35	19,49	19,95	21,97	22,02
humedad prom.(%)	13,64	13,64	17,31	17,31	19,72	19,72	22,00	22,00
Dens. Seca (gr/cm ³) :	1,631	1,702	1,657	1,585				

Humedad Optima = 16,70 %

Densidad seca máxima = 1,704 gr/cm³



ENSAYADO: JOBITO NÚÑEZ LABORATORISTA 3



ILUSTRE MUNICIPIO DE IBARRA

LABORATORIO DE MÉCANICA DE SUELOS Y HORMIGONES
IBARRA - ECUADOR

ENSAYO ESCLERÓMETRO

OBRA: MONTAJE EOELECTROMECAÁNICO DE LA SUBESTACIÓN IBARRA
UBICACION: SUBESTACION DE BELLAVISTA CANALETA TIPO B DE AUTOTRANSFORMADOR ATQ.
CONTRATISTA: ING. LUIS RODRIGUEZ
FISCALIZADOR: ING. PATRICIO HIDALGO
REALIZADO: LABORATORISTA 3 JOBITO NÚÑEZ
FECHA: 22 DE ENERO DE 2011

choque R

UBICACIÓN	DATOS DEL ENSAYO												PROM.	F/corr.	TOTAL	Kg/cm2
	40	41	40	40	38	38	36	40	40	40	32	32				
CANALETA	40	41	40	40	38	38	36	40	40	40	32	32	39,3	1,110	43,623	488
CANALETA	34	34	32	30	34	38	32	40	40	40	40	32	33,8	1,110	37,518	377
CANALETA	34	40	34	38	38	36	42	34	34	36	34	36	36,6	1,110	40,626	432

Jobito Núñez
LABORATORISTA 3





Hormigón Premezclado
 Servicio de Bomba
 Dosificadora Computarizada
 Alisadora de pisos
 Regla Vibratoria
 Cortadora de Juntas
 Laboratorio control de calidad

**LABORATORIO
 CONTROL DE CALIDAD**

COMPRESION DE CILINDROS DE HORMIGON


PROYECTO: **MODERNIZACION SUB ESTACION ELECTRICA IMBABURA**

CONTRATISTA: **ING. LUIS RODRIGUEZ** SOLICITA: **CONTROL DE CALIDAD**

FISCALIZACION: **CELEC-ER** FECHA: **23-dic-10**

N°	FECHA DE FABRICACION	ELEMENTO	FECHA DE ENSAYO	EDAD (días)	CARGA (KN)	RESISTENCIA (Kg/cm2)	RESISTENCIA REQUERIDA	OBSERV.
1	16-nov-10	BASE ATQ # 1	23-nov-10	7	440	253,97	350	HORMIGON Premezclado
2	16-nov-10	BASE ATQ # 2	23-nov-10	7	450	259,74	350	HORMIGON Premezclado
3	25-nov-10	TERCIARIO	2-dic-10	7	270	155,84	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
4	25-nov-10	TERCIARIO	2-dic-10	7	230	132,76	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
5	25-nov-10	TERCIARIO	23-dic-10	28	370	213,56	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
6	25-nov-10	TERCIARIO	23-dic-10	28	450	259,74	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
7	25-nov-10	TERCIARIO	23-dic-10	28	440	253,97	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
8	16-nov-10	BASE ATQ # 3	14-dic-10	28	640	369,41	350	HORMIGON Premezclado
9	19-nov-10	PARED CALETA ACEITE	17-dic-10	28	350	202,02	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
10	19-nov-10	PARED CALETA ACEITE	17-dic-10	28	340	196,25	210	HORMIGON PREPARADO EN OBRA
11	16-nov-10	BASE ATQ # 4	14-dic-10	28	620	357,87	350	HORMIGON Premezclado
12	16-nov-10	BASE ATQ # 5	14-dic-10	28	640	369,41	350	HORMIGON Premezclado
13	16-nov-10	BASE ATQ # 6	14-dic-10	28	640	369,41	350	HORMIGON Premezclado

UNIDADES DE CONVERSION: 1 MPA = N / mm2 = 10,2 kg / cm2


ING. MARCELO MUÑOZ L.
 L.R. 10 - 0088

ANEXO 5

TABLE 1 Standard Chemical Requirements

Cement Type ^A	I and IA	II and IIA	III and IIIA	IV	V
Silicon dioxide (SiO ₂), min, %	...	20.0 ^{B,C}
Aluminum oxide (Al ₂ O ₃), max, %	...	6.0
Ferric oxide (Fe ₂ O ₃), max, %	...	6.0 ^{B,C}	...	6.5	...
Magnesium oxide (MgO), max, %	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Sulfur trioxide (SO ₃), ^D max, %					
When (C ₃ A) ^E is 8 % or less	3.0	3.0	3.5	2.3	2.3
When (C ₃ A) ^E is more than 8 %	3.5	^F	4.5	^F	^F
Loss on ignition, max, %	3.0	3.0	3.0	2.5	3.0
Insoluble residue, max, %	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Tricalcium silicate (C ₃ S), ^E max, %	35 ^B	...
Dicalcium silicate (C ₂ S), ^E min, %	40 ^B	...
Tricalcium aluminate (C ₃ A) ^E max, %	...	8	15	7 ^B	5 ^C
Tetracalcium aluminoferrite plus twice the tricalcium aluminate ^E (C ₄ AF + 2(C ₃ A)), or solid solution (C ₄ AF + C ₂ F), as applicable, max, %	25 ^C

TABLE 2 Optional Chemical Requirements^A

Cement Type	I and IA	II and IIA	III and IIIA	IV	V	Remarks
Tricalcium aluminate (C ₃ A), ^B max, %	8	for moderate sulfate resistance
Tricalcium aluminate (C ₃ A), ^B max, %	5	for high sulfate resistance
Sum of tricalcium silicate and tricalcium aluminate, ^B max, %	...	58 ^C	for moderate heat of hydration
Equivalent Alkalies (Na ₂ O + 0.658K ₂ O), max, %	0.60 ^D	0.60 ^D	0.60 ^D	0.60 ^D	0.60 ^D	low-alkali cement

TABLE 3 Standard Physical Requirements

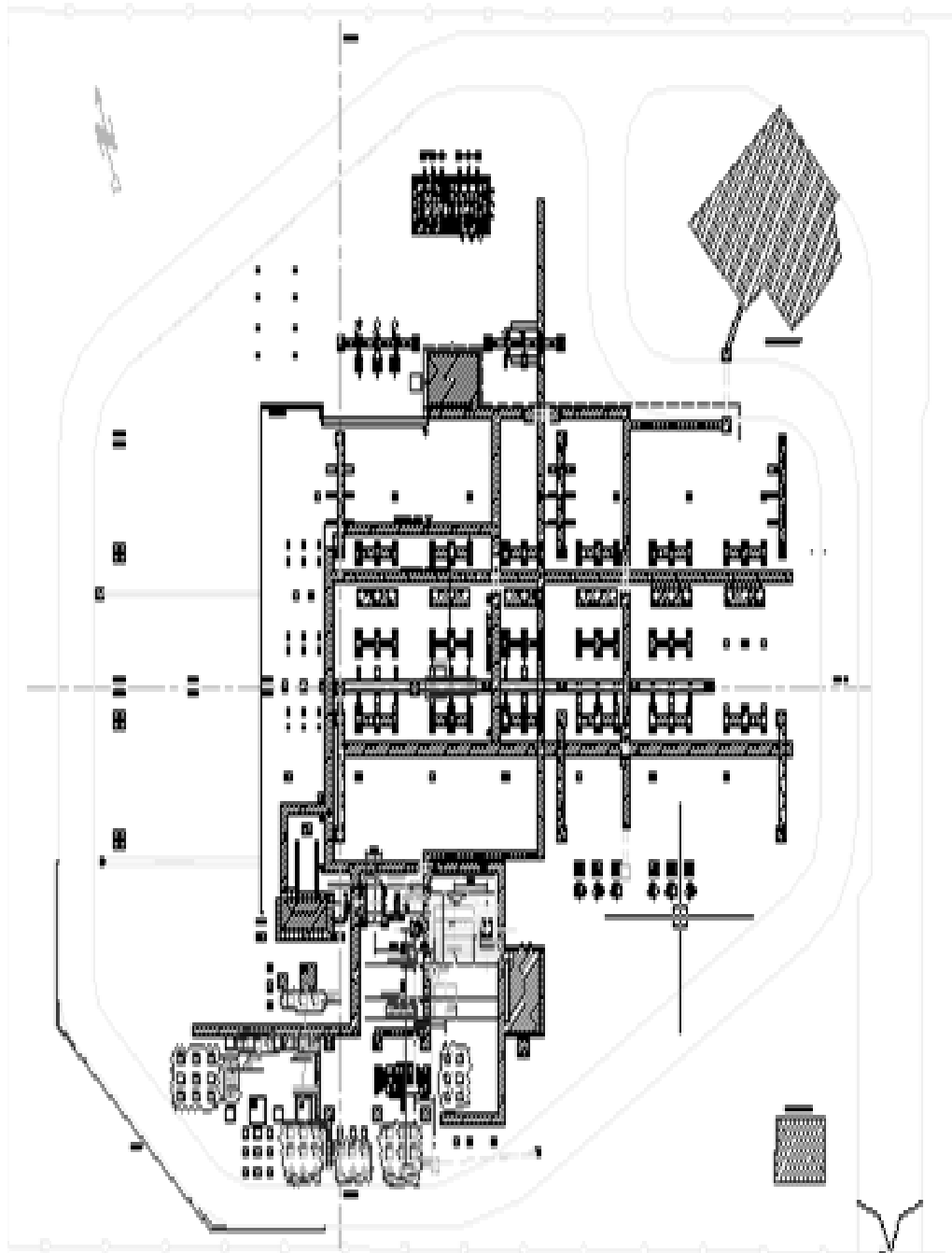
Cement Type ^A	I	IA	II	IIA	III	IIIA	IV	V
Air content of mortar, ^B volume %:								
max	12	22	12	22	12	22	12	12
min	...	16	...	16	...	16
Fineness, ^C specific surface, m ² /kg (alternative methods):								
Turbidimeter test, min	160	160	160	160	160	160
Air permeability test, min	280	280	280	280	280	280
Autoclave expansion, max, %	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Strength, not less than the values shown for the ages indicated as follows: ^D								
Compressive strength, MPa (psi):								
1 day	12.0 (1740)	10.0 (1450)
3 days	12.0 (1740)	10.0 (1450)	10.0 (1450)	8.0 (1180)	24.0 (3480)	19.0 (2780)	...	8.0 (1160)
7 days	19.0 (2760)	16.0 (2320)	17.0 (2470)	14.0 (2030)	7.0 (1020)	15.0 (2180)
28 days	17.0 (2470)	21.0 (3050)
Time of setting (alternative methods): ^F								
Gillmore test:								
Initial set, min, not less than	60	60	60	60	60	60	60	60
Final set, min, not more than	600	600	600	600	600	600	600	600
Vicat test: ^G								
Time of setting, min, not less than	45	45	45	45	45	45	45	45
Time of setting, min, not more than	375	375	375	375	375	375	375	375

TABLE 4 Optional Physical Requirements^A

Cement Type ^A	I	IA	II	IIA	III	IIIA	IV	V
False set, final penetration, min, %	50	50	50	50	50	50	50	50
Heat of hydration:								
7 days, max, kJ/kg (cal/g)	290 (70) ^B	290 (70) ^B	250 (60) ^C	...
28 days, max, kJ/kg (cal/g)	290 (70) ^C	...
Strength, not less than the values shown:								
Compressive strength, MPa (psi)								
28 days	28.0 (4060)	22.0 (3190)	28.0 (4060) 22.0 ^B (3190) ^B	22.0 (3190) 18.0 ^B (2610) ^B
Sulfate resistance, ^D 14 days, max, % expansion ^E	... ^E	0.040

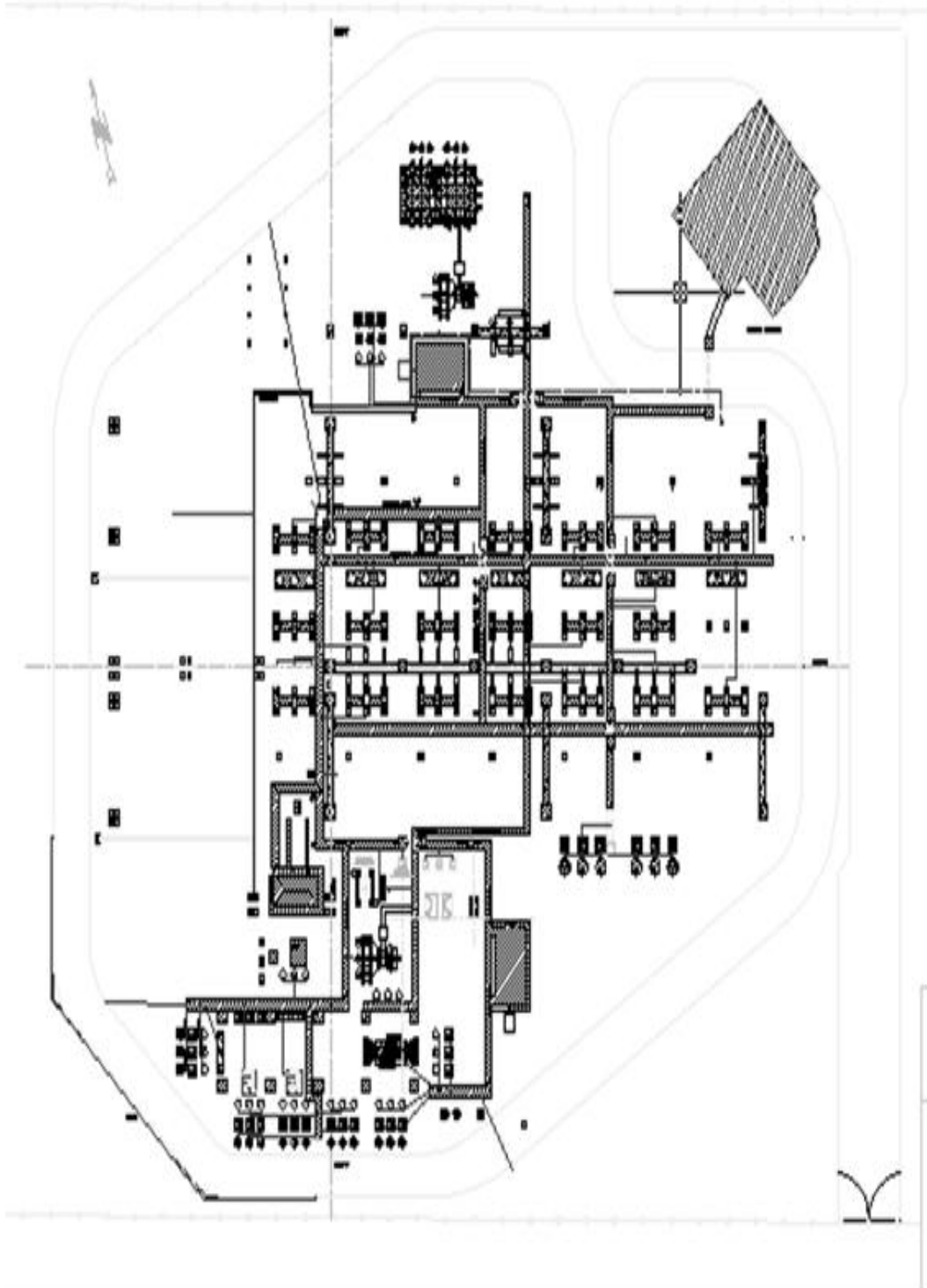
ANEXO 6

AS BUILD PUESTA A TIERRA

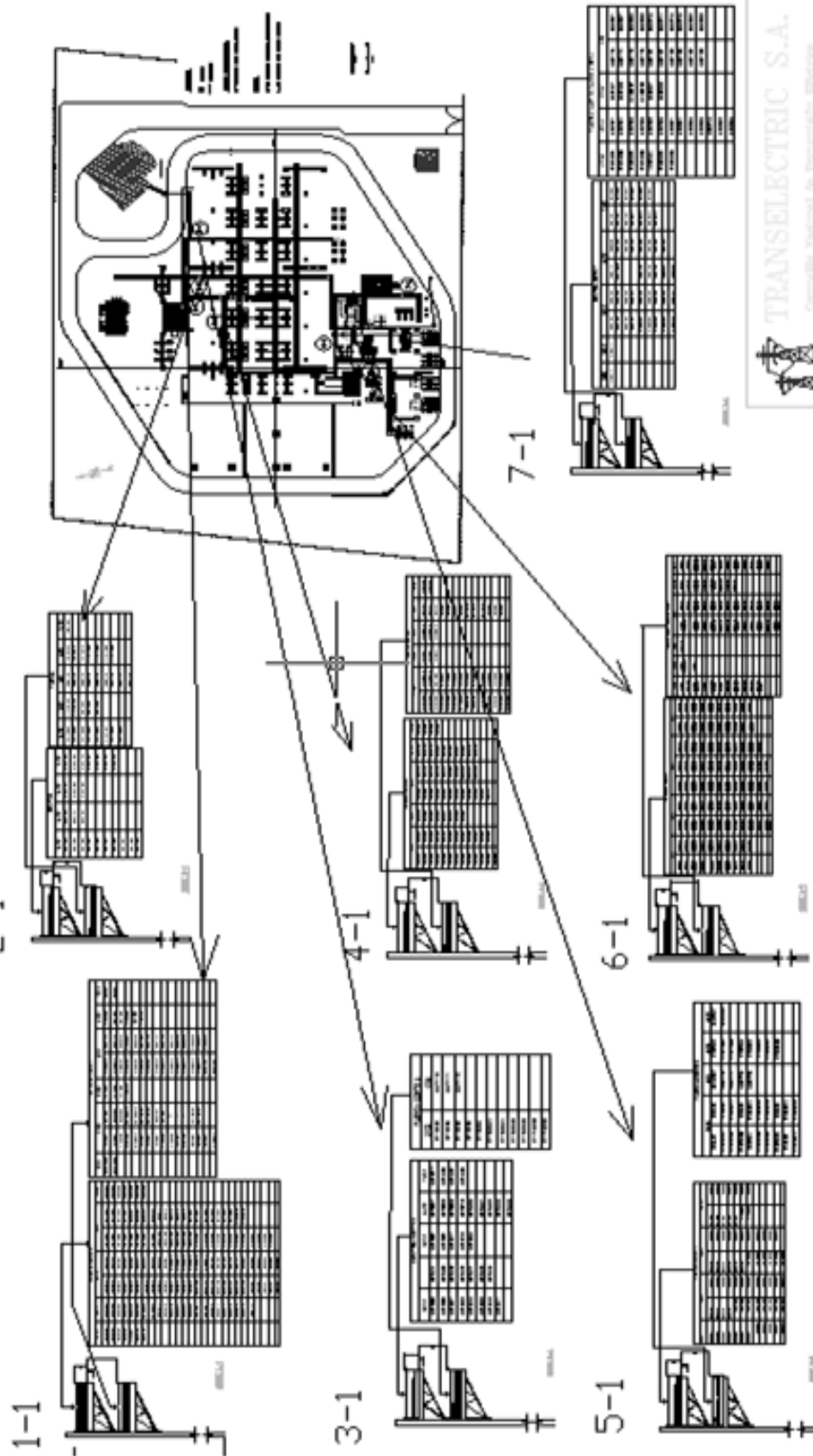


ANEXO 7

INSTALACIÓN DE TUBERIA



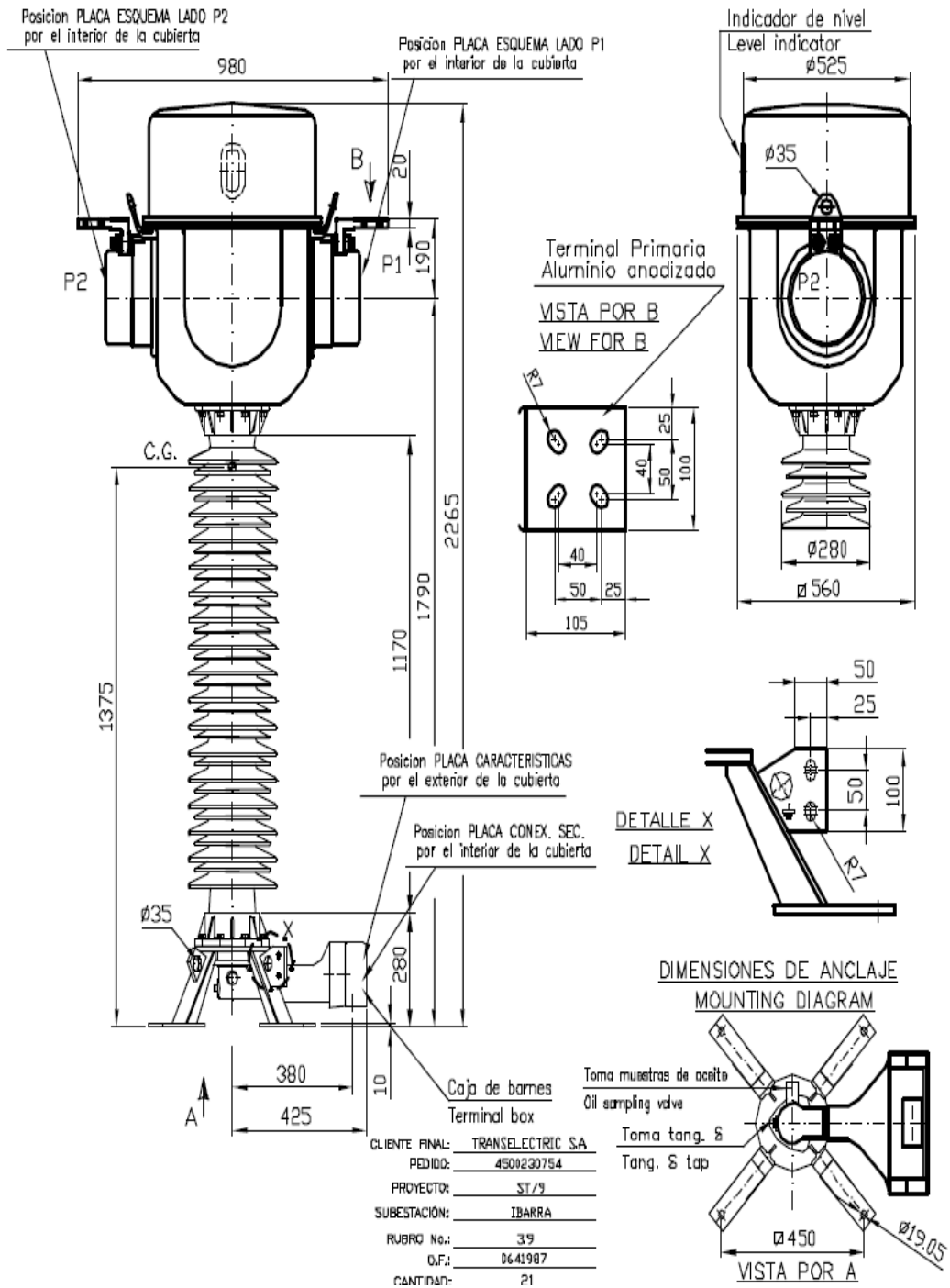
AS BUILD CABLES EN BANDEJAS



TRANSELECTRIC S.A.
 Generalista Nacional de Telecomunicaciones

ANEXO 8

PARTES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE



PLACA DE CARACTERÍSTICAS

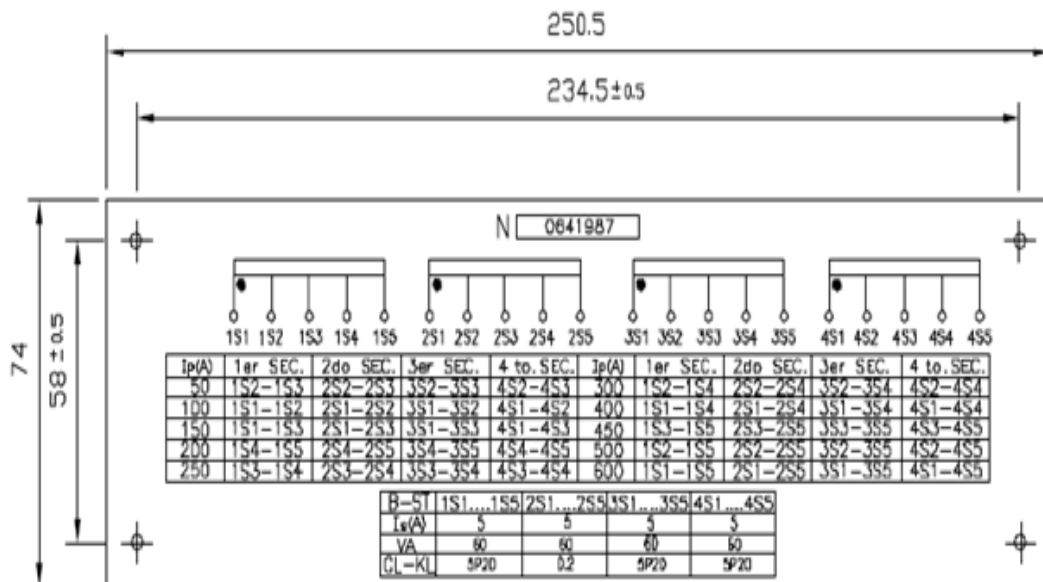
148 ± 0.5
 132 ± 0.5
 8
 74 ± 0.5
 58 ± 0.5
 8

ARTECHE **TRANSFORMADOR DE CORRIENTE**
CURRENT TRANSFORMER
 Catálogo Apto. CA

Pedido/Purchase Order 4500230754 Año-Mes/Year-Month 2006/

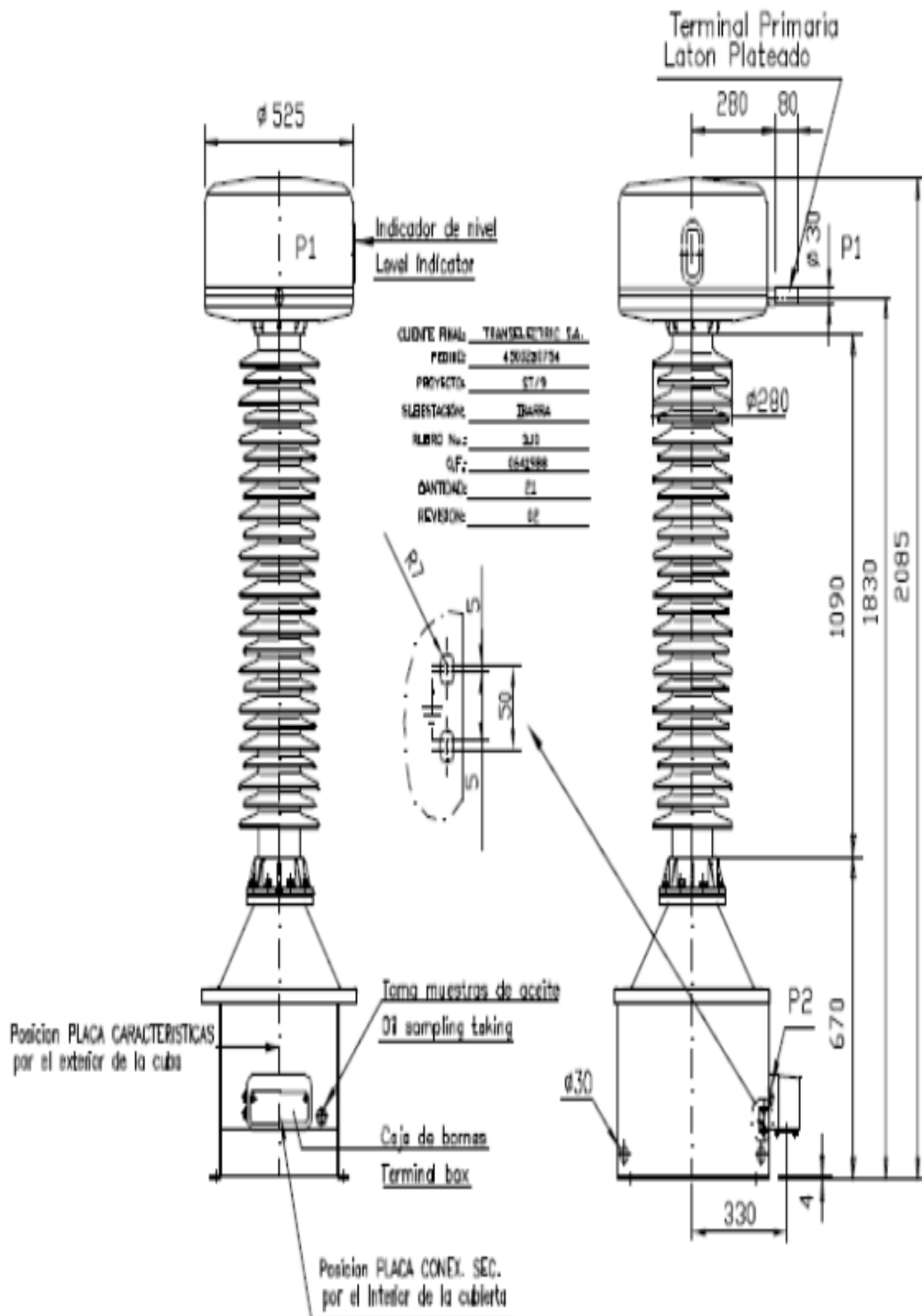
TIPO/TYPE CAF-123 N° 0641987 Tension nominal/Rated Voltage 72.5 Kv.
 Rel./Ratio 600.5//5//5//5 MR FSCT/RF 1.2 In NBI/BIL 450 Kv.
 I.Term./I.th. 20 KA 1 S I.din./I.dyn. 50 KA 60 Hz
 Secundario / Secondary 1S1...1S5 2S1...2S5 3S1...3S5 4S1...4S5
 Carga / Burden (VA) 60 60 60 60
 Clase / Class 5P20 0.2 5P20 5P20
 Norma/Norm IEC 60044-1 Dist. fuga/Creep distance 4570mm
 Altura op. snm. / Operation alt. 2325 m. acel. 0.33 g
 Peso/Weight 275 Kg Aceite/Oil 57 l

PLACA DE CONEXIÓN SECUNDARIA

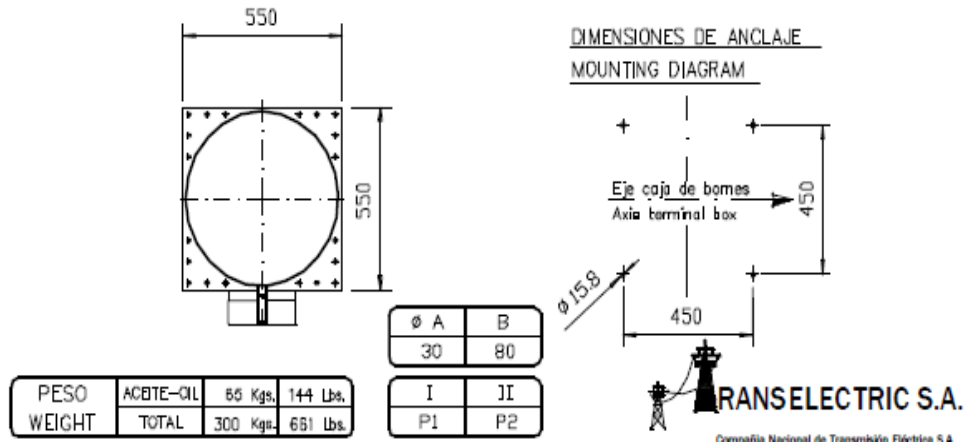


ANEXO 9

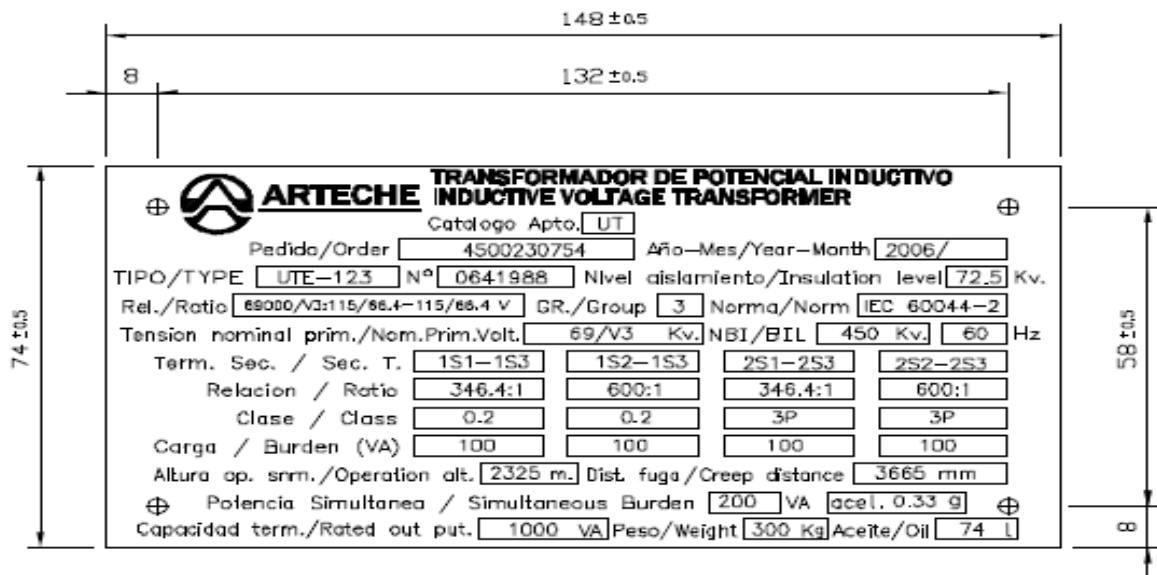
PARTES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA



Vista superior de TP



Placa de características



ANEXO 11

LIBRO CONEXIONADO 69KV

LISTA DE CONEXIONADO											
						CONSTRUIDO POR: ING. LUIS RODRIGUEZ				HOJA No 1	
						PROYECTO:	MONTAJE ELECTROMECANICO S/E IBARRA 69 KV			GRUPO 2	
0	oct-10	Aprobado para construcción		E.V.	P.H.	LISTA DE CABLES DE:	ALIMENTADORES 208/120 V. C. A			POS. NO. 0	
Revisión	Fecha	Naturaleza de la revisión		Realizado	Aprobado	POSICION:	L/T ALPACHACA 69KV	F04-R01		REF.	
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	SALE DE	MARQUILLA	LLEGA A	MARQUILLA	COLOR O NUMERO	MEGADO MW	PUENTES	FUNCION	COMENTARIOS
210401	4X10	11	TABL ATQ F0Q-R01	X006-2	TABL ALPACH F04-R01	X006-1	1	>1000		CALEFA, ILUMIN Y TOMA AC	S1D1
				X006-4		X006-3	2	>1000			S1D1
				X006-6		X006-5	3	>1000			S1D1
				X006-8		X006-7	4	>1000			S1D1
210402	2X10	88	Caseta 69 kV SSAA AC P3 C23	C23-L1	GIS S1 ALPACH	X2-1				CALEFA, ILUMIN Y TOMA AC	
				C23-N		X2-2					
210402A	2X10	43	GIS S1 ALPACH	X2-1	CAJA KTC-042	X060-1				CALEFA, ILUMIN Y TOMA AC	
				X2-2		X060-2					
210402B	2X10	15	CAJA KTC-042	X060-1	CAJA KTP-042	X060-14	1	>1000		CALEFA, ILUMIN Y TOMA AC	
				X060-2		X060-15	2	>1000			

					LISTA DE CONEXIONADO					HOJA No 2	
					CONSTRUIDO POR: ING. LUIS RODRIGUEZ					GRUPO 3	
					PROYECTO: MONTAJE ELECTROMECANICO S/E IBARRA 69 KV					POS. NO. 1	
					LISTA DE CABLES DE: CIRCUITOS DE CORRIENTE					REF.	
					POSICION: L/T ALPACHACA 69KV F04-R01						
0	oct-10	Aprobado para construcción		E.V.	P.H.						
Revisión	Fecha	Naturaleza de la revisión		Realizado	Aprobado						
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	SALE DE	MARQUILLA	LLEGA A	MARQUILLA	COLOR O NUMERO	MEGADO MW	PUENTES	FUNCION	COMENTARIOS
330401	4X8	10	TC-042 ØA	1S1	CAJA KTC-042	X012-1A	B	>1000	CAJA KTC-042 X012-2B,4B,6B,7B	CORRIENTE	S0S1
				1S5		X012-2A	N	>1000		DEVANADO 1	S0S1
330402	4X8	5	TC-042 ØB	1S1	CAJA KTC-042	X012-3A	B	>1000		CORRIENTE	S0S1
				1S5		X012-4A	N	>1000		DEVANADO 1	S0S1
330403	4X8	10	TC-042 ØC	1S1	CAJA KTC-042	X012-5A	B	>1000		CORRIENTE	S0S1
				1S5		X012-6A	N	>1000		DEVANADO 1	S0S1
330401			TC-042 ØA	2S1	CAJA KTC-042	X013-1A			CAJA KTC-042 X013-2B,4B,6B,7B	CORRIENTE	S0S1
				2S5		X013-2A				DEVANADO 2	S0S1
330402			TC-042 ØB	2S1	CAJA KTC-042	X013-3A				CORRIENTE	S0S1
				2S5		X013-4A				DEVANADO 2	S0S1
330403			TC-042 ØC	2S1	CAJA KTC-042	X013-5A				CORRIENTE	S0S1
				2S5		X013-6A				DEVANADO 2	S0S1
330407	4X8	10	TC-042 ØA	3S1	CAJA KTC-042	X015-1A	B	>1000	CAJA KTC-042 X015-2B,4B,6B,7B	CORRIENTE	S0S2
				3S5		X015-2A	N	>1000		DEVANADO 3	S0S2
330408	4X8	5	TC-042 ØB	3S1	CAJA KTC-042	X015-3A	B	>1000		CORRIENTE	S0S2
				3S5		X015-4A	N	>1000		DEVANADO 3	S0S2
330409	4X8	10	TC-042 ØC	3S1	CAJA KTC-042	X015-5A	B	>1000		CORRIENTE	S0S2
				3S5		X015-6A	N	>1000		DEVANADO 3	S0S2
330407			TC-042 ØA	4S1	CAJA KTC-042	X016-1A			CAJA KTC-042 X016-2B,4B,6B,7B	CORRIENTE	S0S2
				4S5		X016-2A				DEVANADO 4	S0S2
330408			TC-042 ØB	4S1	CAJA KTC-042	X016-3A				CORRIENTE	S0S2
				4S5		X016-4A				DEVANADO 4	S0S2
330409			TC-042 ØC	4S1	CAJA KTC-042	X016-5A				CORRIENTE	S0S2
				4S5		X016-6A				DEVANADO 4	S0S2

					LISTA DE CONEXIONADO						HOJA No 3 GRUPO 3 POS. NO. 1 REF.
					CONSTRUIDO POR: ING. LUIS RODRIGUEZ						
					PROYECTO: MONTAJE ELECTROMECANICO S/E IBARRA 69 KV						
0	oct-10	Aprobado para construcción		E.V.	P.H.	LISTA DE CABLES DE: CIRCUITOS DE CORRIENTE					
Revisión	Fecha	Naturaleza de la revisión		Realizado	Aprobado	POSICION: L/T ALPACHACA 69KV F04-R01					
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	SALE DE	MARQUILLA	LLEGA A	MARQUILLA	COLOR O NUMERO	MEGADO MW	PUENTES	FUNCION	COMENTARIOS
330413	4X8	82	CAJA KTC-042	X012-1B	TABL DIFEREN ATR F0Ø(I)-R01	X614-1A				SEÑAL DE CORRIENTE ATR 69 KV	S0S1
				X012-3B		X614-3A		S0S1			
				X012-5B		X614-5A		S0S1			
				X012-7B		X614-7A		S0S1			
330414	4X8	92	CAJA KTC-042	X013-1B	TABL ALPACH F04-R01	X019-1A				SEÑAL DE CORRIENTE MEDICION,CONTROLAD	S0S1
				X013-3B		X019-3A		S0S1			
				X013-5B		X019-5A		S0S1			
				X013-7B		X019-7A		S0S1			
330415	4X8	91	CAJA KTC-042	X015-1B	TABL ALPACH F04-R01	X015-1A				SEÑAL DE CORRIENTE PROT 25,79,50BF	S0S2
				X015-3B		X015-3A		S0S2			
				X015-5B		X015-5A		S0S2			
				X015-7B		X015-7A		S0S2			
330416	4X8	92	CAJA KTC-042	X016-1B	TABL ALPACH F04-R01	X013-1A				SEÑAL DE CORRIENTE PROT 50,51,67	S0S2
				X016-3B		X013-3A		S0S2			
				X016-5B		X013-5A		S0S2			
				X016-7B		X013-7A		S0S2			
330417	4X8	19	TABL ALPACH F04-R01	X013-2A	TABL RAP F00-R01	X113-1A				REGISTRADOR DE FALLA CORRIEN	S3S1
				X013-4A		X113-3A		S3S1			
				X013-6A		X113-5A		S3S1			
				X013-8A		X113-7A		S3S1			
330418	4X8	142	TABL ALPACH F04-R01	X012-2A	MEDIDOR ALPACHACA EMELNORTE	I-L1				MEDICION COMERCIAL	S2S1
				X012-4A		I-L2		S2S1			
				X012-6A		I-L3		S2S1			
				X012-8A		I-N		S2S1			

					LISTA DE CONEXIONADO						HOJA No 4
					CONSTRUIDO POR: ING. LUIS RODRIGUEZ						GRUPO 3
					PROYECTO: MONTAJE ELECTROMECHANICO S/E IBARRA 69 KV						POS. NO. 1
					LISTA DE CABLES DE: CIRCUITOS DE POTENCIAL						REF.
					POSICION: L/T ALPACHACA 69KV F04-R01						
0	oct-10	Aprobado para construcción		E.V.	P.H.						
Revisión	Fecha	Naturaleza de la revisión		Realizado	Aprobado						
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	SALE DE	MARQUILLA	LLEGA A	MARQUILLA	COLOR O NUMERO	MEGADO MW	PUENTES	FUNCION	COMENTARIOS
340401	2X12	10	TP-042 ØA	1S2	CAJA KTP-042	X020-1A	N	>1000	CAJA KTP-042 X020/4-5-6-7	TENSION	S0S3
				1S3		X020-4A	R	>1000		DEVANADO 1	S0S3
340402	2X12	5	TP-042 ØB	1S2	CAJA KTP-042	X020-2A	N	>1000		TENSION	S0S3
				1S3		X020-5A	R	>1000		DEVANADO 1	S0S3
340403	2X12	10	TP-042 ØC	1S2	CAJA KTP-042	X020-3A	N	>1000		TENSION	S0S3
				1S3		X020-6A	R	>1000		DEVANADO 1	S0S3
340404	2X12	10	TP-042 ØA	2S2	CAJA KTP-042	X021-1A	N	>1000	CAJA KTP-042 X021/4-5-6-7	TENSION	S0S4
				2S3		X021-4A	R	>1000		DEVANADO 2	S0S4
340405	2X12	5	TP-042 ØB	2S2	CAJA KTP-042	X021-2A	N	>1000		TENSION	S0S4
				2S3		X021-5A	R	>1000		DEVANADO 2	S0S4
340406	2X12	10	TP-042 ØC	2S2	CAJA KTP-042	X021-3A	N	>1000		TENSION	S0S4
				2S3		X021-6A	R	>1000		DEVANADO 2	S0S4
340407	4X12	96	CAJA KTP-042	X022-1B	TABL ALPACH F04-R01	X029-1A	B	109	X029-1,2 X029-3,4 X029-5,6 X029-7,8	TENSION DE LINEA	S0S3
				X022-2B		X029-3A	N	66,9			S0S3
				X022-3B		X029-5A	R	129			S0S3
				X022-4B		X029-7A	AZ	69,8			S0S3
340408	4X12	97	CAJA KTP-042	X023-1B	TABL ALPACH F04-R01	X025-1A	B	>1000	X025-1,2 X025-3,4 X025-5,6 X025-7,8 X025-9,10 X025-11,12	TENSION DE LINEA PROTECCION 25,79,50BF	S0S4
				X023-2B		X025-3A	N	198			S0S4
				X023-3B		X025-5A	R	>1000			S0S4
				X023-4B		X025-7A	AZ	250			S0S4
340409	4X12	19	TABL ALPACH F04-R01	X023-2A	TABL RAP F00-R01	X123-1	1	>1000	X023-1,2 X023-3,4 X023-5, 6 X023-7,8	REGISTRADOR DE FALLA VOLTAJE	S3S2
				X023-4A		X123-3	2	>1000			S3S2
				X023-6A		X123-5	3	>1000			S3S2
				X023-8A		X123-7	4	>1000			S3S2

					LISTA DE CONEXIONADO						HOJA No 5 GRUPO 4 POS. NO. 1 REF.
					CONSTRUIDO POR: ING. LUIS RODRIGUEZ						
					PROYECTO: MONTAJE ELECTROMECANICO S/E IBARRA 69 KV						
					LISTA DE CABLES DE: ALIMENTADORES 125 VCC						
Revisión	Fecha	Naturaleza de la revisión		Realizado	Aprobado	POSICION: L/T ALPACHACA 69KV F04-R01					
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	SALE DE	MARQUILLA	LLEGA A	MARQUILLA	COLOR O NUMERO	MEGADO MW	PUENTES	FUNCION	COMENTARIOS
420401	2X10	11	TABL ATQ F0Q-R01	X002-2	TABL ALPACH F04-R01	X002-1	B	>1000		ALIMENTACION DC ILUMN EMERGENCIA	S1G1
				X002-4		X002-3	N	>1000			S1G1
420402	2X10	17	Caseta 69 kV SSAA DC D5 C25	C25-P	TABL ALPACH F04-R01	X001-1	B	>1000		ALIMENTACION DC BM, ENTR DIG, MEDI	S1G2
				C25-N		X001-3	N	>1000			S1G2
420403	2X10	17	Caseta 69 kV SSAA DC D5 C26	C26-P	TABL ALPACH F04-R01	X001-9	B	>1000		ALIMENTACION DC BM, ENTR DIG, MEDI	S1G3
				C26-N		X001-11	N	>1000			S1G3
420404	2X10	88	Caseta 69 kV SSAA DC D5 C02	C02-P	GIS 1S ALPACH	X2 - 5				MOTOR DISYUNTOR	
				C02-N		X2 - 6					

					LISTA DE CONEXIONADO						HOJA No
					CONSTRUIDO POR: ING. LUIS RODRIGUEZ						GRUPO 5
					PROYECTO: MONTAJE ELECTROMECANICO S/E IBARRA 69 KV						POS. NO. 1
					LISTA DE CABLES DE: CONTROL Y PROTECCIONES						REF.
					POSICION: L/T LAFARGE 69KV F06-R01						
0	oct-10	Aprobado para construcción		E.V.	P.H.						
Revisión	Fecha	Naturaleza de la revisión		Realizado	Aprobado						
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	SALE DE	MARQUILLA	LLEGA A	MARQUILLA	COLOR O NUMERO	MEGADO MW	PUENTES	FUNCION	COMENTARIOS
500601	7X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X062-1	SECCIONA 89-063	XT1-6			XT2-19,13,37,36	CONTROL REMOTO SECCIONADOR	S0M1
				X062-5		XT1-7					S0M1
				X062-6		XT1-8					S0M1
				X042-6		XT2-19					S0R2
				X052-16		XT2-20					S0R2
				X052-17		XT2-17					S0R2
				RES		RES					
500602	3X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X040-17	SECCIONAD 89-063	XT1-50			PUENTE XT1-51/5	ALIMENTACION CONTROL 125 VDC	S0M1
				X040-22		XT1-4				S0M1	
				X040-2		XT2-7				S0M5	
500603	3X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X052-18	SECCIONAD 89-063	XT1-38				SECCIONADOR ABIERTO - CERRADO	S0R2
				X052-19		XT1-34				S0R2	
				X065-9		XT2-3				S0M3	
500604	4X12	89	TABL LAFAR F06-R01	X062-2	SECCIONA 89-061	XT1-6			XT2-15,9,37,36	CONTROL REMOTO SECCIONADOR	S0M2
				X062-9		XT1-7				S0M2	
				X062-10		XT1-8				S0M2	
				X042-7		XT2-15				S0R2	
500605	4X12	89	TABL LAFAR F06-R01	X052-21	SECCIONAD 89-061	XT2-16				SECCIONADOR ABIERTO - CERRADO	S0R2
				X052-22		XT2-10				S0R2	
				X052-23		XT1-38				S0R2	
				X052-24		XT1-34				S0R2	
500606	2X12	104	TABL LAFAR F06-R01	X040-18	SECCIONAD 89-061	XT1-50			PUENTE XT1-51/5	ALIMENTACION CONTROL 125 VDC	S0M2
				X040-23		XT1-4				S0M2	
500607	3X12	101	TABL LAFAR F06-R01	X040-43	DISYUNTOR 52-062	X1-610			X040-42,43 X1-602,592 X1-606,626,628	CONTROL 52-062	S0M5
				X040-5		X1-606				S0M5	
				X040-4		X1-602				S0M5	

500608	4X12	98	TABL LAFAR F06-R01	X040-44	DISYUNTOR 52-062	X1-630	B	361	X1-631,633 X1-646,594	SUPERVISION CIRC DISPARO 1	S0N1
				X040-45		X1-688	N	283			S0N1
				X341-1		X1-631	R	164			S0N1
				X341-3		X1-646	AZ	317			S0N1
500609	4X12	98	TABL LAFAR F06-R01	X042-5	DISYUNTOR 52-062	X1-91	B	282	X1- 91,63,894,1008 , 850,680,878,88 4,674 X070-1,2,3	APERTU DISYNTOR REGSTR FALLAS REGISTRADOR DE FALLAS	S0R1
				X070-2		X1-1000	N	240			S0R1
				X070-9		X1-1001	R	150			S0R1
				X070-10		X1-74	AZ	283			S0R1
500610	2X12	98	TABL LAFAR F06-R01	X045-20	DISYUNTOR 52-062	X1-23	N	148		RECIERRE BLOQUEADO	S0N2
				X055-13		X1-24	R	260			S0N2
500611	3X12	100	TABL LAFAR F06-R01	X043-11	DISYUNTOR 52-062	X1-72	B	264	X043-11/X053-4 X043-12/X053-5 X1-71,33	POSICION DISYUNTOR 50,51,67	S0N2
				X043-12		X1-34	N	183			S0N2
				X043-1		X1-71	R	267			S0N2
500612	4X12	101	TABL LAFAR F06-R01	X045-1	DISYUNTOR 52-062	X1-61	B	>1000	X1- 61,13,676 X1-71,33 X045-11/X055-2 X045-12/X055-3 X045-13/X055-9	POSICION DISYUNTOR 25,79,50BF	S0N2
				X045-11		X1-62	N	>1000			S0N2
				X045-12		X1-14	R	369			S0N2
				X045-13		X1-678	AZ	>1000			S0N2
500613	4X12	98	TABL LAFAR F06-R01	X052-9	DISYUNTOR 52-062	X1-1009	B	156		CONTROL LOCAL REMOTO	S0R1
				X052-8		X1-895	N	203			S0R1
				X052-7		X1-64	R	348			S0R1
				X052-6		X1-92	AZ	227			S0R1
500614	4X12	99	TABL LAFAR F06-R01	X052-13	DISYUNTOR 52-062	X1-675	B	158	X1-879,885	ALARMAS 52-062	S0R1
				X052-12		X1-879	N	393			S0R1
				X052-11		X1-681	R	364			S0R1
				X052-10		X1-870	AZ	>1000			S0R1
500615	4X12	99	TABL LAFAR F06-R01	X341-2	DISYUNTOR 52-062	X1-730	B	236		DISPARO 2 SUPERVISION CIRC DISPARO 2	S0N1
				X341-4		X1-746	N	198			S0N1
				X040-46		X1-731	R	159			S0N1
				X040-47		X1-788	AZ	232			S0N1

500616	4X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X042-8	SECCIONAD 89-064	CS1-11		CS1-11,1	APERTURA SECCIONADOR OPERACION SECCIONADOR SECCIONADOR ABIERTO - CERRADO	S0R2
				X043-4		X8-20	S0N3			
				X052-34		CS1-12	S0R2			
				X052-35		CS1-2	S0R2			
500617	2X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X040-24	SECCIONAD 89-064	XT1-2			ALIM CONTROL	S0M3
				X053-6		X8-21	S0N3			
500618	3X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X042-9	SECCIONAD 89-065	XT2-19	PUENTE XT1-51/5	XT2-19,9,37,36 X040-26,27 X040-28,29	ALIMENTACION	S0R3
				X040-26		XT1-50			ALIMN CONTROL SECC	S0M4
				X040-28		XT1-4			TRASFEREN	S0M4
500619	2X12	102	TABL LAFAR F06-R01	X040-48	SECCIONAD 89-065	XT2-6			SECC TRANSFER	S0N3
				X040-21		XT2-5	CERRADO		S0N3	
500620	7X12	103	TABL LAFAR F06-R01	X052-25	SECCIONAD 89-065	XT2-20			SECCIONADOR ABIERTO - CERRADO	S0R3
				X052-26		XT2-10	S0R3			
				X052-27		XT1-38	S0R3			
				X052-28		XT1-34	S0R3			
				X062-3		XT1-6	S0M4			
				X062-11		XT1-7	S0M4			
				X062-12		XT1-8	S0M4			
500621	4X12	102	TABL LAFAR F06-R01	X042-10	CAJA KTP-062	X060-1			ENTRADAS	S0S3
				X052-20		X060-3	DIGITALES		S0S3	
				X040-3		X060-5	CIERRE DISPAR		S0S4	
				X040-50		X060-7	DISYUNTOR		S0S4	
500623	3X12	11	TABL LAFAR F06-R01	X045-2	TABL DIFEREN ATR F0Ø(I)-R01	X140-16			ARRANQUE	S1G4
				X065-1		X046-10	50BF		S5N4	
				X065-10		X343-3	DISPARO 50 BF		S5N4	
								ETAPA 2		

500624	2X12	11	TABL LAFAR F06-R01	X040-32	TABL DIFEREN ATR F0Ø(I)-R01	X340-3	N	>1000	X040-30,31,32	BLOQUEO DE CIERRE	S1M1
				X040-33		X340-4	R	>1000			S1M1
500625	4X12	11	TABL LAFAR F06-R01	X040-34	TABL DIFEREN ATR F0Ø(I)-R01	X140-12	B	>1000		DISPARO BOBINA 1	S1N1
				X040-35		X140-13	N	>1000			S1N1
				X040-36		X140-17	R	>1000			S1N1
				X040-37		X140-18	AZ	>1000			S1N1
500626	4X12	11	TABL LAFAR F06-R01	X040-38	TABL DIFEREN ATR F0Ø(I)-R01	X140-14	B	>1000		DISPARO BOBINA 2	S1N2
				X040-39		X140-15	N	>1000			S1N2
				X040-40		X140-19	R	>1000			S1N2
				X040-41		X140-20	AZ	>1000			S1N2
500627	2X12	11	TABL LAFAR F06-R01	X055-4	TABL DIFEREN ATR F0Ø(I)-R01	X140-21	N	>1000	X040- 55,56/X055-5	ARRANQUE 87B	S5N1
				X040-55		X140-22	R	>1000			S5N1
500628	2X12	11	TABL LAFAR F06-R01	X040-52	TABL EL RET F05-R01	X040-42	N	>1000		FALLA MCB	S1N5
				X040-54		X040-44	R	>1000			S1N5
500629	7X12	21	TABL LAFAR F06-R01	X070-1	TABL RAP 69KV F00	X176-18	B	>1000		REGISTRADOR DE FALLAS ENTRADAS BINARIAS	S1R2
				X070-4		X175-1	N	>1000			S1R2
				X070-5		X175-2	R	>1000			S1R2
				X070-6		X175-3	T	>1000			S1R2
				X070-7		X175-4	AM	>1000			S1R2
				X070-8		X175-5	V	>1000			S1R2
				RES		RES	AZ	>1000			S1R2
500630	3X12	20	TABL LAFAR F06-R01	X070-9	TABL RAP 69KV F00	X175-6	B	>1000		REGISTRADOR DE FALLAS ENTRADAS BINARIAS	S1R2
				X070-10		X175-7	N	>1000			S1R2
				RES		RES	R	>1000			S1R2
500631	4X12	12	TABL LAFAR F06-R01	X040-51	TABL ATR F0R-R01	X040-52	B	>1000	EN F0R X040-51,52	FALLA PT BARRA	S1N5
				X040-53		X040-53	N	>1000			S1N5
				X025-9A		X020-2A	R	>1000	X025-9A,10A X025-11A,12A	VERIFICA SINCRONISMO	S5S2
				X025-11A		X020-4A	AZ	>1000			S5S2

500632	4X12	24	SECCIONAD 89-061	XT1-50	DISYUNTOR 52-062	X1-21	B	180		ENCLAVAMIENTOS	S0M2
				XT1-51		X1-22	N	160			S0M2
				XT2-1		X1-32	R	170			S0M4
				XT2-4		X1-613	AZ	178			S0M5
500633	3X12	26	SECCIONAD 89-061	XT2-3	SECCIONAD 89-063	XT2-8	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M5
				RES		RES	N	>1000			
				RES		RES	R	>1000			
500634	3X12	28	SECCIONAD 89-061	XT2-2	SECCIONAD 89-064	CS1-8	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M4
				RES		RES	N	>1000			
				RES		RES	R	>1000			
500635	3X12	27	DISYUNTOR 52-062	X1-11	SECCIONAD 89-063	XT1-50	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M1
				X1-43		XT2-2	N	>1000			S0M4
				RES		RES	R	>1000			
500636	3X12	28	DISYUNTOR 52-062	X1-12	SECCIONAD 89-064	CS1-3	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M1
				RES		RES	N	>1000			
				RES		RES	R	>1000			
500637	3X12	28	SECCIONAD 89-063	XT1-51	SECCIONAD 89-064	CS1-4	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M1
				RES		RES	N	>1000			
				RES		RES	R	>1000			
500638	3X12	26	SECCIONAD 89-063	XT2-4	SECCIONAD 89-065	XT2-3	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M3
				XT2-1		XT1-50	N	>1000			S0M4
				RES		RES	R	>1000			
500639	3X12	28	SECCIONAD 89-064	XT1-1	SECCIONAD 89-065	XT2-4	B	>1000		ENCLAVAMIENTOS	S0M3
				CS1-7		XT1-51	N	>1000			S0M4
				RES		RES	R	>1000			

CERTIFICADO

A petición de los interesados:

Certifico que la tesis titulado **MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS Y ESTUDIO COMPARATIVO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSIÓN DE 69 KV EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA IBARRA**, de autoría de los egresados: Endara Chuquín Franklin Andrés, Boada Manosalvas Edison Fabricio, se socializó el documento en mención el 11 de julio del 2013, a los estudiantes del Décimo Semestre de la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico.

En honor a la verdad, faculto a los intestados hacer uso del presente documento en lo que estimen conveniente.

Ibarra 8 de agosto del 2013

Atentamente,


Ing. Hernán Pérez
DIRECTOR DE TESIS



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA**

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La Universidad Técnica del Norte dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	171575187-9		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Endara Chuquin Franklin Andrés		
DIRECCIÓN:	Otavalo – Barrio San Eloy		
EMAIL:	andych77@yahoo.es		
TELÉFONO FIJO:	062546551	TELÉFONO MÓVIL:	0997700003

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	“MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS Y ESTUDIO COMPARATIVO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSION DE 69Kv EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA IBARRA”
AUTOR (ES):	Endara Chuquin Franklin Andrés
FECHA: AAAAMMDD	2013/09/18
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> / PREGRADO <input type="checkbox"/> OSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Hernán Pérez

2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, Endara Chuquin Franklin Andrés, con cédula de identidad Nro. 171575187-9, en calidad de autor (es) y titular (es) de los derechos patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en formato digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad del material y como apoyo a la educación, investigación y extensión; en concordancia con la Ley de Educación Superior Artículo 144.

3. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, al 18 día del mes de Septiembre del 2013

EL AUTOR:

(Firma) 
Nombre: Endara Chuquin Franklin Andrés
C.C.: 171575187-9

ACEPTACIÓN:

(Firma)
Nombre: Ing. Betty Chávez
Cargo: JEFE DE BIBLIOTECA

Facultado por resolución de Consejo Universitario _____



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, Endara Chuquin Franklin Andrés, con cédula de identidad Nro.171575187-9 manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4, 5 y 6, en calidad de autor (es) de la obra o trabajo de grado titulado: “MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS Y ESTUDIO COMPARATIVO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSIÓN DE 69Kv EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA IBARRA”. PROPUESTA ALTERNATIVA. Ha sido desarrollado para optar por el Título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, en la Universidad Técnica del Norte, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

(Firma)

Nombre: Endara Chuquin Franklin Andrés

Cédula: 171575187-9

Ibarra, 18 del mes de Septiembre del 2013



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA**

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

4. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La Universidad Técnica del Norte dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100331518-9		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Boada Manosalvas Edison Fabricio		
DIRECCIÓN:	Ibarra – barrio Bellavista		
EMAIL:	fbes1185@yahoo.com		
TELÉFONO FIJO:	062580017	TELÉFONO MÓVIL:	0985551239

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	“MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS Y ESTUDIO COMPARATIVO DEL MONTAJE ELECTROMECAÑICO DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSIÓN DE 69Kv EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA IBARRA”
AUTOR (ES):	Boada Manosalvas Edison Fabricio
FECHA: AAAAMMDD	2013/09/18
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> / PREGRADO <input type="checkbox"/> OSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Hernán Pérez

5. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, **Boada Manosalvas Edison Fabricio**, con cédula de identidad Nro. **100331518-9**, en calidad de autor (es) y titular (es) de los derechos patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en formato digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad del material y como apoyo a la educación, investigación y extensión; en concordancia con la Ley de Educación Superior Artículo 144.

6. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, al 18 día del mes de Septiembre del 2013

EL AUTOR:

(Firma).....

Nombre: **Boada Manosalvas Edison Fabricio**

C.C.: **100331518-9**

ACEPTACIÓN:

(Firma)

Nombre: **Ing. Betty Chávez**

Cargo: **JEFE DE BIBLIOTECA**

Facultado por resolución de Consejo Universitario _____



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, Boada Manosalvas Edison Fabricio, con cédula de identidad Nro. 100331518-9 manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4, 5 y 6, en calidad de autor (es) de la obra o trabajo de grado titulado: "MANUAL DE PROCEDIMIENTOS Técnicos Y ESTUDIO COMPARATIVO DEL MONTAJE ELECTROMECAÁNICO DE UNA BAHÍA GIS DE LÍNEA Y OTRA CONVENCIONAL AL NIVEL DE TENSIÓN DE 69Kv EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA IBARRA". PROPUESTA ALTERNATIVA. Ha sido desarrollado para optar por el Título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, en la Universidad Técnica del Norte, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

(Firma) 

Nombre Boada Manosalvas Edison Fabricio

Cédula: 100331518-9

Ibarra, 18 del mes de Septiembre del 2013