



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GUÍA PRÁCTICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE SUBESTACIONES DE ALTA
TENSIÓN EN CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MARTÍN EDUARDO RUBIO MONTALVA

PROFESOR GUÍA:
ARTURO OTTO VILLA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
DIEGO UTRERAS IRIARTE
SERGIO DÍAZ CARO

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: MARTÍN EDUARDO RUBIO MONTALVA
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: ARTURO OTTO VILLA

GUÍA PRÁCTICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN EN CHILE

La matriz eléctrica chilena está experimentando un aumento sostenido de proyectos de generación en base a energías renovables no convencionales (ERNC) en pos de alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050. Para concretar este hito no basta con poner en operación dichos proyectos, se requiere de un sistema de transmisión capaz de transportar estos flujos de potencia desde su origen hasta los centros de consumo, siempre velando por la operación segura del sistema y a mínimo costo.

A raíz de lo anteriormente expuesto, el presente trabajo tiene como finalidad presentar una guía práctica actualizada para el diseño y proyecto de subestaciones de alta tensión, teniendo como enfoque el mercado eléctrico chileno, su marco regulatorio y las prácticas habituales. Para lograr este objetivo, el cuerpo del presente trabajo se divide en 3 secciones.

En la primera sección se introducen las dos tecnologías predominantes en SS/EE de alta tensión, Air Insulated Substation (AIS) y Gas Insulated Substation (GIS), se presentan sus ventajas y desventajas y se propone un caso en que se comparan dos proyectos con características de diseño similares pero distinta tecnología para apreciar de manera práctica las diferencias técnicas y de precios entre ambas tecnologías. Esta parte concluye con un archivo Macros capaz de comparar técnica y económicamente 2 subestaciones, AIS y GIS según los parámetros que el lector le entregue.

En la segunda sección se revisan todos los aspectos principales de diseño de subestación, lo que incluye diseño de equipos primarios, equipos secundarios, planos unilineales y de disposición, sistemas de control y protección, conexiones aéreas, cálculo de distancia de seguridad, consideraciones de diseño antisísmico, malla de tierra, normativa vigente, entre otros.

La última sección consiste en un resumen de todas las actividades y consideraciones cuando se planea hacer realidad un proyecto de subestación, esto incluye la planificación del proyecto, marco regulatorio, normativa ambiental, licitación del proyecto, construcción, montaje y puesta en servicio.

Al terminar de revisar este trabajo, el lector tendrá un conocimiento general de todo el proceso por el que se debe pasar para realizar una subestación de alta tensión, desde la primera etapa de diseño básico hasta su explotación y posterior mantenimiento.

En memoria de Nini, Teto e Ita

Agradecimientos

Quiero empezar agradeciendo a mi Mamá y a mi Papá, por haberme criado, por apoyarme siempre y por haberme enseñado valores como el respeto, la perseverancia y la disciplina. Sin ellos no sería la persona que soy hoy.

A mi hermano Ignacio por apañarme y aguantarme siempre, a mi tía Pelly y a mi Güelena por todo su cariño, a mi tía Xime, mi tío Álvaro, mi tío Marcelo, tía Carola y a todos mis primos y primas.

Quiero dar un agradecimiento especial a mi polola Lali, por haber estado siempre para mí mientras hacía esta tesis y por apoyarme y animarme siempre que lo necesitaba.

También quiero agradecer a todos mis amigos que han sido parte importante de mi vida, a mis amigos del colegio Blanch, Zuñi, Diego, Igna, Negro, Nico, Aldo, Alva, Mujica y Lucas. A mis amigos de la Universidad, Stef, Lenz, Wolfo, Claudio, Rodrigo, Jorge, Zule, Tech, Sebita y Joaco, a mis amigas Tamara y Angi, al grupo de los Samurai Mauro, Belén y Fabián y al grupo de los brroxitos, en especial a Chago, Albert, Fredy, Diland, Andrew, Panxo y Pollito.

Para finalizar quiero agradecerle al profesor Arturo Otto por haber confiado en mí, por todo su apoyo, su buena disposición y por compartirme sus conocimientos durante todo el proceso de este trabajo. Quiero agradecer a Paulo Jara por el gran aporte que ha sido para mí no solo en el ámbito profesional sino que además personal, a Diego Utreras y a toda la gente de Engie con la que pude compartir durante mi práctica y que hicieron de esta una muy buena experiencia y finalmente quiero agradecer al profesor Sergio Díaz.

Tabla de Contenido

Introducción	1
1. Tipos de Subestación según su Aislación.	4
1.1. Descripción de Subestaciones Aisladas en Aire (AIS)	5
1.2. Descripción de Subestaciones Aisladas en Gas (GIS)	5
1.3. Elección de Topología de Subestación para Comparación	8
1.3.1. Descripción de Equipos Primarios AIS	9
1.3.2. Descripción Equipos Primarios GIS	9
1.3.3. Sistemas Auxiliares	12
1.3.4. Determinación de Superficie para Solución AIS	14
1.3.5. Tiempos de Mantenimiento	17
1.3.6. Riesgos	17
1.4. Análisis de Precios	18
1.5. Recomendación sobre tipo de tecnología AIS vs GIS	19
1.6. Planilla Macros para cálculos comparativos de costos y áreas AIS y GIS.	23
2. Aspectos Principales de Diseño de una Subestación	25
2.1. Tipos de Subestaciones según su configuración	26
2.1.1. Barra Simple	27
2.1.2. Barra Simple Seccionada	27
2.1.3. Barra Simple más Barra de Transferencia	28
2.1.4. Barra Simple Seccionada más Barra de Transferencia	28
2.1.5. Barra Doble	29
2.1.6. Barra Doble más Barra de Transferencia	29
2.1.7. Anillo	30
2.1.8. Doble Barra y Doble Interruptor	31
2.1.9. Interruptor y Medio	32
2.2. Plano Unilineal	32
2.2.1. Simbología	33
2.2.2. Nomenclatura de Equipos	34
2.2.3. Requisitos mínimos para diagramas unilineales funcionales	39
2.3. Características Técnicas de Equipos Primarios de Patio	42
2.3.1. Exigencias generales de equipos primarios de patio	43
2.3.2. Transformadores de Poder	43
2.3.3. Interruptor de Poder	45
2.3.4. Barras y Cables Desnudos	47

2.3.5.	Desconectador	48
2.3.6.	Transformador de Corriente	51
2.3.7.	Transformador de Potencial	53
2.3.8.	Pararrayos	54
2.3.9.	Trampa de Onda	57
2.3.10.	Condensador de Acoplamiento	58
2.3.11.	Aislador de Pedestal	58
2.3.12.	Terminales de conexión GIS	59
2.4.	Planos de Disposición física de equipos de patio	61
2.4.1.	Planos de Disposición Subestaciones AIS	62
2.4.2.	Planos de Disposición Subestación GIS	64
2.5.	Conexión aérea de equipos de patio	65
2.5.1.	Conexión entre equipos de patio AIS	65
2.5.2.	Conexión a barras	67
2.5.3.	Conexión entre equipos GIS y AIS	70
2.6.	Sistemas de Control y Protecciones	71
2.6.1.	Generalidades de sistemas de control	71
2.6.2.	Sistema de control centralizado y distribuido	73
2.6.3.	Generalidades de sistemas de protecciones	76
2.6.4.	Esquema de falla de interruptor (50 BF)	79
2.6.5.	Protección de Transformadores de Poder	79
2.6.6.	Protección de Barras	80
2.6.7.	Protección de Líneas	82
2.7.	Sistemas de Telecomunicaciones y Vigilancia	84
2.7.1.	Comunicaciones dentro de la subestación	84
2.7.2.	Comunicaciones fuera de la subestación	85
2.7.3.	Sistema de Televigilancia	87
2.8.	Cálculos de Distancia de Seguridad	87
2.8.1.	Distancias Mínimas en el Aire	88
2.8.2.	Distancia de seguridad	89
2.8.3.	Distancias para dimensionamiento de subestación	93
2.9.	Consideraciones de Diseño Anti-Sísmico	101
2.9.1.	Criterios de Diseño Sísmico según norma ETG 1.020	102
2.9.2.	Espectro de Respuesta Lineal	102
2.9.3.	Factores de Seguridad	104
2.9.4.	Clasificación estructural	104
2.9.5.	Métodos de calificación sísmica	105
2.9.6.	Memoria de cálculo sísmico de equipos eléctricos	110
2.10.	Consideraciones de Diseño Edificio de Control	111
2.10.1.	Sistema de detección y combate de incendios de la Subestación	112
2.11.	Malla de Tierra	114
2.11.1.	Medidas y Cálculo de resistividad de terreno	114
2.11.2.	Diferencias de potencial en puesta a tierra	116
2.11.3.	Consideraciones generales de diseño de malla de tierra	118
2.11.4.	Malla de tierra para el caso GIS	121
2.11.5.	Ejemplo de cálculo malla de tierra subestación.	122
2.12.	Subestaciones tipo Rectificadoras CA/CC para Transmisión en CC (HVDC)	129

2.13. Normativas Eléctricas	134
3. Aspectos Principales de Proyecto de una Subestación	136
3.1. Guía de Diseño para el desarrollo de un proyecto de Subestación AT	136
3.1.1. Plan Maestro de una Subestación	137
3.2. Etapas de un proyecto de Subestación AT	140
3.3. Bases de Licitación	142
3.3.1. Instrucción a los proponentes	143
3.3.2. Bases administrativas	145
3.3.3. Especificaciones técnicas	145
3.3.4. Bases de medición y pago	146
3.4. Tipos de Contrato	147
3.4.1. Ventajas y Desventajas de un contrato tipo EPC	148
3.5. Consideraciones para el Desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental	150
3.5.1. Mitigación y prevención de Impacto Ambiental de una subestación	152
3.6. Construcción de una Subestación AT	153
3.7. Subestación Seccionadora versus Subestación Elevadora	157
3.7.1. Diferencias Topológicas y Constructivas	159
3.8. Montaje y Pruebas de Montaje	162
3.8.1. Verificaciones y Pruebas de Montaje de Equipos Primarios	163
3.9. Pruebas de Puesta en Servicio	166
3.9.1. Pruebas de Aceptación de Fábrica y Pruebas de Aceptación del Sitio	166
3.9.2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento	172
3.9.3. Autorización de entrada en operación	174
3.10. Mantenimiento de Subestaciones AT	176
3.10.1. Estrategia de Mantenimiento	177
3.10.2. Monitoreo de la condición de la subestación	177
3.10.3. Principales causas de fallas en subestaciones eléctricas	178
3.11. Nueva Tecnología de Diseño mediante Comunicaciones Digitales en Subestaciones AT	180
4. Conclusiones y Recomendaciones	183
Siglas	185
Glosario	188
Bibliografía	191
Anexos	196

Índice de Tablas

1.1. Equipos primarios para Subestación AIS interruptor y medio	11
1.2. Resumen costos Subestación AIS 220 kV Interruptor y Medio de 4 Paños . .	20
1.3. Resumen costos Subestación GIS 220 kV Interruptor y Medio de 4 Paños . .	20
1.4. Tabla Comparativa por criterio de localización.	21
1.5. Tabla Comparativa por criterio de Diseño de Equipos y Mantenimiento.	21
1.6. Tabla comparativa por criterio de Ingeniería.	21
1.7. Tabla Comparativa por criterio de Construcción.	21
1.8. Tabla Comparativa por criterio de Impacto Ambiental.	22
1.9. Tabla Comparativa por criterio de Impacto del Ambiente en la Instalación. .	22
1.10. Tabla Comparativa por criterio de tiempos in situ.	22
1.11. Tabla Comparativa por criterio de Operación y Servicio.	23
2.1. Código de letras según niveles de tensión [15]	33
2.2. Tabla con simbología recomendada por el CEN [15].	34
2.3. Continuación tabla con simbología recomendada por el CEN [15].	35
2.4. Correlación entre separación mínima en aire y tensiones de soportabilidad normalizadas ante impulso tipo rayo. [33]	89
2.5. Correlación entre separación mínima en aire y tensiones fase-tierra de soportabilidad normalizadas ante impulso tipo maniobra. [33]	90
2.6. Correlación entre separación mínima en aire y tensiones fase-fase de soportabilidad normalizadas ante impulso tipo maniobra. [33]	90
2.7. Tabla práctica que resume el cálculo de distancias de seguridad en aire [3, p. 46].	94
2.8. Tabla de distancias típicas entre equipos de patio [12, p. 46].	100
2.9. Tabla resistividad de suelo por capas.	122
2.10. Tabla resistividad de suelo por capas.	122
2.11. Factor de reducción de resistividad de suelo dados los kilos aplicados por metro lineal de electrodo.	127
2.12. Tabla resistividad de suelo por capas aplicando químico KAM plus.	127
2.13. Tabla comparativa entre tecnología LCC y VSC [40].	131
2.14. Distorsión Armónica Individual de Tensión en 220 kV y 500 kV [42].	132
3.1. Listado con especificaciones técnicas solicitadas en bases de licitación [46]. .	146
3.2. Continuación listado con especificaciones técnicas solicitadas en bases de licitación [46].	147
3.3. Listado con especificaciones técnicas de sistemas de control, protecciones, medida y comunicaciones [46].	147

3.4.	Hitos de pago de un proyecto de subestación.	148
3.5.	Info. Técnica para Estudios del Coordinador de Transformador de Poder [47].	173
3.6.	Continuación Info. Técnica para Estudios del Coordinador de Transformador de Poder [47].	174
3.7.	Info. Técnica para el Período de Puesta en Servicio de Transformador de Poder [47].	174

Índice de Ilustraciones

1.1. Subestación AIS Cerro Navia 220kV [4].	5
1.2. Presión SF_6 en función de la temperatura [7].	7
1.3. Módulo GIS 550 kV, Interruptor+TC+TP+Barra+Desconectador+Tramo GIC [8].	8
1.4. Plano Unilineal Simplificado de topología interruptor y medio	10
1.5. Diagrama de módulo tipo GIS, configuración doble barra. [13]	11
1.6. Diagrama configuración Interruptor y Medio tecnología GIS. [13]	12
1.7. Plano Unilineal de alimentación de Servicios Auxiliares.	13
1.8. Plano de Disposiciones lateral y aérea de un módulo GIS, distancias en mm.	16
1.9. Comparación Costos AIS v/s GIS 4 llegadas/salidas de línea 220 kV [14]	19
1.10. Captura de pantalla, ventana inicial planilla MACROS	24
1.11. Captura de pantalla, ventana resultados planilla MACROS	24
2.1. Diagrama Barra Simple	27
2.2. Diagrama Barra Simple Seccionada (configuración H5)	28
2.3. Diagrama Barra Simple más Barra de Transferencia	28
2.4. Diagrama Barra Simple Seccionada más Barra de Transferencia	29
2.5. Diagrama Barra Doble	30
2.6. Diagrama Barra Doble más Barra de Transferencia	30
2.7. Diagrama configuración Anillo con 4 interruptores.	31
2.8. Diagrama Doble Barra y Doble Interruptor	31
2.9. Diagrama Interruptor y Medio	32
2.10. Nomenclatura interruptor de línea [15].	35
2.11. Nomenclatura para interruptor seccionador de barra [15].	36
2.12. Nomenclatura para interruptor de transferencia [15].	36
2.13. Código de letras según niveles de tensión [15].	36
2.14. Nomenclatura para desconectores [15]	37
2.15. Nomenclatura para transformador de corriente de paño [15].	37
2.16. Nomenclatura para transformador de corriente tipo bushing [15].	38
2.17. Nomenclatura para transformador de potencial de barra. [15]	38
2.18. Nomenclatura para transformador de potencial de paño [15].	38
2.19. Barra de 2 conductores por fase de ejemplo para plano unilineal [15].	39
2.20. Barra de 3 conductores por fase de ejemplo para plano unilineal [15].	39
2.21. Ejemplo de nomenclatura de TCs con múltiples núcleos [15].	40
2.22. Ejemplo de núcleos con su respectivo equipo y sin utilizar [15].	40
2.23. Ejemplo de toda la información mínima que debe tener un TC en un DUF [15].	40

2.24. Transformador de Poder Trifásico [17]	45
2.25. Interruptor de Tanque Vivo [18]	47
2.26. Interruptor de Tanque muerto [19].	47
2.27. Marco de Barra 220 kV	48
2.28. Conductores Flexibles	48
2.29. Marco Barra 220 kV [20]	48
2.30. Marco Barra 500 kV	48
2.31. Desconectador de apertura horizontal [21].	50
2.32. Desconectador de rotación central [21].	50
2.33. Desconectador Pantógrafo Vertical [21].	50
2.34. Desconectador semipantógrafo [21].	50
2.35. Seccionador Pantógrafo Horizontal [21].	51
2.36. Transformador de Corriente [22]	52
2.37. Transformador de Potencial Inductivo [23]	54
2.38. Transformador de Potencial Capacitivo [23].	54
2.39. Transformador de Potencial Cargable [24]	54
2.40. Curva característica voltaje-corriente de un pararrayos MO de Alta Tensión, la zona A se conoce como zona de baja corriente, la zona B corresponde a la zona de ruptura y la zona C la zona de alta corriente.	55
2.41. Pararrayos AIS con anillo anti-corona [25].	57
2.42. Pararrayos GIS [26].	57
2.43. Trampa de onda montada sobre aislador [27].	58
2.44. Condensador de Acoplamiento [23].	58
2.45. Aislador soporte	59
2.46. Aislador montado sobre estructura	59
2.47. Bushing gas-to-air [13].	60
2.48. Interfaz SF ₆ /Cable con aislación seca (XLPE) [13].	60
2.49. Interfaz SF ₆ /Transformador de poder [13].	60
2.50. Bushing 220 kV [28].	61
2.51. Bushing pasa muro aire/aire [28].	61
2.52. Vista lateral configuración clásica Barra Simple	62
2.53. Vista lateral configuración clásica Barra Simple + Transferencia AIS.	63
2.54. Vista lateral configuración clásica Barra Doble + Transferencia AIS	63
2.55. Disposición Lateral configuración Interruptor y Medio AIS	63
2.56. Vista lateral paño seccionador de barra	63
2.57. Vista lateral paño de transferencia.	64
2.58. Vista lateral paño acoplador de barras.	64
2.59. Vista lateral paño transferencia de configuración doble barra + transferencia	64
2.60. Disposición en elevación paño GIS/GIC barra doble conectado a línea aerea.	65
2.61. Configuraciones recomendadas para conductores flexibles [29].	66
2.62. Holguras de chicotes entre Interruptores y Desconectores.	67
2.63. Conexión desconectador horizontal con barra flexible, vista en planta y en corte.	68
2.64. Conexión seccionador pantógrafo con barra flexible, vista en planta y corte.	68
2.65. Conexión clásica de desconectador con doble barra.	69
2.66. Conexión desconectador pantógrafo con doble barra.	69
2.67. Patio de Mufas	70
2.68. Salida GIS con cables AT a patio de mufas.	70

2.69. Estructura metálica soporte mufa "cable/aire".	70
2.70. Disposición en elevación paño GIS/GIC barra doble conectado a línea aérea.	71
2.71. Diagrama con características de niveles de control antes descritos.	72
2.72. Plano Arquitectura SCADA de la Subestación.	74
2.73. Armario de Control	76
2.74. Armario de Protección de Distancia (21)	78
2.75. Relé de protección diferencial de transformador (87T) [31].	81
2.76. Sistema de protección diferencial de barra 87B.	81
2.77. Esquema Protección Distancia (Linea) 21.	83
2.78. Ejemplo de un sistema de comunicación OPLAT.	86
2.79. Fibra óptica en cable de guardia [32].	87
2.80. Altura media de un trabajador de planta (izquierda) y altura máxima del trabajador con sus brazos estirados (derecha).	91
2.81. Ancho máximo con brazos extendidos (izquierda) y postura de mano alzada sobre plano de trabajo (derecha)	91
2.82. Zona de seguridad para circulación de personal	92
2.83. Ejemplo de protección de equipos bajos.	92
2.84. Ejemplo de camino de circulación de vehículos en una subestación.	93
2.85. Vista en elevación barra de alta tensión con sus dimensiones demarcadas.	95
2.86. Ancho de paño determinado por equipos.	96
2.87. Ancho de paño determinado por desconectador (fase central centrada con marco de línea).	97
2.88. Ejemplo de marcos de línea dispuestos de manera conjunta para solución GIS Outdoor	98
2.89. Altura de barra flexible conectado a desconectador de apertura central	99
2.90. Altura de barra flexible conectado a desconectador pantógrafo.	99
2.91. Altura de salida/llegada de línea.	99
2.92. Interruptor colapsado arrastrando equipos vecinos [35].	101
2.93. Curvas de Espectro de Respuesta Lineal, $a=0,5g$, $v=50$ cm/seg, ZPA=30 Hz.	103
2.94. Acelerograma real terremoto Chile 27 de febrero de 2010, $a=100,69$ cm/s ² , $v=14,48$ cm/s $d=4,05$ cm	103
2.95. Desconectador montado sobre mesa vibratoria [35].	108
2.96. RRS de un terreno calificado como de alta actividad sísmica [36].	109
2.97. Señal de entrada del método batimientos sinusoidales [37].	110
2.98. Esquema Sistema gas FM200 [38].	113
2.99. Plano vista en planta Edificio de Control	113
2.100 Plano vista en planta de una Caseta de Control de Diagonal.	114
2.101 Configuración general de cuatro electrodos [39].	115
2.102 Configuración de Wenner [39].	115
2.103 Configuración de Schlumberger [39].	116
2.104 Esquema y circuito para voltaje de contacto [39].	117
2.105 Esquema y circuito para voltaje de paso [39].	117
2.106 Situaciones básicas de riesgo en instalación eléctrica [39].	118
2.107 Ejemplo de Malla de Tierra	119
2.108 Comparación de resistividad relativa entre 2 mallas de igual área pero distinto largo total [3].	121
2.109 Disposición de ampliación de malla a tierra proyectada.	124

2.110	Diagrama de contorno de tensión de contacto de la malla de tierra.	125
2.111	Diagrama 3D de tensión de contacto de la malla de tierra.	126
2.112	Escala de colores para interpretar diagramas de tensión.	126
2.113	Diagrama en 2D de contorno de tensión de contacto de la malla de tierra aplicando elemento químico.	127
2.114	Diagrama 3D de tensión de contacto de la malla de tierra aplicando elemento químico.	128
2.115	Diagrama Sistema LCC HVDC bipolar, (a) = Sistema AC, (b) = Estación convertidora, (c) = Línea DC (d) = Filtro (F) [40].	130
2.116	Diagrama Sistema VSC HVDC [41].	130
2.117	Esquema puente de tiristores de 6 pulsos a enlace HVDC monopolar [43]. . .	132
2.118	Reactor de Alisamiento aislado en aire. [44].	133
2.119	Diagrama vista en 3D de estación convertidora CC [45]	133
3.1.	Etapas de un Proyecto de una Subestación de Alta Tensión 220 kV.	140
3.2.	Ejemplo de seccionamiento línea 2x110 kV Ovalle-El Peñón [46].	158
3.3.	Ejemplo de seccionamiento línea 2x220 kV O'Higgins-Coloso y 1x500 kV Antofagasta-Altonorte, caso sin seccionar [46].	158
3.4.	Ejemplo de seccionamiento línea 2x220 kV O'Higgins-Coloso y 1x500 kV Antofagasta-Altonorte, caso líneas seccionadas [46].	158
3.5.	Diagrama S/E seccionadora interruptor y medio con futuras salidas proyectadas.160	
3.6.	Plano vista en planta y elevación ejemplo seccionadora interruptor y medio. [2].160	
3.7.	Vista en planta y elevación de paño de conexión y de transformador, Subestación Central Maitenes [2].	161
3.8.	Ejemplo de imágenes térmicas tomadas en una S/E.	178
3.9.	Explosión en subestación por falla de transformador.	179
3.10.	Impacto de un rayo en subestación.	179
3.11.	Subestación convencional con alambrado de cobre.	181
3.12.	Subestación Digital con Fibra Óptica (FO).	182
4.1.	Tabla con estimación costo Subestación AIS.	202
4.2.	Tabla con estimación costo Subestación GIS.	204

Introducción

La demanda de energía eléctrica siempre es creciente en el tiempo, va de la mano con el crecimiento de la población, las industrias, el desarrollo económico y la proliferación de nuevas tecnologías que ocupen dicha energía como fuente principal, como por ejemplo la electromovilidad y en particular los autos eléctricos. Un aumento en la demanda energética conlleva a un crecimiento proporcional en el parque de generación y por consiguiente debe haber un crecimiento en el Sistema de Transmisión, a modo de conectar consumo y generación al Sistema Eléctrico de manera segura y confiable.

Para el caso de Chile, la transmisión es un sector regulado y la Comisión Nacional de Energía (CNE) es la entidad encargada de la planificación de dicho sector, esto a través de la emisión del *Plan Anual de la Expansión de la Transmisión*, en el cual se informan los futuros proyectos que se consideren necesarios para reforzar el sistema de transmisión. El Plan Anual consiste en la propuesta de nuevas Líneas de Transmisión, refuerzo de Líneas existentes, nuevas Subestaciones y/o ampliación de Subestaciones ya existentes.

En otro ámbito, la matriz eléctrica chilena se ha caracterizado en los últimos años por un fuerte aumento en la capacidad instalada de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) las cuales en 2020 produjeron más del 20 % del total de energía consumida [1], porcentaje que seguirá en aumento tomando en cuenta el plan de descarbonización de la matriz energética propuesto para el año 2050. Considerando este escenario futuro de generación para Chile y reforzando lo expuesto en párrafos anteriores, es una necesidad imperante contar con Subestaciones de Alta Tensión capaces de conectar estas futuras centrales generadoras, ya sean eólicas, fotovoltaicas o hidroeléctricas al sistema eléctrico nacional y que sean capaces de manejar los distintos flujos de potencia en forma adecuada y así contribuir a que el sistema de transmisión opere de manera confiable.

En este contexto, las SS/EE de alta tensión juegan un rol indispensable, son necesarias por ejemplo para conectar cualquier tipo de central generadora al sistema de transmisión, esto a través de un Transformador de Poder capaz de elevar la tensión a un valor adecuado para transmisión (66 kV, 110 kV, 154 kV, 220kV y 500kV, principales tensiones nominales utilizadas en el SEN) o apto para reducir el nivel de tensión desde alta tensión a media tensión (23kV, 15kV, 13,2kV y 12kV principales tensiones normalizadas en Chile) para conectar consumos industriales o para una red de distribución. Además, las SS/EE son utilizadas con fines topológicos, para dar conectividad a diversos elementos que confluyen a un mismo nodo, como por ejemplo futuras centrales en un lugar geográfico de potencial renovable.

La S/E se encuentra constituida por un conjunto de equipos y dispositivos que deben

cumplir con exigencias mínimas para asegurar un correcto y seguro funcionamiento del sistema eléctrico. Entre estas exigencias se pueden mencionar las siguientes, entre otras:

- Cumplir con las distancias de seguridad conforme al nivel de tensión de la subestación.
- Cumplir con las exigencias sísmicas establecidas en normas ETG-1.020 , ETG-1015 o normas internacionales como IEEE-693-2000.
- Incluir un Sistema de Control de la S/E.
- Incluir Sistemas de Protecciones que detecten y despejen fallas.
- Incluir un Sistema de Servicios Auxiliares en CA y CC.
- Incluir una malla de puesta a tierra.
- Incluir fundaciones que soporten el peso de los equipos primarios y que cumplan con la normativa anti-sísmica.
- Incluir canalizaciones eléctricas de fuerza y control.
- Incluir estructuras metálicas como marcos de barra, marcos de salida y estructuras para soporte de equipos primarios.
- Incluir un tendido aéreo (caso AIS) para interconexión de los equipos.
- Considerar una Sala Eléctrica para comando de la S/E.
- Considerar un sistema de vigilancia.
- Considerar alumbrados exteriores e interiores.
- Incluir equipos de AT certificados según normas vigentes.
- Cumplir con las exigencias de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente.
- Cumplir normativas nacionales y estándares internacionales.

El correcto cumplimiento de las exigencias antes descritas, sumado a otros requerimientos de las cuales se discutirá a lo largo del presente trabajo, definen el diseño de una Subestación de Alta Tensión.

Dado todo lo anterior, el objetivo del presente trabajo consiste en desarrollar una guía técnica que sirva de apoyo y oriente labores que deba realizar un Ingeniero o Ingeniera que incurriere en un proyecto de Subestación de Alta Tensión en Chile. Para este efecto se tomará como modelo una S/E de 220kV, dado que es el nivel de tensión predominante en el Sistema Eléctrico Nacional¹ y sus resultados y metodología se pueden extrapolar, con las modificaciones respectivas, a Subestaciones con otros niveles de alta tensión, desde 66kV hasta 500kV.

Con respecto a los capítulos que conforman este trabajo, a continuación se resumen sus alcances:

- Capítulo 1: Incluye la revisión de aspectos técnicos de Subestaciones: tipo Air Insulated Substation (AIS) y tipo Gas Insulated Substation (GIS) encapsuladas en el gas

¹ Tomando como referencia que, a Abril de 2021, hay un total de 16.859,43 kilómetros construidos en líneas de transmisión de 220 kV, mayor que cualquier otro nivel de tensión en el SEN [2].

Hexafluoruro de Azufre (SF_6), junto a una comparación técnica y de precios entre ellas en formato archivo MACROS

- Capítulo 2: Se detallan aspectos de diseño de Subestaciones: Topologías de barras, equipos principales que las componen, conexiones aéreas, planos unilineales, planos de disposición de equipos, distancias de seguridad, sistemas de control y protección, servicios auxiliares sistema de vigilancia, malla de tierra, normas técnicas aplicables y diseño Edificio de Control.
- Capítulo 3: Se presenta una guía de proyecto de Subestaciones AT, donde se describen algunas directrices y datos iniciales relacionadas con el desarrollo de un proyecto, en particular: Etapas principales del proyecto, consideraciones en Estudio de Impacto Ambiental, Bases de Licitación, tipos de contratos, construcción y montaje, pruebas de puesta en servicio y cronogramas, entre otros.
- Capítulo 4: Se entregan conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 1

Tipos de Subestación según su Aislación.

En el presente capítulo se presentan aspectos técnicos de diseño de Subestaciones, tanto del tipo Air Insulated Substation (AIS) como del tipo Gas Insulated Substation (GIS) encapsuladas en el gas SF₆, se presenta una comparación técnica y de precios entre dichas tecnologías y se concluye con la presentación de un documento MACROS de Excel®, elaborado como parte del presente trabajo para realizar de manera automática la comparación antes mencionada.

Una de las primeras decisiones que se deben tomar al comenzar con el diseño de una S/E es definir el tipo de aislación que esta tendrá, específicamente respecto al ambiente donde se instalarán gran parte de los componentes eléctricos del proyecto y que por ende definirá el tipo de tecnología que requerirá la instalación completa. Según la aislación que posea la Subestación, esta se puede clasificar en 3 grupos:

- Subestación Aislada en Aire (AIS)
- Subestación Aislada en Gas (GIS)
- Subestación de Tecnología Mixta (MTS)

La Subestación de Tecnología mixta es aquella que posee tecnología AIS y GIS de manera simultanea. La importancia de esta elección radica en que toda decisión respecto a la tecnología a ocupar, esto incluye a equipos primarios, la disposición de estos equipos, las distancias de seguridad exigidas, el tamaño del terreno que ocupará el proyecto y, en conclusión, el costo estimado final del proyecto queda definido por el medio aislante de la tecnología que se decida utilizar.

En las secciones siguientes se hace una descripción de las características principales de ambas tecnologías, seguido de un análisis técnico y de precios de cada tecnología para finalizar con una recomendación sobre los escenarios en que es más favorable una tecnología sobre la otra, basándose en la comparación técnica y de precios realizada anteriormente. Para esto último se entrega un archivo MACROS del tipo Excel® el cual se adjunta como Anexo.

1.1. Descripción de Subestaciones Aisladas en Aire (AIS)

Son aquellas Subestaciones en las que los equipos primarios de alta tensión están aislados a tierra y entre fases principalmente por aire a presión atmosférica; estas son las más utilizadas en el mundo representando un 70 % del total de SS/EE [3, p. 143]. Su principal ventaja es que los equipos utilizados en este tipo de subestación son los más económicos, sin embargo requieren de un terreno amplio para poder construirse debido a las distancias de seguridad que requieren los equipos al estar aislados en aire. En el aspecto de seguridad estas SS/EE, al estar al aire libre, están más expuestas a fallas o a contaminación en el ambiente y debido a esto, requieren mantenimiento de manera frecuente. Sin perjuicio de lo anterior, si se dispone de un terreno amplio para construir, el precio del metro cuadrado del terreno no es muy elevado (Sectores rurales) y además este no se encuentra en una zona de alta contaminación atmosférica o sustancias salinas en el aire, la Subestación Aislada en Aire es en primera instancia la solución óptima.

En la figura 1.1 se muestra un ejemplo típico de una Subestación tipo AIS de 220 kV donde se aprecian las distancias de seguridad, la gran superficie de terreno y la disposición de algunos equipos primarios.



Figura 1.1: Subestación AIS Cerro Navia 220kV [4].

1.2. Descripción de Subestaciones Aisladas en Gas (GIS)

Son aquellas subestaciones donde los equipos primarios y otros componentes se encuentran encapsulados en una carcasa metálica de aluminio tipo módulo, cuyo medio principal de aislación es gas SF_6 . Cada módulo corresponde a lo que se denomina un *paño* de Subestación y normalmente incluye barras conductoras, desconectadores, interruptores de

poder, transformadores de corriente, transformadores de potencial y otros equipos asociados [5]. Los módulos se interconectan entre sí de acuerdo con la topología de la subestación, la cual se representa en el plano unilineal respectivo. La carcasa metálica o envolvente de aluminio se conecta a tierra en diferentes puntos según las instrucciones del fabricante del equipo GIS.

Para la conexión a salidas de líneas se utilizan equipos Gas Insulated Conductor (GIC) que son tramos de ductos en SF_6 en cuyo interior va dispuesta una barra conductora que permite conectar un módulo GIS con un bushing SF_6 – Aire para conexión a conductor aéreo. El equipo GIC puede ser tipo monofásico (una barra conductora por envolvente) o del tipo trifásico (tres barras por envolvente).

El uso del SF_6 como aislante se debe a sus múltiples propiedades beneficiosas tales como [6]:

- Inoloro, incoloro y no tóxico
- Buen aislante eléctrico y no inflamable
- Gran capacidad calórica
- Capaz de regenerarse luego de extinguir un arco eléctrico.

A pesar de sus grandes ventajas eléctricas presenta desventajas ambientales debido a que es un gas no biodegradable y de alto efecto invernadero, este posee un índice GWP (Global-Warming Potential) 20.000 veces más alto que el del CO_2 [6], esto quiere decir que liberar 1 kilo de SF_6 a la atmósfera equivale a liberar 20 toneladas de CO_2 .

El gas SF_6 tiene una rigidez dieléctrica superior a la del aire y es función de la presión, a mayor presión aumenta la rigidez dieléctrica. La presión de trabajo es entre 2 y 4 bar, además la presión es función de la temperatura, a baja temperatura con alta presión se licua, tal como se muestra en la figura 1.2:

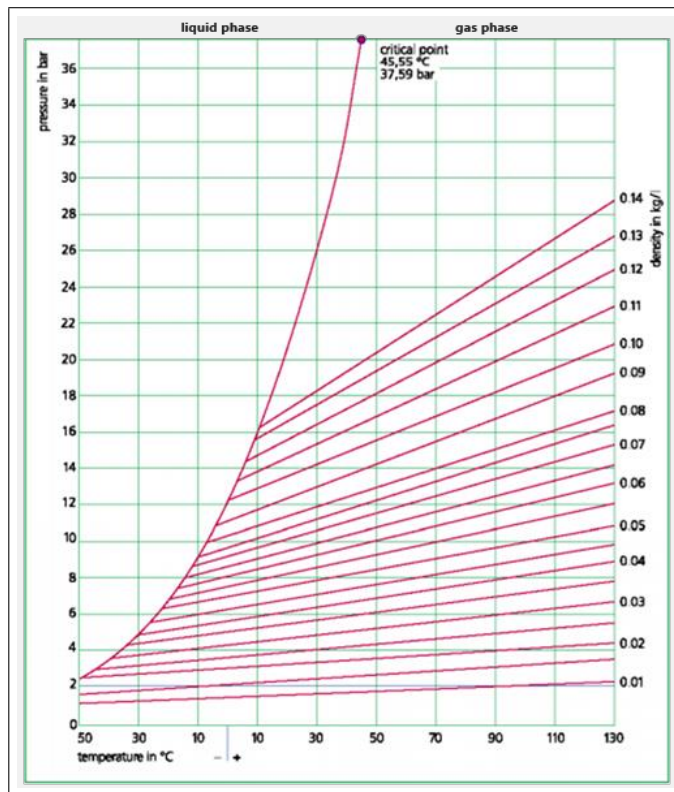


Figura 1.2: Presión SF_6 en función de la temperatura [7].

La principal ventaja que presenta este tipo de Subestación es el reducido espacio que ocupan, siendo una necesidad en zonas densamente pobladas en donde el costo de metro cuadrado de suelo es muy elevado o cuando simplemente no se disponga de un terreno apto como por ejemplo en cerros o montañas. De igual manera, este tipo de subestaciones requiere de mucho menos mantenimiento que su contraparte aislada en aire, son mucho menos propensas a fallas y en general presentan un costo de mantenimiento mucho menor, aunque como ya se mencionó anteriormente, el costo de inversión de estas SS/EE es considerablemente mayor que la opción aislada en aire, por lo tanto se debe hacer un análisis exhaustivo de las ventajas y desventajas de cada tecnología antes de tomar una decisión y en las siguientes secciones se ahondará sobre los factores que influyen en que opción se debe tomar.

Se debe considerar que el diseño y construcción de las Subestaciones GIS-GIC puede ser del tipo (Indoor) instaladas al interior de un edificio o bien tipo (Outdoor) ubicadas a la intemperie.

En la figura 1.3 se muestra un módulo GIS que contiene un interruptor, desconectador, transformadores de medida, barra y un pequeño tramo GIC.



Figura 1.3: Módulo GIS 550 kV, Interruptor+TC+TP+Barra+Desconectador+Tramo GIC [8]

Además de la clasificación según el tipo de aislación (AIS/GIS) y de la clasificación GIS Indoor/Outdoor (Interior/Interperie), las subestaciones también se clasifican según su topología o configuración de barras, las siguientes configuraciones son las que pueden encontrarse actualmente en Chile:

- Barra simple o principal
- Barra principal con barra de transferencia
- Barra principal seccionada (sección 1 y sección 2)
- Barra principal seccionada con barra de transferencia.
- Doble barra (1 y 2)
- Doble barra (1 y 2) con barra de transferencia.
- Anillo
- Doble barra (1 y 2) y Doble Interruptor
- Interruptor y medio.

En la Sección 2.1 se describen en detalle y se analizan las configuraciones indicadas anteriormente.

1.3. Elección de Topología de Subestación para Comparación

Para realizar una comparación técnica y de precios entre Subestaciones tipo AIS y GIS se elige una configuración del tipo "Interruptor y Medio", esta consiste en:

... dos barras principales normalmente energizadas, entre las cuales se conectan tres paños en serie, cada uno de ellos consistentes en un interruptor con transformadores de corriente a cada lado con sus respectivos desconectores, a cuyos nudos eléctricos (sección entre los interruptores) se conectan las posiciones de líneas de transmisión u

otras como: Transformadores de Poder, Bancos de Condensadores u otras instalaciones eléctricas [9].

Esta topología tiene múltiples ventajas las cuales serán revisadas en la sección 2 pero existen 2 principales razones por las que se escoge esta topología para su estudio, estas son:

- Dado que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) exige [9]:”La configuración de las barras de la nueva subestación debe corresponder a interruptor y medio con doble barra”.
- Porque cumple con las exigencias de la CNE dispuestas en la Norma Técnica [10], la cual exige que se pueda realizar mantenimiento de los interruptores sin desconectar el equipo asociado, y que la falla de severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones, aspecto que la topología interruptor y medio cumple ampliamente.

Para llevar ambas configuraciones a un mismo plano de comparación se definen para ambos tipos de subestaciones (AIS, GIS) los siguientes parámetros que están dentro de los normalizados para 220 kV en normas IEC y lo expuesto en [11, p. 40]:

- $V_{nom}=220$ kV
- $I_{nom}=2000$ A
- $I_{cc}=50$ kA
- 4 llegadas/salidas de línea

En la figura 1.4 se muestra un plano unilineal simplificado con topología de *interruptor y medio* con 4 llegadas/salidas de línea que se utiliza para efectos de comparación, el Anexo 1 presenta una versión más detallada de este unilineal.

1.3.1. Descripción de Equipos Primarios AIS

A continuación se describen los equipos primarios requeridos para la Subestación tipo Interruptor y Medio solución AIS acorde a los valores fijados anteriormente, valores que son aproximados debido a que los niveles de corriente de corto circuito y corriente nominal de diseño de los equipos para un proyecto específico dependen de la localización de la S/E y se obtienen de los respectivos *estudios de cortocircuito y flujos de potencia*.

En la tabla 1.1 se detallan los equipos primarios a utilizar según las especificaciones anteriormente mencionadas, es decir para una Subestación AIS de 220 kV configuración interruptor y medio de 4 llegadas/salidas de línea y que son los considerados para los efectos de la presente comparación técnica y de precios. Esta tabla contiene el nombre de cada equipo, cantidad y datos principales.

1.3.2. Descripción Equipos Primarios GIS

Los equipos primarios GIS funcionan bajo los mismos principios que los equipos primarios AIS, excepto que entre ellos tienen como medio aislante gas SF₆, lo que permite su construcción modular, compacta y con distancias mínimas entre equipos.

Es necesario mencionar que un componente fundamental corresponde al **enclausuramiento**

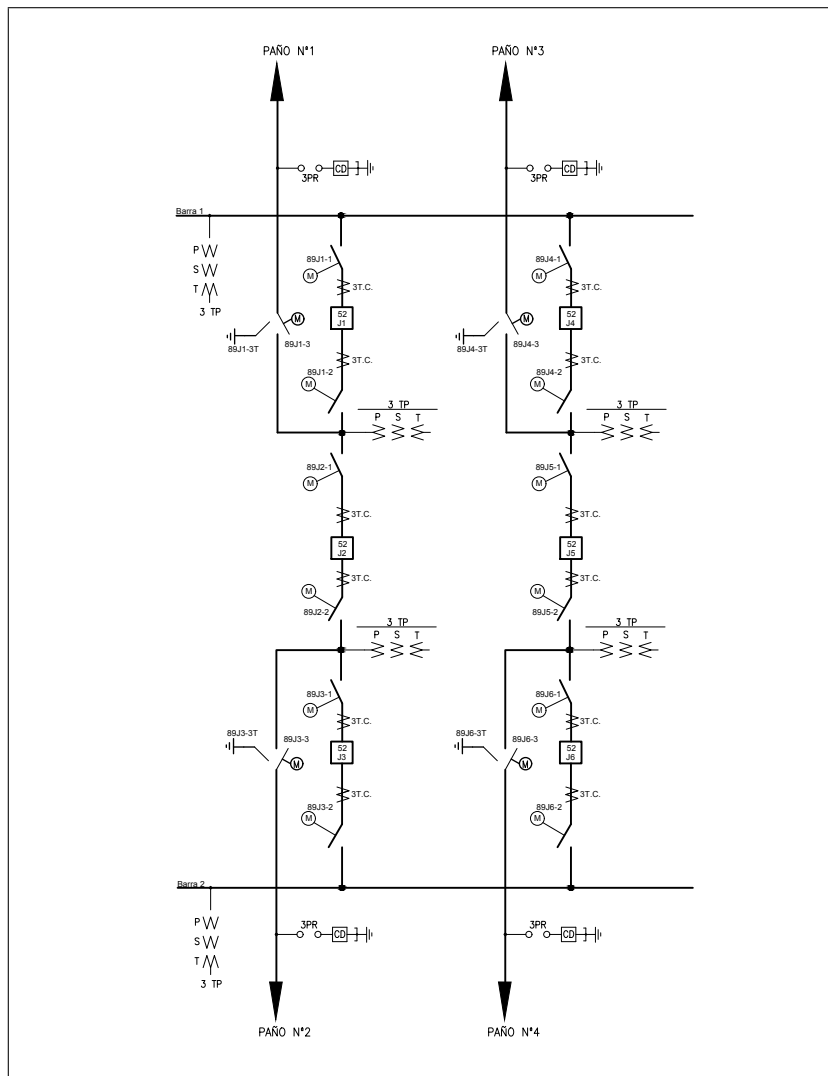


Figura 1.4: Plano Unilínea Simplificado de topología interruptor y medio

de los equipos primarios GIS, esto se refiere a las carcasas que encierran los equipos primarios y conexiones de equipos de ser necesarios. Los encoframientos por lo general están hechos de aleaciones de aluminio y deben poseer una buena resistencia mecánica, conductividad eléctrica y sobretodo minimización de fuga de gas SF_6 .

Con respecto al encoframiento, una decisión de diseño que debe tomarse es si este será de carácter monofásico o trifásico, esto se refiere a si cada fase del circuito posee su propio encoframiento o si se aislarán las 3 fases de manera conjunta. Para este análisis se opta por un diseño de encoframiento monofásico que si bien este requiere de mayor material y mayor gas SF_6 , es la opción ampliamente utilizada para niveles de tensión mayores a 200 kV [12, p. 192], esto sin perjuicio de que puedan estar presentes ambos casos en una misma Subestación. Además del encoframiento, una S/E GIS puede clasificarse en *Outdoor*, *Indoor* o en *Caverna*, para la presente comparación se considerará una instalación del tipo outdoor, ya qued en el ámbito civil es una configuración más simple y no presenta mayores diferencias en los equipos más allá de estar recubierta por una pintura especial anti-corrosiva.

Tabla 1.1: Equipos primarios para Subestación AIS interruptor y medio

Equipo	Características	Cantidad	Observaciones
Interruptor de Poder	245 kV, 2000 A, 50 kA	8	Trifásicos
Desconectadores sin pat	245 kV, 1600 A, 50 kA	17	Trifásicos
Desconectadores con pat	245 kV, 1600 A, 50 kA	5	Trifásicos
Transf. de Corriente	400-600/1-1-1-1 A N1: cl 0,2 fs 5 30 VA N2: 5P20 30 VA N3: 5P20 30 VA N4: 5P20 30 VA	48	Monofásicos 4 núcleos c/u
Transf. de Potencial de barra	230: $\sqrt{3}$ /0,115: $\sqrt{3}$ - 0,115: $\sqrt{3}$ kV Secundario 1: cl 0,2 30 VA Secundario 2: cl 0,5 - 3P- 30 VA	2	Uno por Barra
Transf. de Potencial de nudo	230: $\sqrt{3}$ / 0,115: $\sqrt{3}$ - 0,115: $\sqrt{3}$ kV Secundario 1: cl 0,2 30 VA Secundario 2: cl 0,5 -3P- 30VA	18	3 por nudo
Pararrayos	198 kV	15	Con contador de descargas
Aisladores de Pedestal	245 kV	33	6 por barra
Transf. de Potencial Capacitivo	245 kV, 6000 pF	2	Trampa de Onda
Reactancia Serie	245 kV, 0.1 mH 600 Ohm, 2000 A	2	Trampa de Onda

La figura 1.5 muestra el tipo de módulo GIS más característico el cual está constituido por los elementos típicos de un paño de subestación, esto es, Interruptor de poder, desconectadores, TP y TC.

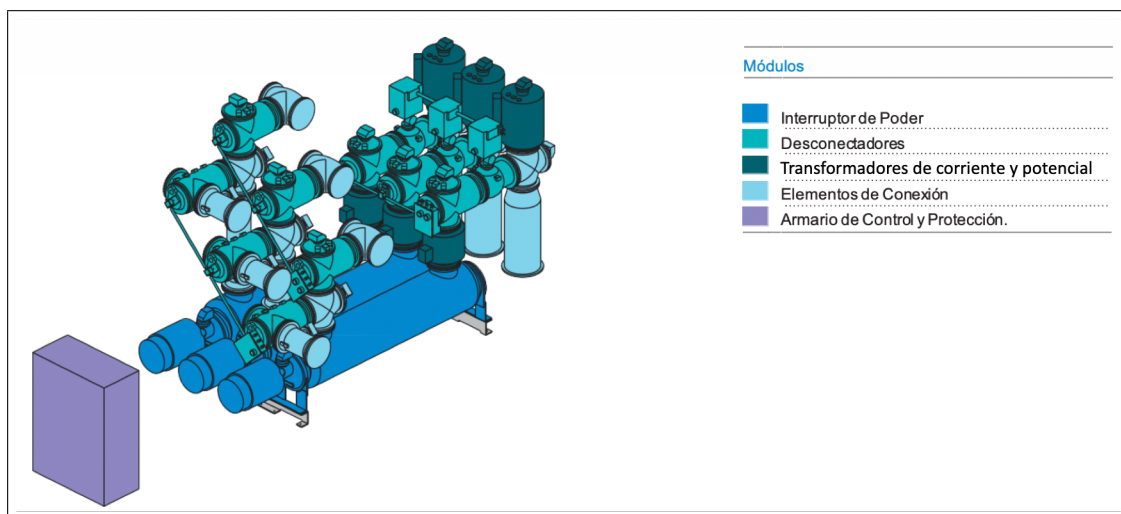


Figura 1.5: Diagrama de módulo tipo GIS, configuración doble barra. [13]

Para la configuración Interruptor y medio a analizar se requiere de 3 de los módulos de la figura 1.5 conectados en serie para formar una *Diagonal* como muestra la figura 1.6

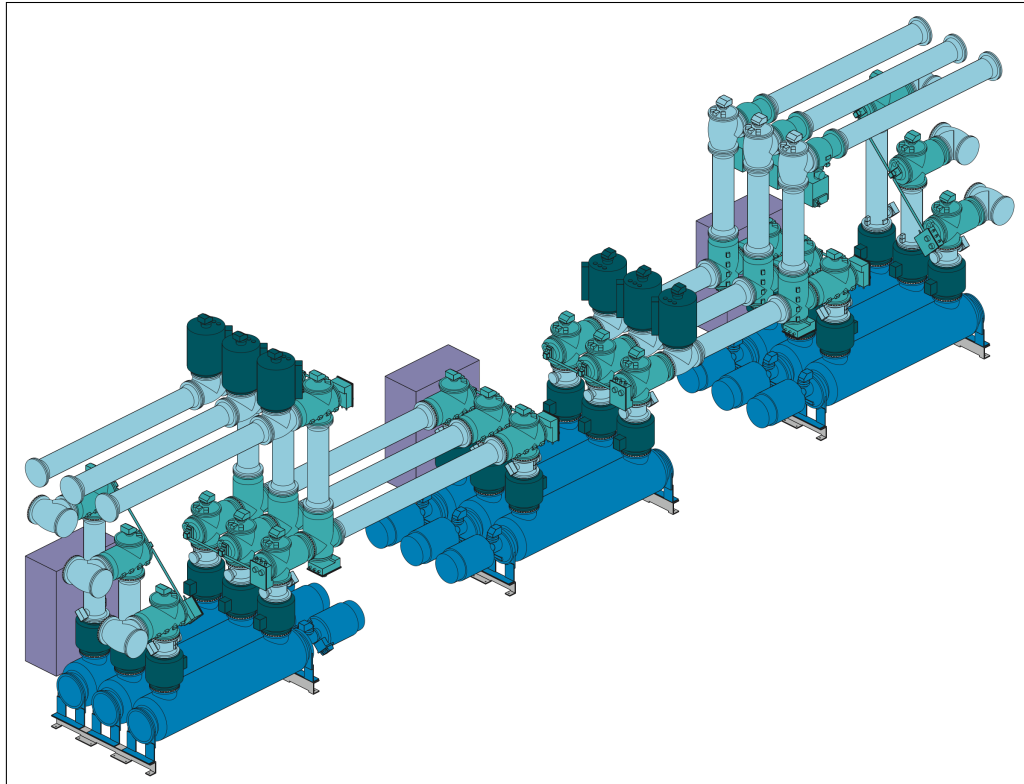


Figura 1.6: Diagrama configuración Interruptor y Medio tecnología GIS. [13]

A continuación, se detallan los equipos típicos que conforman una Subestación GIS:

- Módulo Interruptor+Desconectadores+TP+TC.
- Ducto GIS aislados en SF_6 .
- Módulos de Barras GIS.
- Módulo de conexión de cables monofásicos AT.
- Pararrayos AIS.
- Marco de línea AIS.
- Bushings Gas-to-Air
- Módulo GIC (Gas Insulated Conductor) ductos SF_6 para salida a líneas.

En el Capítulo 2 se profundizará sobre las características técnicas, los esquemas unilineales normalizados por módulo, y las cantidades de equipos GIS, además se incluirá un Diagrama Unilineal completo con la respectiva disposición física.

1.3.3. Sistemas Auxiliares

Los Sistemas Auxiliares corresponden a todos los equipos, tanto AC como DC, de baja tensión necesarios para el correcto funcionamiento de la Subestación. A continuación se

definen las características más relevantes de este sistema, relativas a la disposición circuital y a las cargas AC y DC, así se define el siguiente sistema auxiliar común para AIS y GIS:

- **Sistema de Servicios Auxiliares Centralizado:** Este sistema se caracteriza por poseer todos los equipos de control en una misma dependencia y por consiguiente todos los equipos auxiliares se concentran en un solo lugar.
- **Esquema Radial Simple y de Un solo Alimentador:** La alimentación de los Equipos auxiliares se lleva a cabo con un circuito alimentador de media tensión y además se encuentra disponible un grupo electrógeno de Baja Tensión de respaldo.
- **Sistema de Baja Tensión de Barras Acopladas:** Para el sistema de Baja Tensión, se hace una separación entre cargas esenciales y no esenciales, las cuales están conectadas a barras distintas e interconectadas por un interruptor. Ante una falla en el sistema de alimentación principal, el grupo electrógeno alimenta solamente las cargas esenciales.
- **Sistema DC de un cargador y banco de baterías con una barra de distribución:** Este es el esquema más simple y contiene un cargador de baterías, un banco de baterías de respaldo y una barra de distribución para alimentar los circuitos en corriente continua.

En la figura 1.7 se muestra un Plano Unilineal típico de la alimentación de los Servicios Auxiliares según las características descritas anteriormente.

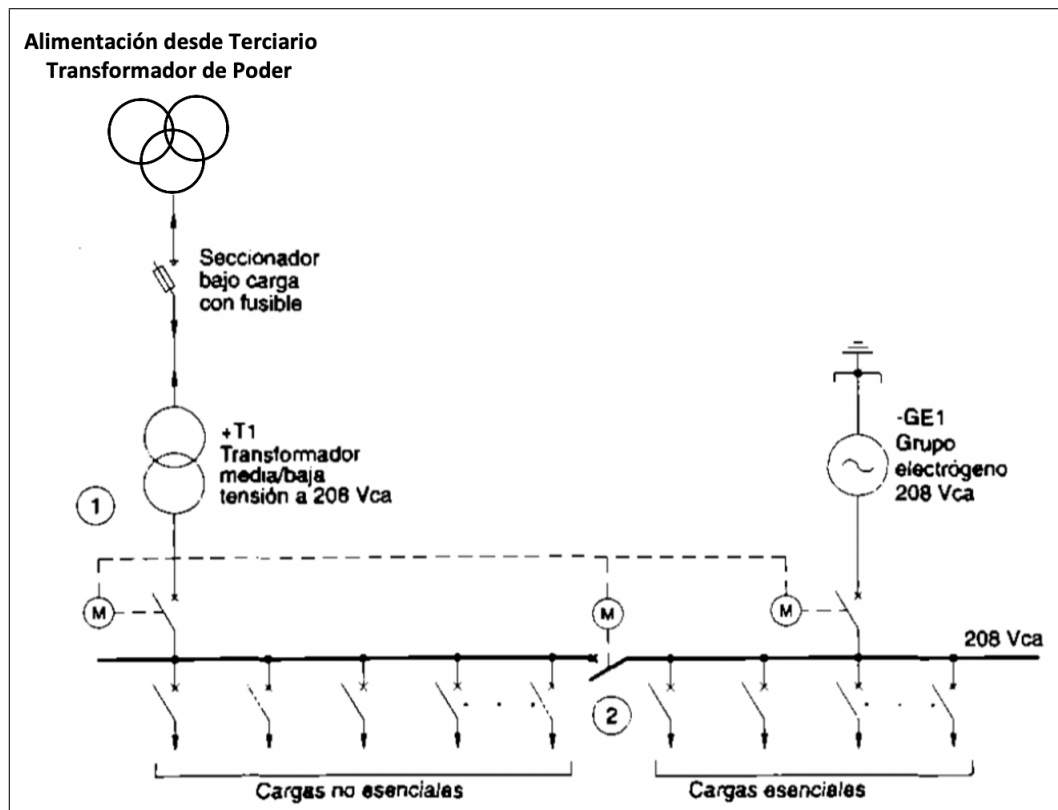


Figura 1.7: Plano Unilineal de alimentación de Servicios Auxiliares.

1.3.4. Determinación de Superficie para Solución AIS

La subestación considerada es de topología interruptor y medio y está compuesta de dos diagonales con cuatro circuitos de llegada/salida a líneas de 220 kV. El plano de disposición vista en planta para esta configuración se muestra en el Anexo Nro. 2 con las distancias demarcadas y debidamente acotadas.

Para realizar el cálculo de la superficie de la subestación AIS, se toma como referencia la siguiente información:

- Esquema unilineal simplificado y referencial mostrado en la figura 1.4,
- Plano de Disposición planta y elevación mostrados en Anexo Nro. 2
- Plano Unilineal completo de la Subestación con cuatro (4) llegadas/salidas de línea 220 kV mostrado en Anexo Nro.1 (Ref. Proyecto FV ABASOL 61,5 MW).

A continuación, se resumen los pasos considerados en el cálculo del largo (X) y del ancho (Y) de la subestación y que se encuentran representados en el archivo MACROS:

- Primer Paso, determinar el largo de la diagonal: Se calcula en función de las holguras necesarias entre equipos y las distancias mínimas de seguridad entre cada uno de los equipos primarios que componen esta, obteniéndose así un largo de diagonal $X_{Diagonal}=123,600$ metros. Estas distancias se calculan usando la información de la tabla 2.8.
- Segundo Paso, determinar distancia casetas de control: Se calcula en función del tamaño de la Caseta de Control de la Diagonal que va instalada en un extremo de cada diagonal y de la distancia de seguridad respectiva, se obtiene así una distancia que incluye el largo de caseta sumado a la distancia de seguridad, este valor es de $X_{Caseta}=14$ metros.
- Tercer Paso, determinar dimensiones de camino de acceso: Se calcula en función de las características de dicho camino, el cual debe permitir un acceso expedito a la subestación y a los equipos primarios. Es un camino pavimentado que rodea toda la S/E para que un vehículo motorizado sea capaz de recorrer todo el perímetro de manera segura. Se obtiene un largo de 8 metros (4 metros de ancho x 2) y una distancia de seguridad de 5 metros, que corresponde a la distancia entre el camino de acceso y el extremo de la Diagonal en la que no se encuentra la caseta de control. Se obtiene un ancho de camino $X_{Camino}=13,5$ metros.
- Cuarto Paso, determinar largo total de la Subestación: Se calcula sumando los valores obtenidos en los pasos 1 a 3, resultando un largo total de 151,1 metros como sigue:

$$\begin{aligned}X_{Subestación} &= X_{Diagonal} + X_{Caseta} + X_{Camino} \\X_{Subestación} &= 123,6 + 14 + 13,5 \\X_{Subestación} &= 150,6m\end{aligned}\tag{1.1}$$

- Quinto paso, determinar el ancho de la Subestación: Se calcula primero el ancho de una diagonal en función de la separación entre fases, la cual está normalizada en 5 metros para 220 kV, además se considera una distancia de 3,6 metros en ambos extremos de los circuitos, obteniéndose así un ancho de diagonal $Y_{Diagonal}=17,2$ metros.
- Sexto paso, determinar ancho de dos diagonales: Se calcula multiplicando por dos el

ancho de una diagonal 2 x 17,2 metros, obteniéndose así un ancho total de $Y_{Diagonales}=34,4$ metros para ambas diagonales.

- Séptimo Paso, determinar dimensiones camino de acceso: Esta distancia está compuesta por el ya mencionado camino de acceso de vehículos y una distancia de seguridad entre el camino y la diagonal, así se define una distancia total entre una estructura metálica y el cerco perimetral de 8 metros, tomando en cuenta que el camino rodea completamente la subestación, se calcula un ancho total de camino de $Y_{Camino}=16$ metros.
- Octavo paso, determinar valor total del ancho (Y) de la Subestación: Se calcula sumando los valores obtenidos en los pasos 5 a 7, resultando un ancho total de 50,4 metros , de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 Y_{Subestación} &= Y_{Diagonales} + Y_{Camino} \\
 Y_{Subestación} &= 34,4 + 16 \\
 Y_{Subestación} &= 50,4m
 \end{aligned}
 \tag{1.2}$$

- Noveno paso, determinar Superficie Total Subestación AIS: Se calcula como el producto de $X_{Subestación}$ y $Y_{Subestación}$ ($150,6 \times 50,4 \text{ m}^2$) y se obtiene una superficie AIS total de $7.590,24 \text{ m}^2$

Solución GIS-GIC

Para realizar el cálculo de la superficie de la Subestación GIS, se utiliza como referencia el módulo mostrado en las Figuras 1.5, 1.8 y el plano unilineal correspondiente al Anexo 1. Para determinar el largo de la Subestación, se calcula el largo de cada diagonal, estas están compuestas de 3 módulos GIS como el mostrado en la figura 1.5, estos a su vez, están conectados a través de ductos GIC formando el arreglo de la figura 1.6 y manteniendo distancias entre cada módulo, dando como resultado un largo de 18 metros.

Sumado al módulo de la diagonal, al tratarse de una Subestación que será conectada a líneas aéreas, se requieren de tres módulos GIC (uno por fase) que se conecten a los marcos de línea a través de Bushings Gas-to-air. Para calcular este valor se toman valores típicos de proyectos de subestación GIS y se estima un tramo de 5 metros de conductores aislados en gas por cada llegada/salida de línea. En cada extremo de los GIC van instalados los correspondientes Bushing Gas-to-Air para realizar la conexión con el pararrayos y finalmente el marco de línea, así el largo total por diagonal puede resumirse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 X_{SubestaciónGIS} &= X_{MóduloGIS} + X_{GIC} + X_{Pararrayos} + X_{MarcodeLinea} + X_{Camino} + X_{CercoPerimetral} \\
 X_{SubestaciónGIS} &= 61m
 \end{aligned}
 \tag{1.3}$$

El ancho de cada diagonal queda definido principalmente por el ancho de cada marco de línea, ya que al tratarse de una GIS conectada a líneas aéreas, los marcos de líneas tienen la misma separación que tuviesen si se tratara de una subestación AIS. Así, definiendo una separación de 5 metros entre fases y una distancia mínima de 3,6 metros entre un conductor y cualquier otro equipo, se llega a un ancho de 17,2 metros totales por cada diagonal y 34,4 metros en total.

Para el caso GIS se considera un solo camino al costado de la S/E y una distancia de seguridad entre la estructura del marco de línea y el cerco perimetral de 4 metros.

De esta forma se tiene un ancho de S/E total de:

$$\begin{aligned}
 Y_{SubestaciónGIS} &= Y_{Diagonales} + Y_{Camino} + Y_{Cerca} \\
 Y_{SubestaciónGIS} &= 34,4 + 8 + 4 \\
 Y_{SubestaciónGIS} &= 46,4m
 \end{aligned}
 \tag{1.4}$$

Finalmente se llega al siguiente resultado en cuanto a las dimensiones de la solución GIS.

- Largo = 61 metros
- Ancho = 46,4 metros
- Superficie total = 2830 m^2

En la figura 1.8 se muestra un diagrama de disposición lateral y aérea de un módulo GIS.

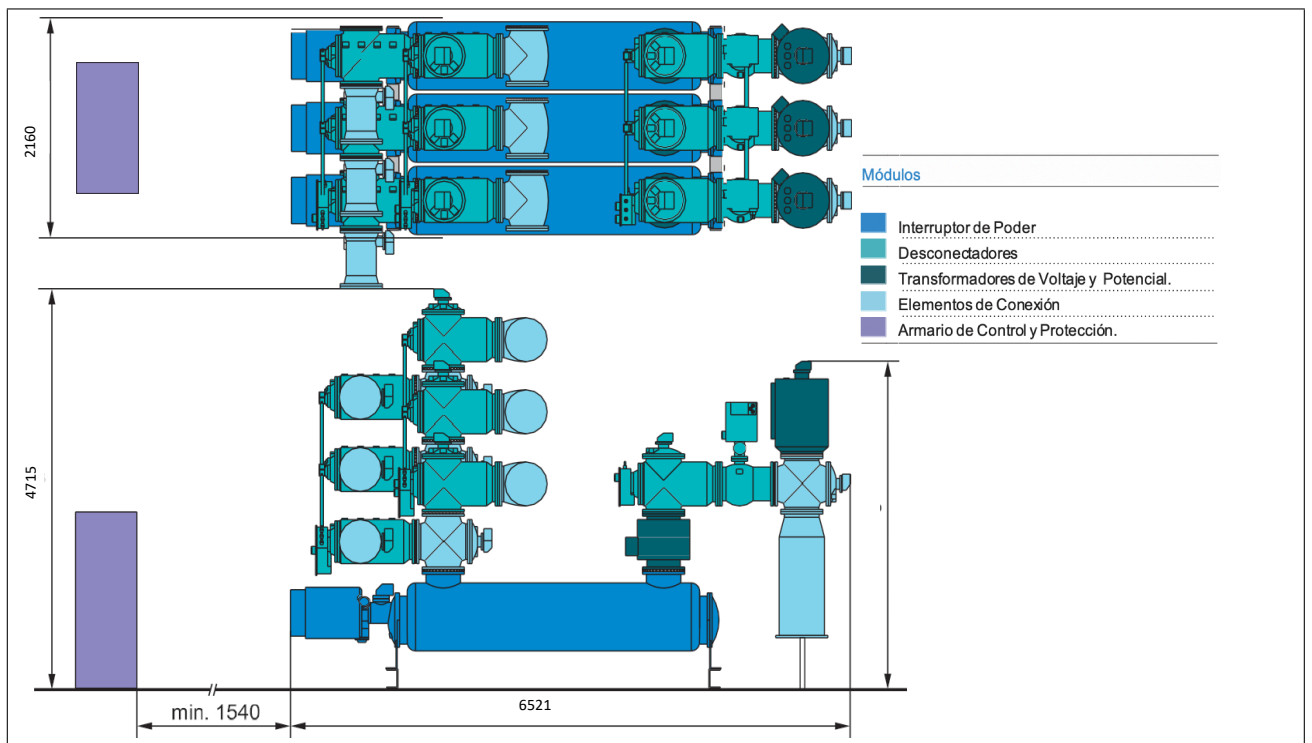


Figura 1.8: Plano de Disposiciones lateral y aérea de un módulo GIS, distancias en mm.

Resumen de superficies necesarias:

Al comparar la superficie de 7590,24 m^2 de tecnología AIS con los 2830 m^2 de la tecnología GIS, es evidente la cantidad de espacio ahorrado, ocupando la solución GIS un 37,28 % del espacio que ocupa la solución AIS. Esta diferencia se aprecia principalmente al reducido largo que tiene cada diagonal en la solución GIS si se compara con la solución AIS.

1.3.5. Tiempos de Mantenimiento

El mantenimiento de una Subestación, sin importar su tecnología, no es una tarea sencilla de planificar y puede ser vista desde distintos ángulos. Por una parte, está el enfoque clásico de *Mantenimiento Basado en Tiempo* en el cual cada cierto tiempo se realiza mantenimiento sin importar en qué condiciones se encuentran los equipos, el cual se caracteriza por asegurar un funcionamiento prolongado de la instalación pero en detrimento de que al realizar más mantenimientos, se aumenta su costo. Por otro lado está el *Mantenimiento basado en condición*, el cual se enfoca en realizar mantenimientos solo al presenciar una falla o deterioro de algún equipo, ahorrándose así costos de mantenimiento y costos indirectos al dejar una instalación fuera de servicio por tareas de rutina.

Fabricantes como Siemens aseguran al menos 20 años de funcionamiento sin realizar mantenimiento para Subestaciones del tipo GIS [14], las cuales se debe recalcar que su mantenimiento suele ser más complicado al tratarse de equipos sellados y rodeados de gas, es por esto que si bien se espera que un mantenimiento sea necesario pasados los 20 años, se debe llevar a cabo un monitoreo exhaustivo a modo de evitar tener que manipular los equipos sellados.

Para el caso AIS, las mantenciones son mucho más frecuentes debido a la exposición directa de los equipos al medio ambiente, sin embargo, al ser posible acceder a todos los equipos de patio de manera independiente, llevar a cabo los mantenimientos es una tarea mucho más sencilla. Es claro que la necesidad de mantenimiento para el caso AIS es mucho mayor que para el GIS, sin embargo, la relativamente baja complejidad hace que estas no presenten un desafío demasiado grande, a menos que las condiciones ambientales obliguen a realizar mantenimientos con demasiada frecuencia, en cuyo caso se podría reconsiderar la tecnología a utilizar.

1.3.6. Riesgos

El riesgo de un proyecto de Subestación cambia según la tecnología, el riesgo para instalaciones GIS es evidentemente menor que para Subestaciones AIS, esto ya que las primeras se venden en módulos preensamblados y probados en fábrica, lo cual disminuye considerablemente el riesgo de que algún componente llegue dañado o funcionando mal al sitio de emplazamiento, además de cómo se acaba de mencionar, los mantenimientos son casi nulos y por ende la probabilidad de que una Subestación GIS deje de transportar energía es poco probable.

Para el caso AIS, el riesgo es mucho mayor. Para empezar los equipos primarios llegan de manera independiente, por lo que el retraso de la llegada de algún equipo o su mal funcionamiento, tiene directo impacto en un posible retraso de la puesta en servicio del proyecto. Luego se debe considerar que la exposición al medio ambiente aumenta la probabilidad de fallas y la necesidad de mantenimiento por contaminación atmosférica. Así se concluye que el riesgo presente en una Subestación GIS es mucho menor que en una AIS, pero este menor riesgo, como suele pasar en la mayoría de los proyectos, va de la mano con un mayor costo de inversión del proyecto.

Se debe considerar y evaluar en el diseño de una subestación el riesgo sísmico al cual se

someten los equipos AIS y GIS. Al respecto cabe señalar lo siguiente:

- El comportamiento sísmico de los equipos AIS del tipo “estanque vivo” (110 kV y tensiones superiores) es sensible a eventuales daños producidos por esfuerzos de origen sísmicos, en particular las sollicitaciones en porcelanas, equipos que son frágiles y esbeltos susceptibles a rupturas. Lo anterior ocurre porque su centro de gravedad y masa está a una altura considerable, 4 metros o más.
- El comportamiento sísmico de los equipos GIS es superior al de los AIS porque los equipos son tipo “estanque muertos” y su centro de gravedad y masa están a poca altura, por lo que el equipo se considera como rígido, esto es, que las amplificaciones de “g” (fuerza de gravedad) son bajas.

En la sección 2.9 se revisa con más detalle el aspecto de diseño sísmico en equipos AIS y GIS.

1.4. Análisis de Precios

El estimar el precio de cualquier proyecto no es una tarea fácil, son muchos los factores que hay que considerar al momento de realizar un presupuesto y para el presente análisis se consideran las siguientes actividades como parte principal de los costos de cada solución.

- **Ingeniería:** Esta actividad comprende el costo de la realización de la Ingeniería Básica y de Detalle. El costo de la ingeniería AIS y GIS es similar porque los planos unilineales y las especificaciones técnicas de ambos tienen un alcance y un contenido con requerimientos muy similares.
- **Suministros:** Este apartado es el que presenta la mayor diferencia en cuanto a precios, ya que los equipos primarios para la solución GIS son notablemente más costosos que su contra parte AIS.
- **Construcción:** Este apartado también se diferencia notoriamente entre tecnologías, la construcción de una Subestación GIS es considerablemente más rápida que una AIS, esto dado que la reducción del tamaño de la instalación tiene directa relación con la magnitud de la obra, al contar la tecnología GIS con módulos compactos y de tamaño muy reducido, el tamaño del terreno se reduce considerablemente y por consiguiente tareas como el movimiento de tierra, la construcción de fundaciones y el montaje de estructuras son realizadas en tiempos menores y hay un considerable ahorro de material y mano de obra. En otro ámbito, la característica modular de la tecnología GIS permite contar con módulos preensamblados y probados que están pensados para ser instalados de manera mucho más sencilla en caso de ampliación o cambio de configuración.
- **Mano de Obra:** La mano de obra para un proyecto GIS debe ser más especializada que su contra parte aislada en aire, pero esta tiene la ventaja que, al ser un proyecto de menor duración, este ahorro en tiempo tiene un impacto directo en el costo de la mano de obra, por lo que la mano de obra de la solución GIS será de un valor menor.

La figura 1.9 muestra un gráfico comparativo de los costos promedio para ambas tecnologías para el caso de una Subestación de 220 kV 4 paños.

En la siguiente cláusula se muestra una tabla que resume la estimación de costos del proyecto de subestación que cumple con las características mencionadas a lo largo del capítulo para la

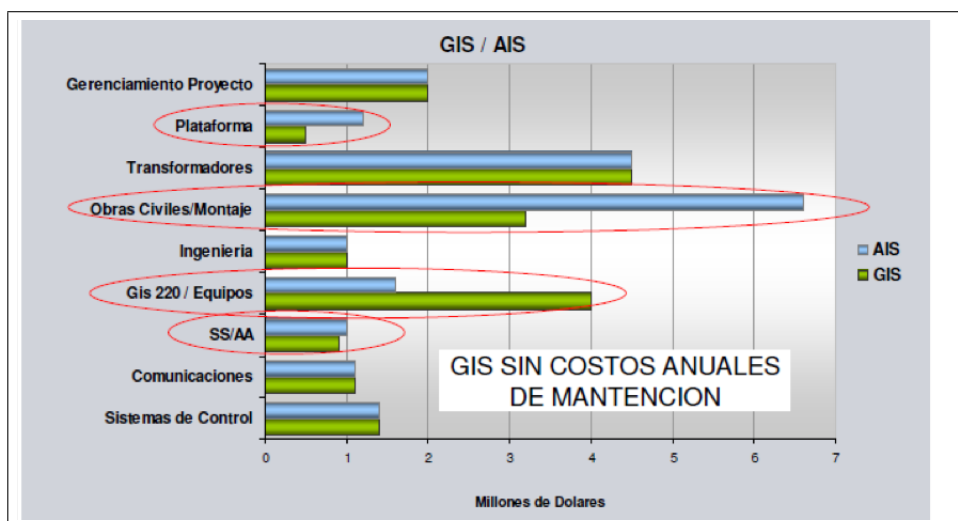


Figura 1.9: Comparación Costos AIS v/s GIS 4 llegadas/salidas de línea 220 kV [14]

Solución AIS, la información detallada del costo de cada ítem se encuentra en el Anexo Nro. 3.

La estimación de costos de la tecnología GIS es más compleja dado que por lo general no hay valores estandarizados y los costos son propios de la solución propuesta por el contratista, de igual forma una estimación de costos tomando valores promedio de módulos GIS ofrecidos por distintos fabricantes se presenta en el Anexo 4.

1.5. Recomendación sobre tipo de tecnología AIS vs GIS

Habiendo ya analizado las tecnologías AIS y GIS desde distintos puntos de vista, a continuación se muestran múltiples tablas que resumen las ventajas y desventajas entre cada tecnología [6].

Las tablas en cuestión son las siguientes:

- Tabla 1.2 muestra costos S/E interruptor y medio.
- Tabla 1.3 muestran localización AIS-GIS.
- Tabla 1.4 muestra diseños y manufactura AIS-GIS.
- Tabla 1.5: muestra criterios de ingeniería AIS-GIS.
- Tabla 1.6 muestra construcción AIS-GIS.
- Tabla 1.7 muestra impacto ambiental AIS-GIS.
- Tabla 1.8 muestra impacto ambiental etapa de instalación.
- Tabla 1.9 muestra tiempos diferentes actividades AIS-GIS.
- Tabla 1.10 muestra criterios de tiempo in situ AIS-GIS.
- Tabla 1.11 muestra criterios de operación y servicio AIS-GIS.

A continuación, se muestran las tablas mencionadas en el mismo orden de puntuación:

Costos AIS:

Ítem	Valor (USD)
Equipos de Patio paños AIS	1.323.390
Equipos de Salas Eléctricas	2.281.458
Construcción Salas Eléctricas	647.496
Estructuras Metálicas	442.364
Fundación de Equipos	361.645
Excavación de Equipos	1.090.498
Pavimentos	84.165
Canalizaciones	110.609
Malla de Tierra	297.269
Mano de Obra, Ingeniería y Permisos	4.133.185
Total	\$ 10.693.383

Tabla 1.2: Resumen costos Subestación AIS 220 kV Interruptor y Medio de 4 Paños

Ítem	Valor (USD)
Módulos GIS	6.351.544
Equipos de Salas Eléctricas	882.347
Construcción Salas Eléctricas	156.400
Estructuras Metálicas	186.628
Fundación de Equipos	329.531
Excavación de Equipos	564.062
Pavimentos	84.165
Canalizaciones	110.609
Malla de Tierra	152.922
Mano de Obra, Ingeniería y Permisos	5.512.432
Total	14.450.070

Tabla 1.3: Resumen costos Subestación GIS 220 kV Interruptor y Medio de 4 Paños

Localización:

Ítem	AIS	GIS
Outdoor Rural	Muy Ventajoso	Desventajoso
Outdoor Urbano	Neutral	Ventajoso
Indoor	Desventajoso	Muy Ventajoso
Subterráneo	Muy Desventajoso	Muy Ventajoso
Container	Muy Desventajoso	Muy Ventajoso

Tabla 1.4: Tabla Comparativa por criterio de localización.

Diseño de Equipos y Manufacturación:

Ítem	AIS	GIS
Diseño Conceptual y su evaluación	Muy Ventajoso	Ventajoso
Materiales (Equipos Combinados)	Ventajoso	Ventajoso
Proceso de Manufactura y Control de Calidad (Solo punto de vista de manufactura)	Muy Ventajoso	Desventajoso
Proceso de Manufactura, Control de Calidad y Ensamblaje (Desde el punto de vista de emplazamiento in situ)	Desventajoso	Muy Ventajoso

Tabla 1.5: Tabla Comparativa por criterio de Diseño de Equipos y Mantención.

Ingeniería:

Ítem	AIS	GIS
Complejidad del Proyecto	Muy Ventajoso	Neutral
Horario de planificación	Neutral	Neutral
Diagrama Unilineal	Neutral	Neutral
Disposición Física	Desventajoso	Muy Ventajoso
Obras Civiles y Puesta a Tierra	Ventajoso	Ventajoso
Servicios Auxiliares	Neutral	Neutral

Tabla 1.6: Tabla comparativa por criterio de Ingeniería.

Construcción:

Ítem	AIS	GIS
Preparación del Sitio	Muy Ventajoso	Desventajoso
Transporte y Bodegaje	Desventajoso	Muy Ventajoso
Fundaciones	Ventajoso	Desventajoso
Mano de Obra	Ventajoso	Desventajoso
Montaje	Desventajoso	Neutral
Puesta en Servicio	Ventajoso	Desventajoso

Tabla 1.7: Tabla Comparativa por criterio de Construcción.

Impacto Ambiental

Ítem	AIS	GIS
Estética	Desventajoso	Ventajoso
Naturaleza Cercana	Desventajoso	Muy Ventajoso
Ruido	Neutral	Muy Ventajoso
Fugas	Desventajoso	Desventajoso
Campos Electromagnéticos	Neutral	Muy Ventajoso

Tabla 1.8: Tabla Comparativa por criterio de Impacto Ambiental.

Impacto del Ambiente en la Instalación

Ítem	AIS	GIS
Condiciones Climáticas	Neutral	Muy Ventajoso
Contaminación Atmosférica	Desventajoso	Muy Ventajoso
Corrosión	Desventajoso	Ventajoso
Condiciones Sísmicas	Neutral	Muy Ventajoso

Tabla 1.9: Tabla Comparativa por criterio de Impacto del Ambiente en la Instalación.

Tiempos in situ

Ítem	AIS	GIS
Tiempo de Preparación	Neutral	Neutral
Tiempo de Transporte	Desventajoso	Muy Ventajoso
Tiempo de Montaje	Desventajoso	Neutral
Tiempo de Puesta en Servicio	Muy Ventajoso	Neutral
Tiempo de Reparaciones	Muy Ventajoso	Neutral
Tiempo de Mantenimiento	Muy Ventajoso	Neutral

Tabla 1.10: Tabla Comparativa por criterio de tiempos in situ.

Ítem	AIS	GIS
Control	Ventajoso	Neutral
Monitoreo	Desventajoso	Ventajoso
Vida útil esperada	Ventajoso	Ventajoso
Desmantelamiento	Neutral	Desventajoso
Reemplazo de Componentes	Muy Ventajoso	Desventajoso
Dependencia del Fabricante	Muy Ventajoso	Desventajoso
Necesidad de Conocimientos Especiales	Muy Ventajoso	Desventajoso
Facilidad de Expansión	Ventajoso	Desventajoso

Tabla 1.11: Tabla Comparativa por criterio de Operación y Servicio.

Como se observa en las tablas antes expuestas, hay bastantes enfoques sobre los cuales una solución es más ventajosa que la otra y viceversa, sin embargo para proyectos reales de Subestación, al momento de tomar una elección sobre la tecnología a utilizar, el principal aspecto a considerar siempre será el económico, es así que se propone la siguiente metodología para guiar la elección sobre la tecnología que satisfaga todas las necesidades de un proyecto en específico:

- **Tipo de terreno disponible:** Si el terreno con el que se dispone es de carácter rural y por ende de bajo costo, la opción AIS es la idónea, en cambio si es de carácter urbano y/o de alto costo, la solución GIS es más factible.
- **Área total disponible:** En el caso en que se cuente con un área rural pero de tamaño reducido o un área urbana amplia, la respuesta sobre cuál tecnología a utilizar no es trivial y se debe realizar un estudio detallado de factibilidad según sea el caso. En un principio una solución GIS requiere de una menor superficie que una solución AIS.
- **Contaminación en el aire:** Si la ubicación de la instalación es en un área con alta contaminación atmosférica (un claro ejemplo en Chile sería localidades como Tocopilla, Mejillones y Quinteros que son zonas costeras y sobrecargadas de centrales a carbón y otras industrias contaminantes.) se debe hacer un estudio sobre la degradación de los materiales debido a la contaminación atmosférica y estimar el costo adicional de realizar mantenimientos con mayor frecuencia y el recambio de equipos de manera periódica.

Para finalizar este capítulo se llega a la conclusión de que no hay una sola respuesta correcta sobre que tecnología es mejor que otra, todo va a depender del enfoque que se le dé a la solución del problema, sin embargo, en proyectos reales el principal enfoque que se considera es el económico y el de contaminación en el ambiente.

1.6. Planilla Macros para cálculos comparativos de costos y áreas AIS y GIS.

Se consideró conveniente desarrollar una planilla Excel® del tipo "MACROS" que permita mostrar de forma simple una comparación de costos y precios para diferentes niveles de

tensión y topologías de subestaciones tipo AIS y GIS. La planilla incluye tres niveles de tensión nominales (66 kV, 110 kV, 220 kV) que se consideran los más representativos del Sistema Eléctrico Nacional y seis topologías diferentes de barras, desde una barra simple hasta una subestación de interruptor y medio.

Además, el MACROS muestra el plano unilineal y el plano de disposición para la solución elegida y una lista de precios con los valores estimados para los equipos primarios, fundaciones, servicios auxiliares y otros tanto en diseño AIS como GIS. Este documento pretende ser una herramienta de apoyo para los ingenieros proyectistas que les permita tener los primeros datos de entrada a su proyecto con una aproximación de $\pm 30\%$ en lo que a costo y áreas requeridas se refiere, tanto para soluciones tipo AIS y GIS. En el Anexo Nro. 6 se incluye el MACROS y un Instructivo simple para su uso.

Las figuras 1.10 y 1.11 muestran capturas de pantalla de la ventana inicial y la ventana de resultados de la planilla.

Estimación Precios y Superficies Subestaciones AIS y GIS

Instrucciones:
1- Seleccionar el Nivel de Tensión en la primera columna
2- Seleccionar la configuración de la S/E en la segunda columna
3- Seleccionar Número de Paños en la celda "I3"
4- Presionar botón consultar y confirmar los datos.

Numero de Paños: 1

66 kV
 110 kV
 220 kV

Barra Principal
 B. Principal con Transferencia
 Barra Principal Seccionada
 Barra Simple Secc. con Transf.
 Doble Barra con Barra Transf.
 Interruptor y Medio

Consultar

Borrar

Figura 1.10: Captura de pantalla, ventana inicial planilla MACROS

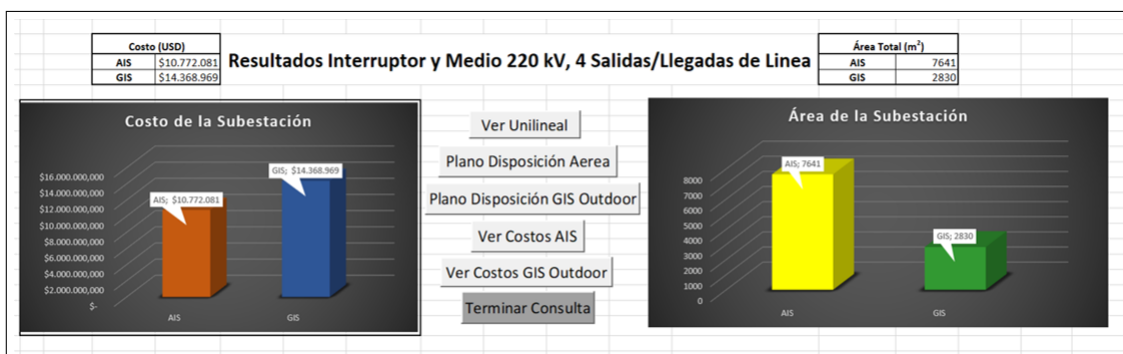


Figura 1.11: Captura de pantalla, ventana resultados planilla MACROS

Capítulo 2

Aspectos Principales de Diseño de una Subestación

Para iniciar el diseño de una subestación es necesario disponer de *Información de Entrada*, la cual permite comenzar con el diseño de la Subestación. La información de entrada se encuentra normalmente en los *Informes de Ingeniería Conceptual* o de *Ante Proyecto de la Subestación*. Los detalles y cantidad de información de entrada van a depender de cada proyecto, pero esta suele incluir: Valores nominales de operación, topología, número de paños, superficie disponible, ubicación del proyecto, presupuesto, entre otros.

Cabe señalar que los proyectos eléctricos de transmisión en Chile, pueden originarse a partir de dos escenarios:

- **Por Medio de un Decreto de Ley:** La *Comisión Nacional de Energía*, entre sus múltiples atribuciones, realiza de manera anual un proceso de proyección de la transmisión con un horizonte de 20 años y abarca las obras de expansión de todos los tipos de proyecto de transmisión, los cuales son clasificados como:
 - *Sistemas de Transmisión Nacional:* Líneas y subestaciones que permiten la conformación de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda en diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio.
 - *Sistemas de Transmisión Zonal:* Líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables.
 - *Sistemas de Transmisión Dedicados:* Líneas y subestaciones eléctricas destinadas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.
 - *Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo:* Líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo. Los polos de desarrollo son

determinados por el Ministerio de Energía.

- *Sistema de Interconexión Internacional*: Líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación.

Por otro lado, el *Coordinador Eléctrico Nacional* es la entidad encargada de definir las bases y normas aplicables para esta nueva infraestructura eléctrica y de velar su cumplimiento, esto a través de un proyecto de Ley emitido por el *Ministerio de Energía*. El decreto de ley especifica el diagrama unilineal simplificado, la Ingeniería conceptual y las normas aplicables para el proyecto.

- **Por medio de un ente privado que requiera de instalaciones propias de Alta Tensión:** Este escenario se aplica a los grandes consumos (mineras, empresas forestales, fábricas etc.) y empresas generadoras de energía. Este tipo de instalaciones corresponden a los ya mencionados Sistemas de Transmisión Dedicados y en estos casos la información de entrada suele limitarse al consumo energético a través del tiempo, el espacio disponible para la instalación y a la localización de esta.

Independiente del origen del proyecto de subestación de alta tensión, el proceso que debe realizarse durante la etapa de diseño es el mismo y las diferencias entre estos serán debidamente explicitadas, solo cabe mencionar que todo el desarrollo del diseño de un proyecto se suele ejecutar por el área de ingeniería de una empresa mandante, y será decisión de dicha empresa si la ingeniería será elaborada por el mandante o si se llevará a cabo una licitación para que sea realizada por una empresa externa, siendo la empresa mandante la encargada de velar por el cumplimiento de todas las exigencias que se estimen necesarias. La conveniencia sobre realizar una ingeniería propia o una licitación a una empresa externa será revisada en el Capítulo 3. El propósito de este capítulo será abordar todos los temas relevantes a la hora de realizar el proceso de ingeniería al diseñar una S/E de alta tensión.

2.1. Tipos de Subestaciones según su configuración

La configuración de una subestación se refiere al orden en que están conectados los equipos primarios a modo de facilitar su operación en el Sistema de Transmisión y cumplir con lo que exija la normativa según el tipo de instalación. Lo que diferencia a una configuración de otra es la flexibilidad de operación y la disponibilidad de la Subestación durante fallas y/o mantenimientos, por lo tanto la elección de esta dependerá fuertemente de la importancia que se le atribuya a estos factores.

Si se consideran las dos fuentes de origen de proyectos de transmisión mencionadas al principio del capítulo, se puede recalcar que para el primer caso visto en la cláusula anterior (proyecto licitado por el CEN), si la instalación forma parte del *Sistema de Transmisión Nacional* (STN) se dará mayor importancia a una operación flexible, seguridad de servicio y posibilidad de expansión, razón por la cual se exige que toda S/E con tensión mayor a 220 kV sea de tipo interruptor y medio, configuración caracterizada por su alta confiabilidad. Por otro lado, en subestaciones construidas para entes privados se suele dar mayor valor a la continuidad del suministro, esto debido a que un corte de energía tiene directo impacto en la producción, por lo que se debe elegir una configuración capaz de aislar una falla y evitar la propagación de esta manteniendo su funcionamiento parcial o total. La lista de configuraciones de subestaciones

existentes en Chile fue mencionada en la Sección 1.2 y a continuación se presenta un breve resumen de cada una.

2.1.1. Barra Simple

Su configuración consiste en solamente una barra colectora a la cual están conectados transformadores, líneas de transmisión, equipos de compensación, entre otros. Es la configuración más simple, económica y sencilla de operar, sin embargo, es la configuración menos flexible y de menor seguridad, ya que obliga a suspender el servicio en casos de falla en la barra, seccionador de barra o en un interruptor y durante trabajos de ampliación o mantenimiento en la instalación. Aun siendo la opción de menor confiabilidad, sus ventajas técnicas como facilidad de operación, construcción y su bajo costo hacen que esta configuración sea la que posee mayor presencia en el sistema de transmisión chileno.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama de la configuración Barra Simple.

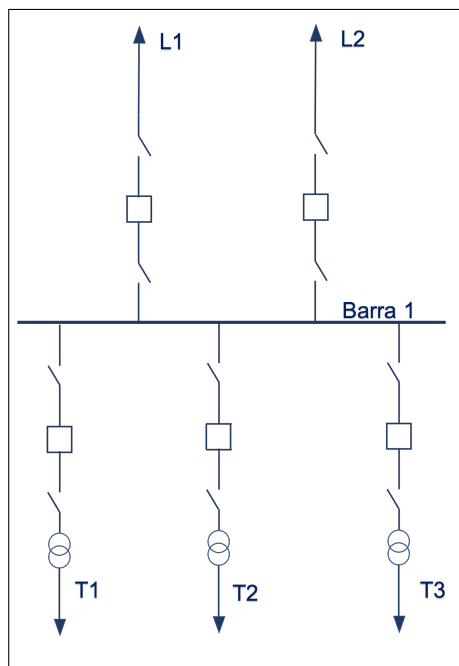


Figura 2.1: Diagrama Barra Simple

2.1.2. Barra Simple Seccionada

Si se quiere aumentar la confiabilidad y seguridad de operación que aporta la configuración barra simple, se puede conectar un desconectador en serie a la barra, de tal manera que la separe físicamente en 2 y sea posible operar las dos secciones de manera independiente para realizar mantenencias en una mientras está operativa la otra sección. Esta configuración se denomina *barra simple seccionada*, cuando se dispone de solo un desconectador su operación se debe realizar sin carga, y si se quiere realizar el seccionamiento bajo carga se debe disponer de un interruptor y dos desconectadores. Un ejemplo típico de esta configuración se conoce como configuración en H con 5 interruptores, la cual se muestra en la figura 2.2.

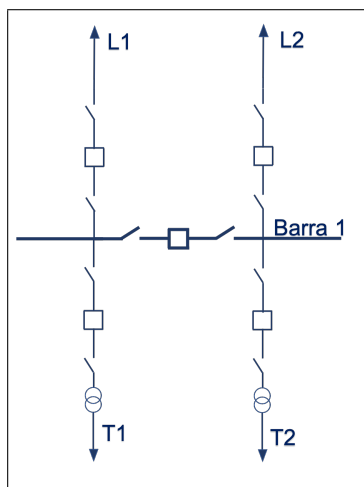


Figura 2.2: Diagrama Barra Simple Seccionada (configuración H5)

2.1.3. Barra Simple más Barra de Transferencia

Si se desea aumentar la confiabilidad en una S/E se puede agregar una barra extra a la instalación, la cual se conecta a cada paño por medio de un desconectador y se agrega un circuito acoplador que consiste en un interruptor y 2 desconectores conectados a ambas barras, esta configuración se denomina *barra simple más transferencia*. Al agregar una segunda barra auxiliar, se agrega flexibilidad al arreglo pudiendo de esta manera prescindir de una barra y de un interruptor durante mantenimientos o fallas, siendo así una opción económica a la hora de buscar un aumento en la confiabilidad de una instalación. La figura 2.3 muestra en qué consiste un arreglo de barra simple más transferencia.

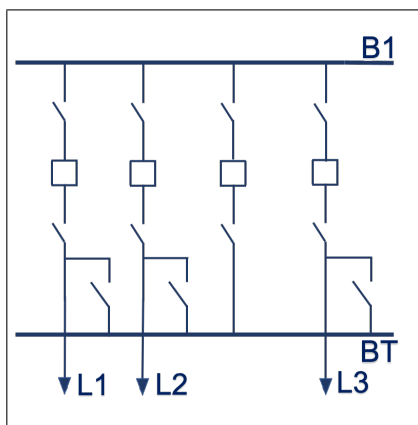


Figura 2.3: Diagrama Barra Simple más Barra de Transferencia

2.1.4. Barra Simple Seccionada más Barra de Transferencia

Análogo al caso de la barra simple seccionada, la configuración *barra simple seccionada más barra de transferencia* es idéntica a la de *barra simple más barra de transferencia* con la salvedad de que la barra principal se divide en dos secciones. Esta configuración aumenta la confiabilidad al ser capaz de separar la subestación en dos y así mantener funcionando la mitad de esta aún cuando se realice mantenimiento en una sección de la barra principal,

posicionándose como una opción económica al solo añadir un interruptor y un par de desconectores y mantener los beneficios de las configuraciones anteriormente nombradas. La figura 2.4 muestra esta configuración.

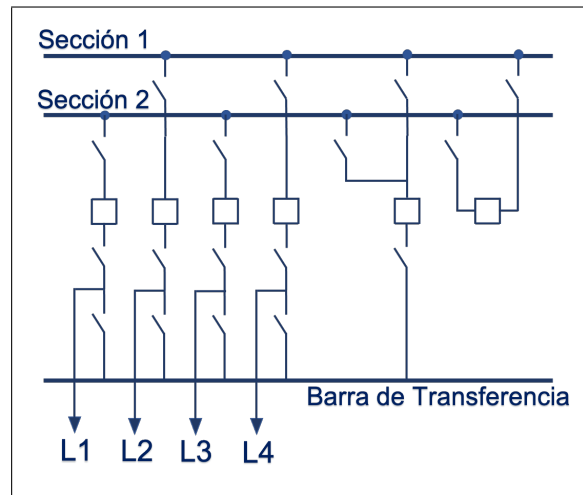


Figura 2.4: Diagrama Barra Simple Seccionada más Barra de Transferencia

2.1.5. Barra Doble

Otro de los arreglos posibles utilizando solamente dos barras es la configuración *barra doble*, esta configuración posee el mismo arreglo de equipos que *barra simple* con la adición de una segunda barra adyacente a la primera y en donde ambas se conectan al mismo punto por medio de un desconectador independiente por cada barra, y al igual que en las configuraciones que poseen una barra de transferencia, se debe agregar un paño de transferencia entre ambas barras, capaz de cambiar los circuitos de una barra a otra bajo carga. La ventaja de este arreglo es la posibilidad de dividir la subestación conectando distintos circuitos a diferentes barras y poder, por ejemplo, mover equipos de una barra a otra según las necesidades; además de tener la capacidad de mantener el suministro mientras se realiza mantenimiento a una barra.

A pesar de esto, sigue siendo insegura ante fallas en interruptores, barras y desconectores de barra, perdiéndose parte del suministro de la subestación según los equipos conectados a cada barra y la capacidad N-1 según sea el escenario. La figura 2.5 muestra un diagrama tipo de la configuración barra doble.

2.1.6. Barra Doble más Barra de Transferencia

Esta configuración es análoga al caso de la *barra simple con la barra de transferencia* y consiste en la configuración de *barra doble* antes mencionada con la adición de una barra de transferencia conectada al paño a través de un seccionador, manteniendo así las mismas características de la *barra doble* pero agregando la flexibilidad de operación que otorga una barra de transferencia.

Para esta configuración se requiere de dos paños de transferencia, uno para conectar ambas

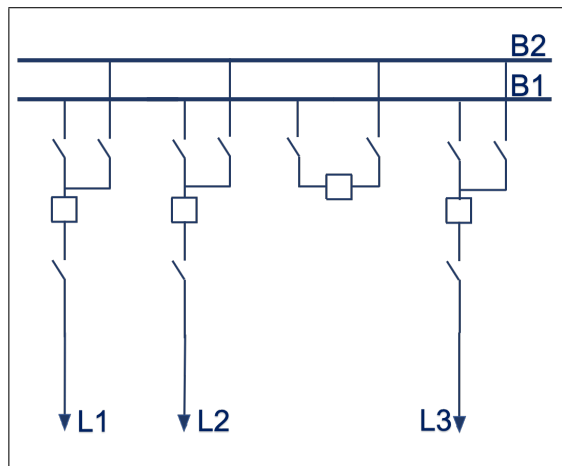


Figura 2.5: Diagrama Barra Doble

barras entre sí y otro para conectar las barras 1 y 2 con la barra de transferencia, estos circuitos pueden tener un interruptor cada uno (logrando así operar de manera simultánea) u orientando los desconectores de tal forma de disponer de un solo circuito con un interruptor que haga ambas funciones, perdiendo así flexibilidad de operación pero ahorrándose el costo de un interruptor. El primer escenario (dos circuitos acopladores independientes) es el mostrado en la figura 2.6

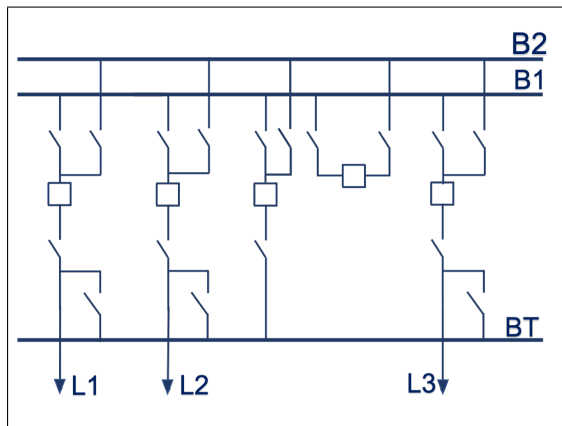


Figura 2.6: Diagrama Barra Doble más Barra de Transferencia

2.1.7. Anillo

Esta configuración tiene la particularidad de no poseer una barra, en lugar de esto consiste en 3 interruptores como mínimo conectándose entre sí de tal manera que formen un anillo y conecten los circuitos entre dos interruptores, tal como muestra la figura 2.7. Esta configuración se caracteriza por ser económica, segura y confiable, siendo capaz de operar la totalidad de la subestación aun en caso de falla o mantenimiento en uno de los interruptores, haciendo énfasis en que los interruptores deben estar dimensionados para soportar la corriente conjunta de más de una carga según sea el escenario de operación.

Su principal desventaja es su falta de flexibilidad, dado que para aprovechar todas las

ventajas que presenta este arreglo se debe operar con todos sus interruptores cerrados (operación normal) y una falla durante el mantenimiento de un interruptor podría provocar la salida de operación de uno o varios circuitos, también debe recalcar que no es recomendable utilizar una configuración anillo con más de 6 interruptores, esto dado que se vuelve muy compleja la operación de estos, limitando considerablemente la capacidad de expansión de la subestación. Por lo anterior, la configuración anillo suele usarse como etapa inicial para una futura subestación tipo *interruptor y medio*, la cual es de fácil expansión o bien para instalaciones que no tienen previstas expansiones como el caso de centrales hidráulicas.

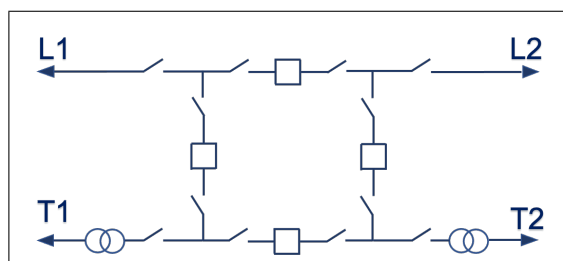


Figura 2.7: Diagrama configuración Anillo con 4 interruptores.

2.1.8. Doble Barra y Doble Interruptor

Esta configuración se caracteriza por poseer 2 barras y 2 interruptores por circuito, siendo así la configuración más confiable, segura y de mayor flexibilidad de las mencionadas en la presente sección, pudiendo funcionar en su totalidad ante la falla de un interruptor o en una barra. Estas características hacen que también sea la configuración más costosa de las utilizadas en Chile y su uso solo se justifica para instalaciones cuya principal prioridad sea la seguridad del suministro. Un diagrama para esta configuración se aprecia en la figura 2.8.

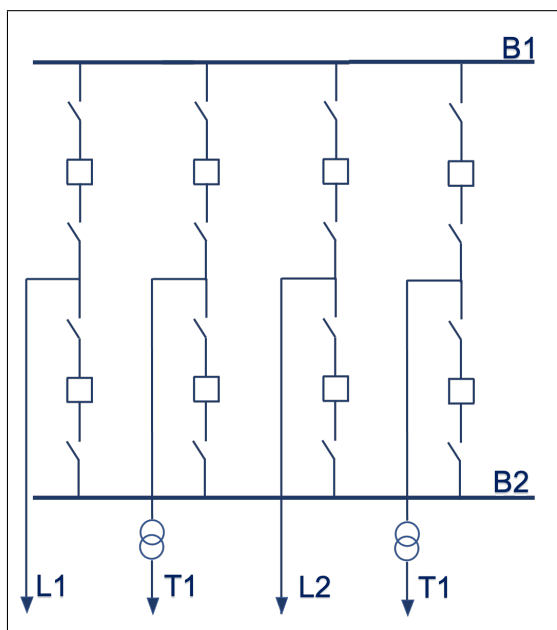


Figura 2.8: Diagrama Doble Barra y Doble Interruptor

2.1.9. Interruptor y Medio

Esta configuración consiste en 3 interruptores conectados en serie, con sus respectivos desconectores, y conectados a una barra en cada extremo. A este arreglo de 3 interruptores se le conoce como *diagonal* y a cada diagonal se conectan 2 circuitos de llegada/salida, uno entre el primer y segundo interruptor y el otro entre el segundo y el tercero, así a cada circuito le corresponde *un interruptor y medio* (razón por la cual lleva ese nombre), como se aprecia en la figura 2.9. Esta configuración es de fácil expansión, altamente segura y confiable, siendo capaz de soportar una falla en una barra o en un interruptor y poder seguir operando. Esta configuración es además muy flexible, siendo capaz de funcionar sin interrupciones con una sola barra, teniendo en consideración que al momento de dimensionar los interruptores, estos deben ser capaces de soportar la carga conjunta de ambos circuitos durante una contingencia.

Tomando en consideración todo lo anteriormente descrito, la configuración interruptor y medio es una de las mejores opciones a la hora de buscar un balance entre seguridad, confiabilidad, costo y capacidad de ampliación, y es por esto que es la configuración exigida por el CEN para nuevas Subestaciones AIS que formen parte del Sistema de Transmisión Nacional.

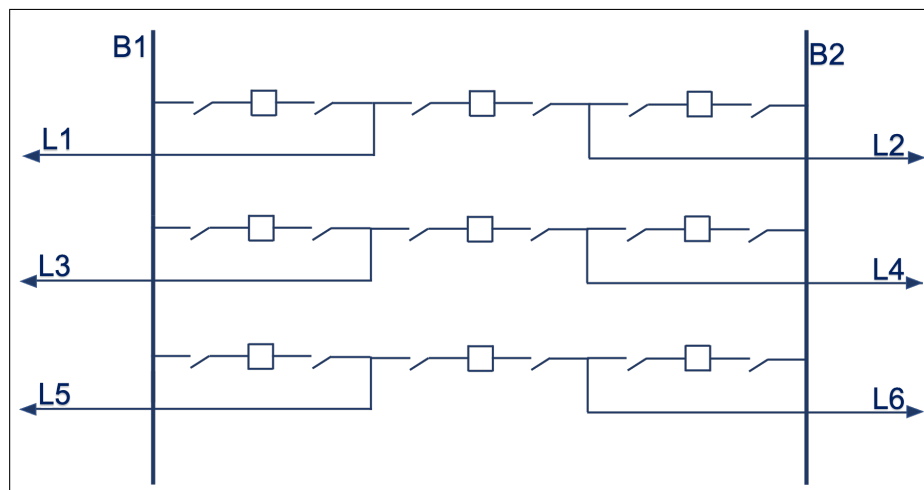


Figura 2.9: Diagrama Interruptor y Medio

2.2. Plano Unilineal

El *plano unilineal* (también conocido como *diagrama unifilar* o en inglés *single-line diagram*) es una forma de notación para representar sistemas eléctricos de potencia. Recibe su nombre por el hecho de representar los elementos en una sola fase y su principal objetivo es representar de manera simplificada a través de símbolos estandarizados equipos de alta tensión, valores nominales, su disposición, flujos de potencia y esquemas de protección, entre otros. Cabe destacar que en un plano unilineal los equipos representados no se encuentran a escala ni representan la localización exacta de estos, este propósito lo cumplen los *planos de disposición*.

El primer documento que se genera, normalmente en la fase de *ingeniería conceptual* se

conoce como *plano unilineal simplificado*, una vez el proyecto está en desarrollo y se comienza la ingeniería de detalle, el plano unilineal debe extenderse más y añadir más información relevante sobre el proyecto, siendo este documento el *plano unilineal funcional*. Para que un proyecto sea aprobado, este plano debe contener en su versión final los equipos primarios con sus capacidades nominales, elementos de protección, control, equipos de facturación, transformadores de medidas asociados a los procesos de transferencias económicas, protección, SCADA y comunicaciones.

A continuación se presentan las exigencias y sugerencias que el CEN tiene al momento de aprobar planos unilineales funcionales, tomando como referencia el documento dispuesto por la misma entidad para este propósito [15].

Para denotar el nivel de tensión de la instalación, se usa el código de letras mostrado en la tabla 2.1.

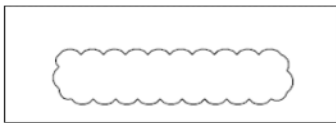

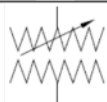








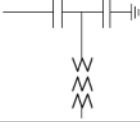


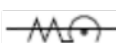
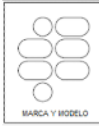


Tabla 2.1: Código de letras según niveles de tensión [15]

Tensiones Nominales del Sistema [kV]	Letra	
Extra Alta Tensión	500	K
	345	L
Alta Tensión	220	J
	154	A
	100-110	H
	66-69	B
Media Tensión	44	F
	33	E-F
	23	E
	11-15	C
	1-10	D

2.2.1. Simbología

En cuanto a la simbología utilizada en planos unilineales, son mayormente predominantes las tendencias europea y americana, normalizada por la IEC y la IEEE respectivamente. En esta sección se presentan las reglas y simbología sugerida por el CEN, sin embargo esto no quita que un fabricante decida usar una distinta estandarizada por alguna de las entidades antes mencionadas.

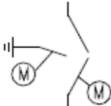
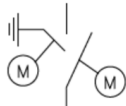
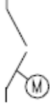
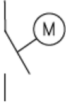
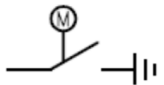

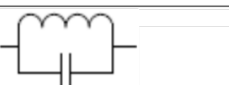


Tabla 2.2: Tabla con simbología recomendada por el CEN [15].

	El DUF enviado directamente al Coordinador debe contener las instalaciones nuevas o modificadas encerradas por una nube, no obstante, el DUF que se requiere dentro de las fichas técnicas de los registros creados para el proyecto, debe venir actualizado y sin las nubes correspondientes.
	Interruptor de Poder.
	Transformador de poder de dos enrollados con cambiador de taps bajo carga.
	Conexión puesta a tierra.
	Resistencia de puesta a tierra.
	Fases Cortocircuitafas.
	Fases cortocircuitadas y puestas a tierra.
	Pararrayos sin contador de descargas.
	Pararrayos con contador de descargas.
	Condensador de acoplamiento.
	Transformador de potencial inductivo de dos devanados en el secundario.
	Transformador de potencial capacitivo de dos devanados en el secundario.
	Transformador de Potencial.
	Transformador de corriente
	Transformador de corriente tipo bushing.
	Protección: Dentro de los circuitos se deben especificar todas las funciones de protección activas con números de identificación.
	Bloque de Prueba
	Elemento motorizado.

2.2.2. Nomenclatura de Equipos

En este apartado se presenta la nomenclatura aceptada para representar los distintos equipos primarios dentro de un plano unilineal funcional.

Tabla 2.3: Continuación tabla con simbología recomendada por el CEN [15].

		Desconectador con puesta a tierra.
		Desconectador sin puesta a tierra.
		Desconectador de puesta a tierra motorizado.
		Reactor.
		Trampa de onda.
		Fibra óptica.
		Interruptor Termomagnético.

Interruptor de Poder

- **Interruptor de Línea:** El número usado para identificar al interruptor de poder es el 52 y para identificarlo dentro de un paño debe seguir la siguiente nomenclatura:

52	Letra	Nº Correlativo
	J	1
	J	2
	H	1
	H	2

Figura 2.10: Nomenclatura interruptor de línea [15].

- **Interruptor de seccionador de barra (S):** Se utiliza la letra "S" para denotar el paño seccionador de barra o para unir celdas, por lo que se utiliza la siguiente nomenclatura:

52	Letra	S	Nº Correlativo
	↓		↓
	J		1
	J		2
	C		1
	C		2

Figura 2.11: Nomenclatura para interruptor seccionador de barra [15].

- **Interruptor de Transferencia (R):** Para denotar el interruptor dentro de un paño de transferencia en configuraciones que posean dicha barra, se utiliza la letra "R" según se ve en la figura 2.12

52	Letra	R	Nº Correlativo
	↓		↓
	J		1
	J		2
	H		1
	H		2

Figura 2.12: Nomenclatura para interruptor de transferencia [15].

- **Interruptor de Transformador (T):** Para denotar el interruptor asociado a un transformador, se utiliza la nomenclatura mostrada en la figura 2.13:

52	Letra	Nº Correlativo
	↓	↓
	J	T1
	J	T2
	C	T3
	C	T4

Figura 2.13: Código de letras según niveles de tensión [15].

Desconectadores

Para identificar al desconectador se utiliza el número 89 y la nomenclatura exigida es la siguiente:

89	Paño	-	Nº Correlativo
	J1		1
	J2		2
	J3		3
	H1		1
	H2		T
	H3		3T

Figura 2.14: Nomenclatura para desconectadores [15]

Transformadores de Corriente

- **Transformador de corriente de paño:** Un TC de paño se denota con la nomenclatura de la figura 2.15, el número correlativo solo se ocupa cuando hay más de un TC en el mismo paño.

TC	Paño	-	Nº Correlativo
	J1		1
	H2		2
	E3		3
	C4		4

Figura 2.15: Nomenclatura para transformador de corriente de paño [15].

- **Transformador de corriente tipo bushing:** Para denotar los TC tipo bushing asociados a un transformador de poder, se debe incluir el nivel de tensión del enrollado asociado a dicho TC junto con el código de dicho transformador de poder como muestra la figura 2.16

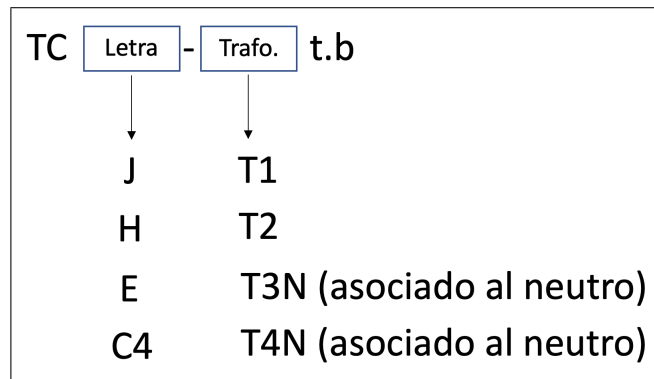


Figura 2.16: Nomenclatura para transformador de corriente tipo bushing [15].

Transformadores de Potencial

- **TP asociado a barras:** Se denota con el nivel de tensión y la barra asociada, como se ve en la figura 2.17.

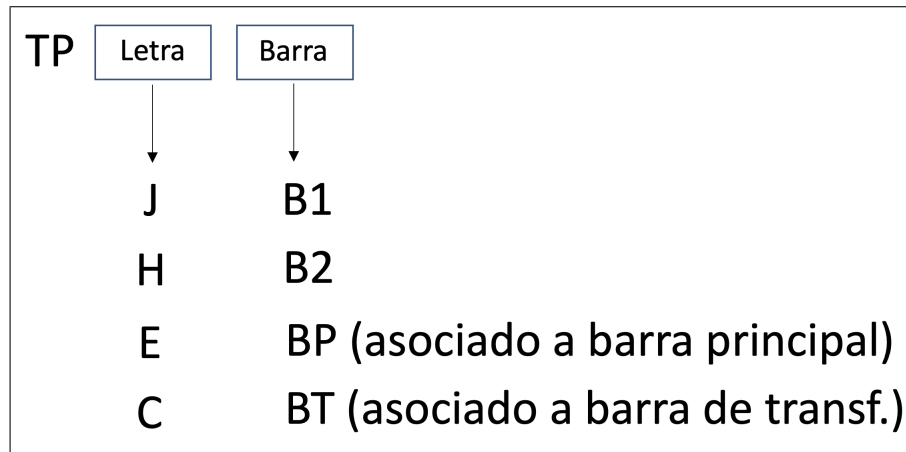


Figura 2.17: Nomenclatura para transformador de potencial de barra. [15]

- **TP asociado al paño:** Se denota con el código que representa el paño.

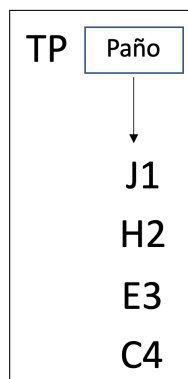


Figura 2.18: Nomenclatura para transformador de potencial de paño [15].

2.2.3. Requisitos mínimos para diagramas unilineales funcionales

Una vez definida la nomenclatura para representar los equipos primarios, se debe precisar la información relevante referente a estos equipos y que debe estar plasmada en el diagrama unilineal funcional definitivo de una instalación.

Barras de Conductor Flexible

Las barras de conductor flexible deben contar con la siguiente información dentro del plano unilineal y las figuras 2.19 y 2.20 muestran cómo se presenta esta información:

- Tensión Nominal
- Cantidad de conductores por fase
- Tipo de Conductor
- Sección del conductor
- Capacidad nominal de la barra (corriente o potencia) a temperatura de diseño del conductor, temperatura ambiente de 25°C y una velocidad de viento de 0,61 m/s.

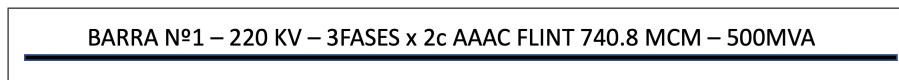


Figura 2.19: Barra de 2 conductores por fase de ejemplo para plano unilineal [15].

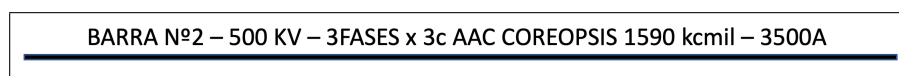


Figura 2.20: Barra de 3 conductores por fase de ejemplo para plano unilineal [15].

Transformadores de Corriente

Para los TC representados en un plano unilineal funcional, deben cumplirse las siguientes exigencias:

- Deben identificarse todos los núcleos asociados a cada TC de la forma N1, N2, N3....NN y deben indicarse las polaridades de entrada y salida (P1, P2) a modo de identificar por completo el TC, la figura 2.21 muestra un caso con 2 TCs conectados en serie de 2 y 3 núcleos respectivamente (izquierda), y de 1 TC de 5 núcleos (derecha)
- Debe indicarse el equipamiento conectado a cada núcleo y todo núcleo no utilizado debe estar cortocircuitado y puesto a tierra, tal y como se muestra en la figura 2.22
- Debe especificarse su relación de transformación, con todos los taps seleccionables y subrayando el tap seleccionado, además de especificar el *burden* y la clase de precisión por núcleo como muestra la figura 2.23

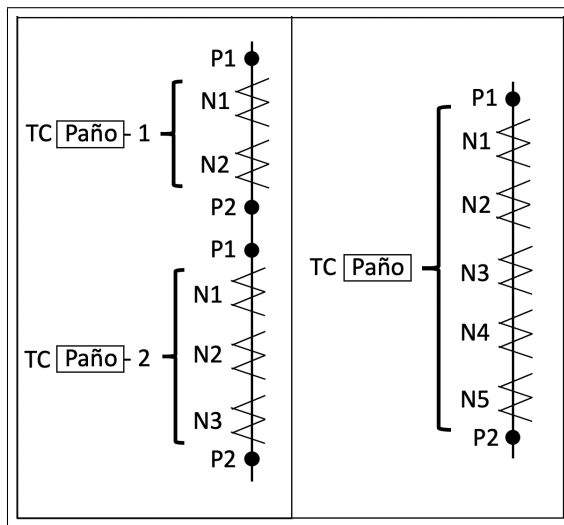


Figura 2.21: Ejemplo de nomenclatura de TCs con múltiples núcleos [15].

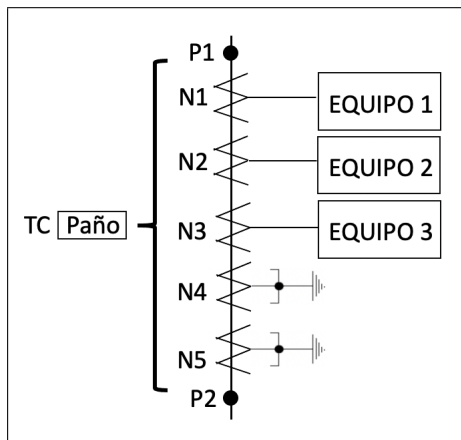


Figura 2.22: Ejemplo de núcleos con su respectivo equipo y sin utilizar [15].

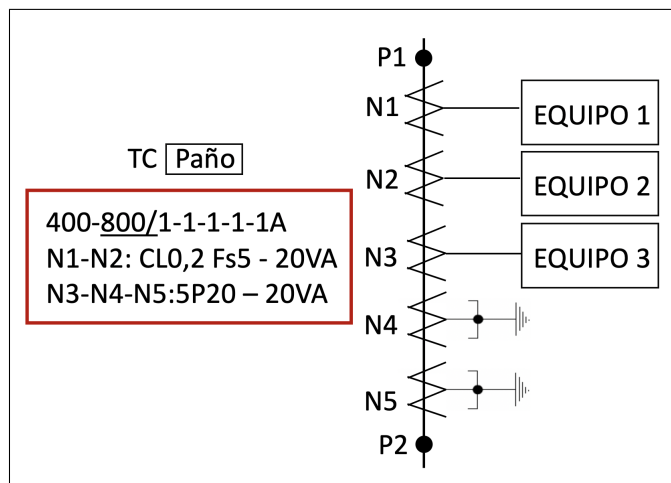


Figura 2.23: Ejemplo de toda la información mínima que debe tener un TC en un DUF [15].

Transformadores de Poder

La información que debe especificarse sobre el Transformador de Poder se resume como sigue:

- Razón de Transformación
- Cambiador de taps en vacío, con las siguientes especificaciones: enrollado que aplica (normalmente lado AT), número de pasos y el porcentaje de cambio por paso, normalmente 5 pasos con escalones de $\pm 2,5\%$ de la tensión nominal.
- En caso de poseer cambiador de tap bajo carga, se deberá especificar la existencia de este, por ejemplo: C.T.B.C.
- Sistema de refrigeración para cada etapa de Potencia: ONAN, ONAF1, ONAF2...
- $Z_{cc}\%$ (impedancia de cortocircuito), se debe indicar la potencia base correspondiente.
- Conexión bobinados del transformador (grupo vectorial): DY1, DY11... entre otras.
- Para transformadores con devanados en estrella aterrizada, se deben especificar todos los equipos asociados (Resistencia de Puesta a tierra, TC de neutro, protecciones 51N, etc.
- Transformadores de corriente tipo bushing, estos deben cumplir todas las exigencias descritas en el apartado de transformadores de corriente de la presente sección, además de especificar si los núcleos están asociados a 1 fase o a 3.
- Basic Impulse Level (BIL), da cuenta de la tensión máxima que soporta sin daños el transformador frente a una descarga atmosférica.

Protecciones

Para identificar las protecciones que actúan en los equipos se deben seguir las siguientes indicaciones:

- La simbología empleada debe corresponder a la nomenclatura NEMA que consiste en un juego de números que van del 1 al 99, donde cada número define a un tipo de relé o dispositivo eléctrico. Los más usados y conocidos son entre otros los siguientes: 51 (relé sobre corriente), 87 (relé diferencial), 27 (relé de baja tensión), 52 (interruptor de poder), 89 (desconectador), 25 (dispositivo de sincronización), 81 (relé de frecuencia)... etc.
- El número del relé se dibuja dentro de un círculo para denotar la función de protección y un rectángulo para denotar el dispositivo físico (ver figura 2.11). Lo que más se utiliza actualmente son las protecciones tipo "Multifunción", que consiste en que en un mismo dispositivo se incluyen varias funciones (relés) del tipo digital y que se programan o se activan aquellas que el sistema requiere. Estos dispositivos multifunción pueden ser para protección de generadores, protección de transformadores de poder, protección de barras y otras aplicaciones.
- Indicar marca y modelo
- Hacer la distinción entre sistema 1 y sistema 2 para el caso de protecciones de generador, línea y transformador de poder, y según el nivel de tensión.
- Diferenciar señales de entrada provenientes desde TC, TP, etc y señales de salida (operaciones sobre las bobinas de desenganche BD1/BD2 de los interruptores, etc).

Teleprotecciones

Para la representación de las teleprotecciones, se exigen las siguientes características:

- Para el caso de las protecciones de línea se deben identificar las señales de salida y recepción hacia las teleprotecciones, mostrando las funciones que aplican (85A, 85D, 85C) y aclarando si es por medio de OPGW (FO), Microondas (MMOO) u onda portadora (OPLAT).
- Se debe indicar la subestación remota (extremo opuesto) con la que se comunica.

Interruptores

Además de especificar las características técnicas nominales relevantes como tensión nominal, BIL, corriente nominal y de cortocircuito, también se deben identificar todas las señales que generan apertura, cierre y bloqueo sobre las bobinas de desenganche (BD1/BD2) y cierre del interruptor.

Desconectores

Las características mínimas que deben poseer los desconectores son las siguientes:

- Siempre cuando un desconector integre en su misma estructura (físicamente) una componente de puesta a tierra, entonces será de vital importancia señalar en la descripción de simbología del plano unilineal que es con puesta a tierra (C/Pat).
- Corriente Nominal.
- Para los desconectores de tipo fusible, se debe indicar el tipo de elemento fusible.

Equipos de Medida de Energía

Para los equipos de medida de energía, deben especificarse:

- Marca y modelo
- Conexión a los respectivos núcleos de medida, corriente y potencial.

Trampas de Onda

Para trampas de onda, deben identificarse los siguientes valores:

- Corriente Nominal
- Corriente de sobrecarga de corta duración [kA]
- Fases de Conexión.

2.3. Características Técnicas de Equipos Primarios de Patio

En la presente sección, se resumen las características principales de los equipos primarios, sus funciones y los valores nominales que deben cumplir bajo las exigencias mínimas del Coordinador, en particular el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión [11] y las normas internacionales según corresponda.

2.3.1. Exigencias generales de equipos primarios de patio

A continuación, se exponen las exigencias generales que deben cumplir los equipos primarios de patio de instalaciones eléctricas en Chile, los detalles de estas y otras exigencias se encuentra plasmado en [11].

- La clase de aislación deberá ser mayor a la tensión nominal del sistema, en al menos un 10 % para tensiones menores a 300 kV, y 5 % para tensiones mayores o iguales a 300 kV, esto a modo de incorporar las sobretensiones permitidas o tensiones de servicio que sean distintas del voltaje nominal.
- El nivel básico de aislamiento (BIL) debe ser el máximo de la clase de aislación según lo establecido en la NT y debe ser verificado por un *estudio de coordinación de aislación*. Para instalaciones emplazadas sobre los 1000 m.s.n.m se debe hacer una corrección al valor del BIL según los estándares IEC 60071-1 y 60071-2.
- La capacidad de un equipo primario que forme parte de una instalación de transmisión, como líneas y transformadores, no podrá limitar la capacidad de ésta, es decir, la corriente nominal del equipo debe ser superior o igual a la capacidad de la instalación, más la sobrecarga admisible.
- La capacidad de ruptura de los interruptores debe ser mayor que la corriente de cortocircuito esperada para la subestación, considerando todas las modificaciones que se realicen al sistema, ya sea por medio de los planes de expansión de la transmisión o las resoluciones de la Comisión que autoricen la ejecución de instalaciones de transmisión, u otras conexiones de inyección, transmisión o retiro.
- Las instalaciones deberán estar diseñadas y construidas de manera tal que, aun en el caso de desconexión de ciertos componentes, como consecuencia de averías, de revisiones o de reparaciones, el servicio pueda ser mantenido en aquellas partes o instalaciones que no están siendo intervenidas. Todo elemento intervenido que deba ser sometido a revisiones o reparaciones deberá quedar fuera de servicio y libre de tensión eléctrica, mediante equipos de corte visible.
- Para equipos híbridos, tipo GIS o equivalentes, el requerimiento de corte visible podrá ser sustituido por un enclavamiento mecánico con indicación que permita verificar la posición del elemento primario en estado abierto, cerrado o, en caso de que corresponda, puesto a tierra, además de incorporar los elementos necesarios para la extracción de los equipos que requieran ser intervenidos, todo esto en conformidad a lo establecido en la norma IEC 62271-1 u otra norma equivalente.
- Para efectos del diseño e instalación, se deberá considerar que el conjunto del equipo primario con su estructura de montaje y su fundación deberá cumplir con las exigencias sísmicas presentes en el anexo técnico de instalaciones de transmisión.

2.3.2. Transformadores de Poder

El transformador de poder es el equipo diseñado para conectar dos o más redes eléctricas de distinto nivel de tensión, pudiendo así aumentar ese nivel para el caso de Subestaciones conectados a una central generadora, o disminuirlo para el caso de SS/EE de distribución, de Transmisión Zonal o para cambiar el nivel de transmisión. Es el equipo primario de mayor costo y por ende se debe tener especial cuidado al momento de definir sus características

técnicas y el fabricante, ya que una falla o mal funcionamiento de este puede dejar fuera de servicio una instalación completa. La siguiente lista muestra las principales características técnicas de un transformador de poder:

- **Aislación del Transformador:** Para transformadores de poder de alta tensión el medio de aislación interna (parte activa) es aceite mineral. La aislación externa corresponde a porcelanas de AT denominadas "bushing" o pasa tapas.
- **Refrigeración del Transformador:** La refrigeración del transformador se logra por convección natural, flujo forzado de aire en radiadores y/o por circulación forzada del aceite aislante. El propósito del sistema de refrigeración es bajar la temperatura de los enrollados y núcleo del transformador cuando este opera a carga nominal o carga parcial. La elevación de temperatura aceptada para los bobinados es de 60 °C, la temperatura absoluta es la temperatura ambiente más la elevación de temperatura, ejemplo: $T_a=30\text{ °C} + 60\text{ °C}=90\text{ °C}$. Es importante que no se sobrepase la temperatura máxima de la aislación en su punto más caliente.

Los transformadores que cuenten con refrigeración forzada deben denotarlo usando la convención ONAN/ONAF/OFAF seguido de las potencias admisibles trabajando en cada configuración según sea el caso.

- **Grupo Vectorial de Conexión enrollados primario y secundario:** El transformador de poder, al tratarse de un equipo trifásico puede conectarse en delta o en estrella con/sin neutro aterrizado y al tratarse de un equipo con lado primario y secundario, existen múltiples combinaciones posibles de conexión las cuales pueden generar desfases entre valores primarios y secundarios. En términos prácticos, la configuración Ynd1 suele ser usada para transformadores conectados a un generador (para evitar la corriente de secuencia 0 en el generador ante una falla) y la conexión Dyn1 para Subestaciones de bajada. Para el caso de transformadores de poder que enmallan sistemas de transmisión de distintos niveles de tensión igual o mayor a 33 kV, se debe elegir una configuración que no genere desfases entre primario y secundario y en estos casos, generalmente hay un enrollado terciario que tiene su propia conexión y desfase.
- **Impedancia del Transformador:** Debido a los enrollados primarios, secundarios y/o terciarios del transformador, este posee una impedancia, la cual suele ser indicada como un porcentaje en por unidad y es obtenida a través de una prueba de corto circuito. La importancia de esta impedancia es que puede limitar los niveles de corto circuito en la subestación, por lo que el valor elegido para esta debe tomar en cuenta los niveles de corto circuito de la instalación a conectar.
- **Terciario de un transformador:** Un transformador puede contar con un enrollado terciario, el cual puede servir para alimentar los servicios auxiliares de la instalación, distribuir el flujo de la corriente de falla, ayudar a disminuir el desbalance en el primario del transformador, entre otros. Este enrollado terciario debe cumplir las mismas exigencias que aplican para enrollados primarios y secundarios.
- **Monofásico o Trifásico:** Los transformadores de poder pueden estar configurados de manera trifásica o mediante 3 transformadores monofásicos conectados externamente (banco de transformadores). En términos de desempeño no hay diferencias entre una opción u otra, en términos económicos un transformador trifásico puede costar un 15 % menos que un banco de transformadores equivalente [16]. En términos técnicos,

los transformadores trifásicos son notoriamente más grandes por lo que aumenta la dificultad de transporte al sitio, lo cual puede volverse incluso imposible para potencias muy grandes, teniendo que utilizar obligatoriamente bancos de transformadores. Por último, desde el punto de vista del espacio en la subestación, un banco de transformadores ocupa mayor espacio que un transformador trifásico de igual potencia.

- **Reservas:** Para subestaciones eléctricas pertenecientes al ST, los Coordinados que exploten transformadores de poder deberán disponer de transformadores de reserva, propios o de terceros, energizados o desenergizados, de manera tal que en caso de falla permanente de uno de los transformadores de la subestación que implique restricciones al suministro a Clientes Regulados, se pueda normalizar la operación de la subestación, antes de 96 horas contadas desde el inicio de la falla. Para el caso del uso de banco de transformadores, las unidades de reserva son monofásicas y deben contar con el equipamiento necesario para reemplazar a cualquiera de las otras unidades (desconectores, etc.).
- **Cambio de Tap Bajo Carga (CTBC):** A modo de tener un nivel de holgura en la tensión de operación de la subestación, deben incorporarse cambiadores de derivación bajo carga con sistemas automáticos de control.

En la figura 2.24 se muestra un transformador de poder trifásico de 80 MVA, 220 kV.

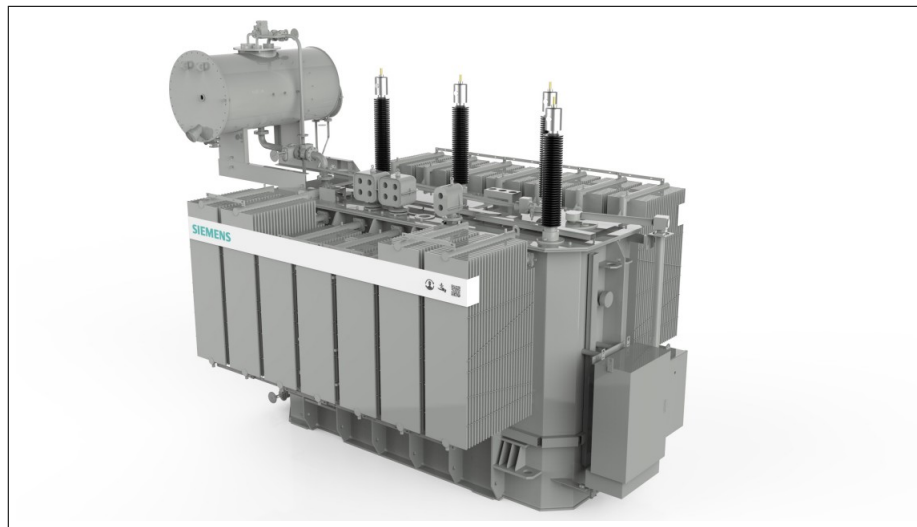


Figura 2.24: Transformador de Poder Trifásico [17]

2.3.3. Interruptor de Poder

El interruptor de poder (*circuit breaker* en inglés) es un equipo imprescindible en cualquier instalación de Alta Tensión ya sea AIS o GIS, este a través de un sistema mecánico de apertura y cierre es capaz de interrumpir tanto corrientes nominales como corrientes de corto circuito en una instalación bajo carga. Los interruptores por sí solos no son suficientes en una subestación, necesitan de otros equipos como Transformadores de Medida (TT. MM.), capaces de tomar muestras de manera continua de las variables primarias (V e I) y dispositivos electrónicos inteligentes como relés de protección capaces de analizar estas muestras y tomar decisiones de acción al interruptor. Estos equipos de manera conjunta son capaces de proteger líneas

aéreas, transformadores y otros equipos conectados a una instalación de transmisión. Además de activarse durante fallas, los interruptores de poder pueden ser activados para conectar equipos de compensación reactiva, poner o retirar de servicio instalaciones y mantenerlos abiertos cuando se realiza mantenimiento de estos equipos, en esta circunstancia además deben estar abiertos los desconectores y puestos a tierra.

Su principio de funcionamiento consiste en un sistema mecánico capaz de separar físicamente el contacto móvil del interruptor del contacto fijo, esta acción debe ser realizada con una alta velocidad de desplazamiento del contacto móvil, parámetro que determina el tiempo de apertura del interruptor (valor típico 60 milisegundos).

En tensiones menores a 245 kV se utiliza un resorte como medio físico que separa el contacto, una vez se acciona el resorte, este debe volver a cargarse para el cierre del contacto a través de un motor o de manera manual en caso de que haya una falla en el motor. Una vez se abre el interruptor, se forma un arco eléctrico entre los contactos, por esto se utiliza gas SF₆ como medio de extinción de arco, dadas sus excepcionales características eléctricas como ya se ha mencionado. Con respecto a la estructura donde el medio de interrupción se encuentra ubicado, los interruptores AIS pueden clasificarse en 2 tipos:

- **Interruptor tanque vivo:** El medio de interrupción (gas SF₆) se localiza en pequeñas cámaras de interrupción soportada sobre aisladores de porcelana u otro material aislante, tiene la ventaja de ser más económico y ocupar menor espacio que el tipo tanque muerto.
- **Interruptor tanque muerto:** El medio de interrupción consiste en un tanque efectivamente puesto a tierra a nivel de suelo y en cuya cubierta se encuentran aisladores de porcelana (bushing) en los cuales se hace la conexión con el resto de los equipos. Tiene la ventaja de que están hechos para instalar transformadores de corriente directamente en sus puntos de conexión (y reducir las dimensiones), además es de diseño más compacto y por ende tiene mejor desempeño sísmico que el de tanque vivo.

Para interruptores de poder, CEN exige el cumplimiento de la norma IEC 62271 u otra equivalente, para instalaciones con tensión nominal superior a 200 kV, los interruptores deben ser trifásicos con accionamiento monopolar (se debe poder operar cada fase de manera independiente) y debe poseer tres bobinas de operación: Dos para apertura y una para cierre de contactos. La segunda bobina de apertura actúa como respaldo de la primera, esto en caso de que falle la primera (bobina quemada). Además, debe verificarse que el Transient Recovery Voltage (TRV) y Rate of Rise of Recovery Voltage (RRRV) del sistema en el punto de instalación del interruptor sean menores que los soportados por el interruptor, esto a través de la norma IEC 62271-100 o equivalente, o bien, mediante demostración por ensayos tipo para los interruptores a emplearse. Si no se cumple la condición antes mencionada, pueden instalarse equipos que reduzcan los valores de TRV y RRRV como capacitores shunt o cambiar los interruptores para que sí cumplan con valores tolerables.

En las figuras números 2.25 y 2.26 se muestra un interruptor tipo estanque vivo y un interruptor tipo estanque muerto de 220 kV

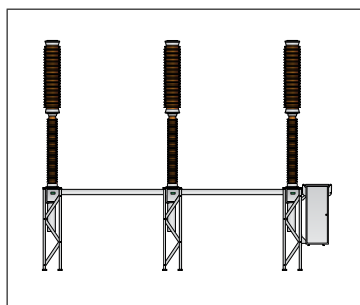


Figura 2.25: Interruptor de Tanque Vivo [18]



Figura 2.26: Interruptor de Tanque muerto [19].

2.3.4. Barras y Cables Desnudos

Se conoce como *Barra de Alta Tensión* al conjunto de conductores en disposición trifásica horizontal, a los cuales se conectan, directa o indirectamente, toda unidad generadora, salida/llegada de línea u otro equipo que requiera explotar la instalación de transmisión. Desde el punto de vista eléctrico, corresponde al nodo de la subestación y al momento de dimensionarlo se deben considerar diversos aspectos tales como:

- **Tipo de conductor:** Los conductores pueden ser del tipo *flexible* o *rígido*, sin embargo, por temas sísmicos, en Chile solo se permite el uso de conductores flexibles¹, el uso de conductores rígidos puede ser autorizado de manera excepcional, justificando su uso debidamente y previa autorización del CEN.
- **Material del conductor:** Usualmente se utiliza aluminio o aleaciones de aluminio (AAAC) y para su determinación debe tomarse en consideración los efectos que el ambiente tenga en el material (temperatura, viento, humedad, salinidad del aire, altura, etc..)
- **Sección del conductor:** La sección del conductor tiene directa relación con la corriente nominal y de cortocircuito de la subestación, valores que son obtenidas del respectivo *Estudio de flujos de potencia*.
- **Estudio de Capacidad de Barras:** Se debe realizar un estudio de capacidad de barras, en la cual se analizan distintos escenarios de falla y distintas configuraciones topológicas y se verifica que la corriente que fluya sobre los conductores no supere la corriente máxima por conductor.

Adicionalmente, la norma chilena exige que el valor máximo de gradiente superficial no supere el valor de gradiente crítico de 18,5 kV/cm en zonas con altitud hasta 1.000 msnm. teniendo que hacer correcciones para alturas mayores. Una ampliación en una subestación implica un cambio en los flujos de potencia, por lo que debe verificarse que las nuevas corrientes permanentes y de corto circuito no superen el 90% de la capacidad nominal de las barras, tomando como escenario de estudio aquel de máxima transferencia y en donde se genere la mayor distribución de corrientes en los conductores de barra.

¹ Artículo 35, Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

En las figuras números 2.27 y 2.28 se muestra una barra de 220 kV vista de frente y los conductores utilizados para implementar la barra, respectivamente (fase 1-2-3).

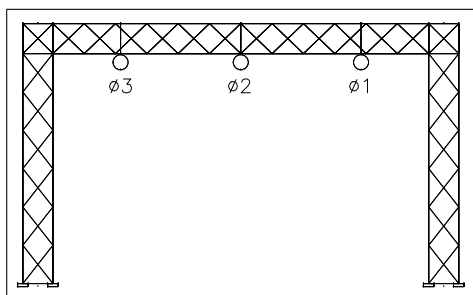


Figura 2.27: Marco de Barra 220 kV



Figura 2.28: Conductores Flexibles

Adicionalmente en las figuras 2.29 y 2.30 se aprecia la diferencia en dimensiones entre un marco de barras de 220 kV y uno de 500 kV.



Figura 2.29: Marco Barra 220 kV [20]



Figura 2.30: Marco Barra 500 kV

2.3.5. Desconectador

El desconectador es el equipo encargado de crear una separación física visible (en el caso AIS) entre 2 puntos de un circuito, para así separar físicamente dos o más secciones de un circuito de la subestación o bien para conectar una sección de este a tierra (desconectador de puesta a tierra). Una de las aplicaciones más características es la instalación de un desconectador aguas arriba y otro aguas abajo de un interruptor de poder AIS, esto para poder aislar al interruptor del resto de los equipos y poder realizar trabajos de mantenimiento.

Sus funciones en general incluyen aislar una sección de un circuito ya sea por falla o por mantenimiento, o en el caso de ciertas configuraciones cambiar el arreglo de circuitos. En el caso GIS la separación de circuitos se produce al interior de los módulos GIS mediante cuchillas seccionadoras. El diseño de un desconectador consiste en un material conductor de alta corriente (usualmente cuchillas o brazos conductores) soportado por un aislador de porcelana dotado de un mecanismo giratorio. Los aisladores de porcelana (total 2) están

montados sobre una base metálica que permite la acción de hacer rotar la porcelana sobre su eje y llevar los brazos o cuchillas a una posición abierta y/o cerrada. El mecanismo de accionamiento de los brazos o cuchillas puede ser motorizado, manual o ambas y según su función se pueden accionar los polos de manera independiente o simultánea. Además de la cuchilla destinada a conectar o desconectar una fase, el desconectador puede tener una cuchilla de puesta a tierra capaz de conectar a tierra el circuito en caso de mantenimientos o fallas.

Como todo equipo primario, este debe ser capaz de soportar la corriente nominal y la corriente de corto circuito por un corto periodo de tiempo, sin embargo los desconectadores no están diseñados para maniobrarse bajo carga o durante un corto circuito (esta función la cumple el interruptor) por lo que la diferencia de potencial entre sus terminales debe ser mínima para evitar la formación de arcos eléctricos y al estar abiertos, ambos terminales deben estar separados lo suficiente para evitar los ya mencionados arcos. Los tres polos de un desconectador de apertura central de 220 kV van montados sobre una misma estructura metálica de 2,25 metros de altura con su caja de control y maniobra adosada a la misma estructura soporte.

Los desconectadores tipo AIS pueden dividirse en cinco diseños diferentes según su sistema de apertura:

- **Desconectador de apertura central:** Consiste en 2 cuchillas montadas en cada extremo del circuito que se abren de manera simultánea. Este tipo de seccionadores son de un ancho considerable, dado que su apertura horizontal provoca que aumenten las distancias de seguridad y por ende el ancho de la subestación, también requieren de mantenimiento periódico por los esfuerzos mecánicos dada la disposición horizontal de las cuchillas o brazos. Son la tecnología más económica pero dadas las grandes distancias de seguridad no son recomendables para subestaciones de extra alta tensión.
- **Desconectador de rotación central:** Consiste en una cuchilla con un solo mecanismo de rotación en el centro del desconectador. Si bien es una solución más costosa que la anterior, tiene la ventaja de disminuir las distancias de seguridad dado que, en posición abierta, la cuchilla queda desenergizada, disminuyendo así las distancias de campo.
- **Desconectador pantógrafo:** Consiste en dos cuchillas con múltiples vértices las cuales al accionarse el mecanismo de operación se contraen o expanden en dirección vertical, conectándose o desconectándose a un circuito en un nivel mayor. Tiene la ventaja de que al ser de operación vertical reduce el ancho del paño, sin embargo el uso de distintos niveles en los circuitos implica estructuras más altas, además de que es una tecnología más costosa. Sin perjuicio de lo anterior, el uso de seccionador pantógrafo es recomendada para instalaciones de extra alta tensión.
- **Desconectador semi-pantógrafo:** En construcción y mecanismo de funcionamiento, es análogo al desconectador pantógrafo con la diferencia que se utiliza una cuchilla por fase en lugar de dos. Posee las mismas ventajas y desventajas anteriormente mencionadas para el desconectador pantógrafo, el uso de una cuchilla hace que sea una solución más económica pero que requiera de mayores mantenimientos que el caso anterior.
- **Desconectador pantógrafo horizontal:** Esta tecnología es similar a la del desconectador semi-pantógrafo pero su apertura es en dirección horizontal, al igual

que las otras tecnologías tipo pantógrafo, es recomendada para niveles de tensiones sobre los 245 kV para reducir el ancho de los paños.

Para subestaciones de 220 kV o menores no hay una exigencia constructiva sobre el tipo de desconectador a utilizar y se debe elegir la tecnología que cumpla técnicamente con las funciones antes descritas y que minimice el costo (generalmente el desconectador de apertura central es el más económico). Para subestaciones de 500 kV, el Coordinador exige desconectadores del tipo *pantógrafo vertical*, *semipantógrafo vertical u horizontal* y deberán tener mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal. También se exige que los desconectadores sean de accionamiento manual y motorizado y con mecanismo de accionamiento por polo para las cuchillas y/o brazos principales².

En las figuras números 2.31, 2.32, 2.33, 2.34 y 2.35 se muestran diferentes tipos de desconectadores de 220 kV.



Figura 2.31: Desconectador de apertura horizontal [21].

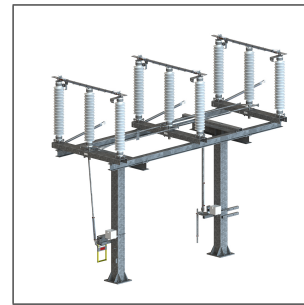


Figura 2.32: Desconectador de rotación central [21].



Figura 2.33: Desconectador Pantógrafo Vertical [21].

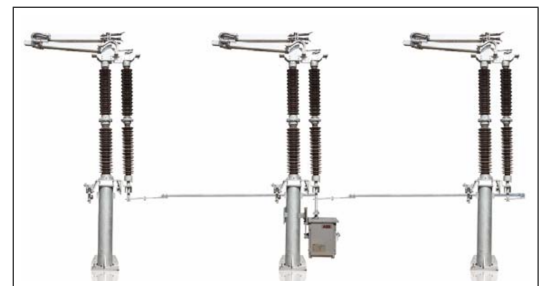


Figura 2.34: Desconectador semipantógrafo [21].

² Artículo 37 de [11]



Figura 2.35: Seccionador Pantógrafo Horizontal [21].

2.3.6. Transformador de Corriente

El Transformador de Corriente (TC) junto con el Transformador de Potencial (TP) componen los equipos denominados Transformadores de Medida (TT. MM.), su principio de funcionamiento es equivalente al de un transformador de poder y su principal función, como su nombre lo indica, es realizar mediciones a magnitudes eléctricas en la subestación. Esto se logra conectando su enrollado primario directamente al circuito al que se quiere medir la magnitud, luego en el enrollado secundario o terciario se obtiene el valor medido pero multiplicado por un factor reductor, de este modo la magnitud es apta para conectarse a un equipo electrónico inteligente como relés de protección, equipos de facturación, instrumentos de medida u otros.

El transformador de corriente se utiliza para medir la corriente en uno o varios circuitos de la instalación, este va conectado en serie con el circuito a medir y están diseñados de tal modo que los circuitos primarios y secundarios estén aislados entre sí, esto quiere decir que los equipos conectados al circuito secundario no deben alterar el valor de la corriente en el primario. Los TC van normalmente conectados en serie con un interruptor y en el caso de la configuración *Interruptor y Medio* deben haber 2 TCs por interruptor, uno conectado a cada lado. Al momento de elegir el equipo óptimo, se deben tomar en cuenta los siguientes factores y características:

- **Corriente Nominal:** El Coordinador exige que los TC deben ser capaces de soportar un 150% de la corriente nominal de manera permanente.
- **Razón de Transformación:** Corresponde a la razón entre el valor de la corriente primaria y secundaria, es decir que si se tiene una razón de 400/1 A, para un valor de 400 A en el enrollado primario, habrá 1 A en el enrollado secundario. El valor nominal de la corriente en el secundario está normalizado en 1A o 5A (Norma IEC), y las empresas que manufacturan relés de protección deben cumplir con dichos valores normalizados.
- **Núcleos:** Los TC pueden contar con varios núcleos, esto quiere decir que poseen múltiples devanados secundarios con sus propios núcleos y estos a su vez están enlazados a un único devanado primario. El propósito de esto es contar con múltiples mediciones independientes a modo de respaldo en el caso que uno de estos entregue una medición errónea. La Norma vigente exige al menos 2 núcleos de medida y 3 núcleos de protección, salvo excepciones como TC de Neutro u óptico. Los núcleos de medida son del tipo no

lineal (núcleo se satura con 5 veces la corriente nominal) y los núcleos de protecciones son lineales (núcleo se satura con un valor alto de corriente 20 veces corriente nominal)

- **Medio Aislante:** El medio aislante del TC puede ser de aceite, papel o gas.
- **Burden:** El "Burden" (no hay una traducción directa al español) se define como la carga máxima admisible en el secundario del TC con tal de que este funcione bajo sus características de diseño. Se mide en VA y su valor está normalizado entre los 5 VA y los 30 VA, correspondiendo siempre a valores múltiplos de 5.
- **Clase:** Define el propósito de un TC y su desempeño, para núcleos de protección, el coordinador exige TCs de clase 5P20 o mejor³, esto quiere decir que:
 - **5:** La medición en el TC tendrá hasta un 5% de error al alcanzar su límite de corriente.
 - **P:** Denota que el núcleo es de protección.
 - **20:** Este valor se refiere a que la corriente máxima que puede pasar por el secundario para que este mantenga la exactitud especificada es 20 veces la corriente nominal (núcleo lineal).

Para núcleos de medida, el Coordinador exige para facturación una clase de 0,2 y un $F_s=5$, esto quiere decir que:

- **0,2:** A corriente normal, el porcentaje de error de la medición debe ser a lo más 0,2%. Para el caso en que se deba realizar una suma de corrientes, el Coordinador exige clase 0,1. Para mediciones que no requieran una mayor precisión la clase del TC puede ser de 0,5%; 1,0% o 3%.
- **$F_s=5$:** Se conoce como el factor de seguridad que protege al equipo conectado en el secundario y denota que la corriente comienza a saturarse al alcanzar 5 veces su valor nominal.

En la figura número 2.36 se muestra un TC de 220 kV.



Figura 2.36: Transformador de Corriente [22]

³ Artículo 39, Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

2.3.7. Transformador de Potencial

Es el equipo análogo al transformador de corriente, su función es medir la tensión de operación de una subestación en un determinado punto. Se conectan en paralelo con la carga y el punto de conexión suele ser en las barras y en las salidas de línea para las protecciones de distancia de las líneas de transmisión.

Existen del tipo **capacitivo** e **inductivo**, siendo las de carácter inductivo las predominantes en tensiones hasta 220 kV, luego en el caso que la subestación cuente con un sistema de comunicación tipo OPLAT, se vuelve conveniente utilizar un TP tipo capacitivo en reemplazo del condensador de acoplamiento como elemento capacitivo para el filtro de altas frecuencias del sistema de comunicación.

Al momento de dimensionar el transformador de potencial adecuado para un proyecto dado, se deben determinar las siguientes características de diseño:

- **Razón de Transformación:** Corresponde a la razón entre la tensión primaria y secundaria del equipo.
- **Clase:** Se refiere al nivel de precisión de las mediciones realizadas por el TP. Para un núcleo destinado a monitoreo, la clase se define como un número que representa el porcentaje de precisión bajo una tensión de operación entre 80 % y 120 % de la tensión nominal. Por ejemplo un núcleo de clase 0.2 indica que el error de medición será a lo más de un 0.2 % dadas las condiciones descritas.

Para núcleos destinados a protección, se debe dar mayor énfasis a que se mantenga la exactitud bajo condiciones de falla, por lo que se introduce la letra "P" para definir que el núcleo es de protección y se le antepone un número que indica el porcentaje de error máximo de medición al operar a un 5 % de tensión nominal o mayor. Un núcleo del tipo 3P indica que el error antes mencionado no puede ser mayor a 3 %.

- **Burden:** Corresponde a la misma definición que la descrita para el transformador de corriente, es decir, la carga máxima admisible en el secundario con tal que se cumplan las condiciones de diseño antes mencionadas.
- **Capacitancia (Solo aplica para TP capacitivo):** Cuando se utiliza una comunicación OPLAT, se debe determinar la capacitancia del TP capacitivo necesaria para el filtro de altas frecuencias del sistema de comunicación, este valor dependerá de las frecuencias admisibles en el sistema de comunicación a utilizar.
- **Potencia Nominal (Solo aplica para TP cargable):** Corresponde a la potencia máxima en kVA que el TP cargable es capaz de transportar, se utiliza para la alimentación de los servicios auxiliares de la subestación y su descripción está en el párrafo siguiente.

El TP "cargable" es un tipo especial de transformador de potencial, denominado *transformador de potencial cargable o de servicios auxiliares*, este además de cumplir con las funciones antes descritas, son utilizados como fuente de alimentación de los servicios auxiliares de una subestación, siendo capaces de transportar potencia del orden de los kVA sin clase de precisión (ejemplo 100 kVA), por lo que presenta núcleos y bobinas más grandes que los TPs convencionales y requieren un dimensionamiento más detallado. Normalmente estos son monofásicos y deben conectarse en configuración estrella-estrella.

Finalmente cabe señalar que la normativa chilena exige que los transformadores de potencial soporten una sobre tensión del 120 % de manera permanente y de un 150 % durante 30 segundos. Por otro lado, el núcleo de medición para facturación debe ser de clase 0,2 y el núcleo de protección debe ser de clase 3P.

En la figura número 2.37 y 2.38 se muestra un TP inductivo y capacitivo de 220 kV y en la figura nro. 2.39 se muestra un TP para uso de alimentación de SSAA.



Figura 2.37: Transformador de Potencial Inductivo [23]



Figura 2.38: Transformador de Potencial Capacitivo [23].

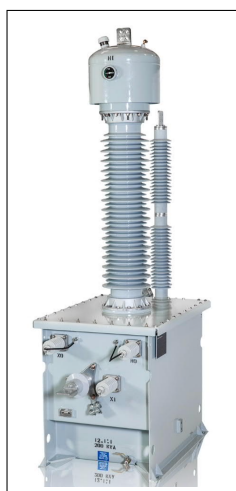


Figura 2.39: Transformador de Potencial Cargable [24]

2.3.8. Pararrayos

El pararrayos (*surge arrester* en inglés americano y *lightning arrester* en inglés británico) es el equipo encargado de limitar posibles sobretensiones en la subestación, estas pueden ser de 3 tipos:

- **Sobretensión por descarga atmosférica:** Ocurrida por el impacto directo de un rayo sobre un conductor de fase, son del orden de los microsegundos.

- **Sobretensión de maniobra:** Ocurrida por maniobras en la subestación como apertura/cierre de interruptores/desconectores, pueden ser del orden de los microsegundos o segundos, dependiendo de las características LC del circuito que se maniobra.
- **Sobretensión por fallas:** Ocurridas por sobrecorrientes durante fallas en una o varias fases del sistema (cortocircuito monofásico, bifásico, etc..). Son del orden de los milisegundos pudiendo llegar a los segundos.

Su principio de funcionamiento se basa en el uso de resistencias de metal-óxido de Zinc (MO) llamados "Varistores" conectadas en serie, estas tienen una característica no-lineal que hace que mientras la subestación opera a tensión nominal, su impedancia es alta y actúa como circuito abierto, por lo que no tiene influencia en el circuito primario.

Al presentarse uno de los 3 escenarios antes descritos, la sobre tensión generada en el sistema provoca un aumento proporcional en el voltaje fase-tierra del pararrayos, pero el carácter no lineal del MO provoca que al aumentar la tensión, su impedancia disminuya considerablemente, esto provoca que la corriente se descargue a través de los varistores del pararrayos hacia tierra, dejando un voltaje residual en sus terminales, este es conocido como el *nivel de protección del pararrayos* cuando se le aplica una corriente de descarga nominal.

En la figura 2.40 se muestra una simulación del comportamiento V-I de un pararrayos de metal-óxido. La especificación del pararrayos debe considerar lo siguiente: el margen de

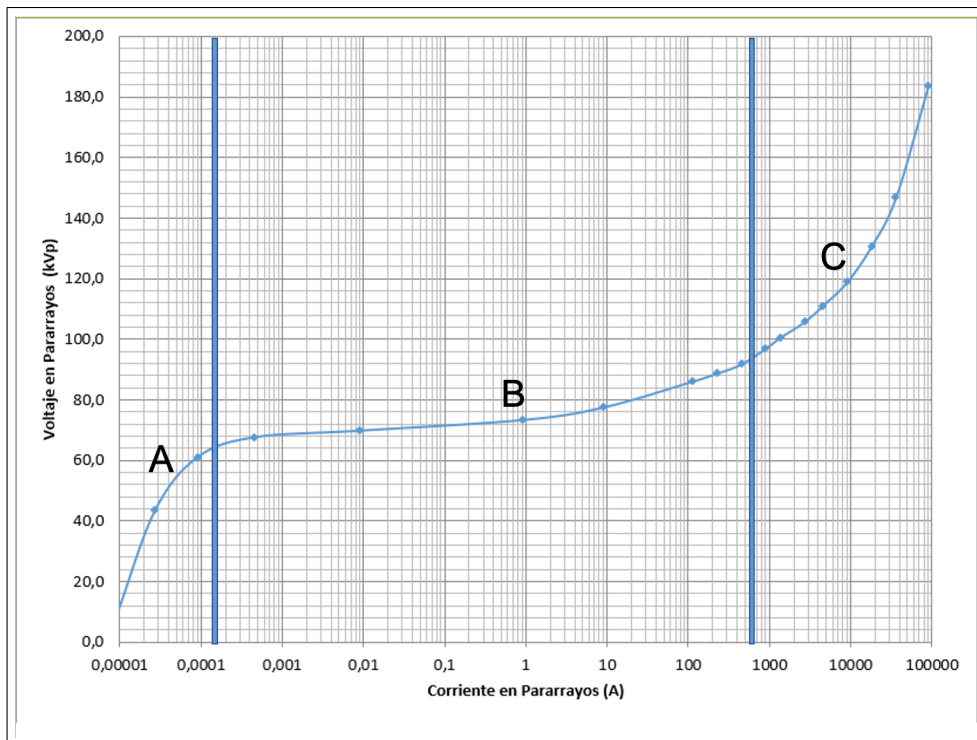


Figura 2.40: Curva característica voltaje-corriente de un pararrayos MO de Alta Tensión, la zona A se conoce como zona de baja corriente, la zona B corresponde a la zona de ruptura y la zona C la zona de alta corriente.

protección del pararrayos, el cual se define con el correspondiente *estudio de coordinación*

de *aislación* de la subestación y la distancia "L" entre el pararrayos y el equipo a proteger, el cual dependerá del nivel de protección de fábrica del pararrayos y del voltaje residual admitido según la fórmula:

$$U_{rp} = U_{pl} + 2 \cdot S \cdot \frac{L}{c} [kVp] \quad (2.1)$$

Donde:

- U_{rp} = Tensión residual en el equipo a proteger [kVp]
- U_{pl} = Nivel de protección del pararrayos [kVp]
- $S = 125 \frac{kV}{\mu s}$ (Pendiente de onda de rayo)
- $c = 300 \frac{m}{\mu s}$ (Velocidad de la luz)
- L = Distancia entre pararrayos y equipo a proteger [m]
- $t = \frac{L}{c}$ (Tiempo de recorrido de la onda de rayo.)

Para la instalación de pararrayos de Alta Tensión en Chile, debe cumplirse la norma IEC 60099-4 o equivalente.

Los pararrayos del tipo óxido de zinc sin chispero, deben incluir una base aislante en cada apoyo y un contador de descargas, los pararrayos son equipos monofásicos y deben ser instalados en cada una de las tres fases del sistema eléctrico en la ubicación que otorgue un margen de seguridad igual o mejor que un 30 %.

El margen de protección (M.G.) de un pararrayos está dado por la siguiente fórmula:

$$M.G. = \frac{(BIL - V_{residual})}{V_{residual}} \cdot 100 [\%] \quad (2.2)$$

Donde:

- BIL = Basic Impulse Level (Nivel Básico de Impulso kV cresta).
- $V_{residual}$ = Voltaje del pararrayos fase-neutro durante la descarga a tierra [kV].

Cabe destacar que existen pararrayos del tipo GIS, no obstante en subestaciones de 220 kV se utilizan normalmente pararrayos tipo AIS dado que la mayoría de las conexiones son a líneas aéreas. Sin embargo si el proyecto es en caverna conviene utilizar pararrayos tipo GIS conectados a cables de 220 kV. Es importante que el bobinado de alta tensión (220 kV) de un Transformador de Poder tenga una protección mediante pararrayos tipo AIS, con un nivel de protección de un 30 % o mayor.

En la figura número 2.41 y 2.42 se muestra un Pararrayos AIS y GIS de 220 kV.



Figura 2.41: Pararrayos AIS con anillo anti-corona [25].



Figura 2.42: Pararrayos GIS [26].

2.3.9. Trampa de Onda

Para el correcto funcionamiento coordinado de un sistema eléctrico de potencia, debe haber comunicación entre subestaciones aledañas para enviar señales tales como señales de voz o señales de control. Una forma de lograr este sistema de comunicación es utilizando las líneas de transmisión que conectan ambas instalaciones a través de un sistema OPLAT. Para lograr esta comunicación, debe haber un *filtro pasa bajo* en la salida/llegada de línea capaz de filtrar las ondas de alta frecuencia para que no generen interferencia en los equipos de patio.

Para construir este filtro pasa bajo se utiliza una *trampa de onda* como elemento inductivo y un *condensador de acoplamiento* como elemento capacitivo. La trampa de onda consta de una bobina, un pararrayos y un equipo de sintonización capaz de sintonizar una o varias frecuencias de comunicación. La trampa de onda va conectada en serie con la línea de transmisión y se puede montar de diversas formas, sin embargo en Chile se exige que las trampas de onda sean del tipo suspendida en marcos de línea, con 2 o 3 cadenas de aisladores, montadas en el conductor de línea o montadas en fundaciones exclusivas.

Las trampas de onda deben ser diseñadas para soportar la corriente nominal y de cortocircuito de la línea a la cual está conectada, también se deben definir los parámetros referentes al canal de comunicación como frecuencia de corte, ancho de banda y ajustabilidad, estos dependen del sistema al cual se está conectando y se determina en un *estudio modal y de frecuencias*. Por último cabe recalcar que otros sistemas de comunicación pueden usarse en reemplazo de un sistema OPLAT, tales como un sistema de fibra óptica ubicado en el núcleo del cable de guardia o un enlace de microondas.

En la figura nro. 2.43 se muestra una trampa de onda conectada a una línea de 22 kV.



Figura 2.43: Trampa de onda montada sobre aislador [27].

2.3.10. Condensador de Acoplamiento

Este equipo es un TP que actúa como elemento capacitivo capaz de filtrar las altas frecuencias del sistema de comunicación OPLAT, se conecta en paralelo con la línea de transmisión y los valores de diseño a determinar es la capacitancia del condensador y la tensión de operación, la cual debe cumplir con las exigencias generales de equipos primarios.

En la figura nro. 2.44 se muestra un TP tipo Condensador de acoplamiento

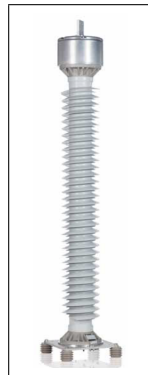


Figura 2.44: Condensador de Acoplamiento [23].

2.3.11. Aislador de Pedestal

Es una estructura esbelta de material aislante como vidrio o porcelana montada sobre una estructura metálica de 2,2 metros de altura y actúa funciona como soporte para conductores flexibles en caso de que la distancia entre los puntos de conexión de equipos sea muy larga

y no se cumpla con las distancias de seguridad necesarias. Este equipo debe ser capaz de mantener su propiedad aislante bajo las condiciones ambientales de diseño y la principal variable de diseño es la tensión que debe soportar, tanto a frecuencia nominal como tensión de impulso y por maniobras. Además el aislador de pedestal debe ser dimensionado para soportar esfuerzos mecánicos ocasionados por corto circuitos o por factores externos como viento, nieve, agua lluvia o sismos.

En la figura nro. 2.45 y 2.46 se muestra un aislador soporte de 220 kV.



Figura 2.45: Aislador soporte

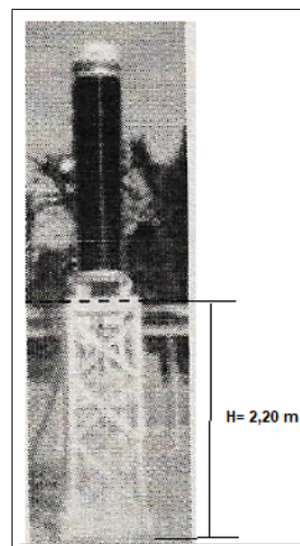


Figura 2.46: Aislador montado sobre estructura

2.3.12. Terminales de conexión GIS

Para realizar la conexión entre un módulo GIS y un elemento externo hay principalmente 3 posibilidades las cuales corresponden a:

- **Bushing Gas to Air:** Cuando se desea conectar una subestación GIS a un elemento aislado en aire (salida/llegada de línea, pararrayos, transformador, trampa de onda) se utiliza un *Bushing Gas to Air*, estos son estructuras de porcelana y aisladas interiormente en gas SF_6 , de carácter ligero y diseñadas para poder instalarse en cualquier disposición, sin embargo por motivos sísmicos, en Chile suelen instalarse de manera vertical, tal como se ve en la figura 2.70. La figura 2.47 muestra el esquema de un *Bushing gas-to-air*.

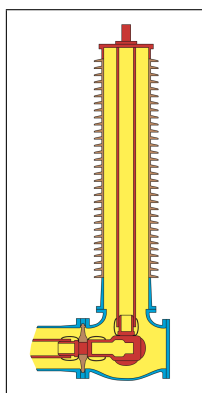


Figura 2.47: Bushing gas-to-air [13].

- **Interfaz SF_6 /cable:** Una forma de aprovechar aún más el ahorro de espacio que supone una subestación tipo GIS es realizando una conexión a través de un cable de Alta Tensión subterráneo de aislación sólida XLPE, esta conexión se realiza por medio de una *interface SF_6 /cable*. Este consiste en un encoframiento metálico con gas SF_6 en su interior, el conductor y una estructura de soporte cónica por la cual se lleva a cabo la conexión. La figura 2.48 muestra un ejemplo de dicha interfaz.

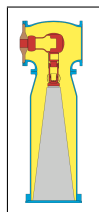


Figura 2.48: Interfaz SF_6 /Cable con aislación seca (XLPE) [13].

- **Interfaz SF_6 /aceite transformador de poder:** Una alternativa para conectar un transformador de poder a un módulo GIS es a través de una *Interfaz SF_6 /Transformador*, la cual en construcción es similar a la interfaz para cables de alta tensión, como se nota en la figura 2.49. Debe recalcar que si se desea utilizar esta conexión puede agregarse un *pararrayos GIS*, el cual a lo largo del texto no ha sido considerado como parte de un módulo GIS.

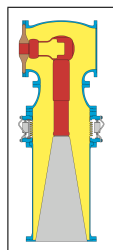


Figura 2.49: Interfaz SF_6 /Transformador de poder [13].

Para las conexiones AIS se utilizan los equipos denominados "Bushing" o aisladores "pasa tapas" o "pasa muros" según corresponda, (aire/aceite o aire/aire). El caso más característico

son los bushing AT de un transformador de poder que permiten conectar el bobinado del lado AT del transformador a un conductor aéreo (AAAC).

En la figura 2.50 siguiente se muestra el montaje de un bushing de 220 kV en la torreta de un transformador de poder (bushing aire/aceite) y en la figura 2.51 un bushing tipo pasa muros (aire/aire).



Figura 2.50: Bushing 220 kV [28].



Figura 2.51: Bushing pasa muro aire/aire [28].

2.4. Planos de Disposición física de equipos de patio

La disposición física de equipos de patio contempla la forma en que los equipos primarios se encuentran ordenados físicamente y conectados entre sí para cumplir con lo dispuesto en el plano unilineal de la subestación. Todos los equipos mostrados en el plano unilineal deben estar debidamente dispuestos físicamente en el respectivo plano de disposición sin que falten ni sobren equipos y sus conexiones respectivas (cables, tendido aéreo, subterráneo, etc.). La disposición final de los equipos queda definida por los siguientes parámetros:

- Diagrama Unilineal
- Disposición típica de equipos de patio
- Distancias mínimas de seguridad dados los niveles de tensión.
- Área disponible para emplazar la instalación, incluyendo acceso y disposición de líneas de transmisión.

Se deben generar tanto planos de disposición con una vista en planta de la subestación (que corresponde a una vista desde arriba) como planos con vistas en corte o vistas en elevación que corresponde a una vista lateral de la subestación. En la vista en planta se deben mostrar con línea segmentada cuales son los cortes de la vista en elevación.

Los planos de disposición deben indicar en forma precisa (al mm) la distancia de separación entre equipos, la altura y la forma de conexión entre equipos.

Cabe hacer notar que en el presente trabajo se utilizará tanto en las barras (simple barra, doble barra, barra de transferencia, etc..) como en la interconexión de equipos un conductor del tipo "flexible" (no rígidos), esto porque la norma chilena solo permite el uso de este tipo de conductores por motivo sísmico, siendo el conductor rígido o tipo barra permitido solo en casos excepcionales en que se presente una justificación clara y aprobada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

2.4.1. Planos de Disposición Subestaciones AIS

A continuación se muestran esquemas con la disposición en elevación (o vista en corte) clásica de paños AIS conectados a salidas/llegadas de líneas para el caso de diferentes configuraciones de barras y conexiones entre equipos con conductor flexible, llamados "chicotes flexibles".

Lo importante es que la conexión entre equipos (chicotes) tenga "holguras" suficientes de tal forma que en caso de acciones sísmicas no se produzca un efecto "tirón" o "látigo" entre equipos que dañe o destruya las porcelanas, en ningún caso la conexión puede ser tipo "tirante" sin la holgura necesaria. Este aspecto de diseño se desarrollará en el capítulo 2, subsección 9 de *Consideraciones de Diseño Anti-sísmico*.

Las figuras 2.52, 2.53, 2.54 y 2.55 muestran una vista en elevación (corte) de los paños y barras de transferencia y seccionadores de barras para las configuraciones que las posean.

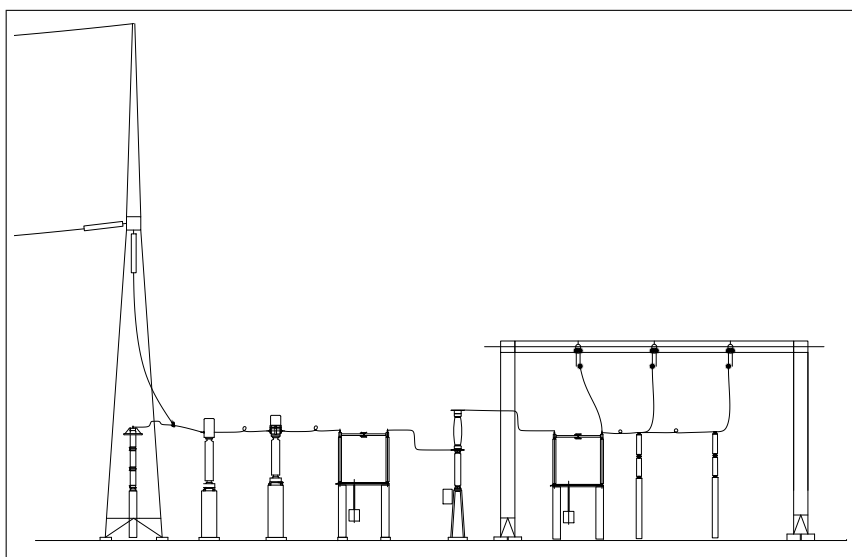


Figura 2.52: Vista lateral configuración clásica Barra Simple

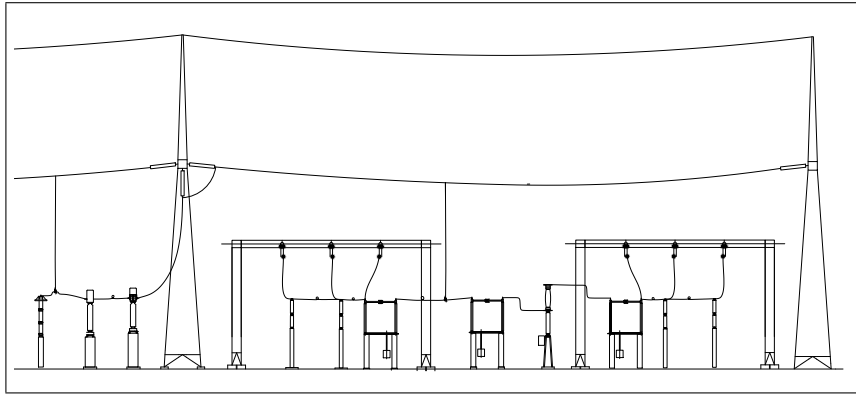


Figura 2.53: Vista lateral configuración clásica Barra Simple + Transferencia AIS.

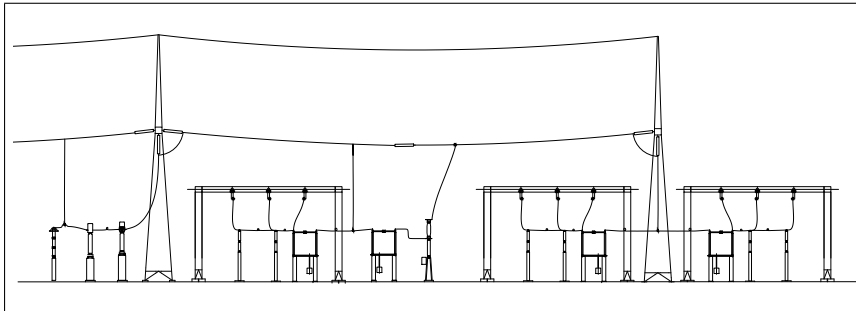


Figura 2.54: Vista lateral configuración clásica Barra Doble + Transferencia AIS

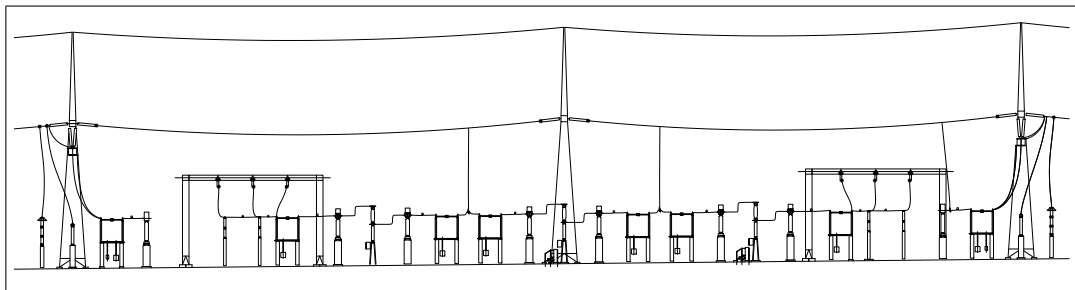


Figura 2.55: Disposición Lateral configuración Interruptor y Medio AIS

Las figuras 2.56, 2.57, 2.58 y 2.59 muestran los paños de transferencia y seccionadores de barras para las configuraciones que las posean.

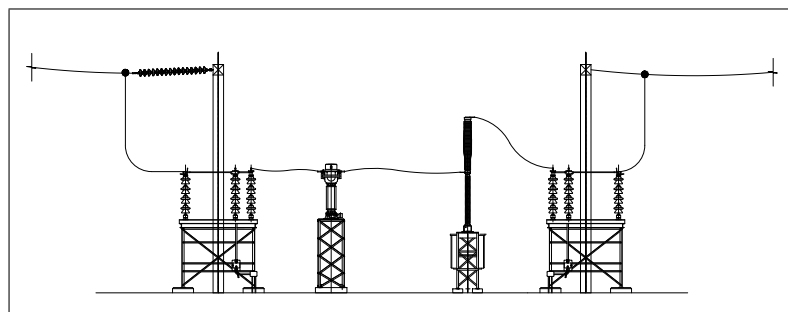


Figura 2.56: Vista lateral paño seccionador de barra

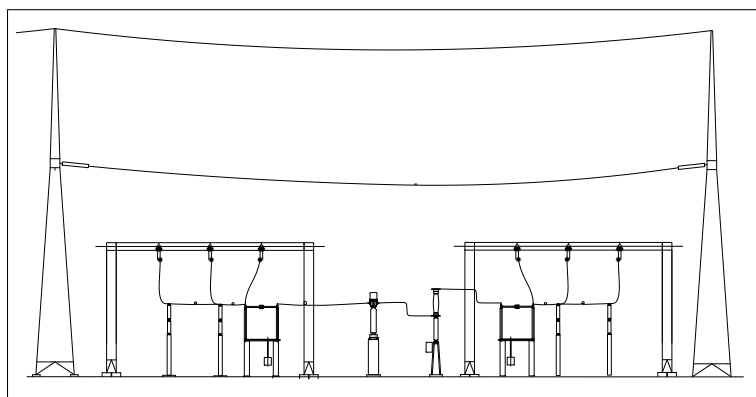


Figura 2.57: Vista lateral paño de transferencia.

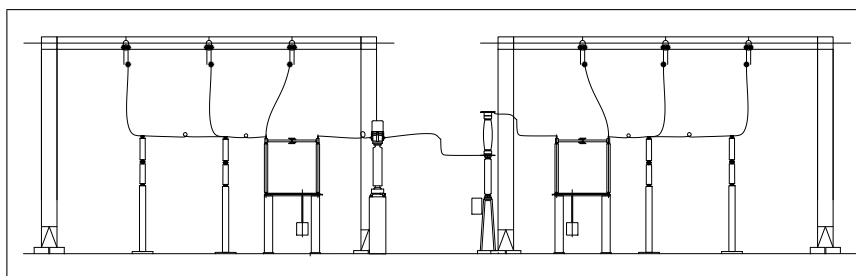


Figura 2.58: Vista lateral paño acoplador de barras.

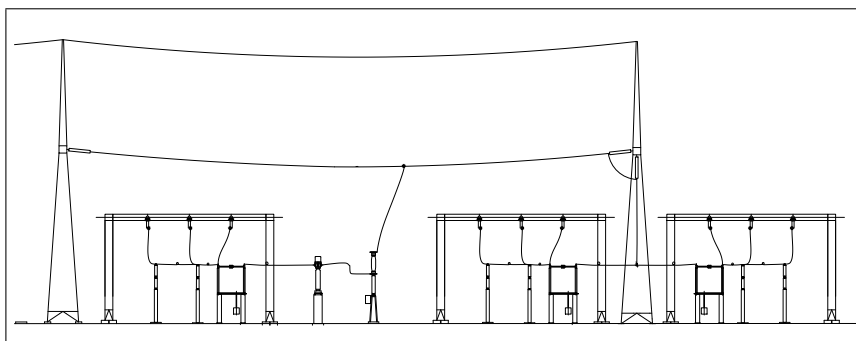


Figura 2.59: Vista lateral paño transferencia de configuración doble barra + transferencia

Para efectos del presente trabajo se omitió la disposición de las configuraciones doble barra, doble barra + doble interruptor y configuración anillo, esto debido a su poca representatividad en el sistema de transmisión chileno.

Además se omitió indicar en las diferentes vistas las dimensiones de cada configuración y las distancias entre equipos ya que ellas se pueden obtener de la planilla MACROS y del Anexo 2 "Plano de disposición Subestación AIS vista en planta" adjunto al presente trabajo.

2.4.2. Planos de Disposición Subestación GIS

Para los planos de disposición GIS aplica lo señalado para las subestaciones AIS en particular lo siguiente: Todos los equipos GIS mostrados en el plano unilínea deben estar debidamente dispuestos físicamente en el respectivo plano de disposición sin que falten ni

sobren equipos y sus conexiones respectivas (cables, tendido aéreo, subterráneo, etc.). La disposición final de los equipos queda definida por los siguientes parámetros:

- Diagrama Unilineal.
- Disposición típica de equipos de patios con módulos GIS.
- Distancias mínimas de seguridad dados los niveles de tensión.
- Área disponible para emplazar la instalación, incluyendo acceso y disposición de líneas de transmisión.

Como ya se mencionó en la sección 2.3.12, los módulos GIS pueden ser conectados tanto a equipos AIS como a cables de poder y a otros módulos GIS/GIC. En la figura 2.60 siguiente se muestra una vista en elevación de una conexión de un módulo GIS a una salida/llegada de línea mediante ductos GIC. Otras configuraciones GIS se pueden obtener de la planilla

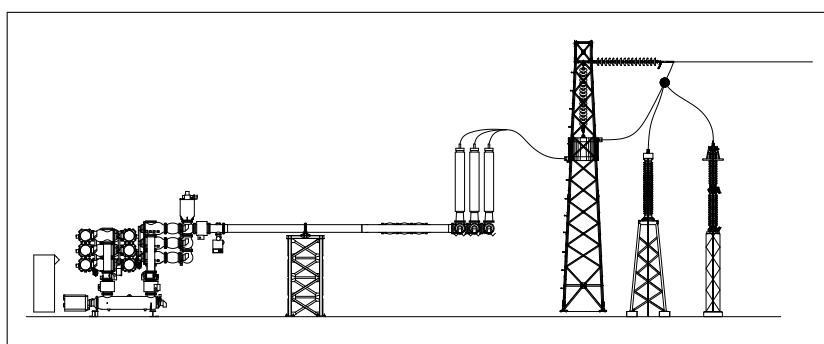


Figura 2.60: Disposición en elevación paño GIS/GIC barra doble conectado a línea aérea.

MACROS adjunta al presente trabajo, como así mismo sus vistas en planta. Además, en el ANEXO 5 “Plano de disposición Subestación GIS vista en planta” se pueden visualizar las distancias entre equipos y sus tamaños.

2.5. Conexión aérea de equipos de patio

Las conexiones aéreas de equipos de patio en Chile deben realizarse exclusivamente con *barra flexible* y *conductor flexible*, ya que como se mencionó en la sección 2.3.4, solo están permitidos estos tipos de conductores de alta tensión salvo excepciones debidamente justificadas por motivos sísmicos. En la presente sección se presentan las formas de conexión denominadas “holguras” entre equipos de patio y entre un equipo de patio y una barra de 220 kV.

2.5.1. Conexión entre equipos de patio AIS

El uso de conductor flexible para la interconexión de equipos de patio se debe a que, durante un movimiento sísmico ocurren desplazamientos entre los puntos de conexión de los equipos y si no se deja la holgura suficiente, se puede generar rotura de los aisladores de los equipos o hasta el colapso de estos debido a un efecto tirón del conductor.

Debido a esto y tomando en cuenta que Chile es un país de alta actividad sísmica, el dimensionamiento del largo de los conductores que interconectan los equipos primarios debe

ser correctamente calculado a modo de que tengan la suficiente holgura y flexibilidad para soportar sin daños desplazamientos relativos entre los puntos de conexión de equipo primarios durante actividad sísmica.

Además del largo del conductor, se debe determinar la geometría que este adoptará, dado que distintas geometrías presentan distintos modos de oscilaciones y distintos esfuerzos mecánicos.

A continuación se presenta una metodología para determinar el largo y geometría del conductor, basándose en la norma IEEE 693-2005. Cabe aclarar que para el uso de esta metodología se recomienda el uso de conductores de aluminio puro.

- **Cálculo de distancia mínima de seguridad entre equipos de patio:** Se determina la distancia mínima de seguridad entre partes energizadas de los equipos que se conectarán, esto se abordará en detalle en la sección 2.8.
- **Cálculo de desplazamiento de equipos de patio:** Se debe calcular el desplazamiento de los equipos involucrados ante movimientos sísmicos. Este desplazamiento depende de cada equipo y de su *frecuencia de oscilación*, en la sección 2.9 se abarca este tema más en detalle.
- **Elegir geometría del conductor:** Al utilizar un conductor más largo que la distancia de separación entre los equipos inevitablemente el conductor comenzará a curvarse. La forma en que este se curva va a influir en la fuerza necesaria para estirar y contraer el conductor. La norma IEEE 693-1997 recomienda las configuraciones mostradas en la figura 2.61.

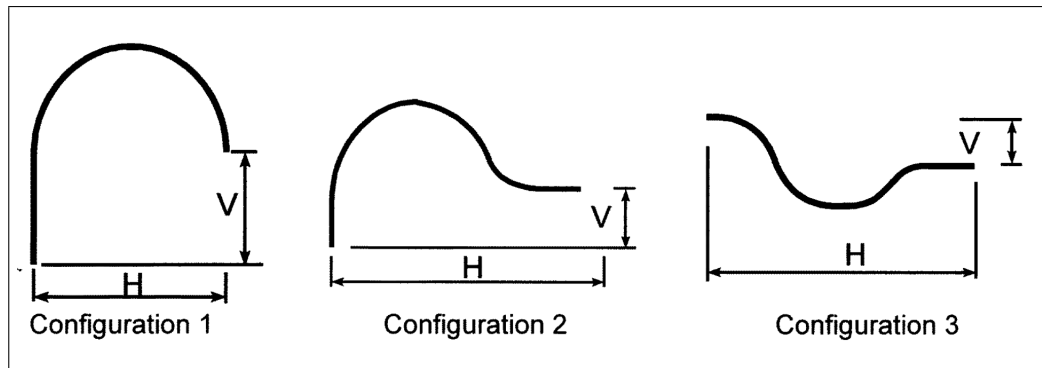


Figura 2.61: Configuraciones recomendadas para conductores flexibles [29].

- **Cálculo del largo del conductor:** El largo final del conductor para la interconexión de equipos se calcula de la siguiente manera [29].

$$L_0 = L_1 + e_0 + L_2 \quad (2.3)$$

Donde:

- L_0 es el largo total del conductor.
- L_1 es la línea recta entre los puntos de conexión de cada equipo.
- L_2 es la suma de los desplazamientos de ambos equipos multiplicado por un factor de 1,5

- e_0 es la elongación sufrida por el tipo de geometría del conductor.

Se debe tener cuidado de no sobredimensionar el largo de los conductores, ya que a mayor largo aumentan las oscilaciones en dirección perpendicular al conductor, lo que a su vez puede provocar una violación a las distancias de seguridad, y en el peor de los casos un cortocircuito por contacto de fases durante un sismo.

Una de las configuraciones más utilizadas en subestación de alta tensión es la mostrada en la figura 2.61 denominada "Configuration 3". Esta configuración otorga una holgura suficiente en el caso de equipos primarios conectados en forma contigua, la figura 2.62 muestra conexiones entre interruptores y desconectores dejando holguras de chicotes utilizando la geometría mostrada en la configuración 3.



Figura 2.62: Holguras de chicotes entre Interruptores y Desconectores.

En el caso de utilizar conductores de aleación de aluminio se deben tomar mayores consideraciones dado que estos materiales son de mayor rigidez, más detalles sobre diseño sísmico de subestaciones en general se presentan en la sección 2.9.

2.5.2. Conexión a barras

Las recomendaciones presentadas en la sección 2.5.1 aplican de igual manera para la conexión entre desconector(es) y barra(s) o bien para la conexión directa de un equipo primario cualquiera a barras.

A continuación se muestran 4 casos que representan las conexiones típicas según el tipo de desconector y si se trata de barra simple o doble, teniendo siempre en consideración el uso exclusivo de conductores y barras flexibles.

- **Caso 1:** Conexión entre un desconector de apertura horizontal y una barra de 220 kV, esta conexión se realiza como mostrado en la figura 2.63. Se observa que el desconector se ubica próximo a la fase 1 y parte de él queda bajo la zona de barras. Esto evita el uso de aisladores de pedestal como soporte de los chicotes y otorga holguras sísmicas suficientes.

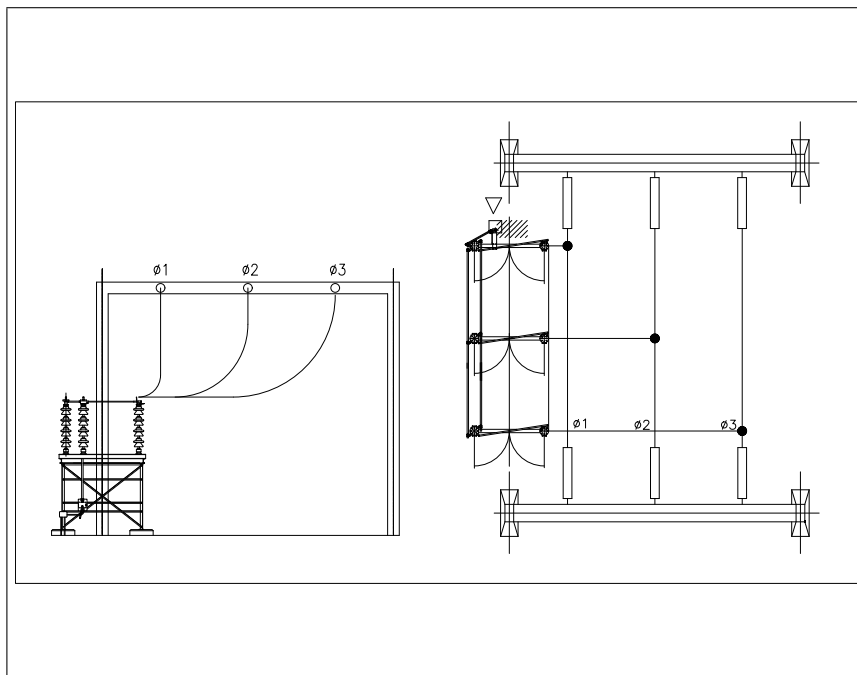


Figura 2.63: Conexión desconectador horizontal con barra flexible, vista en planta y en corte.

- **Caso 2:** Conexión entre un desconectador pantógrafo y una barra de conductor flexible. Esta conexión se realiza como se muestra en la figura 2.64. Se observa que el desconectador pantógrafo se ubica justo bajo cada una de las fases de barra. Con esto se aprovecha el espacio disponible bajo las tres fases de barras.

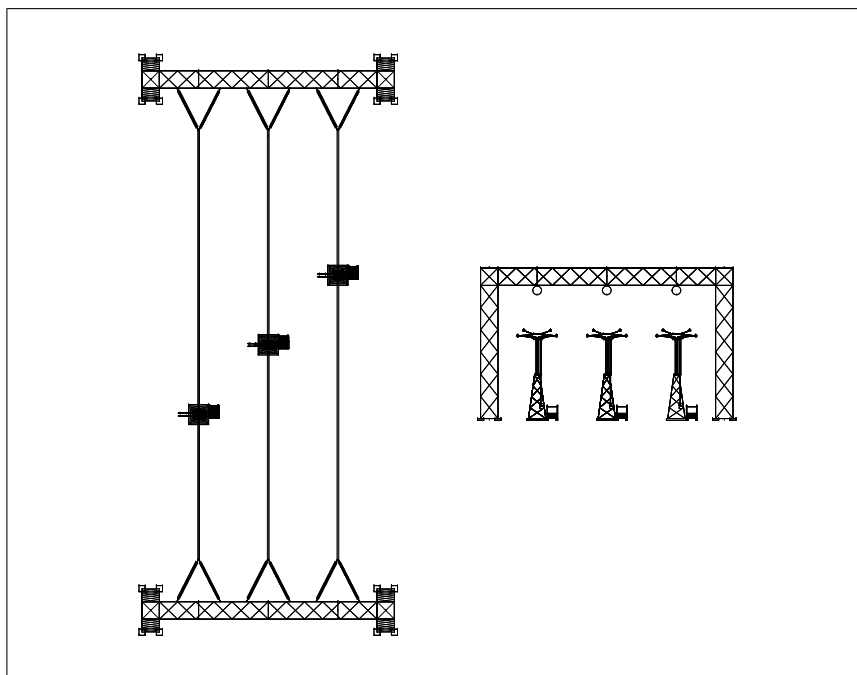


Figura 2.64: Conexión seccionador pantógrafo con barra flexible, vista en planta y en corte.

- **Caso 3:** Conexión de 2 barras con desconectores del tipo horizontal. En la figura 2.65 se muestra la conexión y ubicación de los desconectores. Esta conexión es utilizada para conductores y barras flexibles en subestaciones de 220 kV.

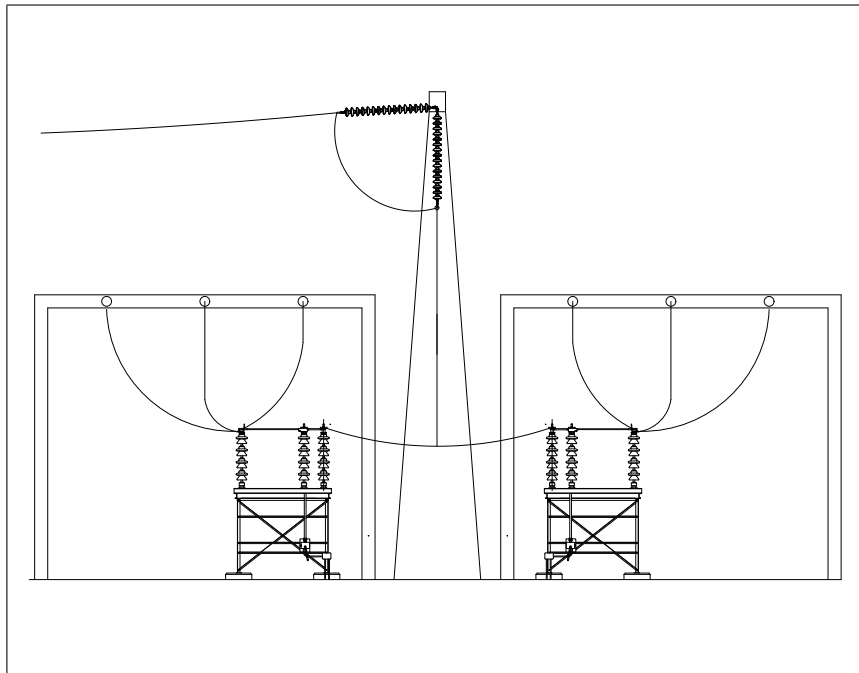


Figura 2.65: Conexión clásica de desconector con doble barra.

- **Caso 4:** Conexión desconectores del tipo pantógrafo a dos barras: En la figura 2.66 se muestra la ubicación de los desconectores tipo pantógrafos, los que se instalan justo bajo cada fase de cada juego de barras.

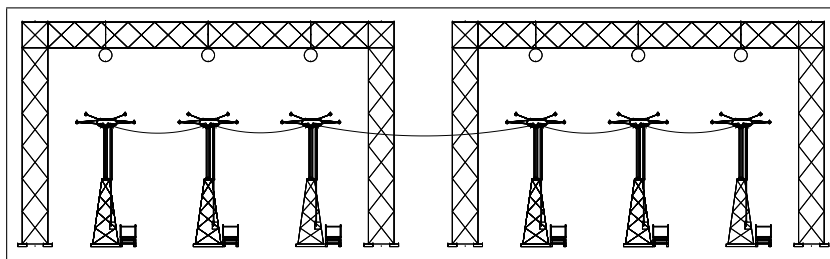


Figura 2.66: Conexión desconector pantógrafo con doble barra.

2.5.3. Conexión entre equipos GIS y AIS

Para la conexión entre equipos GIS y AIS aplica lo señalado en los párrafos anteriores 2.5.1 y 2.5.2, en particular lo que respecta a las "holguras" y "distancias de seguridad".

La conexión entre equipos GIS y AIS puede realizarse básicamente de dos formas: Mediante cables AT con aislación solida XLPE o bien con ductos del tipo GIC, a continuación se explica cada forma:

- Caso cable AT con aislación XLPE:

En este caso la salida del módulo GIS y la conexión al cable AT se realiza con mufas tipo "SF₆/aislación sólida" y en el otro extremo del cable se utilizan mufas tipo "aislación solida/aire". Este último extremo del cable AT se conoce como patio de mufas y permite el conexionado a conductores aéreos según lo defina el proyecto respectivo, (conexión entre el terminal de la porcelana con el respectivo conductor aéreo). En la figura siguiente se muestra un ejemplo de este tipo de conexión.

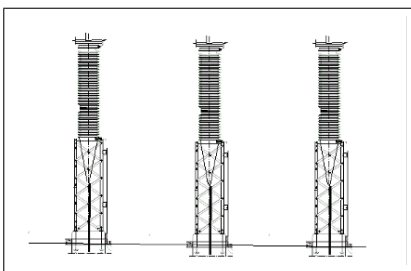


Figura 2.67: Patio de Mufas

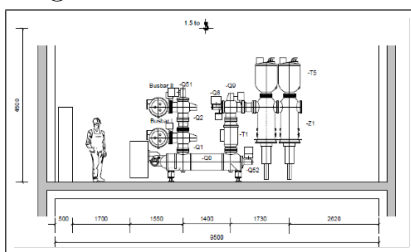


Figura 2.68: Salida GIS con cables AT a patio de mufas.



Figura 2.69: Estructura metálica soporte mufa "cable/aire".

- Caso ductos GIC: En este caso los módulos GIS se conectan mediante ductos GIC al marco de línea tipo AIS, tal como se muestra en la figura siguiente:

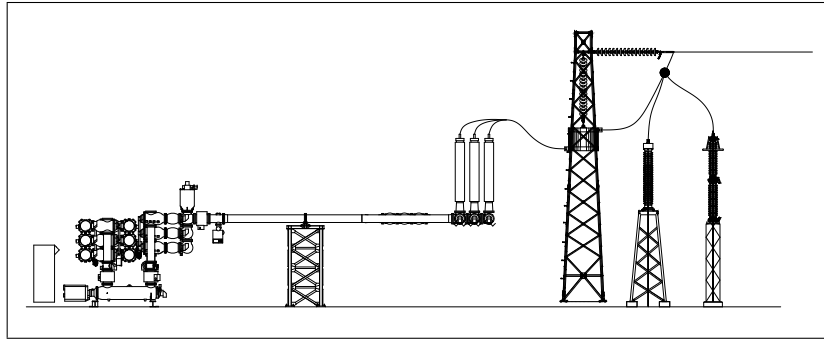


Figura 2.70: Disposición en elevación paño GIS/GIC barra doble conectado a línea aérea.

2.6. Sistemas de Control y Protecciones

Los sistemas de Control y Protecciones forman parte de los *servicios auxiliares* de la subestación, estos sistemas corresponden al "cerebro" de la instalación y sin estos, la operación segura y confiable de una subestación no sería posible. El trabajo conjunto de ambos sistemas hace posible el control y monitoreo de instalaciones del sistema de transmisión, en condiciones normales y de contingencia.

2.6.1. Generalidades de sistemas de control

Un sistema de control de subestación puede definirse como un conjunto de equipos capaces de realizar funciones tales como monitoreo de variables análogas (voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva), monitoreo de variables discretas (posición de desconectadores, interruptores, taps de transformadores) y actuadores capaces de comandar acciones de manera automática o manual y de manera local o remota, como cierre apertura de interruptores de poder y desconectadores.

El control y monitoreo de la subestación puede llevarse a cabo en uno de los siguientes 3 niveles:

- **Control local a nivel de paño:** Se realizan acciones de control directamente desde donde se encuentran los equipos.
- **Control centralizado desde sala eléctrica:** Las acciones de control están centralizadas en los Armarios de Control y se realizan desde un pupitre ubicado en la sala eléctrica de la subestación. En esta sala puede ubicarse también un sistema SCADA de la subestación, esto en caso de proyectos mayores.
- **Control Remoto:** La acción de control se realiza de manera remota a través de un centro de control, pudiendo ser este un centro de control propio de la empresa dueña de la instalación o el *Centro de despacho de carga* sólo para el caso del control automático de generación (AGC) para el control secundario de frecuencia.

A su vez, el sistema de control puede dividirse en 4 niveles (del 0 al 3), lo cual se abordará más adelante.

En la figura 2.71 se muestra un resumen de los tres niveles de control.

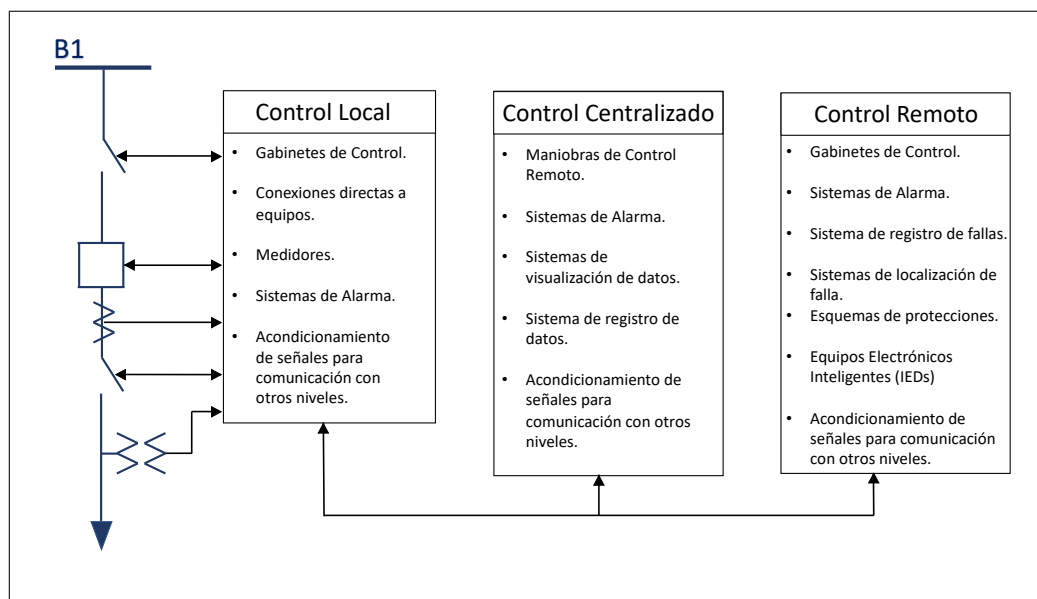


Figura 2.71: Diagrama con características de niveles de control antes descritos.

Dentro de las características que debe cumplir el sistema de control se destacan:

- **Seguridad:** La seguridad en el sistema de control es tan importante como la seguridad de los circuitos primarios, una falla en el sistema de control afecta directamente la seguridad de la instalación, por esta razón toda instalación debe contar con su propio sistema de protecciones de Baja Tensión y sistemas de alimentación de respaldo para servicios auxiliares como banco de baterías, grupos electrógenos y alimentación desde fuentes de energía distintas. Para lograr este propósito suelen dividirse las cargas en *esenciales* y *no esenciales*.
- **Disponibilidad:** Se debe asegurar la máxima disponibilidad del sistema de control y monitoreo, por esto se deben minimizar los tiempos de mantenimiento y la frecuencia de estos. Una forma de asegurar disponibilidad es la redundancia de algunos sistemas de control y la utilización de equipos de buena calidad para minimizar la frecuencia de mantenimiento.
- **Facilidad de Expansión:** De manera similar a la disposición de equipos de patio, se debe asegurar la posibilidad de expansión de los servicios auxiliares, ya sea ampliando la caseta de control existente o manteniendo espacio suficiente para la instalación de una segunda caseta de control.
- **Flexibilidad:** El sistema de control debe ser capaz de operar tanto en operación normal como durante fallas y debe diseñarse para poder realizar modificaciones en esta como cambio de equipos de distintos fabricantes, cambio en los esquemas de protecciones, cambio en el valor nominal de operación, entre otros.

2.6.2. Sistema de control centralizado y distribuido

Los sistemas de control de una subestación pueden clasificarse en 2 tipos, *sistemas de control centralizado* y *sistemas de control distribuido*. El *sistema de control centralizado* consiste en que todos los componentes de control, protección y medición se encuentran concentrados en un solo edificio (caseta de control), generalmente a través de una *caja resumen* que agrupa todas las señales, mientras que en un *sistema de control distribuido* las casetas de control se distribuyen en el patio de alta tensión y luego las señales se agrupan en un edificio de control central. El sistema centralizado funciona como el sistema SCADA de la subestación

La normativa chilena exige un sistema de control centralizado a nivel de subestación para nuevas instalaciones, por lo tanto, solo se ahondará sobre este tipo de sistema de control. Las exigencias mínimas sobre sistemas de control centralizado son las siguientes:

- Todo sistema de control centralizado debe enviar información para el Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) y algunas señales de PMU para la red WAM del CEN. Para el caso de las protecciones, el Centro de Despacho de Carga del Coordinador debe tener acceso a la información pero no es necesario su envío continuo.
- Debe ser un sistema de control local redundante y de características industriales sin partes móviles, que permita operar la subestación desde la sala de control, en las oportunidades en que el personal deba intervenir localmente.
- La red local deberá interconectar todos los controladores y relés de los interruptores, el reloj GPS y el sistema SCADA. Además, deberá interconectarse con el CDC del Coordinador para su acceso remoto, para la entrega de información en tiempo real al *Sistema de Información en Tiempo Real* (SITR), y para el monitoreo de los relés desde el Coordinador. La velocidad de transmisión de dicha conexión debe asegurar la entrega de información crítica al SITR en un tiempo menor a 5 segundos de ocurrido el evento.
- Deberá poder inhabilitar las señales de control remoto cuando deba ser operado localmente.
- Se deberán integrar a los sistemas de información y comunicación los Sistemas de Comunicaciones de Voz Operativas, Sistema de Monitoreo y Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.
- En subestaciones con nivel de tensión nominal mayor a 150 [kV], el sistema de control centralizado deberá ser diseñado e implementado con topología redundante, que permita conmutaciones de 0 [ms], según la norma IEC 62439-3:2016.

La arquitectura del sistema de control automatizado de una subestación AT se muestra en la figura 2.72. Ella se representa mediante un plano o diagrama de arquitectura el cual incluye entre otros lo siguiente:

- Dispositivos Eléctricos Inteligentes (IED por sus siglas en Inglés) los cuales son dispositivos autónomos que mediante protocolos normalizados de comunicación envían y reciben datos, ya sean de información, control, alarmas entre otros.
- Armarios de Control con todos los dispositivos y circuitos electrónicos necesarios y medidores multifuncionales.
- Estación de trabajo con pantallas LED (colores) IHM, teclados y equipos periféricos

asociados.

- Red de comunicaciones ETHERNET o equivalente.
- PLC y unidades remotas (RTU).

El propósito de un sistema de control automatizado en base a IED es la integración de todos estos dispositivos (controladores, relés, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc..) dentro de una misma arquitectura de comunicación y que esta sea transparente para así integrar equipos de distintos fabricantes dentro de un mismo sistema de control y facilitar así el libre acceso y expansión de este.

Un sistema de automatización de subestaciones puede dividirse en 4 niveles de control, a continuación se describen los distintos niveles, separados como muestra la figura 2.72.

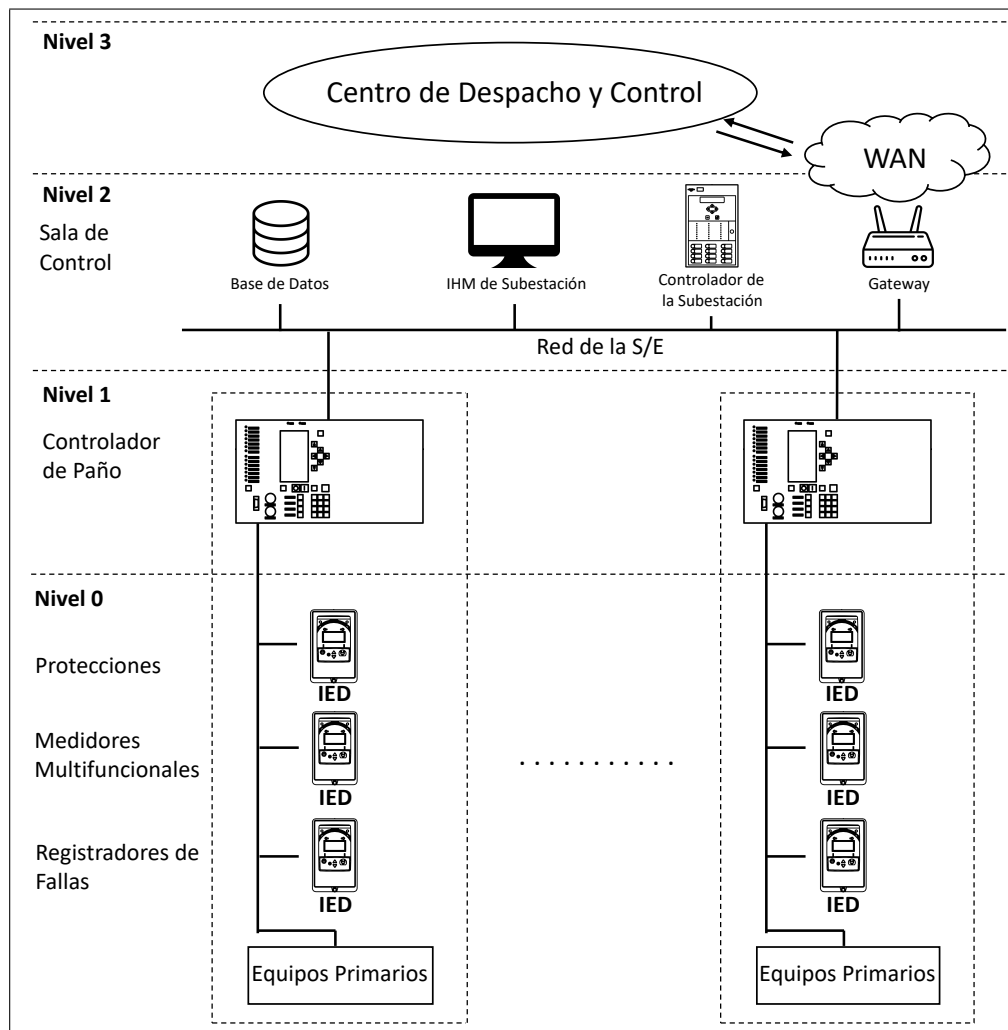


Figura 2.72: Plano Arquitectura SCADA de la Subestación.

- **Nivel 0:** Comprende los equipos primarios de Alta Tensión, servicios auxiliares, IED que comprenden a relés de protección, monitoreo, medidores, unidades de control y protección propios de los equipos de patio y equipos de medida.

- Comunicación e interfaz entre Nivel 0 y 1: Corresponde a la comunicación entre los controladores de paño del Nivel 1 y los IED y equipos primarios del Nivel 0.
- **Nivel 1:** Corresponde a los controladores de paño de cada circuito y su función corresponde a la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información correspondiente a los equipos conectados en cada paño. Desde este Nivel se puede realizar el control y supervisión de los equipos asociados al controlador.
- Comunicación e interfaz entre Nivel 1 y 2: La comunicación entre los controladores de paño de Nivel 1 y los equipos de Nivel 2 suele llevarse a cabo a través de una red de área local (LAN) y para este propósito se utilizan cables de fibra óptica por su baja interferencia electromagnética.
- **Nivel 2:** Corresponde al sistema de procesamiento de la subestación, almacenamiento de datos e interfaz de operación, todos localizados en la correspondiente caseta de control de la subestación. Este controlador sirve como la estación central de procesamiento de la información de la subestación a modo tal de que esta pueda ser utilizada para tomar decisiones de control o bien almacenarla para la generación de reportes, estudios futuros o tomar decisiones de mantención de equipos.
- Comunicación e interfaz entre Nivel 2 y 3: Se utiliza una red de telecomunicaciones para la comunicación entre la caseta de control y el centro de control remoto, dicha red de comunicación estará quedará definida por la ubicación del centro de control a conectarse, el nivel de seguridad que se requiera, la existencia de una red previa que pueda utilizarse, entre otros.
- **Nivel 3:** Corresponde al control de la subestación a través de un centro de control remoto, ya sea un centro de control de la empresa eléctrica dueña de las instalaciones o el *Centro de Despacho y Control* del Coordinador.

Es necesario aclarar que no puede haber dos niveles de control operando de manera simultánea, esto debido a que una orden simultánea de control desde 2 niveles distintos podría llevar a una operación errónea, por esta razón el sistema de control debe estar diseñado para bloquear las órdenes remotas si se quiere ejercer un control local y viceversa.

En la figura 2.73 se muestra un Armario de Control típico correspondiente a una Subestación AT. El armario tiene un frente de 800 mm y una altura de 2.200 mm y se instala directamente anclado a las fundaciones de la sala de control.

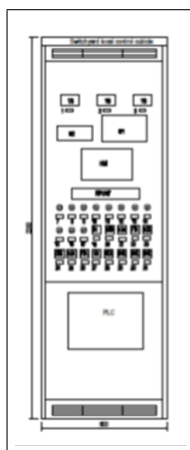


Figura 2.73: Armario de Control

2.6.3. Generalidades de sistemas de protecciones

Para la presente sección se utiliza como base el documento [30] junto con las exigencias aplicables en [11 pp.48-58] Un sistema de protecciones puede definirse como un conjunto de elementos y equipos funcionando de manera coordinada con el fin de proteger tanto a personas como a equipos y al sistema eléctrico en general. El actuar de un esquema de protección puede gatillarse por las siguientes anomalías:

- **Fallas:** Tales como cortocircuitos (monofásicos, bifásico a tierra, trifásicos, etc.) o aperturas de fases, este tipo de anomalías representan un daño inminente e inmediato a los equipos, por lo que los tiempos de acción para estos casos deben ser del orden de los milisegundos.
- **Perturbaciones:** Incluyen fenómenos como sobrecargas, desequilibrio de fases, sobretensiones moderadas entre otros. Estas anomalías no presentan un daño en el corto plazo, pero sí en el mediano o largo plazo, razón por la cual una acción correctiva no es crítica y se busca el mejor momento para actuar.

Dada la naturaleza inmediata (orden de los milisegundos) de los tiempos de despeje de fallas necesarias, se requiere de un sistema automático de detección y respuesta ante fallas, la definición del sistema de protecciones adecuado para una instalación no es trivial y usualmente se busca llegar a un compromiso entre 3 factores, los cuales son:

- Minimización del costo directo del sistema de protecciones
- Maximización de la calidad de suministro
- Maximización de la seguridad de equipos y del personal

Estos 3 criterios no pueden cumplirse de manera simultánea, razón por la cual se busca un equilibrio entre estos 3 factores, este equilibrio va a depender de factores como la cultura de la empresa, los recursos que se dispongan, el uso que se le da a la energía suministrada (industria, servicio público, comercial, residencial), posibilidad de aplicación de multas, calidad de suministro garantizadas por contratos, entre otras.

Para los sistemas de protección, hay una serie de características deseables que deben poseer

al momento de dimensionarlos y elegirlos, estas cualidades usualmente no pueden cumplirse de manera simultánea, teniendo que sacrificar parcialmente una cualidad en virtud de otra a la cual se le otorgue mayor importancia. A continuación, se nombran las cualidades más importantes que debe poseer un sistema de protecciones:

- **Sensibilidad:** La capacidad de detectar una condición anormal o una condición límite entre lo normal y anormal, esta condición debe verificarse para múltiples condiciones de operación.
- **Selectividad:** La capacidad de identificar cual es el elemento o equipo afectado y aislar solo a este.
- **Coordinación:** La consecuencia de lograr simultáneamente Sensibilidad y Selectividad,
- **Rapidez:** Se desea que el equipo actúe de la manera más rápida posible, quedando limitada únicamente por restricciones de coordinación o restricciones físicas de los elementos del sistema de protecciones. Se entiende por operación instantánea como aquella limitada solamente por restricciones físicas y suele resultar en tiempos de operación entre 50 y 150 ms.
- **Redundancia:** Es una forma de apoyo al sistema de protección que se brinda en el mismo equipo, a través de la duplicación de ciertos elementos del sistema, ya sea a través de un sistema de protección principal y uno secundario, la duplicación del sistema o a través de formas de protección complementarias. Los sistemas de 220 kV y superiores deben tener duplicado su sistema de protecciones, esta es una exigencia de la NTSyCS.
- **Respaldo:** Se brinda apoyo al sistema de protección a través del sistema de protección de otro equipo, generalmente vecino, pudiendo estar en la misma subestación o en una contigua. Este respaldo debe presentar retardo en su actuar para darle tiempo al equipo respaldado de actuar primero.
- **Confiability:** El sistema de protección debe operar en toda situación en que le corresponda hacerlo y en ningún otro momento. Esto puede lograrse a través de un diseño adecuado, el mantenimiento adecuado de equipos y con redundancia/respaldo.
- **Traslazo:** Consiste en que las zonas cubiertas por los distintos sistemas de protecciones deben superponerse a modo de no dejar ninguna zona sin proteger.
- **Costo:** Habiendo respetado todas las características antes descritas, el costo directo del sistema de protección a implementar siempre debe ser mínimo.

A continuación, se presentan los elementos y equipos que usualmente forman parte de un sistema de protecciones, estos elementos no aplican para ciertos tipos de protecciones tales como: fusibles, protecciones de Baja Tensión, reconectores automáticos, protecciones mecánicas, protecciones térmicas, etc.

- **Transformadores de Medida:** Como ya se ha mencionado a lo largo del texto, estos equipos son los encargados de tomar muestras reducidas y proporcionales a los valores reales de magnitudes eléctricas en la subestación. No se ahondará sobre estos equipos debido a que en las secciones 2.3.6 y 2.3.7 se abordaron sus principales características.
- **Relés de protección:** Corresponden al elemento "inteligente" dentro de un sistema de protección, entre las funciones que realiza se destacan el recibir y acondicionar la información enviada desde los TT/MM para luego procesar y analizar dicha información y así decidir la operación del relé basándose en algún criterio predefinido. El término

operación del relé se refiere al cambio de estado de un contacto (físico o lógico/virtual) en la salida de este y no necesariamente implica la apertura de un interruptor de poder ni la desconexión de un equipo. Los relés de protección pueden clasificarse según su magnitud de operación (variable eléctrica) y su aspecto constructivo (tecnología). La tecnología actual consiste en "Relés Multifuncionales" del tipo digital programables, los que en un solo dispositivo o tarjeta integran varias funciones como 51,51N, 87, 27,81,..etc. Las funciones que sean necesarias activar o programar según las necesidades del proyecto, se ajustan conforme a lo señalado en el Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones, documento obligatorio en cada proyecto de una subestación.

- **Circuitos Auxiliares de Control:** La operación del relé de protección viene dada por diversas acciones de control adicionales, entre las cuales se destacan la apertura del interruptor de poder (desenganche o "trip"), alarmas, registro de fallas, bloqueo, teleprotección, entre otras. Las acciones antes mencionadas pueden llevarse a cabo a través de lógica convencional, controladores lógicos programables (PLC) o lógica digital incorporada a protecciones numéricas.
- **Interruptores de Poder:** Equipo Primario encargado de aislar equipos o sistemas durante fallas para evitar la propagación de estas. No se ahondará sobre este equipo dado que la sección 2.3.3 presenta los aspectos principales de dicho equipo.
- **Armarios de Protecciones:** Son gabinetes metálicos autosoportantes que incluyen en su interior equipos como relés, fuentes de alimentación, instrumentación, cableados de señales y todo lo necesario para el correcto funcionamiento de los relés de protección. Los Armarios de Protecciones deben cumplir con lo indicado en las normas sísmicas.

En la figura 2.74 siguiente se muestra un Armario de Protecciones típico aplicable en una S/E, en este caso es un Armario de Protección de Distancia (21).

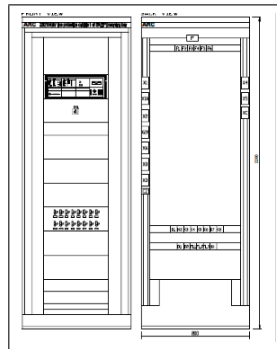


Figura 2.74: Armario de Protección de Distancia (21)

En los párrafos siguientes se presentarán los esquemas de protecciones ampliamente utilizados en subestaciones, junto con sus características principales, los que se resumen a continuación siguiendo la nomenclatura NEMA para su designación (serie de números del 1 al 99 cada uno define un tipo de relé o dispositivo eléctrico):

- Falla Interruptor (50 BF)
- Protección diferencial (87T)
- Relé maestro (86)

- Sobrecorriente (51)
- Sobrecorriente Residual (51N)
- Temperatura aceite y bobinados Trafo (26Q,26E)
- Relé Buchholz Trafo (97)
- Protección de distancia (21)
- Protección de frecuencia (81)
- Protección de baja tensión (27)

2.6.4. Esquema de falla de interruptor (50 BF)

El objetivo de esta protección es asegurar el despeje de la falla de un equipo "X" conectado a una barra, luego de que una protección envía una señal de apertura al interruptor correspondiente y este no es capaz de despejar la falla en un tiempo razonable. Esto se logra con el esquema 50 BF (*breaker failure*), el cual debe enviar una nueva señal de apertura al interruptor fallado y si nuevamente no hay respuesta, actuar sobre un relé auxiliar de bloqueo y disparo (86), dando orden de apertura a todos los interruptores asociados y al interruptor del extremo remoto, si corresponde, de manera de aislar la falla.

Para la configuración Interruptor y Medio, los interruptores de barra deben enviar una orden de apertura al interruptor del otro extremo de la instalación conectada, al interruptor central de la diagonal y a los demás interruptores conectados en la misma barra. Para el caso del interruptor central, se deberá enviar una orden de apertura a los otros dos interruptores de la diagonal y a los interruptores del otro extremo de las instalaciones conectadas. La función 50 BF puede estar integrada en cada una de las dos protecciones principales de la instalación conectada, o podrá haber un relé específico para este fin.

Para barras en la configuración Interruptor y Medio, el interruptor central debe disponer de un relé específico para esta función, estos relés deberán poder detectar la falla de interruptor considerando la medición de corriente de falla, la apertura del interruptor mediante sus contactos auxiliares, o una combinación lógica de ambos métodos. El método que se seleccione deberá asegurar que no se produzca la operación incorrecta de la función 50 BF.

2.6.5. Protección de Transformadores de Poder

La protección principal que posee un transformador de poder es la **protección diferencial (87T)**, la cual consiste en comparar las corrientes en el primario y el secundario del transformador de poder. En condiciones normales, ambas corrientes son iguales (acorde a la razón de transformación) y su suma es cero y no circula corriente por el relé, al momento de una falla, la suma de las corrientes equivale a la corriente de corto circuito y se activa la protección.

La operación de dicha protección debe provocar la apertura inmediata y el bloqueo de todos los interruptores que alimentan al transformador (entrada y salida), esto se logra a través de un relé auxiliar de bloqueo y desenganche de reposición manual, denominado **Relé Maestro (86T)**

Esta protección no es suficiente ya que tiene algunas limitantes como no proteger contra

aumentos de temperatura, niveles de aceite, corriente por neutro a tierra, fallas de interruptor, entre otros. Por esta razón se exige un segundo sistema de protecciones que dependa de otra variable, entre las cuales se puede mencionar:

- **Relé sobre corriente Residual de neutro (51N) (falla a tierra):** Este relé permite detectar un aumento de corriente en el conductor que conecta el terminal de neutro a tierra (Relé residual). En caso de que se sobrepase el límite de corriente permisible el relé da orden de apertura a los interruptores ubicados aguas arriba y aguas abajo del transformador de poder.
- **Sobrecalentamiento Aceite (26Q), Sobrecalentamiento Devanados (26E), Imagen Térmica (IT):** Los sobrecalentamientos pueden ser provocados por sobrecargas, fallas en sistemas de refrigeración o incluso condiciones climáticas extremas. Por esto se debe conocer la temperatura en el punto más caliente de los enrollados y así evitar pérdida de vida útil del transformador. No hay forma de medir directamente la temperatura, por lo que se usa un método indirecto, este corresponde a *relé de imagen térmica*, en el cual interactúan 2 variables, la temperatura del aceite en su punto más caliente (parte superior del estanque) y la "diferencia de enrollado", correspondiente a una resistencia con dinámica térmica similar a la de los enrollados. Este relé forma parte del diseño y suministro del transformador.
- **Relé Buchholz (96) (BO):** Se utiliza ampliamente en transformadores de poder que cuentan con estanque conservador de aceite. Su principal virtud es la detección de gases que se generan al interior de la cuba del transformador por descomposición del aceite aislante debido a cortocircuitos internos (carbonización paulatina de la aislación de los bobinados) o por sobre temperaturas indeseadas del aceite. El relé Buchholz da orden de apertura a los interruptores ubicados aguas arriba y aguas abajo del transformador de poder. Este relé forma parte del diseño y suministro del transformador.
- **Válvula alivio de presión (63):** Opera cuando la presión interna del transformador sobrepasa un límite admisible de presión, (caso de explosión). Este relé forma parte del diseño y suministro del transformador.
- **Indicador nivel de aceite (71):** Opera cuando el nivel de aceite baja hasta un nivel no permitido de aceite del transformador. Este relé forma parte del diseño y suministro del transformador.

En la figura 2.75 se muestra un relé del tipo digital multifunción con la función 87 T incluida (diferencial Transformador de Poder)

2.6.6. Protección de Barras

La Norma Chilena exige protecciones específicas para barras de alta tensión según su nivel de tensión. La protección destinada para este propósito es la protección diferencial (87B) cuyo funcionamiento se basa en verificar si la suma algebraica de las corrientes primarias que entran/salen a la barra es igual a cero (0) (condición normal o falla fuera de zona de protección) o si es distinta de 0 (condición de falla dentro de zona de protección).

La operación de la protección diferencial consiste en dar orden de apertura a todos los interruptores conectados a la barra, esta orden la da el relé 87 a través de un relé maestro (86B) que agrupa señales de diferentes relés y da orden de apertura a los interruptores



Figura 2.75: Relé de protección diferencial de transformador (87T) [31].

asociados, el relé 86 es de reposición manual (86B). Puede ocurrir que en caso de falla diferentes relés detecten la falla y den orden de apertura, este proceso se centraliza a través del relé maestro 86B.

La norma chilena exige que para barras que formen parte del sistema de Transmisión y cuyo nivel de tensión sea mayor o igual a 200 kV, cada conjunto de barras deberá contar con dos esquemas de protecciones diferenciales de barras, interruptores con doble bobina de desenganche y alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente⁴

Además, la protección diferencial de cada sección de barra deberá emitir una orden de desenganche directo, vía enlace de comunicaciones a los interruptores remotos, solo a aquellas instalaciones a través de las cuales se siga alimentando la falla, esto no aplica a las instalaciones que se puedan conectar a otra barra, en caso de que la configuración de barras que posea la subestación así lo permita, y en los casos en que existan conexiones en derivación de la línea y esta pueda continuar conectada al terminal no fallado.

En la figura 2.76 se muestra un sistema de protección de barra 87B.

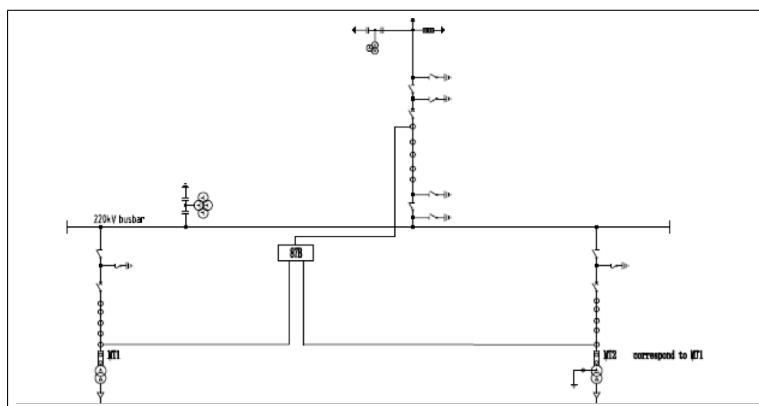


Figura 2.76: Sistema de protección diferencial de barra 87B.

⁴ Artículo 94 Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

2.6.7. Protección de Líneas

Las líneas de transmisión son los elementos más expuestos a fallas, las cuales corresponden generalmente a distintos tipos de cortocircuito y en menor ocurrencia a fases abiertas. Por otro lado, los daños propios a los conductores de línea son menos severos que los daños a equipos primarios, por esta razón, en caso de que no haya riesgo de daño apreciable para el sistema de transmisión, la rapidez de las protecciones no es un factor crítico y se podría incorporar cierto retardo en su operación.

Entre los esquemas de protección aplicables a una línea de transmisión se destacan los siguientes:

- **Protecciones de Sobrecorriente:** Se basa en medir la magnitud de la corriente y compararla con un valor mínimo de operación, correspondiente a su ajuste de sensibilidad. Se utiliza preferentemente para líneas de transmisión radiales, ubicándose en el extremo transmisor de la línea y debe ser capaz de detectar cualquier tipo de falla en su línea o tramo propio para cualquier condición de generación posible. Una consideración que se debe tener es el hecho que su límite de sensibilidad es variable o difuso, ya que puede cubrir fallas en la línea siguiente que, si bien genera respaldo en la línea contigua, obliga a introducir un retardo. Entre las formas en que se puede implementar una protección de sobrecorriente se encuentran:
 - *Protección Temporizada de Sobrecorriente de Fase (51):* Se mide y se analiza la corriente de cada fase, y se activa a partir de un cierto umbral de ésta. Por lo tanto, para evitar su falsa operación, es requisito indispensable que su corriente mínima de operación sea mayor que la máxima corriente de carga posible, lo que puede limitar su sensibilidad.
 - *Protección Temporizada de Sobrecorriente Residual (51N):* La protección 51 no presenta buen desempeño para fallas monofásicas a tierra debido a la presencia habitual de resistencias de falla a tierra, por lo que se puede agregar esta protección como complemento, la cual se encarga de sumar las 3 corrientes de fase y así detectar desequilibrios en el sistema.
 - *Protección instantánea de sobrecorriente (50, 50N):* Consiste en una protección de sobrecorriente (de fase o residual) cuya operación no posee retardo una vez que se supera una corriente mínima. Por lo que su alcance no puede superar, en ninguna circunstancia, el tramo de línea siguiente ya que esto podría generar una descoordinación entre protecciones. El criterio de ajuste suele establecer que la corriente mínima de operación sea mayor o igual a la corriente de falla con fuente de generación máxima y ubicada en torno al 80 % de línea. Este tipo de protección no puede utilizarse como única protección de línea, teniendo que complementarse con las ya mencionadas 51 y 51N.
- **Protecciones de Sobrecorriente Direccional:** Para ciertos casos como líneas en paralelo, fuentes de generación en ambos extremos de línea y sistemas enmallados en general, no basta con conocer la magnitud de la corriente de falla sino que además se debe conocer su dirección para asegurar una operación selectiva de la protección. Al tratarse de sistemas en corriente alterna, la "dirección" de la corriente se define según el ángulo de desfase con respecto a una referencia dada. Para este propósito se añade una unidad adicional que supervisa o controla alguna de las protecciones de sobrecorriente

antes mencionadas, entre las que se destacan la *protección de fase (67)* y protección residual (67N).

- **Protección diferencial de línea (87L)** Este tipo de protección funciona bajo el mismo principio de comparar dos magnitudes de corriente, en este caso las medidas se deben realizar a ambos extremos de una línea. Para el caso de líneas largas, para lograr este objetivo se necesita usar el sistema de telecomunicaciones, es por esto que ante la pérdida del canal de telecomunicaciones de la línea, esta protección debe ser bloqueada y debe haber otro mecanismo con un principio de funcionamiento distinto que complemente a la diferencial de línea.
- **Protección de distancia:** Consiste en detectar una falla a partir del aumento de corriente y disminución de voltaje durante una falla, esto provoca una disminución en el cociente entre voltaje y corriente (la impedancia medida desde el punto de conexión). La protección de distancia detecta una falla al medir una impedancia menor a un valor preestablecido y en el caso de líneas homogéneas, la impedancia medida debe ser proporcional a la distancia entre el lugar de la falla y el punto de conexión de la protección (de ahí su nombre). El propósito de este SP es intentar reproducir, de la manera más fidedigna posible, la impedancia de secuencia positiva del tramo comprendido entre el punto de falla y el punto de medición de la protección, basándose únicamente en las variables eléctricas medidas en el punto de conexión de la protección. Para este propósito se pueden dividir los esquemas según el tipo de falla, pudiendo ser del tipo **falla entre fases (21)** y **falla monofásica (21N)**.

La coordinación y definición de zonas de protección para la protección no es un ejercicio sencillo y requiere de un estudio detallado, razón por la cual no se entrará en mayores detalles sobre dicha protección y se recomienda revisar bibliografía enfocada en protecciones y revisar el *Artículo 88* de las *Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión*, el cual enumera todas las consideraciones exigidas para las protecciones de distancia.

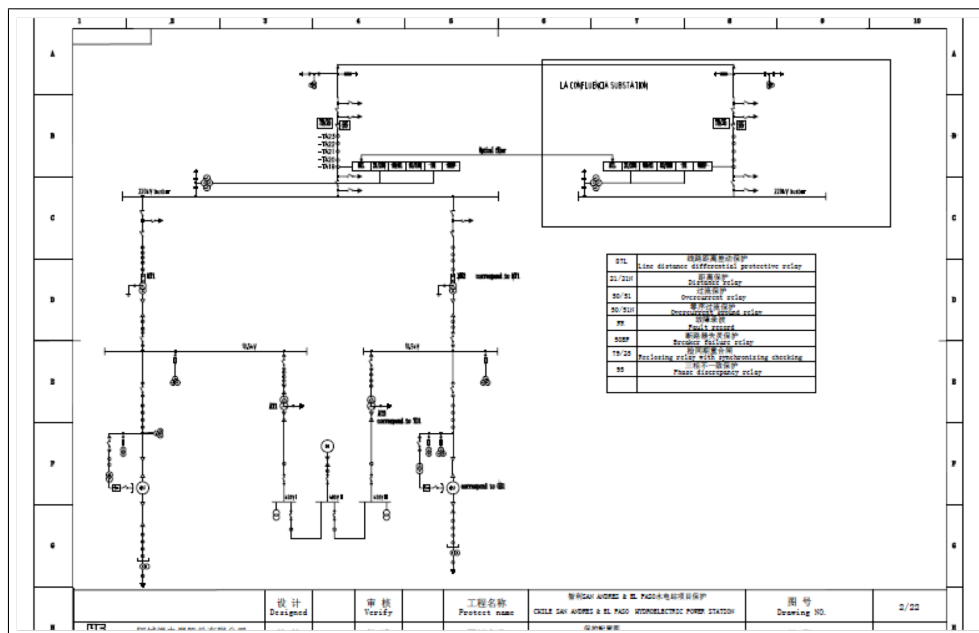


Figura 2.77: Esquema Protección Distancia (Linea) 21.

2.7. Sistemas de Telecomunicaciones y Vigilancia

Los sistemas de comunicaciones en una subestación cobran cada vez más relevancia porque la NTSyCS exige que la subestación este comunicada con el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional) en forma segura y permanente, esto con el objeto conocer en tiempo real la situación de funcionamiento de la subestación. Además al interior de la subestación debe existir un sistema de comunicaciones que enlace protecciones y control entre equipos primarios y Sala Eléctrica, este sistema puede ser un ETHERNET o similar.

La necesidad de sistemas de comunicación seguros y confiables se ve principalmente reflejado en el diseño de sistemas de control y protecciones.

Es una exigencia el contar con sistemas de teleprotecciones en las líneas de transmisión los que requieren de un sistema de comunicaciones confiable y con capacidad suficiente de transmisión y recepción.

Los tiempos de actuación de protecciones son del orden de los 100 ms, por lo que los canales de comunicación que transmitan señales de control y protección requieren tiempos de propagación aun menores, del rango de los 10 ms.

Sumado a lo anteriormente descrito, a medida que el sistema eléctrico crece en tamaño, la demanda de ancho de banda, de resiliencia y de disponibilidad del sistema de telecomunicaciones aumenta y se vuelven críticos para los casos en que ocurran fallas críticas que puedan comprometer la estabilidad del sistema y requieran de acciones rápidas. Otro factor que cada vez toma mayor relevancia es la relacionada con la *ciberseguridad*, todo sistema que esté conectado de manera directa o indirecta a la red es vulnerable a "cyber ataques" por parte de personas que busquen dañar de manera directa a la empresa dueña de las instalaciones o al sistema eléctrico en general, por lo que se vuelve una práctica habitual contratar servicios de ciberseguridad a empresas especializadas.

2.7.1. Comunicaciones dentro de la subestación

La necesidad de disponer de la información de los equipos en tiempo real impulsó el desarrollo de nuevas tecnologías de comunicación dentro de la subestación. Originalmente transformadores de corriente y potencial eran conectados directamente a relés electromecánicos y medidores analógicos que a su vez estaban conectados a sistemas de monitoreos y alarmas. De este modo era tarea del operador de planta comunicar los eventos importantes que ocurriesen por medios convencionales como la vía telefónica. Hoy en día la comunicación digital domina el método de comunicación dentro de una subestación, la norma IEC 61850 describe un protocolo único de comunicación dentro de una subestación y debe cumplir las siguientes características:

- Un solo protocolo para la subestación completa, considerando la modelación de los distintos datos requeridos para la subestación.
- Definición de servicios básicos necesarios para transferir datos a modo de que todo el mapeo al protocolo de comunicación pueda prepararse para el futuro.
- Promover una alta interoperabilidad entre sistemas de distintos fabricantes.
- Un método común para el almacenamiento total de datos.

- Definir un método completo de prueba para todos los equipos que formen parte del estándar.

Para lograr los objetivos antes descritos se utilizan los siguientes equipos:

- **RTU:** Las unidades de terminal remoto (Remote Terminal Unit) son equipos electrónicos controlados a través de microprocesadores que sirven como interfaz entre equipos de la subestación y un sistema de control distribuido o el sistema SCADA, esto a través de la transmisión de datos de telemetría al sistema o cambiando el estado de equipos conectados a través de señales de control.
- **PLC:** Los controladores lógicos programables (*Programmable Logic Controller*) son computadores digitales utilizados para la automatización de procesos electromecánicos, a diferencia de los computadores convencionales, estos están diseñados para múltiples entradas y salidas y para operar bajo múltiples rangos de temperatura, ser inmunes al ruido eléctrico y ser resistentes a impactos y vibraciones.

Es una práctica usual la conexión de múltiples RTUs y PLCs, ya sea de manera directa o mediante el uso de equipos digitales externos como multiplexores y/o switches, luego esta información es condensada, digitalizada y enviada a los centros de despacho de carga correspondientes.

2.7.2. Comunicaciones fuera de la subestación

Debe haber un medio de comunicación entre subestaciones aledañas y entre una subestación y un centro de despacho, la información que suele transmitirse incluye:

- Voz
- Datos
- Señales de Control
- Señales de Protección

La Norma Chilena acepta 3 tipos de sistemas de comunicación remoto de subestaciones los cuales corresponden a:

- **Onda Portadora en Línea de Alta Tensión (OPLAT):** Este sistema de comunicación utiliza las mismas líneas de alta tensión como medio de comunicación entre instalaciones, esto ya que las líneas de transmisión poseen buenas características de transmisión en altas frecuencias. El rango de frecuencias utilizadas para este sistema de comunicación va entre los 20 y los 700 kHz y esta queda determinada por las frecuencias existentes definidas por la autoridad.

El sistema de comunicación OPLAT consiste en transmitir una señal de alta frecuencia acoplada por medio de un *condensador de acoplamiento* o un *transformador de potencial capacitivo* conectada en paralelo a una o varias fases. Una *trampa de onda* es conectada en serie a la línea a modo de prevenir que la onda de alta frecuencia vuelva a la subestación, esto dada su alta impedancia ante altas frecuencias. De este modo, la señal es transmitida y la instalación que recibe la señal debe contar de igual manera con su propio condensador de acoplamiento y trampa de onda para realizar el mismo

proceso tal como se muestra en la figura 2.78.

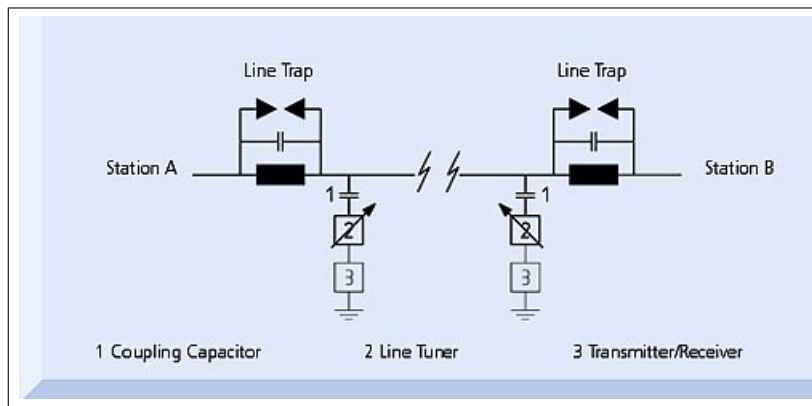


Figura 2.78: Ejemplo de un sistema de comunicación OPLAT.

La manera más simple y económica de implementar este sistema de comunicación es en una sola fase, generalmente la del medio, pero a modo de incrementar la confiabilidad suele instalarse en 2 fases o en los casos de líneas de doble circuito, se instalan en la fase central de ambos circuitos. La principal desventaja que presenta este sistema de comunicación es su reducido ancho de banda, esto implica que no se puede transmitir mucha información en comparación a otras soluciones. Otra desventaja de este sistema es que en caso de que se corte el conductor de línea por el cual se transmite, se pierde el sistema de comunicaciones.

- **Microondas (MMOO):** En el presente contexto de comunicaciones, el término "microondas" hace alusión a un sistema de telecomunicación de alta frecuencia a través de aire por medio de antenas y radios. Las ondas de radio operan en el rango desde los 300 MHz a los 300 GHz, por lo que tienen un gran ancho de banda y distintos usuarios pueden aprovechar su uso. Algunas de las ventajas del sistema de microondas incluyen:
 - Soporta varios requerimientos de red como voz, datos y videos.
 - No hay mayores restricciones de permisos más allá de las torres repetidoras.
 - El canal no se ve afectado por fallas en las líneas de transmisión.

En contraste, la señal de microondas está expuesta a factores climáticos como neblina, lluvia o nieve, además en terrenos que presenten "obstáculos" como montañas, se requiere de estaciones repetidoras, lo que introduce retardos en la transmisión.

- **Fibra Óptica (FO):** La fibra óptica como método de comunicaciones es cada vez más utilizado debido a la amplia oferta de este medio por parte de múltiples fabricantes, lo que conlleva a menores precios de adquisición e instalación de este medio. La fibra óptica se encuentra dentro del cable guardia y este tipo de cable se conoce como Optical Ground Wire (OPGW)

En la figura 2.79 se muestra la Fibra óptica formando parte de un cable de guardia.

La fibra óptica presenta un sistema de comunicación muy confiable, de baja interferencia y capaz de satisfacer múltiples necesidades de comunicación como lo son telecomunicaciones, sistema SCADA, video, datos y audio, entre otros.

Finalmente cabe recalcar que los métodos de comunicación antes descritos no son

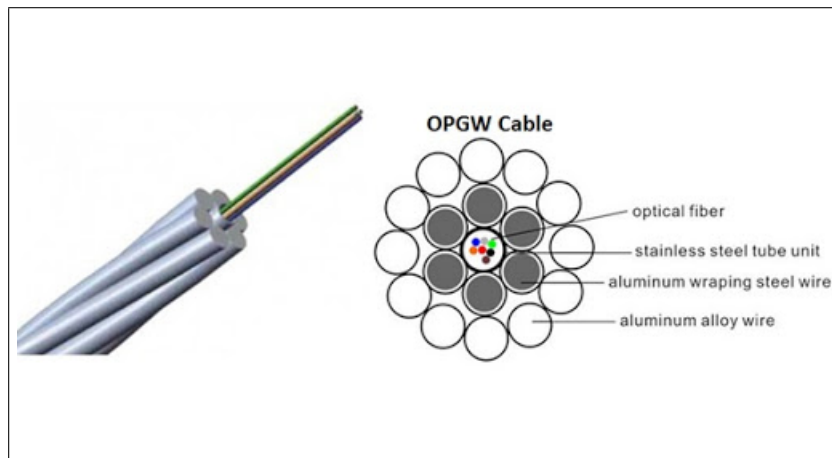


Figura 2.79: Fibra óptica en cable de guarda [32].

mutuamente excluyentes, a modo de entregar seguridad y confiabilidad sobre todo para las teleprotecciones, más de un sistema de telecomunicaciones puede estar presente.

2.7.3. Sistema de Televigilancia

Una subestación, como todo edificio que contenga objetos y equipos de valor está expuesta a robos y vandalismos, y en la mayoría de los casos un cerco perimetral que rodee la subestación no es suficiente para evitar estos actos ilícitos. Por esta razón toda subestación debe contar con un sistema de televigilancia, principalmente un circuito cerrado de televisión tanto en la sala de servicios generales como en el patio de alta tensión, los suministros del sistema CCTV debe incluir los siguientes equipos:

- Cámaras estáticas para interior
- Cámaras móviles para exterior
- Grabador de Video Digital
- Gabinete de comunicación
- Tablero de distribución de corriente continua
- Conversor de medio ethernet/fibra óptica
- Switch de comunicaciones ethernet
- Estación de operación que incluya un computador, una pantalla y una unidad de accionamiento y control como un joystick.

El sistema de CCTV debe diseñarse de manera que sea estable y presente una alta disponibilidad, las imágenes deben ser de buena resolución, contraste y debe ser apto para operar las 24 horas del día, los 365 días del año bajo las condiciones de operación ambientales definidas con anterioridad.

2.8. Cálculos de Distancia de Seguridad

La subestación debe diseñarse de tal forma que haya suficiente separación entre equipos y estructuras metálicas, esto para evitar arcos eléctricos entre partes energizadas de equipos,

entre fases y entre fase y tierra. A estas separaciones se les conoce como "Distancias de seguridad" que es la distancia mínima que debe ser mantenida en aire entre partes energizadas de equipos y tierra.

La separación de equipos debe ser tal que permita la libre circulación de personal de manera segura, de vehículos motorizados y además la distancia de seguridad debe ser tal que sea posible realizar el mantenimiento de un circuito mientras el resto está energizado.

Las zonas de seguridad deben dimensionarse tanto para operación normal como para impulsos de tensión ocasionados por rayos, maniobras y/o sobretensiones a frecuencia nominal.

2.8.1. Distancias Mínimas en el Aire

La distancia mínima en el aire se define como el valor que garantiza la soportabilidad dieléctrica de la subestación ante impulsos de tensión tipo rayo, maniobra o sobretensiones a frecuencia industrial. Para determinar estos valores se utiliza como referencia la norma IEC 60071-2 la cual define valores de soportabilidad a impulso tipo rayo y maniobra en condiciones atmosféricas normalizadas. Dicha norma define los valores de distancias mínima según el evento que produzca el esfuerzo más grande, dicho evento se define según el nivel máximo de tensión admisible V_m . Para niveles de tensión $V_m < 300$ kV, un impulso atmosférico con polaridad positiva produce el mayor esfuerzo y se denomina de *Rango I*. Para niveles de tensión $V_m \geq 300$ kV la distancia mínima se calcula considerando la tensión de impulso de maniobra con polaridad positiva como la que ocasiona mayores esfuerzos y se cataloga como *Rango II*.

Las tablas 2.4, 2.5 y 2.6 siguientes muestran los valores establecidos en la norma IEC 60071-2 para las separaciones mínima, debe recalarse que estos valores son sugeridos y pueden ser menores en el caso de que los equipos involucrados hayan sido sometidos a pruebas estandarizadas con las condiciones ambientales pertinentes, además estas distancias son calculadas desde el punto de vista de coordinación de aislación, factores como distancias seguras para trabajo, circulación de vehículos motorizados y consideraciones de diseño sísmico deben ser añadidos.

- La Tabla 2.4 realiza una correlación entre la separación mínima en aire con la tensión de soportabilidad ante un impulso tipo rayo para configuraciones de electrodo del tipo punta-estructura y para tensiones en el *rango II* para configuraciones tipo conductor-estructura. Estos valores aplican tanto para distancias fase-fase como distancias fase-tierra.
- La tabla 2.5 correlaciona la separación mínima en aire para distancias fase-tierra para configuración de electrodos del tipo conductor estructura y del tipo punta-estructura para tensiones de soportabilidad normalizadas ante un impulso de maniobra.
- La tabla 2.6 correlaciona la distancia mínima en aire para configuraciones de electrodos del tipo conductor-conductor y el tipo punta-conductor para tensiones de soportabilidad normalizadas ante un impulso de maniobra para voltajes fase-fase.

Tabla 2.4: Correlación entre separación mínima en aire y tensiones de soportabilidad normalizadas ante impulso tipo rayo. [33]

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancia Mínima [mm]	
	Punta-estructura	Conductor-estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

2.8.2. Distancia de seguridad

La *distancia de seguridad* se define como la distancia mínima que debe ser mantenida en aire entre partes energizadas de equipos y tierra o entre equipos para que pueda realizarse trabajos de manera segura. Dichas distancias deben considerar tanto la circulación de personas como la de vehículos motorizados como autos, camionetas y grúas según sea el caso. La distancia de seguridad se compone de 2 valores:

- **Valor 1:** Valor básico que depende de la tensión nominal soportada al impulso de la subestación que fue descrito en la sección anterior, añadiendo un factor de seguridad de 5-10% ante posibles desplazamientos de equipos a la hora de realizar el montaje o por otros motivos. El valor básico debe ser elegido tomando en consideración la condición de operación más desfavorable y la tensión de impulso más crítica. Este valor es afectado por un factor de seguridad de 5-10% ante posibles desplazamientos de

Tabla 2.5: Correlación entre separación mínima en aire y tensiones fase-tierra de soportabilidad normalizadas ante impulso tipo maniobra. [33]

Tensión nominal soportada al impulso de maniobra [kV]	Distancia Mínima [mm]	
	Conductor-estructura	Punta-estructura
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

Tabla 2.6: Correlación entre separación mínima en aire y tensiones fase-fase de soportabilidad normalizadas ante impulso tipo maniobra. [33]

Tensión nominal soportada al impulso de maniobra			Distancia mínima fase-fase [mm]	
Fase-tierra [kV]	Valor fase-fase	Fase-fase [kV]	Conductor-conductor paralelo	Punta-conductor
	Valor fase-tierra			
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000
1300	1,7	2210	6100	7400
1425	1,7	2423	7200	9000
1550	1,6	2480	7600	9400

equipos y conductores a la hora de realizar el montaje o por efecto de vientos, sismos, vibraciones y otros.

- **Valor 2:** Valor que se determina en función de las posibles maniobras que realicen los trabajadores a la hora de operar la instalación y/o realizar mantenencias a los equipos. Esto se conoce como la "zonadeseguridad" y se determina a modo de que no haya riesgo de que un trabajador corra riesgos de electrocución con un equipo o conductor energizado.

Para realizar el cálculo de la distancia de seguridad, se comienza determinando las dimensiones del personal bajo las cuales se diseñan las zonas de seguridad, estos cálculos se basan en publicaciones del CIGRE la cual define una altura promedio de un trabajador de 1,75 metros y tomando en cuenta que en Chile la estatura promedio de un hombre es de 1,71 metros y de una mujer de 1,59 metros [34], se considera 1,75 metros como referencia para el diseño de dichas distancias.

Las figuras 2.80 y 2.81 muestran las dimensiones promedio de un trabajador adoptando distintas posturas.

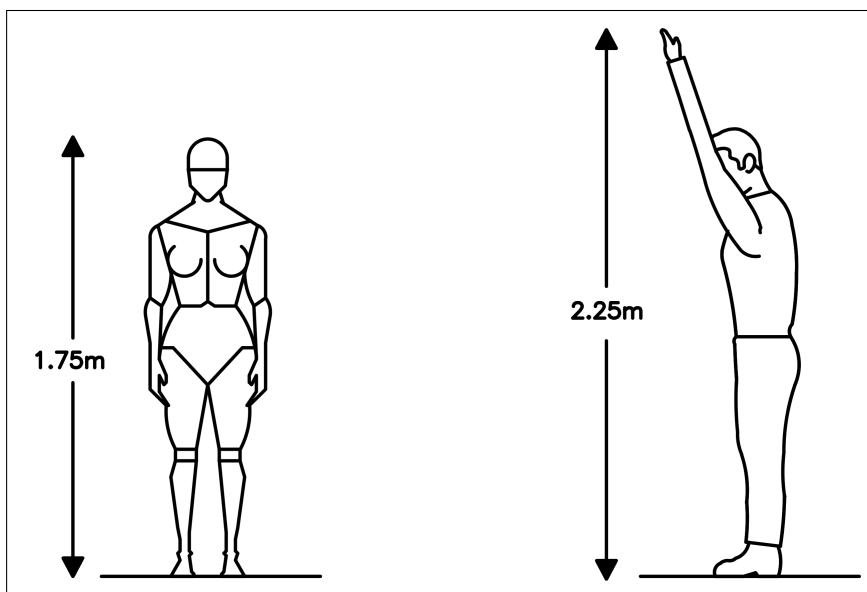


Figura 2.80: Altura media de un trabajador de planta (izquierda) y altura máxima del trabajador con sus brazos estirados (derecha).

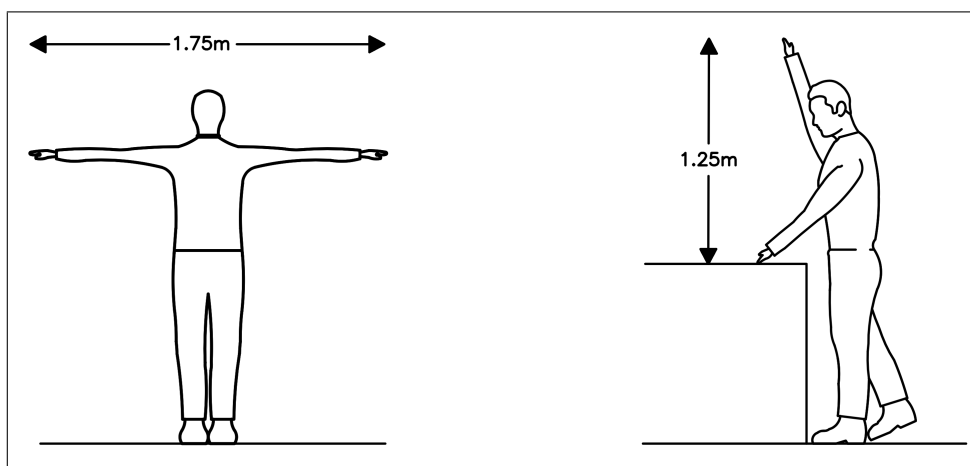


Figura 2.81: Ancho máximo con brazos extendidos (izquierda) y postura de mano alzada sobre plano de trabajo (derecha)

Tomando en consideración la máxima altura que puede alcanzar un trabajador sin el uso de algún elemento externo, para el cálculo de la distancia de seguridad se toma el valor básico y se le agregan 2 metros 25 centímetros que corresponde a la distancia entre el suelo y el punto energizado más bajo de la subestación.

En la figura 2.82 se muestra un ejemplo de una franja de seguridad vertical apta para la circulación segura de personal en la subestación, sin tomar en cuenta el uso de elementos externos como lo son escaleras o grúas.

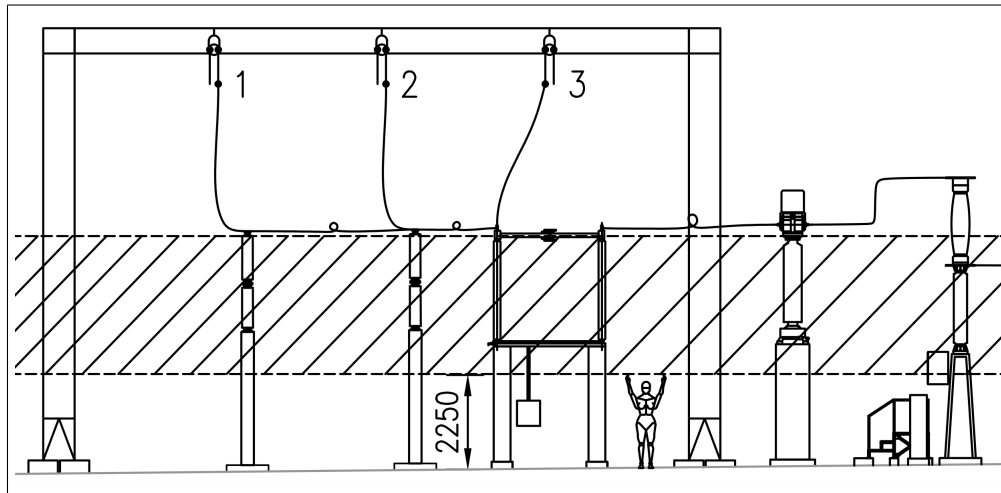


Figura 2.82: Zona de seguridad para circulación de personal

En el caso en que las distancias antes mencionadas no puedan ser llevadas a cabo, elementos externos deben ser incorporados para hacer inaccesibles las partes energizadas, entre estas se destacan:

- Uso de una malla protectora de 2,25 metros de alto y un ancho igual al valor básico b .
- Una baranda de mínimo 1,2 metros de altura y un ancho 0,6 metros más el valor básico como mínimo.

La figura 2.83 muestra los 2 métodos antes mencionados.

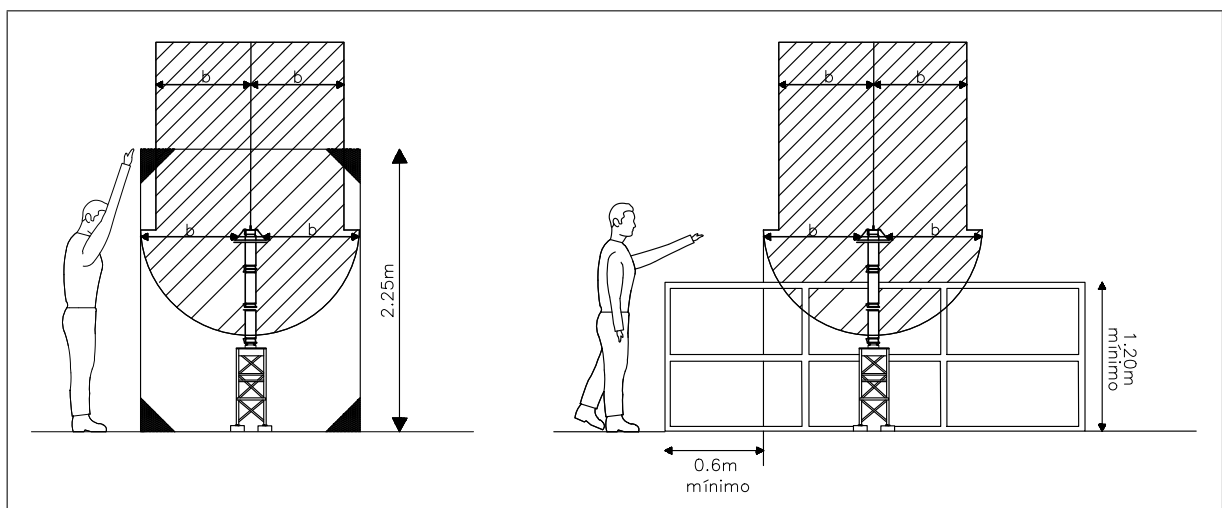


Figura 2.83: Ejemplo de protección de equipos bajos.

Circulación de Vehículos

Para la circulación de vehículos, se fija un ancho promedio de un vehículo de trabajo y se agregan al menos 0,7 metros por lado como holgura ante posibles errores de manejo. La figura 2.84 muestra un ejemplo de un camino de circulación para vehículos en una subestación.

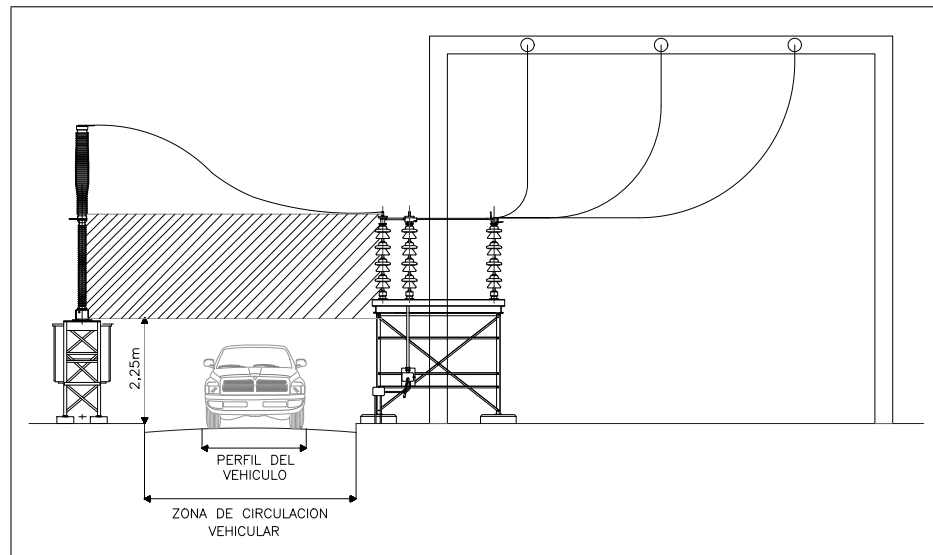


Figura 2.84: Ejemplo de camino de circulación de vehículos en una subestación.

La tabla 2.7 muestra un resumen práctico del procedimiento para calcular las distancias mínimas de seguridad en aire.

2.8.3. Distancias para dimensionamiento de subestación

Aplicando directamente todas las consideraciones de distancias mínimas en aire y distancias de seguridad mencionadas a lo largo de la presente sección, se presentan las directrices generales para el cálculo de las dimensiones totales que tendrá el patio de alta tensión de una subestación, estas dimensiones corresponden a:

- Ancho de Barras
- Ancho de Paños
- Altura de Paños
- Largo de Paños

Para estos cálculos, como ya se ha definido anteriormente, se utiliza la configuración barra flexible y conductor flexible, además se presenta un caso general de disposición de equipos sin perjuicio de que hubiese otras alternativas posibles que no se mencionen.

Ancho de Barras

Para determinar el ancho de las barras flexibles, se debe tomar en cuenta el desplazamiento horizontal de los conductores flexibles debido a cortocircuitos, en [12] se muestra que el desplazamiento de conductores depende de la relación $\frac{F_e}{m_c \cdot g}$ (Fuerza Electromagnética/peso

Tabla 2.7: Tabla práctica que resume el cálculo de distancias de seguridad en aire [3, p. 46].

Distancias de Seguridad																	
Up [kV] (Valor Peak)	Distancia mínima según IEC [m]	Valor básico				Circulación de Personal			Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada			Circulación de vehículos					
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m]	Zona de Seguridad [m]	Bajo Conexiones [m]	Valor total [m]	Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total [m]			
		%	[m]					(3)	(4)	(5)=(2)+(4)	(6)	(7)=(5)+(6)	(8)		(9)	Valor total [m]	Zona de seguridad [m]
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	3,08	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	3,25	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	3,46	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	3,68	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	3,90	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	4,12	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	4,34	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	4,56	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	4,84	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	5,11	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	5,27	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	5,54	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	5,84	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	6,17	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	6,54	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	6,96	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	7,44	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
1300	2,60	10	0,26	2,86	2,25	7,97	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	8,56	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)
1550	3,10	6	0,19	3,29	2,25	9,21	2,25	2,25	1,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0,70	0,70	(**)

Notas:

(*) El valor mínimo recomendado es 3 m, pero puede ser menor según la experiencia, dependiendo de condiciones locales, procedimientos, etc.

(**) Se determina en cada caso,

del conductor), de la flecha estática y de las elongaciones elástica y térmica del conductor. Así según lo dicho en [12] se presenta la siguiente fórmula que determina el rango de movimiento del conductor.

$$Y_k = 1,2 \cdot \text{sen}(40\check{z}) \cdot Y_0 \quad (2.4)$$

$$Y_k = 0,7713 \cdot Y_0 \quad (2.5)$$

Y la separación de fases corresponde a:

$$a = a_{min} + 2 \cdot Y_k \quad (2.6)$$

$$a = a_{min} + 1,543 \cdot Y_0 \quad (2.7)$$

Donde:

- a = Separación entre fases (m)
- Y_k = Rango de Movimiento del conductor (m)
- Y_0 = Flecha máxima estática (m)
- a_{min} = distancia fase-fase (m)

Una práctica común es diseñar los barrajes con una flecha máxima del 3% del vano L , pudiéndose representar la separación entre fases así:

$$a = a_{min} + 0,0463 \cdot L(m) \quad (2.8)$$

En la figura 2.85 se muestra una vista en planta de una barra que corresponde a un paño de 220 kV. Se indica lo que se entiende por "ancho" y por "largo" de la barra. El largo de la

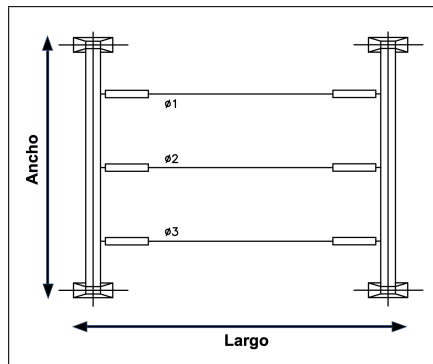


Figura 2.85: Vista en elevación barra de alta tensión con sus dimensiones demarcadas.

barra (o frente) corresponde al ancho de un paño de 220 kV, el cual se explica en el párrafo siguiente, más los espacios requeridos por los marcos de barras.

Ancho de Paño

Se define el ancho de paño como la distancia entre los centros de las columnas de las estructuras de las salidas/llegadas de línea. El ancho de paño de una subestación queda determinado por la configuración de esta, el nivel de tensión, el tipo de conductor y los equipos utilizados y entre los aspectos más relevantes que determinan el ancho de un paño se destacan:

- El ancho de barra, dadas las consideraciones nombradas en el numeral anterior.
- Las dimensiones de los equipos primarios que conforman el paño, para los casos en que se ocupen desconectores del tipo apertura central, serán estos los que determinen el ancho máximo, dado que al estar abiertos se mantienen energizados como muestran las figuras 2.86 y 2.87
- Si se tienen conexiones muy largas, se debe definir el ancho tomando en cuenta los desplazamientos horizontales ocasionados por movimientos sísmicos y cortocircuitos.

En la figura 2.86 se muestra un esquema para la determinación del ancho de un paño en función de los equipos involucrados y de su ubicación (alineados y no alineados con marco de línea).

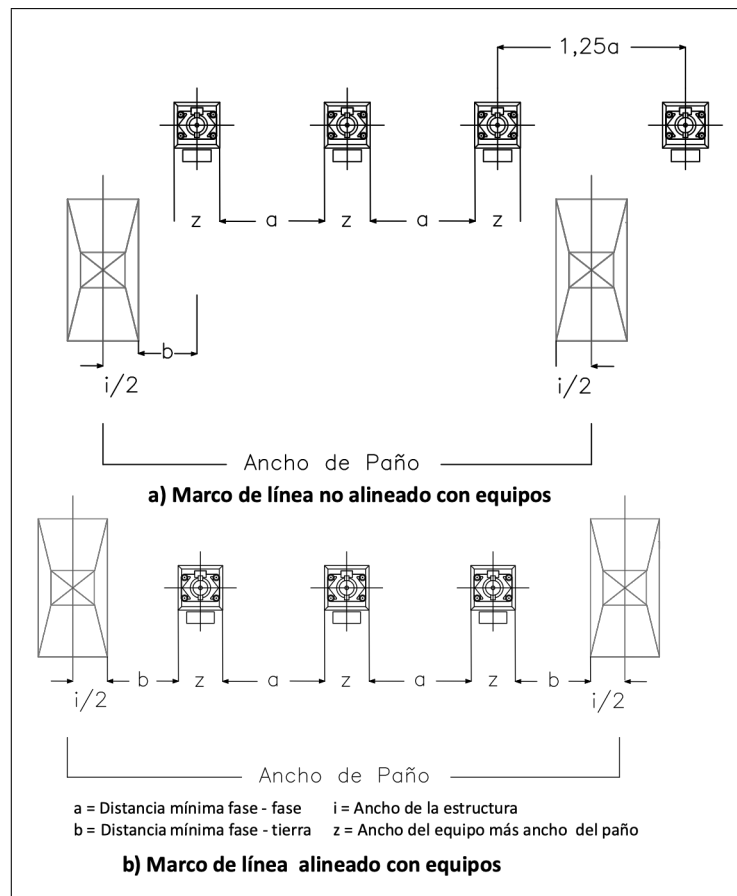


Figura 2.86: Ancho de paño determinado por equipos.

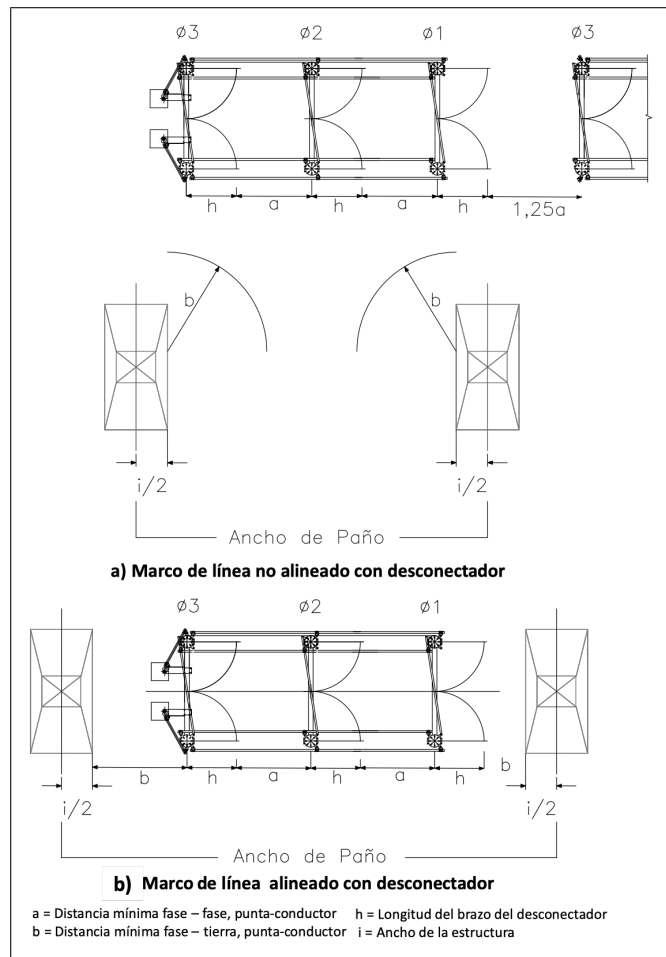


Figura 2.87: Ancho de paño determinado por desconector (fase central centrada con marco de línea).

Hay prácticas con las que se puede reducir el tamaño del ancho de paño, entre ellas se encuentran:

- Evitar pórticos interiores o intermedios
- Utilizar desconectores distintos a los de apertura central
- Evitar utilizar desconectores adyacentes a estructuras y pórticos.

Para el caso de la tecnología GIS, si se considera una conexión a líneas aéreas (caso más común en Chile) la metodología descrita en esta sección se aplica de manera similar y es la sección AIS la que determina el ancho de paños. Una forma de reducir el ancho total en estos casos es conectando 2 salidas/llegadas de línea una después de otra en lugar de que estén una al lado de otra, como muestra la figura 2.88. Esta solución en cambio aumenta el largo de la subestación y su altura, ya que se dispone un circuito arriba del otro.

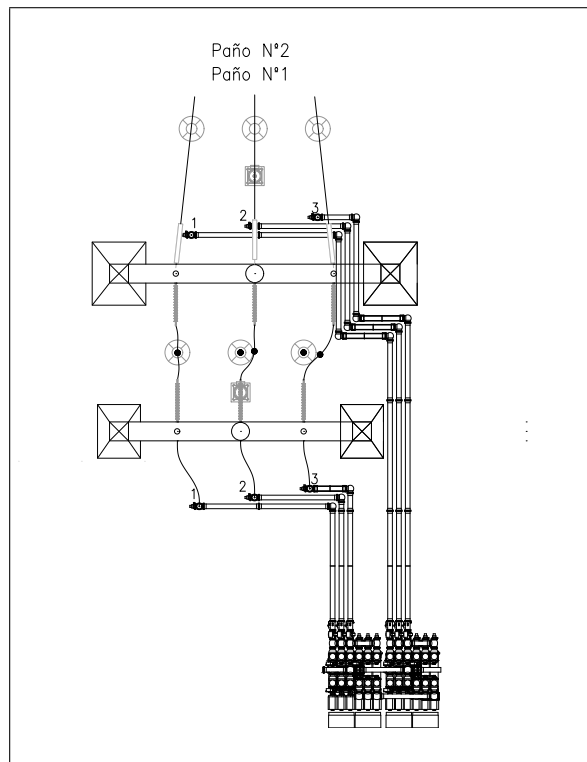


Figura 2.88: Ejemplo de marcos de línea dispuestos de manera conjunta para solución GIS Outdoor

Altura de paño

La altura de paño está determinada principalmente, por el número de niveles de conexión de la subestación. El primer nivel de conexión es el de conexión entre equipos primarios, cuya altura se determina según las especificaciones antes presentadas. El segundo nivel lo conforman las barras de alta tensión y al ser del tipo flexible se debe considerar la flecha máxima de este y que así se mantenga la distancia fase-fase como se observa en la figura 2.89. Para el caso de desconectadores verticales como el desconectador pantógrafo y semi-pantógrafo, es el largo extendido de estos el que determina la altura del barraje, como se aprecia en la figura 2.90

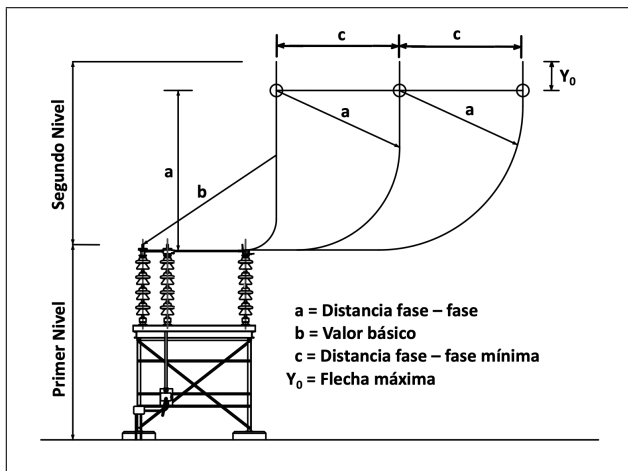


Figura 2.89: Altura de barra flexible conectado a desconectador de apertura central

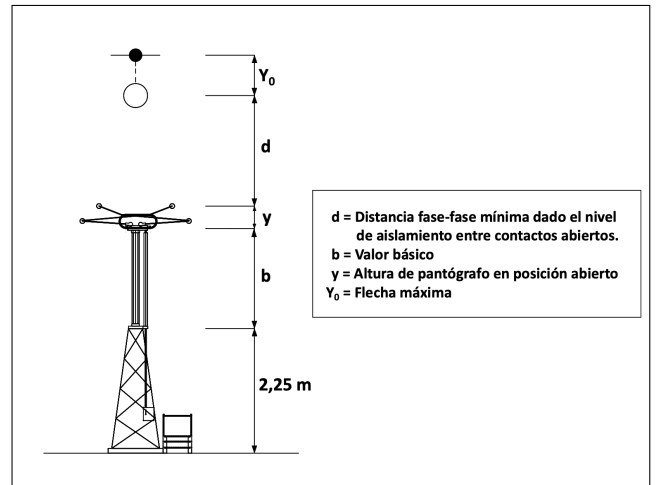


Figura 2.90: Altura de barra flexible conectado a desconectador pantógrafo.

El tercer nivel lo conforman los conductores conectados más alto que las barras de alta tensión como lo son las salidas/llegadas de líneas, la separación entre estas dos debe ser de al menos la distancia fase-fase calculada más un factor de seguridad de 10 %, la figura 2.91 muestra este caso.

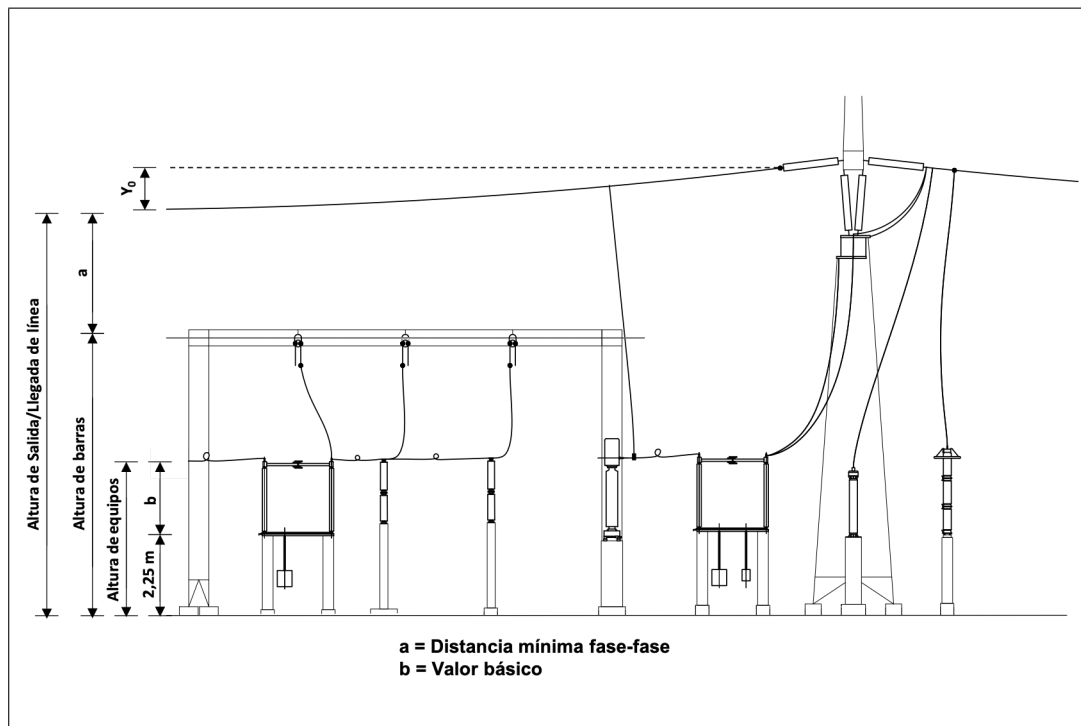


Figura 2.91: Altura de salida/llegada de línea.

Largo de Paño

El largo de cada paño va a depender de la distancia entre equipos, cuantos equipos haya por paño y por ende de su configuración. La distancia entre equipos no se define solo por distancias de seguridad en aire, si no por temas de mantenimiento, montaje y estética.

Para montaje y mantenimientos se busca que los terminales de equipos sean accesibles desde cualquier punto. Para subestaciones de tensión nominal de 72,5 kV, la distancia mínima aceptable entre terminales de equipos es de 1 a 1,5 metros. A partir de este valor base se pueden determinar los valores para todos los equipos y niveles de tensión.

Cuando se tienen equipos de aspecto similar como transformadores de instrumentación y pararrayos, se puede optar por separarlos a la misma distancia por temas estéticos. Para el largo del paño se debe agregar además las dimensiones de la vía de circulación de vehículos, espacio para casetas de control, canalizaciones, iluminación, entre otros.

La tabla 2.8 siguiente resume las distancias típicas entre equipos de patio según la tensión nominal.

Tabla 2.8: Tabla de distancias típicas entre equipos de patio [12, p. 46].

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia Típica [m]				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1.	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2.	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5-5,5	7,0-8,0	9,0-10,0
3.	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0-9,5	12,0-14,0	14,0-16,0
4.	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5-4,5	6,5	8,5
5.	Interruptor y transformador de instrumentación con via de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0-12,0	12,0-14,0
6.	Desconectador y desconectador	3,0	3,5	6,0	7,0-8,0	9,0-10,0
7.	Desconectador pantógrafo y desconectador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8.	Desconectador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9.	Interruptor y desconectador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10.	Interruptor y desconectador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5-9,0	11,0-13,0	13,0-15,0
11.	Desconectador y desconectador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12.	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0-5,0	6,0
13.	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14.	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral.	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

2.9. Consideraciones de Diseño Anti-Sísmico

Los sismos ocurren debido a la apertura abrupta de una falla geológica, en la cual ondas de choque se propagan desde la falla geológica hasta la superficie de la tierra generando ondas mecánicas vibratorias de múltiples frecuencias y de componentes tanto vertical como horizontal. La respuesta de un edificio o estructura ante un sismo depende de la solidez de la construcción, ductilidad y sus propiedades dinámicas, pudiendo mejorarse dichas propiedades agregando elementos que absorban la energía de un sismo y amortigüen las oscilaciones.

Las subestaciones de Alta Tensión no son ajenas a estos efectos, siendo las instalaciones más vulnerables dentro de un sistema eléctrico de potencia y la presencia de equipos conectados entre sí de manera semi-rígida provocan una interacción conjunta la cual puede llevar a modos de oscilación no deseados. Otro factor importante es el hecho de que muchos elementos en una subestación constan de materiales frágiles y de muy baja amortiguación (porcelana, fibras de vidrio, polímeros). Entre los daños más frecuentes producto de sismos se encuentran la ruptura de porcelanas, deformaciones permanentes en estructuras y fatigas en pernos de anclaje. Los efectos de dichos daños tienen efectos económico directos, principalmente la necesidad de reemplazo o reparación de equipos y estructuras dañados, además presenta costos indirectos generados por el tiempo que la instalación se quede fuera de operación u operando parcialmente, afectando así la operación económica del sistema.

En la presente sección se revisa las distintas metodologías dispuestas por la IEEE (IEEE-693-2005) y ENDESA (ETG 1.020) las cuales son las aceptadas por la normativa chilena y en estas se describen distintas metodologías, tanto teóricas como prácticas para verificar que los equipos adquiridos y su disposición son seguros para funcionar en una zona de alta actividad sísmica como lo es Chile.

En la figura 2.92 se muestra en el suelo un Interruptor de 220 kV colapsado (color negro) debido a esfuerzos sísmicos y que además fue arrastrado por equipos vecinos (desconectador color gris y un TP gris).



Figura 2.92: Interruptor colapsado arrastrando equipos vecinos [35].

2.9.1. Criterios de Diseño Sísmico según norma ETG 1.020

A continuación se hace una revisión de los aspectos más importantes del diseño sísmico según la norma ETG 1.020 de ENDESA, para empezar se definen los siguientes parámetros:

- **Intensidad Sísmica de Diseño:** La intensidad sísmica en el lugar de emplazamiento de la subestación se caracteriza mediante 3 valores que corresponden a los máximos de sus respectivos valores absolutos:
 - Aceleración Horizontal del suelo (ZPA): Este valor se fija en 0,5 a/g.
 - Velocidad del suelo: 50 cm/s
 - Desplazamiento del suelo: 25 cm
- **Factores de Seguridad:** Se debe aplicar un factor de seguridad según la fragilidad de los equipos, así se tienen los siguientes factores:
 - Factor de seguridad para materiales frágiles (porcelanas): 2 o mayor.
 - Factor de seguridad para materiales dúctiles (fierro): 1,25 o mayor.
- **Clasificación de los equipos según su rigidez:** Cada equipo al ser sometido a vibraciones mecánicas posee una frecuencia natural propia de oscilación que viene dada por sus características físicas, dicha frecuencia determina la rigidez de los equipos y estos se pueden clasificar de la siguiente manera:
 - Equipos Rígidos: Equipos cuya frecuencia propia de oscilación es igual o mayor que 30 Hz.
 - Equipos no rígidos: Frecuencia propia de oscilación menor que 30 Hz.
- **Espectro de Respuesta Lineal (RRS):** Es un gráfico utilizado para el análisis sísmico de los equipos el cual permite relacionar la frecuencia propia de oscilación y su amortiguamiento con el factor de amplificación sísmica (a/g). Los equipos rígidos no presentan amplificación y los equipos no rígidos presentan un factor de amplificación en el rango de 0 a 30 Hz, por lo tanto, se prefiere que el equipo sea de tipo rígido.
- **Métodos de verificación de del diseño sísmico de de un equipo eléctrico:** Para verificar que los equipos adquiridos cumplan con los requerimientos del lugar de emplazamiento, la norma ETG 1.020 define tres métodos de verificación asísmica, cada uno con distinto costo, exactitud y complejidad. A continuación se presentan estos métodos y en las secciones siguientes se ahonda en cada uno de ellos.
 - Método estático
 - Método dinámico (simulación elementos finitos)
 - Ensayos Sísmicos

2.9.2. Espectro de Respuesta Lineal

El espectro de respuesta lineal es propio del lugar geográfico donde se emplazan los equipos eléctricos, dicho espectro obedece una ecuación lineal de segundo orden y se construye a partir de los parámetros de aceleración, velocidad y desplazamiento del suelo en el lugar de análisis. Como ya se mencionó anteriormente, para el territorio chileno estos valores se fijan en 0,5g, 50 cm/s y 25 cm respectivamente. El espectro de respuesta lineal se representa a través de un gráfico de la frecuencia propia de oscilación del equipo en función de la aceleración expresada en por unidad ($^{\circ}/1$) cuya base corresponde a la aceleración de gravedad "g" para

distintos amortiguamientos expresados en % (base amortiguamiento crítico del equipo). Los amortiguamientos graficados van desde un 0,5 % al 20 % del amortiguamiento crítico que constituyen así una familia de curvas las cuales conforman el *Espectro de Respuesta Lineal*. La figura 2.93 muestra el espectro de respuesta lineal dados los parámetros antes descritos. El Espectro de Respuesta permite determinar el factor de amplificación (A/g) conocida la

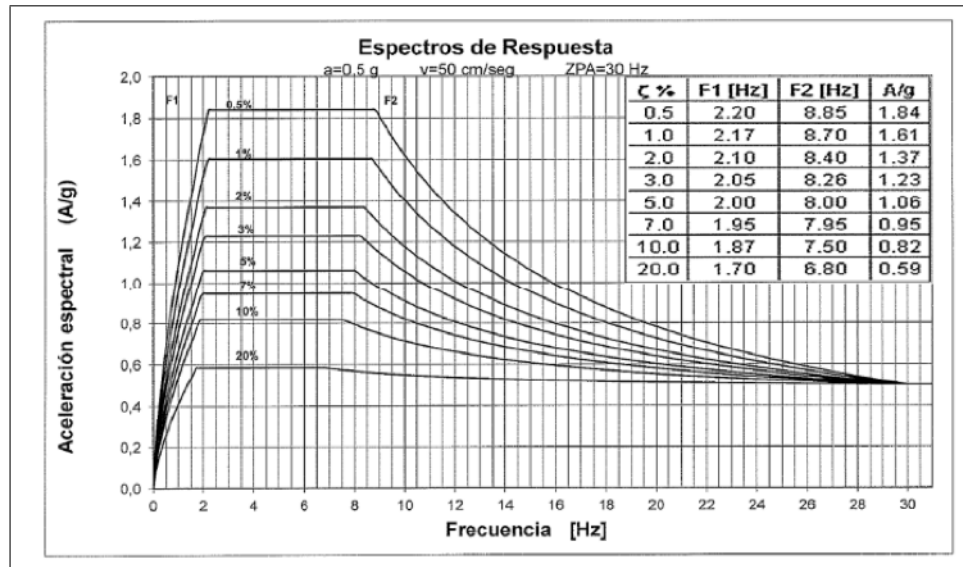


Figura 2.93: Curvas de Espectro de Respuesta Lineal, $a=0,5\text{g}$, $v=50\text{ cm/seg}$, $ZPA=30\text{ Hz}$.

frecuencia propia y el amortiguamiento del equipo.

El factor de amplificación se aplica a las fórmulas de cálculo de la fuerza sísmica horizontal y vertical (F_x, F_y). Las fuerzas F_x, F_y se aplican para efectos de cálculo en el centro de gravedad del equipo. A mayor amortiguamiento menor es el factor de amplificación.

La figura 2.94 muestra un acelerograma en función del tiempo, a partir de esta información se construye el espectro de respuesta lineal.

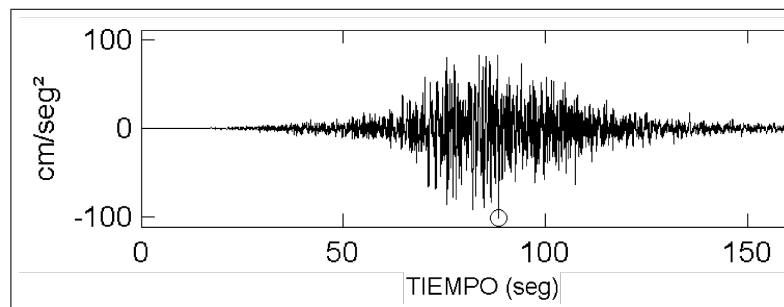


Figura 2.94: Acelerograma real terremoto Chile 27 de febrero de 2010, $a=100,69\text{ cm/s}^2$, $v=14,48\text{ cm/s}$ $d=4,05\text{ cm}$

2.9.3. Factores de Seguridad

El factor de seguridad se define como el cociente entre el esfuerzo admisible y el esfuerzo solicitante. Para materiales frágiles tales como porcelanas se debe elegir un factor de seguridad de **2,0 o mayor** y su esfuerzo admisible corresponde al esfuerzo de ruptura garantizado (R_c) de la porcelana, el cual se obtiene de una muestra de 3 porcelanas sometidas a ensayo de ruptura que arrojan valores estadísticos R_m y S_r y que queda definido por la siguiente fórmula:

$$R_c = R_m - S_r \quad (2.9)$$

Donde:

- R_c = Esfuerzo de ruptura en daN/cm^2 .
- R_m = Valor medio del esfuerzo de ruptura en daN/cm^2
- S_r = Desviación estándar del esfuerzo de ruptura en daN/cm^2

Las especificaciones sísmicas exigen la entrega de un protocolo de prueba de las porcelanas donde se certifique el valor garantizado R_c obtenido de las pruebas antes descritas. La porcelana que cumple con dicho factor de seguridad se considera aceptada sísmicamente.

Para el caso de materiales dúctiles como el acero, el factor de seguridad es igual a 1,25 o mayor, este valor corresponde al 80 % del valor de fluencia del material.

2.9.4. Clasificación estructural

Dada la disposición estructural y sus características constructivas, los equipos de patio y sus partes principales pueden clasificarse en 3 tipos:

a) Robusto, compacto y rígido

Corresponde a equipos cuya estructura metálica se extiende en las 3 dimensiones y cuyo peso propio no representa porción considerable de su solicitación. Normalmente están dotados de suficiente rigidez y su resistencia no está subordinada a las prácticas de diseño. Se anclan directamente a las fundaciones y sus frecuencias naturales de oscilación son mayores a 30 Hz, esto implica que en el equipo no se producen amplificaciones mayores a 0,5g.

Entre estos equipos se encuentran el cuerpo principal de transformadores de poder, reactores en derivación e interruptores de poder del tipo tanque muerto.

b) Robusto, distribuido y rigidizable

Corresponde a equipos cuya estructura metálica se extiende en las 3 dimensiones y cuyo peso propio no representa porción considerable de su solicitación. Normalmente están dotados o pueden estar dotados de suficiente rigidez, sus partes principales poseen una resistencia subordinada a las condiciones de diseño y se anclan a la fundación mediante estructuras metálicas rígidas o rigidizables.

Los componentes principales de las subestaciones GIS corresponden a esta clasificación.

c) Frágil, esbelto, flexible

Corresponden a elementos estructurales frágiles, normalmente de porcelana, con partes metálicas, de peso propio considerable frente a su sollicitación y con la mayor extensión hacia una dirección. Además presentan rigidez y condiciones de resistencia subordinada a las prácticas de diseño, se instalan generalmente en estructuras de soporte metálicas o en los cuerpos principales de equipo robustos y sus frecuencias de oscilación son menores a 30 Hz.

Ejemplos de estos equipos incluyen a todos los aisladores de soporte principales y a los equipos de maniobras del tipo AIS tales como interruptores, desconectores, transformadores de medida, pararrayos y condensadores de acoplamiento. También se incluyen bushings aceite/aire de transformadores de poder y reactores shunt, y los bushing SF₆/aire de subestaciones GIS

Para los casos de estructuras esbeltas, se aplica un factor $K=1,5$ en las expresiones de $F_{x,y}$; F_z adicionalmente del factor 1,2. Para realizar dichas verificaciones se consideran las hipótesis más desfavorables con respecto a los sentidos en que actúan las fuerzas sísmicas sobre cada parte, equipo y estructura acoplada mecánicamente. Todo equipo de sujeción y anclaje debe diseñarse para evitar volcamientos y desplazamiento en dirección horizontal y vertical, de igual forma esta característica debe verificarse para distintos escenarios de operación, incluyendo combinación de eventos más desfavorables como por ejemplo un sismo y un cortocircuito simultáneos.

2.9.5. Métodos de calificación sísmica

Al hablar de calificación sísmica, se abordan 2 aspectos referentes al efecto de un sismo en los equipos. Por un lado está el aspecto estructural en donde el equipo califica si no presenta daños, deformaciones permanentes y cumple con los factores de seguridad y por otro lado está el aspecto funcional, el cual implica la verificación del correcto funcionamiento de equipos antes, durante y después de someterse a un evento sísmico.

Para realizar estos cálculos además de los efectos sísmicos deben considerarse otras fuerzas externas tales como cortocircuitos, tirones de 100 daN y esfuerzos por vientos. Como ya se adelantó, la norma ETG 1.020 define 4 métodos de calificación sísmica que corresponden a cálculos teóricos, ensayos sísmicos y una combinación de ambas. A continuación se resume cada uno de estos 4 métodos.

a) Método de Cálculo Estático.

Este método consiste en un cálculo simple que puede realizarse de manera manual y que entrega resultados satisfactorios. Existen dos casos de cálculo estático:

- *Método con verificación de f_0 y $z\%$* : Para este caso se mide de manera experimental la frecuencia propia de oscilación (f_0) y el amortiguamiento ($z\%$) por medio de un ensayo en mesa vibratoria o mediante el método del tirón (o Hummering).

Una vez determinado experimentalmente f_0 y $z\%$ se ingresa con estos datos al Espectro de Respuesta Lineal de Diseño Sísmico y se obtiene el factor de

amplificación expresado en a/g . Sumado a esto se determina el propio peso del equipo W y se aplican las siguientes fórmulas:

$$F_{x,y} = 1,2 a/g \cdot W \quad (N) \quad (2.10)$$

$$F_z = 0,6 a/g \cdot W \quad (N) \quad (2.11)$$

Estas fuerzas $F_{x,y}$; F_z calculas se aplican en el centro de gravedad del equipo y mediante ecuaciones de mecánica clásica se determinan los momentos de flexión y los esfuerzos solicitantes en los puntos críticos del equipo. Habiendo determinado los esfuerzos solicitantes y una vez conocidos los esfuerzos admisibles propios de cada material se determinan los factores de seguridad ya mencionados en la sección 2.9.3. El equipo califica sísmicamente desde el punto de vista estructural cuando cumple con los valores de los factores de seguridad especificados.

- *Método sin verificación de frecuencia y amortiguamiento:* Para este caso se acepta considerar como amplificación el valor de la Ordenada Máxima del Espectro de Respuesta Lineal con un amortiguamiento de un 2% . Con este valor de ordenada (a/g) se aplica la fórmula para calcular $F_{x,y}$ y F_z . El valor máximo de esta ordenada es igual a 1,37g. El resto de cálculos es igual al descrito anteriormente.

b) Método de cálculo dinámico.

Es un método más complejo que requiere de herramientas computacionales y software específicos. La estructura del equipo se representa por un modelo lineal de parámetros concentrados, en particular a través del método de los elementos finitos a los cuales se aplican las condiciones de borde. El método utilizado es de SRSS (del inglés Square Root of Sum of Squares) el cual entrega resultados más completos y exactos que el método estático, aunque a un mayor costo. Entre los resultados que se obtienen de este análisis se destacan las fuerzas y esfuerzos en nudos y elementos vigas, desplazamientos máximos probables, velocidades, frecuencias naturales, aportes modales y aceleraciones. En caso de que no se conozca el amortiguamiento se supone en el cálculo un valor del 2% del amortiguamiento crítico del equipo.

Se debe modelar un número suficiente de elementos para que todos los componentes importantes del equipo estén representados y para que se puedan reproducir los modos de vibrar con frecuencias hasta 35 Hz y que se cumpla que la suma de las masas modales represente a lo menos el 95% de la masa total del equipo. Para determinar el aporte de cada modo natural a las sollicitaciones, se debe calcular el esfuerzo de corte base H_j contribuido por el modo de orden j mediante la ecuación:

$$H_j = C_j \cdot M_j \quad (2.12)$$

Donde C_j es el coeficiente sísmico modal de diseño para el modo j y M_j es la masa del oscilador modal equivalente calculada mediante la fórmula:

$$M_j = \frac{(\sum m_i \cdot \phi_{ij})^2}{\sum m_i \cdot (\phi_{ij})^2} \quad (2.13)$$

Donde ϕ_{ij} es la amplitud de movimiento de la masa m_i cuando el sistema oscila libremente en el modo j ; el índice i está para individualizar las masas consideradas en el modelo y

las sumatorias abarcan a todas las masas. El coeficiente C_j se obtiene de la ecuación:

$$C_j = A(T_j) \quad (2.14)$$

Donde $A(T_j)$ es la ordenada del espectro de respuesta lineal evaluada para la frecuencia de amortiguamiento de 2%. Las sollicitaciones modales S_j se obtienen de la ecuación:

$$S = \frac{1}{2} + \sum_{j=1}^r |S_j| + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^r S_j^2} \quad r \geq 3 \quad (2.15)$$

Donde r indica el número de modos incluidos en el análisis con frecuencias hasta 35 Hz y $S_j=f(M_j,H_j)$.

c) Método por ensayos de laboratorio

Este método de verificación sísmico es el más directo y real, consiste en simular en una mesa vibratoria los esfuerzos y las aceleraciones ejercidas por un sismo sobre un equipo eléctrico determinado.

Durante el ensayo se miden los esfuerzos al cual es sometido el equipo montado sobre la mesa y posteriormente se calculan los factores de seguridad resultantes en los puntos más críticos. El caso más extremo corresponde al de una falla franca estructural o de funcionamiento del equipo producto de los esfuerzos sísmicos simulados, de ocurrirse esto el equipo es rechazado.

Obviando el escenario anterior, los ensayos de mesa vibratoria no son una prueba que se aprueba o reprueba, su propósito es determinar esfuerzos en puntos críticos para calcular factores de seguridad y verificar la correcta funcionalidad del equipo mediante registros adecuados.

En la figura 2.95 siguiente se muestra un desconectador instalado sobre mesa vibratoria para ensayo sísmico.



Figura 2.95: Desconectador montado sobre mesa vibratoria [35].

La calificación sísmica se lleva a cabo mediante una combinación de ensayos y cálculos y consta de las siguientes etapas:

- Ejecución de pruebas de rutina especificadas en las correspondientes especificaciones técnicas del equipo a ser ensayado.
- Pruebas en mesa vibratoria.
- Repetición pruebas de rutina.
- Análisis mediante memoria de cálculo que permita demostrar la idoneidad del equipo bajo la acción simultanea del sismo y otras cargas.

Los ensayos en mesa vibratoria pueden realizarse según 4 métodos que son los siguientes:

- **Método de frecuencia constante:** Consiste en aplicar como señal de excitación una señal sinusoidal de frecuencia constante durante treinta (30) segundos.

Durante el ensayo se miden los esfuerzos en puntos críticos a través de tensómetros, además equipos de control y medida deben estar operando y generar señales que acrediten que no hubo cambio de estados indeseados (abierto a cerrado y viceversa) en los equipos durante el ensayo.

- **Método Multifrecuencia o "Histograma":RRS-TRS:** Consiste en generar un *Espectro de Respuesta Requerido* (RRS por sus siglas en inglés *Required Response Spectrum*) y compararlo con el resultado de un *Espectro de Pruebas Requerido* (TRS por sus siglas en inglés *Test Required Spectrum*) aplicado a la mesa vibratoria. El TRS debe estar siempre sobre el RRS en el rango de frecuencias entre 0,5 y 35 Hz. Para el caso chileno el espectro RRS corresponde a al espectro de Respuesta Lineal

graficado en función de la frecuencia en norma ETG 1.020. El ensayo tiene una duración de 30 segundos, se registran aceleraciones a nivel de mesa y en todos aquellos puntos críticos del equipo bajo ensayo. El registro de esfuerzos se realiza de manera similar al caso de frecuencia constante, al igual que los registros de señales de control y los términos que determinan el rechazo de un equipo. El ensayo multifrecuencia debe ser preferentemente triaxial según la recomendación IEC.

En la figura 2.96 se muestra el espectro requerido (RRT) según exigencias de la norma IEEE-693.

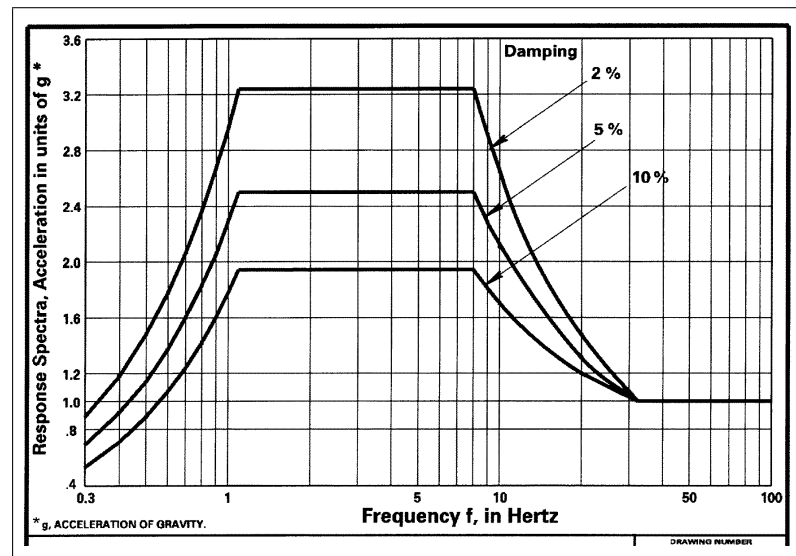


Figura 2.96: RRS de un terreno calificado como de alta actividad sísmica [36].

- **Método Batimientos sinusoidales (Sine Beat):** Consiste en aplicar en la mesa vibratoria un tren de cinco batimientos con cinco ciclos de oscilación cada uno, separados por pausas suficientemente largas para que las interferencias entre batimientos sean mínimas. El propósito de esta prueba es cubrir todo el Espectro de Diseño Sísmico en el rango de frecuencias entre 0,5 y 30 Hz. La figura 2.97 muestra un gráfico de las oscilaciones con este método.
- **Prueba de Oscilación Libre:** Su propósito es determinar la frecuencia propia de oscilación y el amortiguamiento del equipo ensayado:
 - Método del "Tirón": Consiste en tirar desde el centro de gravedad el equipo con una fuerza igual a un tercio de su peso y luego liberarlo súbitamente (cortando el cable tensor) dejándolo oscilar libremente hasta su reposo absoluto. Las oscilaciones se registran mediante un instrumento adecuado y a partir de esta información se determina la frecuencia propia y el amortiguamiento. Este último se calcula mediante el método de los Decrementos logarítmicos.
 - Método de "Hammering" (golpe con martillo): Este método es similar al método del "tirón" excepto que la oscilación del equipo se logra mediante un golpe ejecutado con un martillo de madera. Los registros y cálculos se hacen de manera análoga al método anterior.

El método del "tirón" somete el equipo a mayor energía, por lo tanto es más exacto que el método "Hammering". Estos ensayos son de menor costo que el uso de mesa

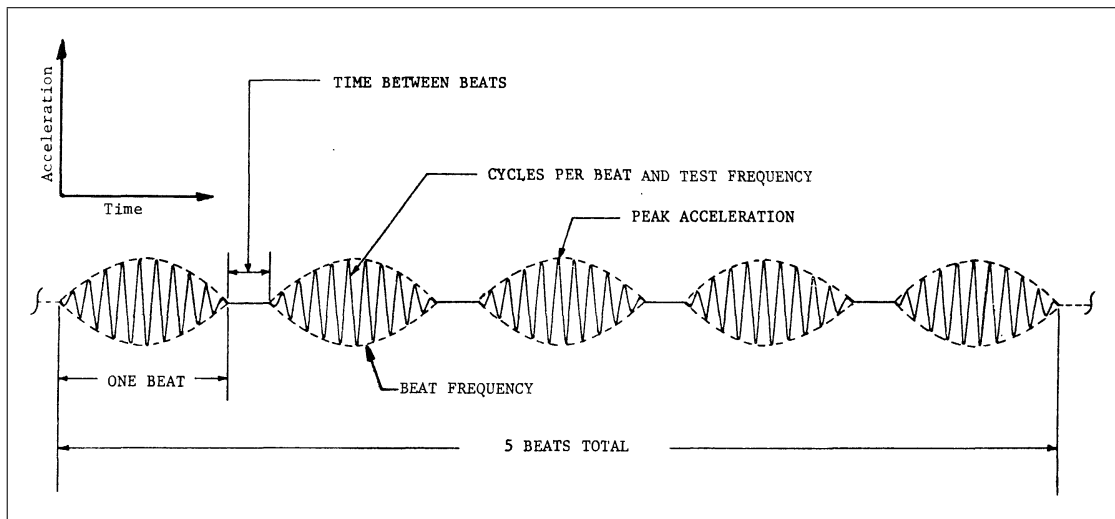


Figura 2.97: Señal de entrada del método batimientos sinusoidales [37].

vibratoria.

Además la frecuencia propia de oscilación puede ser determinada durante el ensayo en mesa vibratoria, mediante un barrido de frecuencia.

d) Método de análisis mixto: cálculos y ensayos combinados.

Este método mezcla cálculos dinámicos o estáticos con ensayos de laboratorio. Por un lado, los ensayos permiten validar o corregir el modelo obtenido teóricamente y por otro lado los cálculos estáticos y dinámicos se basan en datos obtenidos de los ensayos, como las frecuencias propias valores de amortiguamiento del equipo estudiado. Es un método muy exacto pero de alto costo.

2.9.6. Memoria de cálculo sísmico de equipos eléctricos

Todos los métodos de verificación sísmica mencionados deben ser respaldados por medio de memorias de cálculo sísmico. Esta memoria debe indicar las bases generales de cálculo adoptado, la o las normas sísmicas utilizadas o exigidas por el mandante (ETG 1.020, IEEE-693), el método de análisis seguido, las consideraciones de cargas consideradas en el examen de los elementos estructurales, incluidos anclajes y conexiones, y los criterios de aceptación o rechazo del equipo.

La memoria de cálculo debe incluir los siguientes antecedentes para la formulación del modelo matemático que se considere en el análisis:

- Características geométricas del equipo eléctrico analizado.
- Distribución de las masas, partes y componentes principales del equipo eléctrico.
- Características mecánicas de los materiales constructivos del equipo eléctrico como: módulos de elasticidad, punto de fluencia de materiales dúctiles, resistencia a la ruptura de la porcelana, etc.

La memoria de cálculo debe considerar el o los casos más desfavorables contemplados en la

verificación de las exigencias relativas a la resistencia, tensiones admisibles, deformaciones, desplazamientos, estanqueidad y otros requerimientos funcionales, según corresponda en cada caso y a cada equipo eléctrico en particular.

Para el caso del método dinámico, la memoria de cálculo debe contener una descripción clara y completa del modelo matemático (Modelo Elementos Finitos) empleado en la cual se identifiquen los elementos portadores de los parámetros concentrados (masas puntuales, cuerpos rígidos, coordenadas locales, soportes, amortiguadores, etc.) su forma de acoplamiento y las condiciones de borde externas.

Finalmente en la memoria de cálculo se deben indicar los siguientes resultados:

- Matrices de masas y rigideces
- Frecuencias y vectores modales
- Masas de los osciladores modales equivalentes
- Coeficientes de participación de los modos
- Solicitaciones sísmicas en cada uno de los elementos sometidos a verificación
- Factores de seguridad relevantes
- Uso de dispositivos amortiguadores externos.

2.10. Consideraciones de Diseño Edificio de Control

Todos los equipos que forman parte de los servicios auxiliares deben estar instalados en un mismo edificio conocido como el *edificio de control* o *Sala de Control* (depende del tamaño).

En algunos casos se puede requerir de edificios de control adicionales que corresponden a las *casetas de control* como puede ser el caso de los controladores de diagonal para la configuración interruptor y medio.

En la presente sección se presentan indicaciones generales sobre el diseño del edificio y caseta de control, esto incluye las dimensiones y disposición de las distintas salas dentro del edificio y características generales de estas.

Cabe destacar que el diseño expuesto a continuación es solamente sugerido y puede haber múltiples formas de diseñar el edificio de control de una S/E:

- a) **Área institucional:** Esto incluye los servicios básicos para quienes operen la subestación y suele incluir baños para los trabajadores, cocinilla, oficinas, salas de reunión y equipos de climatización (aire acondicionado).

Por otro lado, en el área técnica o de servide la subestación pueden encontrarse las siguientes salas:

- b) **Sala de Control y Protecciones:** En esta sala se instalan todos los equipos y armarios de control y protecciones de la subestación, la sala debe diseñarse de tal forma que se tenga una visual del patio de alta tensión. Además, se debe incluir un pupitre de trabajo con las estaciones de trabajo para el operador de la subestación (equipos SCADA), y sillas

ergonómicas. La sala debe incluir un sistema de climatización. Esta es una sala importante dentro del contexto del edificio, porque en ella se ejercen las acciones de control. El diseño arquitectónico de la sala de control debe incluir ventanas, iluminación adecuada, puertas para climatización, accesos expeditos y medios de seguridad.

- c) **Sala de servicios auxiliares:** En esta sala se instalan los Tableros de BT y media tensión y el transformador de SSAA de la subestación.
- d) **Sala de Equipo de Respaldo:** En esta sala se instala el grupo electrógeno que sirve de respaldo en caso de que el suministro eléctrico de los servicios auxiliares CA sea interrumpido. Esta sala debe tener acceso desde el exterior con una rampa de concreto endurecido y los pisos interiores deben estar conformados por un piso duro. Esta sala preferentemente debe ser independiente del edificio.
- e) **Sala de Baterías:** En esta sala se instala el banco de baterías tipo estacionario, debe contar con rejillas de ventilación y extractor de aire que proporcionen una correcta circulación de aire, esto dado que las baterías pueden generar gases tóxicos e inflamables. Por el material corrosivo de baterías (electrolito) debe disponerse de lavamanos o ducha en el caso de que un trabajador se vea expuesto a un derrame de electrolito.

El acabado de pisos y muros de la sala de baterías debe ser mediante pintura epóxica que sea resistente a la acción corrosiva de agentes tóxicos.

- f) **Bodegas:** En bodegas se deben almacenar repuestos y guardar equipos primarios adicionales de respaldo y herramientas para mantenimiento entre otros.
- g) **Sala de comunicaciones:** En esta se encuentran los equipos relacionados al sistema de comunicación de la subestación como los enlaces a través de fibra óptica, onda portadora o microondas. .

Para salas del área técnica como salas de control, sala de servicios auxiliares y la sala del equipo de respaldo se recomienda el uso de puertas dobles con suficiente espacio para permitir el fácil acceso de equipos, además para garantizar un montaje e instalación de equipos sencillo, se recomienda la construcción de rampas de acceso a estas instalaciones.

2.10.1. Sistema de detección y combate de incendios de la Subestación

El Edificio de Control debe incluir un sistema de detección de incendios compuesto por un Panel Centralizado de Alarmas, detectores de humo y fuego en cada uno de sus salas y diferentes tipos de extintores portátiles para combate del fuego.

Alternativamente se puede considerar una instalación de detección y combate de incendio del tipo FM200 el cual detecta y combate el fuego en forma automática con boquillas ubicadas en cada una de las salas utilizando un gas extintor inerte que no produce daños a personas, equipos y no deja residuos.

La figura 2.98 muestra un esquema del Sistema FM200. Los Transformadores de Poder

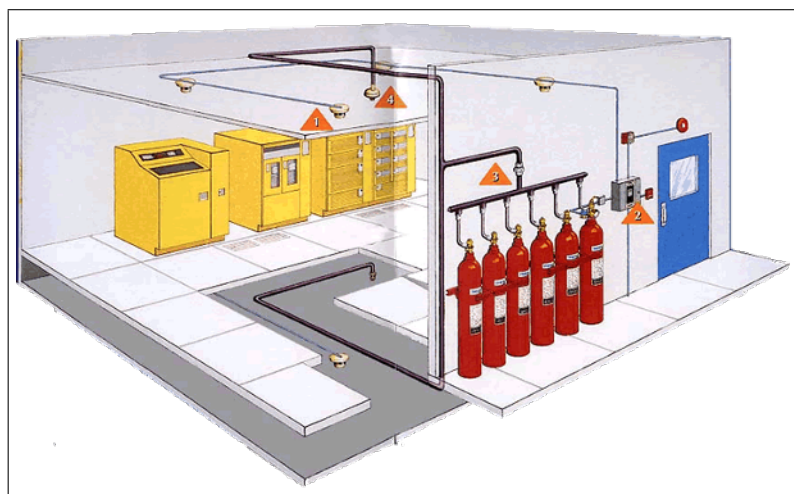


Figura 2.98: Esquema Sistema gas FM200 [38].

deben tener por razones de seguridad muros cortafuego y piletas de captación agua/aceite, esto último por exigencias medio ambientales.

Además, se debe evaluar para los Transformadores de Poder la necesidad de incluir o no un sistema de detección y combate de incendio del tipo “rociado de agua” (springlers) el cual detecta y combate el fuego en forma automática efectuando una descarga masiva de agua sobre el transformador (2.700 litros/min durante 1 hora). Esto dependerá entre otros de la importancia de la subestación, ubicación de los transformadores respecto a edificios y equipos y de las recomendaciones indicadas en norma NFPA.

En la figura 2.99 se muestra un ejemplo de un Edificio de Control con sala de control, servicios auxiliares, servicios generales, sala de baterías, sala armarios de control y protecciones, entre otras.

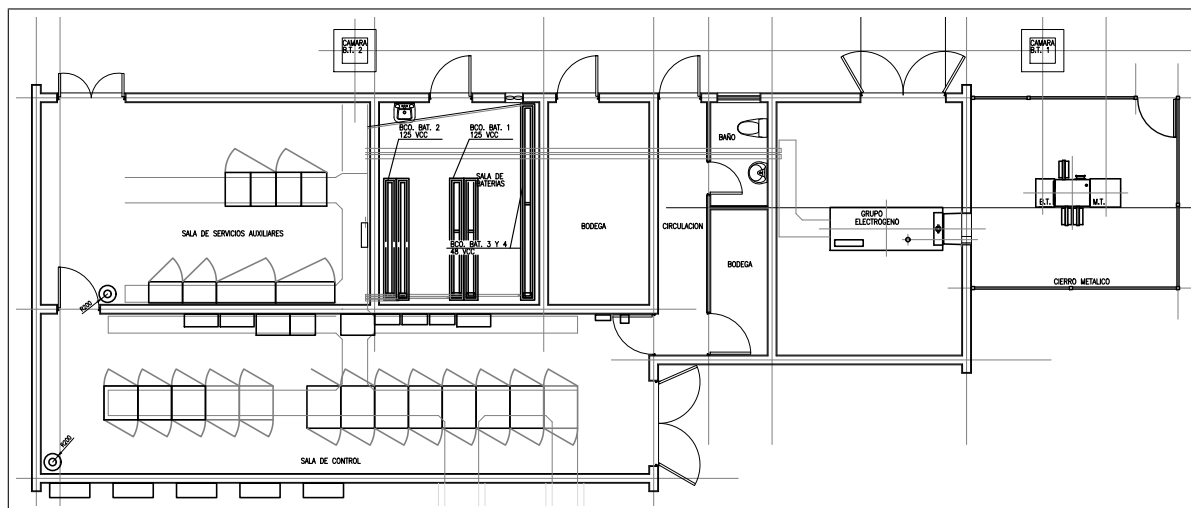


Figura 2.99: Plano vista en planta Edificio de Control

En la figura 2.100 se muestra un ejemplo de caseta de control de diagonal de una

subestación tipo Interruptor y Medio. Esta contiene principalmente armarios de control, de protección y equipos de comunicaciones para los paños correspondientes a la diagonal, estas deben cumplir las mismas exigencias mencionadas anteriormente.

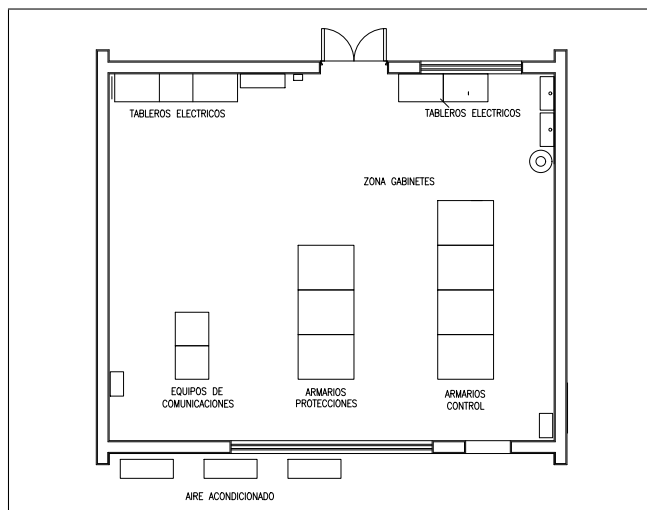


Figura 2.100: Plano vista en planta de una Caseta de Control de Diagonal.

2.11. Malla de Tierra

Una subestación, al igual que la mayor parte de los sistemas eléctricos requiere de una Malla de tierra por dos principales motivos:

- **Seguridad:** Durante fallas, los equipos eléctricos de alta tensión pueden quedar sometidos a diferencias de potencial con otras partes metálicas de la subestación. Dicha diferencia de potencial puede ser peligrosa para personas, animales o la aislación de los mismos equipos. El diseño de la malla de tierra debe asegurar que las tensiones tolerables (Contacto y Paso) sean superiores a las tensiones de malla, además el valor de la resistencia de puesta a tierra debe tener un valor lo más bajo posible (ejemplo 1,0 ohm).
- **Operacional:** La malla de tierra también cumple la función de proveer un medio que garantice que en operación normal y durante el evento de una falla fase a tierra, toda corriente pueda retornar a la fuente de manera controlada, es decir, bajo una trayectoria predefinida. Interesa que el diseño de la malla permita que el sistema de protecciones funcione correctamente.
- **Otros:** Sumado a los motivos anteriores, la malla de tierra provee de un medio de descarga para sobretensiones tipo rayo, maniobra y para la puesta a tierra de equipos durante mantenciones.

2.11.1. Medidas y Cálculo de resistividad de terreno

El primer paso para dimensionar una malla de puesta a tierra es determinar la resistividad del terreno en el cual se emplazará la subestación, esta resistividad no es constante y

dependerá del lugar en el que se lleve a cabo la medición y de la estación del año en el que se realice (estación seca, estación húmeda), sobre estas condiciones la normativa vigente exige que las mediciones se realicen en época seca (caso más desfavorable) y que se utilicen los métodos establecidos en la norma IEEE 81: IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity.

Para las mediciones de resistividad se utiliza una configuración de 4 electrodos, tal como muestra la figura 2.101 este consiste en enterrar 4 electrodos en un mismo eje en el terreno al cual se desea medir la resistividad, luego se inyecta corriente al terreno a través de los electrodos de corriente externos y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos de potencial internos.

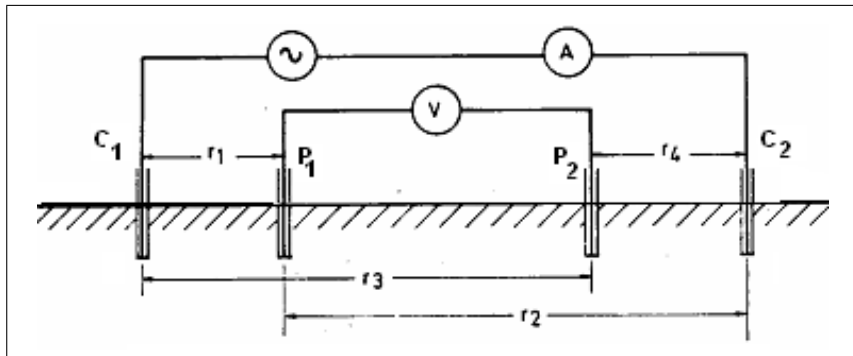


Figura 2.101: Configuración general de cuatro electrodos [39].

La corriente inyectada es alterna con baja frecuencia y los electrodos se ubican a distancias relativamente grandes comparadas con la profundidad de enterramiento, de modo de suponerse a éstos como fuentes puntuales de corriente. Para medir la resistividad por medio del método de 4 electrodos existen 2 configuraciones distintas, la *configuración de Wenner* y la *configuración de Schlumberger*.

La configuración de Wenner mostrada en figura 2.102 se caracteriza por mantener una separación equidistante "s" entre electrodos de potencial y corriente. Esta distancia se va incrementando de manera gradual hasta obtener mediciones suficientes para elaborar un modelo de capas horizontales del terreno, esto a través de software especializado. La

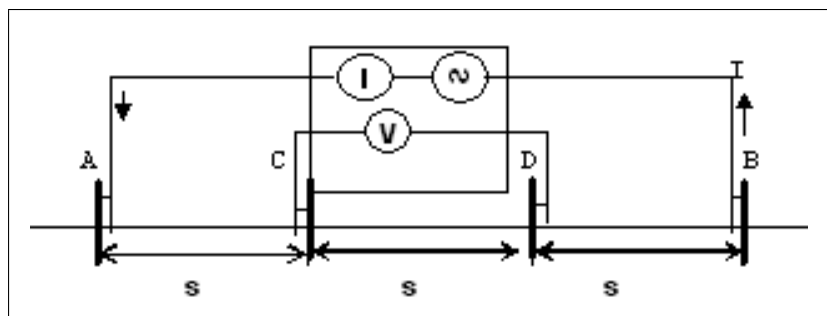


Figura 2.102: Configuración de Wenner [39].

configuración de Schlumberger mostrada en la figura 2.103 es una modificación de la configuración de Wenner la cual se diferencia en que la separación entre electrodos de

potencial "s" es fija y los electrodos de corriente se separan para cada medición una distancia múltiplo de "s". Según las medidas de resistividad obtenidas de este método se obtiene un modelo de capas a través del uso de curvas patrón. Ambos métodos poseen distintas ventajas

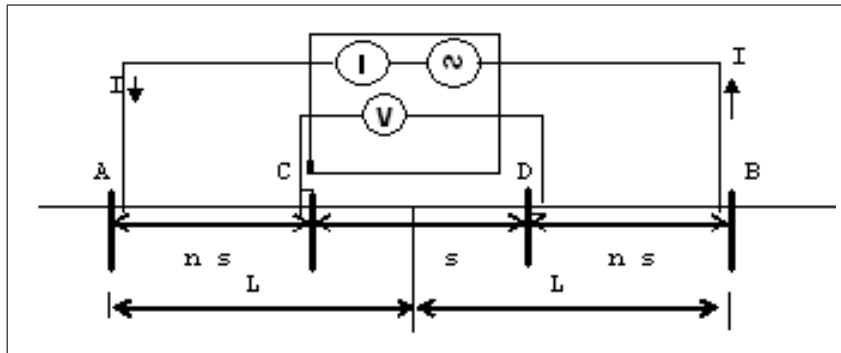


Figura 2.103: Configuración de Schlumberger [39].

y desventajas y no hay una regla o norma que exija un método por sobre otro. La obtención de la resistividad del terreno tiene gran relevancia a la hora de diseñar la malla de tierra de una subestación y a medida que las dimensiones de la malla aumentan, este parámetro cobra mayor relevancia, por lo tanto las mediciones que se realicen deben tomar esto en cuenta.

2.11.2. Diferencias de potencial en puesta a tierra

No existe un valor absoluto que debe tener la resistencia de puesta a tierra, este debe ser lo más bajo posible siempre y cuando sea capaz de cumplir con las exigencias antes mencionadas (valores cercanos a 1,0 Ohm para subestaciones de 220 kV). Por otra parte, la malla de puesta a tierra debe diseñarse para lograr tensiones de paso y de contacto seguros según las características de la subestación.

Existen tensiones tolerables y tensiones de malla, el diseño final de la malla de tierra siempre debe cumplir que las tensiones tolerables por el ser humano sean superiores a las tensiones de malla.

Estos conceptos se definen a continuación:

- *Tensión de Contacto tolerable:* Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y un punto de conexión a la puesta a tierra; esta diferencia de potencial quedaría aplicada entre una mano y los pies de una persona que se pone en contacto indirecto. La figura 2.104 muestra el circuito equivalente aplicable a este caso que corresponde a resistencias de contacto pie-terreno conectadas en paralelo y a su vez conectadas en serie con la resistencia del cuerpo de la persona. Esto queda definido en la siguiente ecuación:

$$V_c = (R_h + R_p/2) \cdot I_h \quad (2.16)$$

- *Tensión de Paso tolerable:* Es la diferencia de potencial sobre la superficie del terreno entre dos puntos separados una distancia de un metro; esta diferencia de potencial quedaría aplicada entre ambos pies de una persona al dar un paso y sin estar en contacto con ningún objeto.

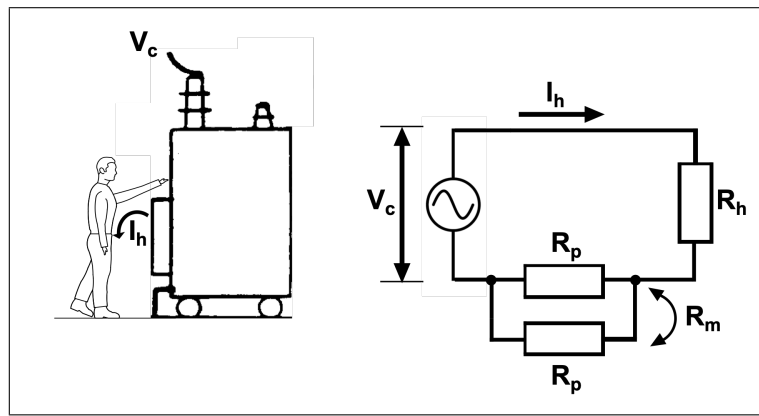


Figura 2.104: Esquema y circuito para voltaje de contacto [39].

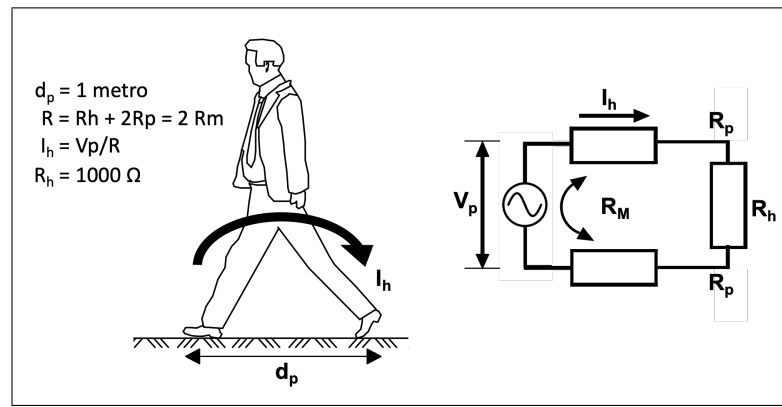


Figura 2.105: Esquema y circuito para voltaje de paso [39].

La figura 2.105 muestra el circuito equivalente aplicable para el cálculo de tensión de paso tolerable, está formado por la conexión en serie de la resistencia del cuerpo humano R_h y las resistencias de contacto pie-terreno. La corriente derivada I_h y el voltaje de paso se relacionan por la siguiente ecuación:

$$V_p = (R_h + 2 \cdot R_p) \cdot I_h \quad (2.17)$$

- *Tensión de retículo (Mesh Voltage)*: Corresponde a la situación extrema de tensión de contacto dentro del perímetro de la malla y recibe tal denominación por el hecho de encontrarse habitualmente cerca del centro de un retículo a nivel de piso.
- *Tensión Transferida*: Es la diferencia de potencial con respecto a la tierra remota de conductores ubicados en puntos distantes de una puesta a tierra, pero conectados eléctricamente a ella o enterrados en sus proximidades y recogiendo parte de la corriente de falla que fluye en el terreno. Esta diferencia de potencial queda aplicada entre una mano y los pies de la persona, siendo un caso especial de voltaje de contacto.

Los valores máximos de tensión de contacto y tensión de paso tolerables se dimensionan a modo de que la corriente máxima a la que se vea expuesta una persona sea segura para esta. Para el cálculo de dichos valores se ocupan las siguientes fórmulas, las cuales están

determinadas para una persona de 50 kilos y a frecuencia nominal de 50 Hz.

$$E_{Contacto50} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.18)$$

$$E_{Paso50} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.19)$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 \cdot h_s + 0,09} \quad (2.20)$$

Donde:

- $E_{Contacto50}$ es la tensión de contacto tolerable en [V].
- E_{Paso50} es la tensión de paso tolerable en [V].
- C_s es el factor de corrección debido a la presencia de la capa resistiva.
- ρ_s es la resistividad de la capa superficial [Ω -m].
- t_s es el tiempo de duración de la falla [s].
- ρ es la resistividad de la capa abajo de la capa superficial [Ω -m].
- h_s es el espesor del material superficial.

La figura 2.106 muestra las tensiones de contacto, de paso, de lazos y de transferencia, dadas personas maniobrando en el patio de alta tensión.

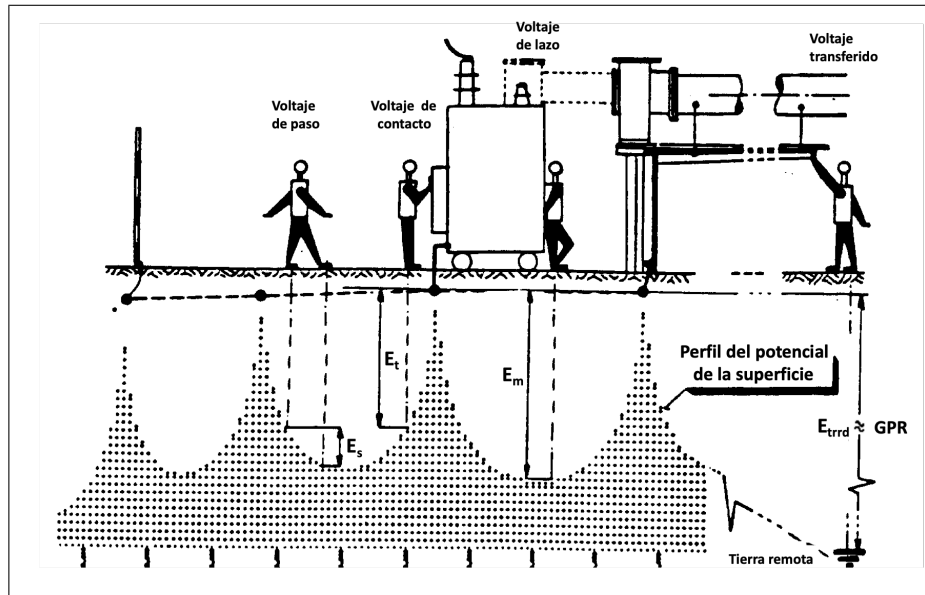


Figura 2.106: Situaciones básicas de riesgo en instalación eléctrica [39].

2.11.3. Consideraciones generales de diseño de malla de tierra

La práctica más común para el diseño una malla de tierra de subestación es el uso de una malla horizontal reticulada de conductores de Cu desnudo (4/0 AWG) enterrados, complementada por un número de varillas verticales conectadas a la malla, esto último para

obtener una resistencia de puesta a tierra de valor lo más bajo posible. El diseño de la malla y construcción debe cumplir con las exigencias de la norma IEEE-80 e IEEE-81.

En la figura 2.107 se muestra un reticulado típico.

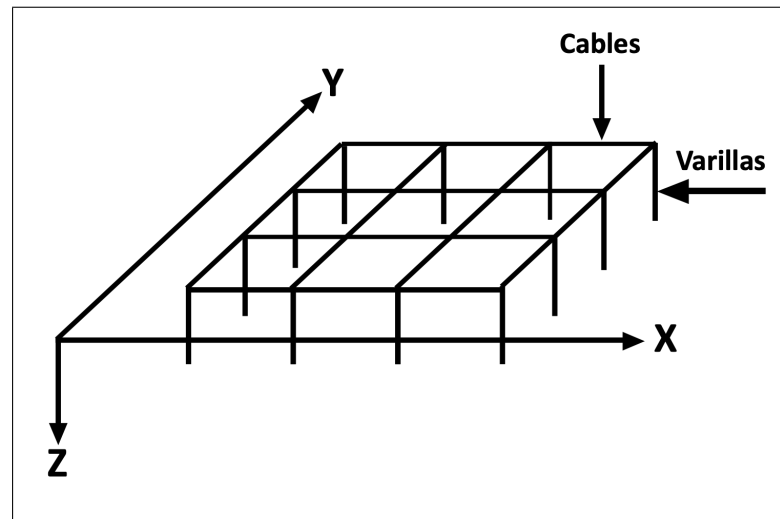


Figura 2.107: Ejemplo de Malla de Tierra

- Por lo general la malla de tierra se entierra a una profundidad entre 0,5 m y 0,8 m y son las capas superficiales las de mayor resistividad, razón por la que se adicionan las varillas verticales.
- El uso de varillas es ventajoso en instalaciones con áreas limitadas, como para subestaciones tipo GIS y en la periferia de las mallas de tierra en donde generalmente se encuentran diferencias de tensiones altas.

Para comenzar el diseño de la malla de tierra se debe tener conocimiento general de todos los equipos y estructuras que deben ser conectados a esta y su disposición en la subestación.

El plano base para iniciar el cálculo de la malla de tierra es el plano de disposición de la subestación en vista en planta como el mostrado en ANEXO Nro.2. Sobre dicho plano se propone un reticulado de la malla (ejemplo 3x3 m) y se calculan las tensiones tolerables, tensiones de malla y resistencia de puesta a tierra (R_{pat}). El reticulado de la malla debe sobrepasar en 1,5 m el cerco perimetral de la Subestación.

- a) En caso de que se cumpla con los valores tolerables y el valor obtenido para la R_{pat} sea muy bajo se acepta el diseño de la malla con un reticulado de 3x3 m.
- b) En caso contrario se debe proponer un nuevo diseño de reticulado (ejemplo 2x2m) y repetir el cálculo. El proceso es iterativo y se repite hasta que se obtengan resultados satisfactorios.

En zonas en donde la resistividad del terreno es demasiado alta o si se dispone de un área muy reducida, puede ser muy difícil bajar la resistencia de puesta a tierra, para estos casos, algunas recomendaciones incluyen:

- Conectar los cables de guardia a la malla de tierra para reducir la resistividad
- Conexión a mallas de tierra remotas y sistemas de tierra de instalaciones adyacentes, tomando en cuenta las consideraciones de seguridad referente a tensiones transferidas y posiciones de pararrayos.
- Uso de varillas más largas o construcción de pozos de tierra junto con tratamientos químicos de tierra.
- Creación de mallas "satélite" en lugares de menor resistividad e interconectarlas a la malla principal.

Selección del conductor y del tipo de unión

Todo elemento del sistema de puesta a tierra, incluyendo conductores, uniones, cables de conexión y varillas debe ser dimensionado teniendo en cuenta lo siguiente:

- Tener suficiente conductividad para no crear diferencias de tensiones locales peligrosas.
- Resistir la fusión y el deterioro mecánico bajo las condiciones más adversas de corriente de falla en cuanto a magnitud y duración.
- Ser mecánicamente confiable y fuerte, especialmente en áreas expuestas a corrosión y abuso físico.

El cobre es el material más utilizado en las mallas de tierra y el exigido por la normativa chilena, dada su alta conductividad y su resistencia a la corrosión al estar enterrado.

Para dimensionar el tamaño de los conductores de la malla, se debe evaluar la capacidad de corriente del conductor por medio de la fórmula de Sverak

$$I = A_c \cdot \sqrt{\left[\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \right] \cdot \ln \left[\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right]} \quad (2.21)$$

Donde:

- I: Corriente efectiva, kA
- A_c : Área del conductor, mm²
- T_m : Temperatura máxima permitida, °C
- T_a : Temperatura ambiente, °C
- T_r : Temperatura de referencia para el material, °C
- α_0 : Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C, 1/°C
- α_r : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura T_r , 1/°C
- ρ_r : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r , $\mu \Omega \text{ cm}$.
- K_0 : $1/\alpha_0$
- t_c : Tiempo que fluye la corriente, s
- TCAP: Factor de capacidad térmica, J/(cm³ °C).

Para efectuar las uniones del sistema de puesta a tierra, se deben utilizar solamente los métodos de soldadura exotérmica.

2.11.4. Malla de tierra para el caso GIS

Las características generales que debe cumplir una puesta a tierra AIS aplican de igual manera a subestaciones GIS, el problema radica en que al ser el área de las SS/EE GIS en promedio un 75 % menor que para el caso AIS, lograr los niveles requeridos de resistencia de puesta a tierra es más difícil. Sumado a esto, los equipos se encuentran mucho más cerca entre sí, por lo que la malla de tierra será de una alta densidad (mayor número de conductores de tierra por área). Si bien esto ayuda a reducir la resistencia de los electrodos de tierra, esto no se logra en igual proporción como ilustra la figura 2.108, en este sentido aumentar el área siempre es una mejor solución.

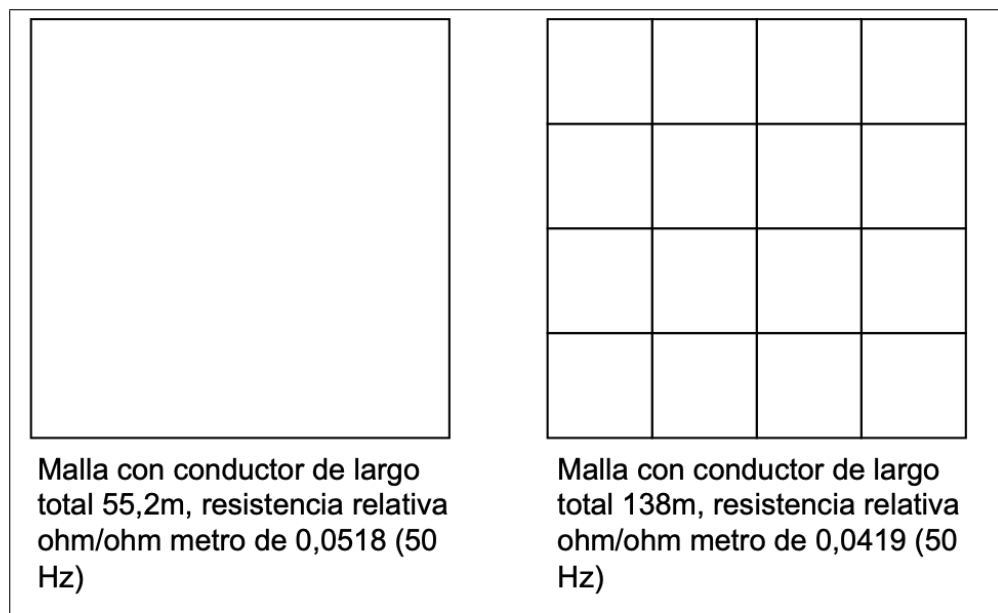


Figura 2.108: Comparación de resistividad relativa entre 2 mallas de igual área pero distinto largo total [3].

Entre las soluciones más comunes para estos casos están el aumento de la profundidad y largo de las varillas de puesta a tierra o tratar el suelo con un método químico para disminuir su resistividad, (denominados Pozos químicos). Cabe señalar que otra solución es disminuir el tamaño del reticulado, lo que significa utilizar más cobre enterrado, con el consiguiente mayor costo por materiales y por mano de obra, implica mayor construcción de zanjas y soldaduras de termo fusión.

Finalmente cabe mencionar que existen software de aplicación "Diseño Malla de Tierra", que permiten calcular y diseñar una malla de tierra para subestaciones AT, herramienta que puede sustituir al cálculo manual de la malla de tierra, el cual resulta a veces complejo de aplicar en instalaciones mayores.

En resumen, el uso de un software facilita el cálculo y el diseño de una malla de tierra, en el ejemplo numérico de cálculo que se desarrolla a continuación, párrafo 2.11.5, se utiliza para verificación el software de aplicación CYMGRD de modelamiento de mallas a tierra en 2D y 3D respectivamente.

2.11.5. Ejemplo de cálculo malla de tierra subestación.

Para facilitar la comprensión del diseño de una malla de tierra, se presenta a continuación un ejemplo numérico de dimensionamiento de una malla de tierra correspondiente a una subestación de Alta Tensión 220/23 kV ubicada en un terreno con clima y suelo tipo desértico, lo que implica tener una alta resistividad del terreno.

a) **Paso 1: Cálculo resistividad del terreno:** Por medio del *Estudio de cortocircuito* y *Mediciones de resistividad de suelo* se obtienen los datos para comenzar con el diseño de la malla de tierra. Para el presente ejemplo se utilizan los siguientes datos:

- Corriente de Corto Circuito (I_{cc}) en barra de 220 kV: I_{cc} (fase-tierra) = 4,47 kA
- Perfil Geoelectrico del Suelo: Por medio de mediciones de resistividad de suelo como los expuestos en la sección anterior, se obtiene el perfil del suelo detallado en la Tabla 2.9 siguiente: Tomando estos datos se utiliza el método de Burkdof-Yacobs

Tabla 2.9: Tabla resistividad de suelo por capas.

Capa	Profundidad E_i (m)	Resistividad ρ_i (Ω -m)
1	0,61	6384
2	0,32	8684
3	Infinito	500000

para reducir este sistema a uno de 2 capas y de esta forma facilitar la simulación por medio de software, resistividad medida del suelo queda de la siguiente forma, según se muestra en Tabla 2.10: Los resultados indican que el suelo posee una alta resistividad

Tabla 2.10: Tabla resistividad de suelo por capas.

Capa	Profundidad E_i (m)	Resistividad ρ_i (Ω -m)
1	0,61	6384
2	infinito	94080

(6.384 ohm·m), por lo que se prevé que no será suficiente la malla de tierra por sí sola y que deberá aplicarse un producto químico para reducir la resistividad del terreno. Alternativamente se puede reducir el tamaño del reticulado, lo que implica agregar más cobre con el consiguiente mayor costo en materiales y mano de obra, no obstante en primera instancia se optará por agregar productos químicos (KAM Plus, como se explica más adelante en el paso 6).

b) **Paso 2: Cálculo sección admisible del conductor de malla** El cálculo de la sección admisible del conductor de cobre (desnudo enterrado) se realiza utilizando la ecuación 2.21. Teniendo como dato de entrada la corriente de cortocircuito y los valores indicados a continuación se aplica la ecuación 2.21:

- $I = 4,47$ kA
- $T_m = 1084$ °C

- $T_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}$
- $\alpha_r = 0,00381 \text{ } 1/^\circ\text{C}$
- $\rho_r = 1,78 \text{ } \mu\Omega\text{-cm}$
- $K_0 = 242 \text{ }^\circ\text{C}$
- $t_c: 0,5 \text{ s}$
- $\text{TCAP} = 3,4 \text{ J}/(\text{cm}^3 \text{ }^\circ\text{C})$.

Como resultado se obtiene un valor de sección igual a $33,87 \text{ kcmil} = 17,16 \text{ mm}^2$, este valor es mucho menor que el de la sección correspondiente a un conductor de cobre 4/0 AWG (107 mm^2) que es el utilizado por norma en proyectos similares. Esta mayor sección se elige por razones mecánicas y para dar una mayor robustez a la malla en el tiempo, tomando en consideración que ante un futuro aumento de la I_{cc} , la malla no debe ser rediseñada.

c) **Paso 3: Cálculo de tensiones de paso y de contacto tolerables** Para calcular las tensiones de paso y contacto tolerables se usan las ecuaciones 2.18 y 2.19, además se calcula el factor de corrección C_s utilizando la ecuación 2.20. Para calcular las tensiones $E_{\text{Contacto}50}$ y $E_{\text{Paso}50}$ tolerables por el ser humano se utilizan los siguientes valores:

- $\rho_s = 6384 \text{ } [\Omega\text{-m}]$.
- $\rho = 8684 \text{ } [\Omega\text{-m}]$.
- $h_s = 0,61 \text{ m}$
- $t_s = 0,5 \text{ s}$
- $C_s = 1,02$

Se obtienen los siguientes resultados de tensiones tolerables:

- $E_{\text{Contacto}50} = 1395 \text{ [V]}$
- $E_{\text{Paso}50} = 5086 \text{ [V]}$
- $R_{eq} (R_{pat}) = 435 \text{ } [\Omega]$.

Estos valores serán comparados más adelante con las tensiones de malla, debiendo cumplirse que las tensiones tolerables sean mayores a las tensiones de malla.

d) **Paso 4: Dimensionamiento de reticulado:** Para el dimensionamiento del reticulado, se define el perímetro de la malla hasta 1,5 metros pasado el cerco perimetral de la subestación y se utilizan reticulados de $3 \times 3 \text{ m}$.

Para graficar el reticulado se utiliza el plano de disposición de la subestación (vista en planta), donde se dibuja la malla con su reticulado sobre la superficie que muestra la ubicación de los equipos de la subestación, cerco perimetral y Edificio de Control.

e) **Paso 5: Verificación del reticulado propuesto:** Se debe verificar si el diseño de la malla de tierra cumple con los voltajes tolerables de paso y contacto definidos en el paso 3. Se debe cumplir que los voltajes tolerables sean mayores a los voltajes de malla.

La verificación se puede realizar por medio de un software de aplicación, para este ejemplo se muestran los resultados obtenidos por medio del software CYMGRD de modelamiento de mallas a tierra. El modelo a analizar toma en cuenta una malla irregular mostrada en la figura 2.109, la que corresponde a la malla definida en el paso 4 anterior, largo 106,1 m y ancho 69,5 m. Para mejorar el perfil de tensiones en las fronteras, se instalan barras enterradas de 1,5 metros de largo, de acero revestido de cobre y diámetro 3/4" y además se agregan conductores en paralelo.

La figura 2.109 muestra la malla propuesta.

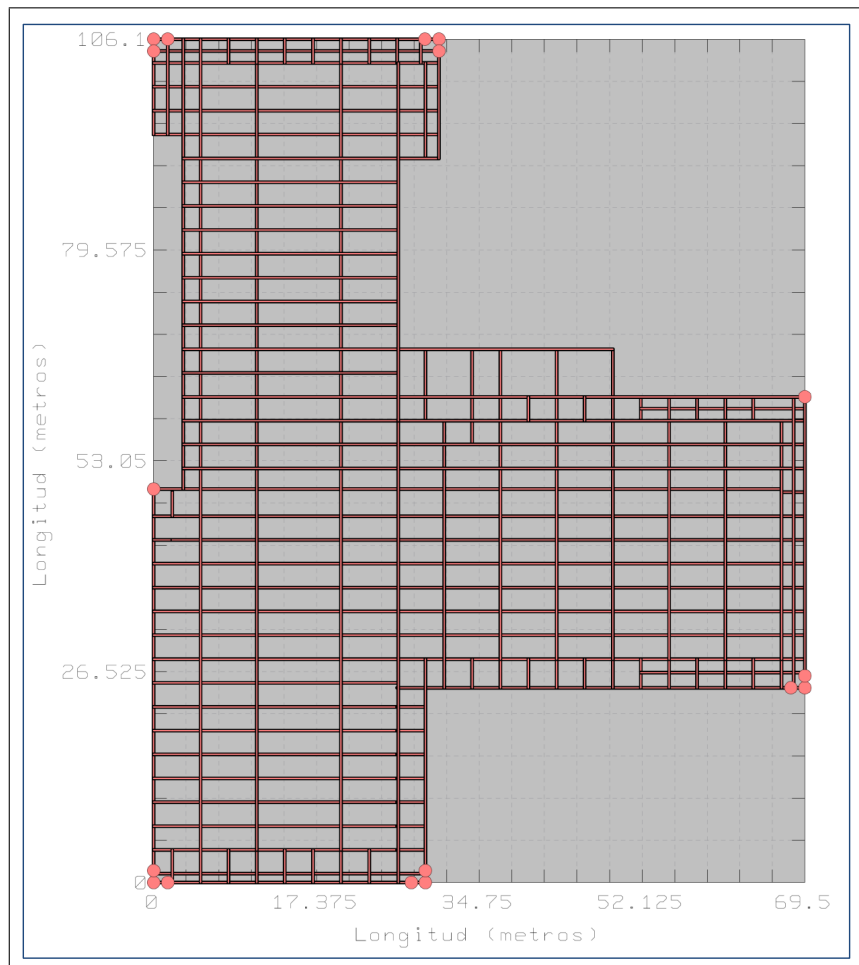


Figura 2.109: Disposición de ampliación de malla a tierra proyectada.

Considerando todos los parámetros ya mencionados, se realiza el análisis de la malla de tierra y se obtiene como resultado del software el diagrama de contorno en 2D y 3D que se muestran en las figuras 2.110 y 2.111 respectivamente. Para interpretar los diagramas



Figura 2.110: Diagrama de contorno de tensión de contacto de la malla de tierra.

anteriores se debe utilizar el código de colores que muestra la figura 2.112. Se concluye que a lo largo de toda la malla los valores de tensión de malla son mayores a las tensiones tolerables, lo que no es aceptable. En efecto las tensiones tolerables de paso, contacto y tensiones de malla calculadas son las siguientes:

- $E_{Contacto50} = 1395$ [V]
- $E_{Paso50} = 5086$ [V]
- $E_{ContactoMalla} = 1859.21$ [V]
- $E_{PasoMalla} = 6764,33$ [V]

Se observa que las tensiones tolerables son inferiores a los de malla por lo que el diseño del reticulado no es aceptable y se debe proceder como se indica en el paso 6 siguiente.

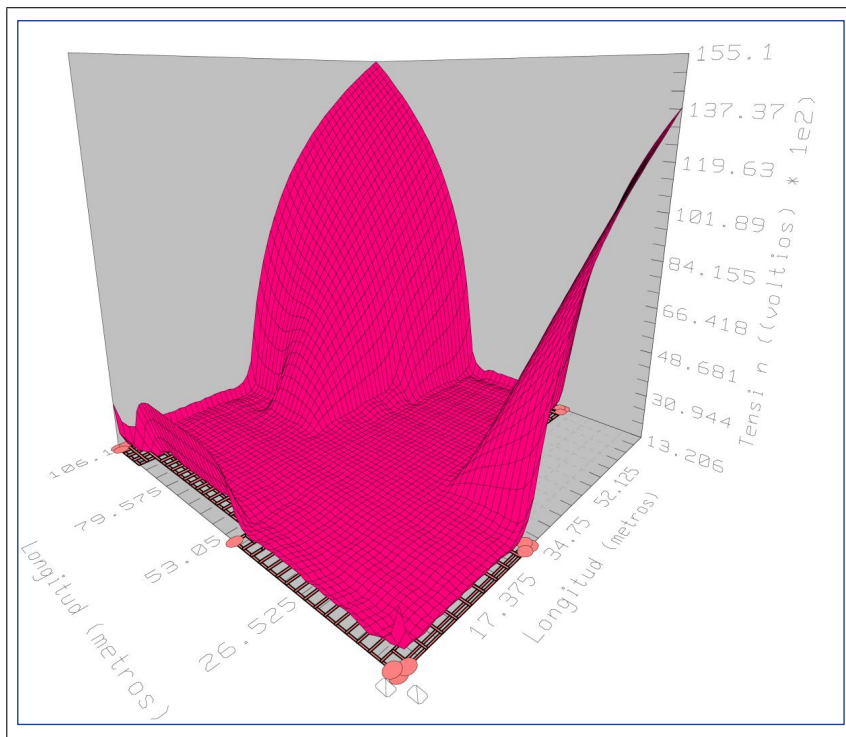


Figura 2.111: Diagrama 3D de tensión de contacto de la malla de tierra.

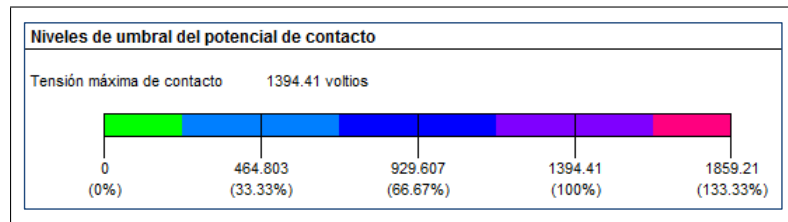


Figura 2.112: Escala de colores para interpretar diagramas de tensión.

f) **Paso 6: Corrección del diseño propuesto:** En el caso de que la malla propuesta no cumpla con los voltajes tolerables, se deben aplicar correcciones. Para este caso, se puede atribuir el problema a la alta resistividad de las capas inferiores, es por esto que se decide aplicar el producto "KAM-Plus", este es un aditivo reductor y mantenedor en el tiempo de las resistencias de puesta a tierra. Este producto disminuye en promedio la resistencia del suelo en 40 veces y es prácticamente insoluble por el agua, por lo que tiene una mayor duración en el suelo.

La cantidad de producto que se utilice por metro lineal de electrodo es lo que define cuantas veces se reduce la resistividad del terreno. La tabla 2.11 muestra el factor de reducción del producto dados los kilos de KAM aplicados por metro lineal del electrodo.

Se considera el caso más favorable (21 kilos de KAM por metro lineal) y se corrige la resistividad de suelo mostrado en la tabla 2.10 para el caso de aplicación de químico KAM, obteniéndose la resistividad de terreno mostrada en la tabla 2.12.

Continuando con el cálculo, se procede a repetir la simulación tomando en cuenta los

Tabla 2.11: Factor de reducción de resistividad de suelo dados los kilos aplicados por metro lineal de electrodo.

Dosis	Kilos de KAM por metro lineal de electrodo	Factor de Reducción (veces)
Mínima	7	25
Media	14	40
Máxima	21	120

Tabla 2.12: Tabla resistividad de suelo por capas aplicando químico KAM plus.

Capa	Profundidad Ei (m)	Resistividad sin KAM pi (Ω -m)	Resistividad con KAM pi (Ω -m)
1	0,61	6384	53.2
2	Infinito	94080	784

nuevos valores de resistividad del terreno debido a la aplicación del producto químico KAM-Plus en los conductores ubicados en los extremos de la malla de tierra. dado que en dichos contornos se encuentran las tensiones mayores. Las figuras 2.113 y 2.114 muestran los nuevos niveles de tensión de contacto de malla en 2D y 3D con producto químico.

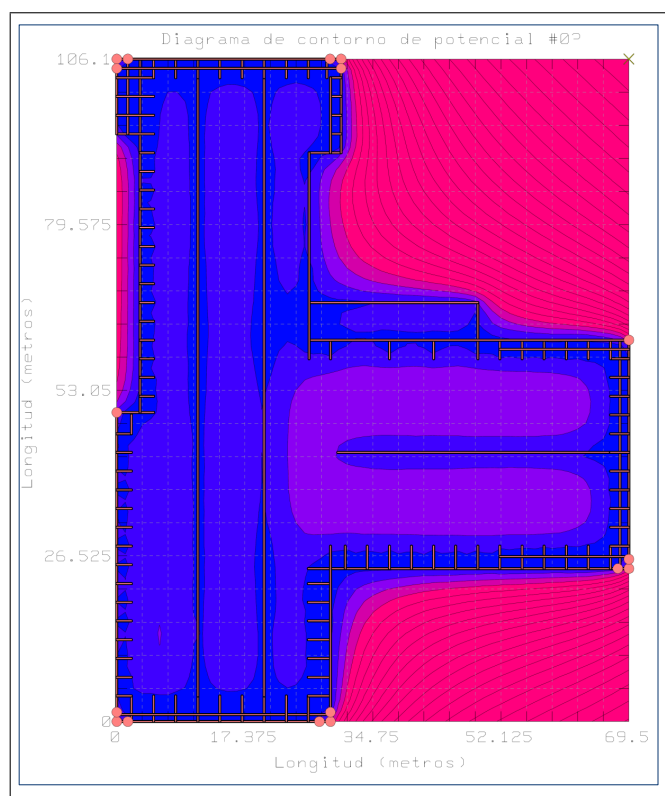


Figura 2.113: Diagrama en 2D de contorno de tensión de contacto de la malla de tierra aplicando elemento químico.

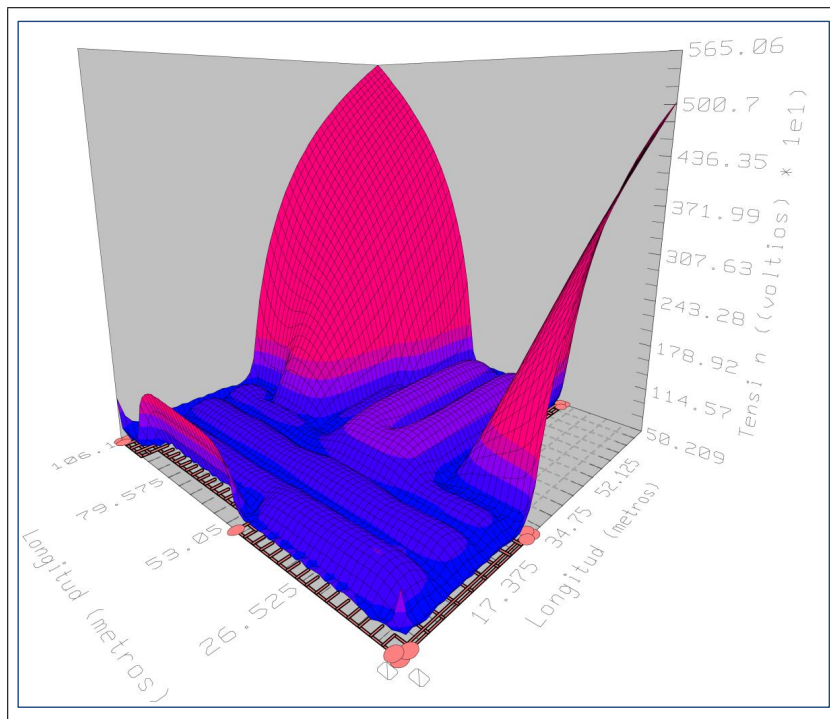


Figura 2.114: Diagrama 3D de tensión de contacto de la malla de tierra aplicando elemento químico.

Para interpretar los diagramas mostrados anteriormente se utiliza el mismo código de colores mostrado en la figura 2.112. De los gráficos se observa que esta solución cumple con los niveles de tensión definidos anteriormente, es decir las tensiones tolerables son mayores a las de malla. Este caso corresponde cuando se utiliza la mayor cantidad de químico y por ende es más costoso, esta solución se puede optimizar reduciendo la cantidad de químico utilizado siempre y cuando se sigan cumpliendo los valores de tensión ya definidos.

A continuación se resumen los valores de tensiones tolerables y de malla con producto químico aplicado:

- $E_{Contacto50} = 1395$ [V]
- $E_{Paso50} = 5086$ [V]
- $E_{ContactoMalla} = 502,09$ [V]
- $E_{PasoMalla} = 1830,96$ [V]
- La $R_{pat} = 3,66$ Ohm.

Se observa que las tensiones tolerables son mayores a las de malla y que el valor R_{pat} es bajo, por lo que el nuevo diseño de la malla de tierra con uso de KAM-Plus es aceptable.

Otra forma de cumplir con las tensiones tolerables y R_{pat} es considerando un reticulado (x,y) menor a 3×3 m² (valor original) , lo que significa incluir más cobre en la malla.

En el presente trabajo no se optó para esta última solución, esto por razones económicas (mayor precio por agregar cobre y por mayor mano de obra).

2.12. Subestaciones tipo Rectificadoras CA/CC para Transmisión en CC (HVDC)

La transmisión de energía en corriente alterna (HVAC) tiene sus limitantes, a medida que el largo de las líneas de transmisión aumenta, comienzan a aparecer problemas como regulación de voltaje asociados a los flujos de potencia reactiva. Estos problemas solo se van incrementando con el largo de las líneas y son más relevantes aún en el caso de cables de poder, es por esta razón que la transmisión de energía en corriente continua surge como alternativa ante los problemas anteriormente nombrados.

Sumado a esto, la transmisión de energía en corriente continua posee otras ventajas entre las cuales se encuentran [40]:

- Permite transmitir a mayores distancias a un menor costo: uso más eficiente de los conductores (no tiene efecto pelicular) y requiere menos "fases".
- Transmite solamente potencia activa a través de las líneas.
- Capaz de desacoplar la frecuencia del sistema (Enlace a otros países)
- Control del flujo de potencia es rápido y preciso, de modo que produce un aumento en la estabilidad del sistema AC al que se conecta.
- Prácticamente no genera aumento en los niveles de cortocircuito de los sistemas que conecta.

Para realizar la conversión de corriente alterna a corriente continua se necesitan *estaciones convertidoras*, una a cada extremo de la línea en corriente continua. Estas estaciones son independientes a la subestación y se conectan directamente a una barra del sistema de transmisión.

Existen principalmente 2 tecnologías de conversión CA/CC de alta potencia, estas corresponden a Line Commutated Converter (LCC) y Voltage Source Converter (VSC). Sus principales características son las siguientes:

- **Tecnología LCC**

Esta tecnología funciona en base a la conmutación de válvulas de tiristores, la cual es facilitada por la propia tensión alterna del sistema eléctrico. Los convertidores pueden conectarse a un solo conductor a tensión positiva o negativa (Enlace Monopolar) o contar con múltiples convertidores que se conecten a 2 conductores a tensión de igual magnitud y distinto signo (Enlace Bipolar). El retorno para cualquiera de los dos casos puede ser por tierra o por medio de un retorno metálico dedicado, la figura 2.115 muestra un esquema de un sistema LCC HVDC bipolar.

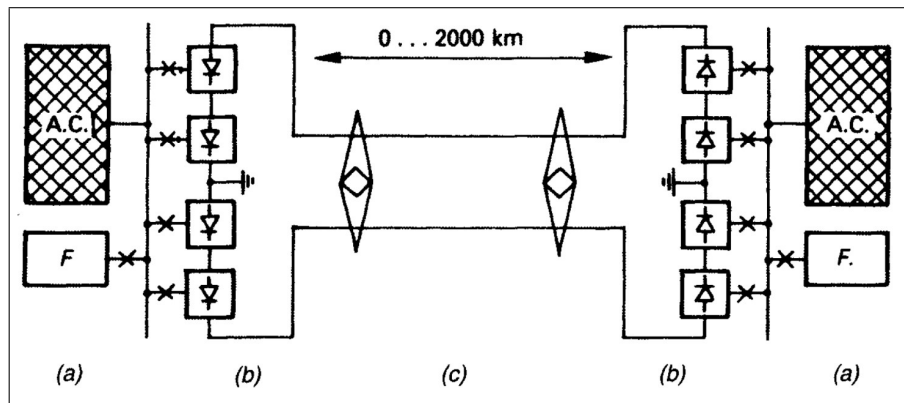


Figura 2.115: Diagrama Sistema LCC HVDC bipolar, (a) = Sistema AC, (b) = Estación convertidora, (c) = Línea DC (d) = Filtro (F) [40].

- **Tecnología VSC**

Esta tecnología es menos madura que la LCC y funciona con válvulas de semiconductores de conmutación forzada (como por ejemplo IGBTs) que funcionan como interruptores de alta velocidad. El principio de funcionamiento de dicha tecnología es la creación de una tensión senoidal AC de magnitud y fase controlable, la cual permite controlar potencia activa y reactiva. La figura 2.116 muestra un diagrama de sistema VSC HVDC.

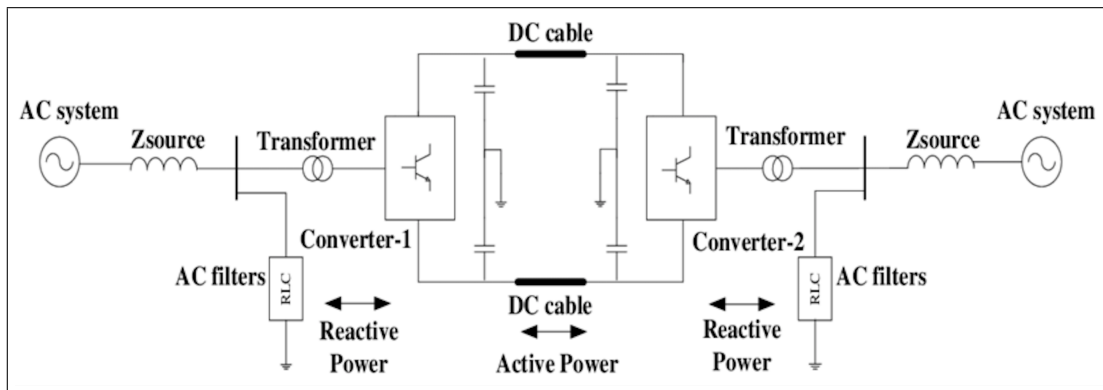


Figura 2.116: Diagrama Sistema VSC HVDC [41].

A continuación se muestra la tabla 2.13, la cual resume las principales características que diferencian a ambas tecnologías.

LCC	VSC
Tecnología Madura	Tecnología por Madurar
Costo de inversión menor	Costo de inversión mayor
Arreglo de válvulas de tiristores con capacidad de soportar voltaje en ambas polaridades.	Válvulas tipo transistores con capacidad de conducir corriente en ambos sentidos.
La polaridad del voltaje del convertidor puede ser invertida (para invertir el flujo de potencia en el HVDC)	La corriente puede invertirse (para cambiar la dirección del flujo de potencia en el HVDC)
La dirección de flujo de la corriente no cambia	La polaridad del voltaje no cambia
Alta capacidad de potencia	Menores ratings
Alguna capacidad de sobrecarga	Sin capacidad de sobrecarga
Requiere un sistema AC fuerte (lcc alto)	Opera en sistemas débiles
Partida autónoma compleja y depende de equipo adicional	Partida autónoma factible
Genera distorsión armónica, requiere filtros AC y DC	Bajo contenido armónico, eventualmente no requiere filtros
Requiere compensación de reactivos por hasta 60% de la potencia	Puede proveer potencia reactiva (STATCOM)
Requiere gran extensión de terreno dominada por los filtros AC y compensación de reactivos.	Requiere entre el 50% y 60% del terreno para una estación LCC.
Despeje de fallas en DC controlado por tiristores	Despeje de falla en DC es un problema

Tabla 2.13: Tabla comparativa entre tecnología LCC y VSC [40].

De dicha información se aprecia que deben hacerse estudios topológicos dedicados para determinar la tecnología óptima y va a depender fuertemente de las características del sistema al cual se conecta y la cantidad de potencia que debe transmitir.

A la fecha de desarrollo del presente trabajo, se encuentra en proceso de licitación la primera línea HVDC en Chile (Línea Kimal-Lo Aguirre ± 600 kV), esta línea funcionará con tecnología LCC y será del tipo bipolar con retorno metálico dedicado. Tomando en cuenta esto, se presenta un resumen de los componentes de una estación convertidora del tipo LCC.

Una estación convertidora de tecnología LCC consta de los siguientes elementos:

- Filtros Armónicos en CA: Para mejorar la conversión de CA a CC, la onda que "ingresa" a la estación convertidora debe aproximarse lo más posible a una senoide perfecta. La realidad es muy distinta, la forma de onda de tensión medida desde las barras tiene una fuerte presencia de armónicos, es por esto que se requiere de *filtros armónicos en corriente alterna* para que los equipos convertidores funcionen de manera óptima.

La tabla 2.14 muestra los valores de tensión armónica que se deben cumplir tanto para el extremo de 220 kV como el de 500 kV.

Impar (no múltiplo de 3)		Impar (múltiplo de 3)		Par	
Orden H	Tensión (%)	Orden H	Tensión (%)	Orden H	Tensión (%)
5	2,0	3	2,0	2	1,5
7	2,0	9	1,0	4	1,0
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17	1,0	>21	0,2	10	0,4
19	1,0			12	0,2
23	0,7			>12	0,2
25	0,7				
>25	$0,2+0,5*25/H$				

Tabla 2.14: Distorsión Armónica Individual de Tensión en 220 kV y 500 kV [42].

La Norma Técnica exige un valor de distorsión armónica total máximo a considerar para el diseño de filtros CA, deberá ser de 3,0 % como porcentaje de la tensión nominal, tanto para 500kV como para 220 kV.

- Válvulas de Tiristores: Los convertidores propiamente tal están compuestos generalmente por puentes de tiristores de 6 pulsos, los que a su vez están compuestos por 6 válvulas de tiristores por puente, estos contienen en su interior cientos de tiristores individuales. Para sistemas más grandes, estos puentes se pueden conectar en serie formando conversores de 12 o 24 pulsos.

La figura 2.117 muestra el esquema de un puente de tiristores de 6 pulsos.

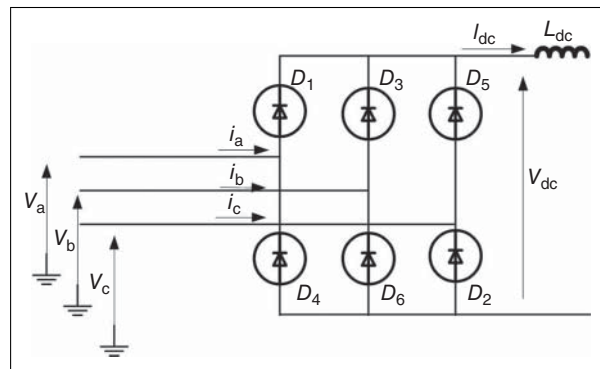


Figura 2.117: Esquema puente de tiristores de 6 pulsos a enlace HVDC monopolar [43].

- Transformador Convertidor: La conexión entre el sistema de CA y el sistema convertidor se hace por medio de transformadores convertidores, estos transformadores son de mayor costo que uno equivalente con mismos valores nominales y la razón es que estos transformadores están diseñados para operar bajo corrientes con alto nivel de armónicos y debe soportar altas fluctuaciones combinadas de tensión y frecuencia. Adicionalmente, estos transformadores deben contar con una alta capacidad de cambio de tap bajo carga para optimizar el funcionamiento del enlace CC.
- Reactor de alisamiento: Se debe conectar en serie, en el lado CC un *reactor de alisamiento*, con el propósito de reducir corrientes armónicas, transientes de sobrecorriente y suavizar la forma de onda de la corriente que fluye por la línea. Estos reactores son del tipo aislados en aire y la figura 2.118 muestra un reactor de este tipo.

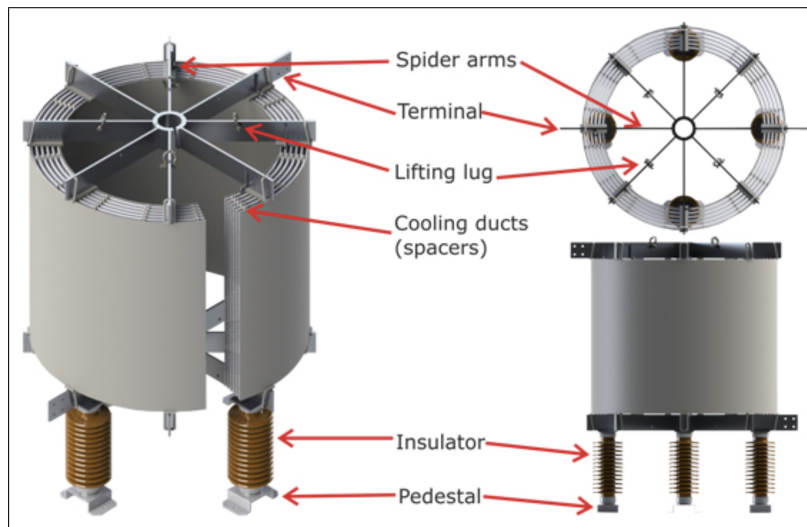


Figura 2.118: Reactor de Alisamiento aislado en aire. [44].

- Equipos de compensación reactiva: Una de las principales desventajas de la tecnología LCC es la necesidad de compensación reactiva de hasta un 60 % de la potencia nominal. Se deben realizar estudios para determinar que tipo de equipos de compensación son los más adecuado y estos dependerán de las características de los sistemas a interconectar, siendo en general necesario incorporar dispositivos Flexible AC Transmission Systems (FACTS), y en general son los equipos de compensación reactiva los que ocupan la mayor parte del espacio de las estaciones convertidoras.

La figura 2.119 muestra un diagrama en 3D de de una estación convertidora tipo LCC, junto con sus dimensiones en metros.

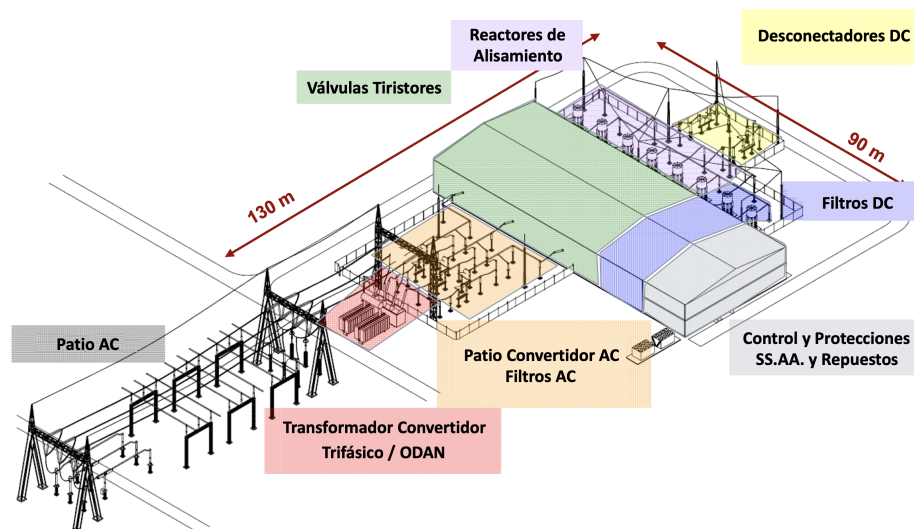


Figura 2.119: Diagrama vista en 3D de estación convertidora CC [45]

Normas Aplicables a estructuras metálicas

- NCh 203: Acero para uso estructural (para planchas de conexión).
- AWS: Structural welding Code-Steel D1.1.
- Norma EN 10025, calidades S275 y S355.

Normas aplicables a Equipos Eléctricos

- IEC 60071-5: Insulation Co-ordination – Part 5 is for HVDC converter stations
- IEC 63014-1: High voltage direct current (HVDC) power transmission – System requirements for DC- side equipment Part 1: Using line-commutated converters.
- IEC 60060: High Voltage Test Techniques
- IEC-61803-2020: Determination of losses in HVDC converter stations with line commutated converters.
- IEC/IEEE: 60076-57-129 Transformers for HVDC Applications 57-129
- IEC-65700 19 03: Bushings for DC Applications
- IEC 60099-9: Metal Oxide Surge Arresters without Gaps for HVDC Stations
- IEC-60700-1: Testing of Semiconductor Valves for High Voltage dc Power Transmission part Electrical testing.
- IEC 61000-3-6 Harmonic Emission limits for customers connected to MV-HV and EHV
- IEC TR 62001-1-4: High Voltage Direct Current Systems-Guide to the specifications and design evaluation of AC Filters
- IEEE 857-1996: Recommended Practice for Test Procedures for High-Voltage Direct-Current Thyristor Valves (Wet Testing)
- CIGRE TB 136: Fire aspects of HVDC thyristor valves and valve halls

Es aceptable el cumplimiento de otras normas distintas a las señaladas siempre que se demuestre y declare formalmente que las propiedades del material son concordantes con el cálculo y las especificaciones utilizadas en el diseño de la estructura, tales como: resistencia, dimensiones y tolerancias, resiliencia, composición química, y comportamiento esperado para el lugar de ubicación del proyecto.

2.13. Normativas Eléctricas

Las normas más utilizadas en proyectos de Subestaciones AT son las referidas a los equipos primarios (interruptores, desconectadores, TP, TC, pararrayos), protecciones, diseño sísmico,

malla de tierra, Servicios Auxiliares, normas medio ambientales y normas técnicas nacionales (NTSyCS).

A continuación, se incluye un listado representativo de las normas mencionadas anteriormente con su número y alcance respectivo:

- IEC - 60056: Interruptores de Alta Tensión en CA.
- IEC - 60129: Desconectores de CA.
- IEC - 60044-1: Transformadores de Corriente.
- IEC - 60044-2: Transformadores de Potencial Inductivos.
- ANSI C57.12.00: Transformadores de Poder Requerimientos generales.
- IEC - 60076 - 1: Transformadores de Poder, Guía General.
- IEC - 60041 - 1: Transformadores de corriente tipo bushing.
- IEC - 6099 - 4: Pararrayos de Óxido de Zinc
- IEC - 60255: Relés de Protección.
- IEC - 60815: Niveles de Contaminación porcelana
- IEC - 60168: Pruebas aisladores de Pedestal cerámicos.
- IEC - 60228: Cables Características Constructivas dimensionales y pruebas.
- IEC - 60298: Conjunto de Celdas Metálicas.
- IEC - 60439: Pruebas FAT en Celdas de BT.
- IEC - 60896 - 1: Baterías Estacionarias Plomo Ácido.
- NEMA PE-5: Cargadores de Baterías.
- ANSI C37.42: Desconectores Fusibles de distribución.
- ANSI C37.46: Fusibles de Poder para desconectores.
- IEC - 60233: Pruebas en aisladores de equipos eléctricos.
- IEC - 60529: Grado de protección de envoltentes
- IEC - 60270: Medidas de Descargas Parciales.
- ANSI C57.98: Prueba Impulso Transformadores.
- IEEE - 80: Diseño Malla de Tierra
- IEEE - 81: Construcción y pruebas Malla de Tierra.
- IEEE - 693 - 2005: Diseño Sísmico Subestaciones de AT.
- ETG - 1.020: Diseño Sísmico Equipos Eléctricos - Nov.1997.
- NCH - 4/2003: Electricidad Instalaciones de Consumo en Baja Tensión
- Ley 19.300: Normativa Medio Ambiental.

Capítulo 3

Aspectos Principales de Proyecto de una Subestación

Este capítulo se enfoca en el apartado de proyecto de una subestación, es decir, todo lo que debe conocer y tener en cuenta un proyectista al momento de planificar, construir, montar, conectar y realizar mantenimiento a una subestación.

El propósito de este capítulo es presentar el enfoque práctico a proyectos de subestación, exponer el orden lógico en el cual se desarrolla este, mostrar posibles contingencias que pudiesen ocurrir, el enfoque que debe tener la planificación del proyecto, la relación con la autoridad competente en Chile y todo lo que se salga de lo teórico y entre en el dominio de lo práctico.

3.1. Guía de Diseño para el desarrollo de un proyecto de Subestación AT

Una vez revisados todos los aspectos principales de diseño de una subestación, la implementación de un proyecto de subestación comienza con el desarrollo de un plan maestro (Master Plan) el cual detalla todas las actividades desde el primer día de la construcción hasta la puesta en servicio de la subestación. Toda actividad que forma parte del plan debe detallar su duración, comienzo y fin, dividido en días corridos de lunes a domingo.

Al planificar el proyecto de subestación, se debe identificar toda actividad que forme parte del proyecto y ordenarlas según cual debe preceder a otra y cuales pueden llevarse a cabo de manera simultánea. Habiendo definido el orden de las actividades, se estima el tiempo de realización de cada actividad, esto se logra utilizando datos de experiencias pasadas de la empresa o a través de la experiencia de un miembro del equipo. Si se requiere pueden hacerse más de una estimación tomando en cuenta posibles atrasos o ahorros de tiempo, haciendo 3 cálculos que pueden dividirse en:

- Tiempo Optimista
- Tiempo más Probable

- Tiempo Pesimista

Habiendo calculado los tiempos totales del proyecto se debe definir la *ruta crítica*, este concepto hace alusión al conjunto de actividades más importante que al atrasarse cualquiera de estas, implica el atraso del proyecto completo. Estas actividades deben estar bien identificadas en todo momento y deben preverse los escenarios en que alguna de dichas actividades tome más tiempo del planeado y contar con un plan de contingencia que sea capaz de adelantar el tiempo de otras actividades para recuperar tiempos perdidos.

3.1.1. Plan Maestro de una Subestación

A continuación, se describen las actividades que forman parte de un plan maestro de proyecto de subestación AT, el orden en que ellas se llevan a cabo y la duración de estas. Lo anterior con el propósito de presentar de forma resumida en qué consiste todo el proceso de construcción de una subestación de alta tensión.

1. **Adjudicación Proyecto:** Corresponde al primer día desde el cual comienza el plazo del proyecto, para subestaciones licitadas por el CEN que formen parte del "Plan de expansión de la transmisión", esta fecha corresponde al día en que se publica el decreto de ley asociado a la subestación en el Diario Oficial. Para proyectos de transmisión licitados por privados, el primer día queda definido en el contrato firmado por ambas partes.
2. **Hitos Relevantes:** Son los hitos de gran importancia y que implican un avance significativo en la obra, todas las actividades que forman parte del plan maestro culminan de manera directa o indirecta en la realización de un hito relevante. Los hitos relevantes son definidos con anterioridad por el mandante y dependiendo el tipo de contrato, el cumplimiento de un hito por parte del contratista lleva asociado el pago de un porcentaje del costo total del proyecto. De manera análoga, el atraso en la fecha definida para el cumplimiento de un hito puede conllevar a multas hacia el contratista, lo cual debe quedar definido en el contrato del proyecto. A continuación se muestra un ejemplo de hitos relevantes, correspondiente a los exigidos por el CEN en sus bases de licitación.

- (a) *Hito Relevante N°1, Aprobación de estudios que determinan las especificaciones de detalle del proyecto.*

Entre los estudios incluidos en este inciso se encuentran:

- i. Estudio de Cortocircuito y Verificación de Capacidad de Interruptores.
- ii. Estudio de Coordinación de Aislamiento.
- iii. Estudio de Capacidad Barras.
- iv. Estudio de Diseño y Capacidad de Malla a Tierra.
- v. Estudio de Saturación Magnética de los TT/CC.

vi. Estudio de Desbalance de Tensiones.

(b) *Hito Relevante N°2, Inicio de Construcción*

Marca el comienzo de la construcción de la subestación, para esto deben cumplirse una serie de requisitos, los cuales se enumeran a continuación:

- i. Emisión de órdenes de compra de suministro
- ii. Obtención de Resolución de Calificación Ambiental
- iii. Obtención de permisos sectoriales
- iv. Contratación de seguros
- v. Admisibilidad de la solicitud de concesión definitiva.

(c) *Hito Relevante N°3, Verificación de Equipos*

Este Hito se cumple cuando todos los equipos adquiridos han pasado las pruebas en fábrica (pruebas FAT) de los proveedores y se hayan emitido los documentos que evidencian el cumplimiento de dicho hito.

(d) *Hito Relevante N°4, Construcción de las fundaciones*

Corresponde a la construcción de la totalidad de las fundaciones de equipos primarios, estructuras altas y estructuras bajas.

(e) *Hito Relevante N°5, Entrada en Operación*

Corresponde al hito final de un proyecto de subestación y engloba el montaje de equipos, conexión de equipos, pruebas en sitio y puesta en servicio autorizada por el Coordinador.

3. **Gestión Territorial:** Corresponde a las actividades relacionadas a compra de terrenos, permisos sectoriales y solicitudes de desenergización de líneas a las cuales se conectará la nueva instalación.
4. **Gestión Ambiental:** Se refiere a todos los procesos de carácter ambiental que deben realizarse a lo largo del proyecto, esto incluye la elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), la tramitación de esta y finalmente la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA). Alternativamente, si aplica, puede emitirse un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), según lo señalado en normativas vigentes.
5. **Declaración en Construcción:** Toda instalación de transmisión que se interconecte al sistema eléctrico debe ser declarada en construcción por la CNE, para esto se debe contar con, a lo menos, permisos sectoriales, órdenes de compra, cronogramas de obras, RCA, información sobre el presupuesto, entre otros.

La declaración en construcción es clave para la tramitación de las instalaciones ante el CEN, especialmente cuando se trata de proyectos de iniciativa privada.

6. **Ingeniería:** El proceso de Ingeniería se lleva a cabo a la par con el proyecto, este puede ser realizado directamente por la empresa mandante, por el contratista (contratos EPC) o licitado a una empresa especializada en Ingeniería. Esta actividad comprende el estudio y cálculo en detalle de las características de todo equipo primario, estructura, fundación, conexión, alambrados, equipo secundario y herraje, entre otros.
7. **Suministros:** Los suministros de equipos son fundamentales a lo largo de un proyecto, junto con la construcción representan las actividades de mayor presupuesto de una subestación y el atraso en la llegada de un equipo puede representar un atraso en el proyecto completo. El suministro de equipos es llevado a cabo por la empresa contratista del proyecto en su totalidad, sin embargo, puede darse el caso en que la adquisición de equipos mayores como lo son los transformadores de poder sean adquiridos de manera independiente al resto del proyecto, esto como medida de precaución dada la importancia de este equipo. Por lo general la adquisición de equipos desde la orden de compra hasta el transporte en sitio de este sigue el siguiente orden:
 - (a) Orden de Compra
 - (b) Ingeniería y Fabricación
 - (c) Pruebas FAT
 - (d) Transporte a Obra
 - (e) Llegada a Obra
8. **Construcción y Montaje:** La construcción de la subestación incluye la totalidad de obras civiles, construcción de estructuras altas y bajas y el montaje incluye la instalación de los equipos primarios en sus respectivas estructuras, y las conexiones entre equipos, cableado de fuerza y control.
9. **Conexión a Sistema Eléctrico y Puesta en Servicio.**

Una vez finalizada la construcción de la subestación, la última actividad es la conexión al Sistema Eléctrico y la puesta en servicio, esta actividad requiere autorización del Coordinador y se requiere cumplir una serie de protocolos y se necesitan presentar todos los estudios y documentos que solicite la entidad.

La estimación de tiempo para cada una de las actividades antes descritas va a depender de la magnitud del proyecto y de los plazos que fije el mandante para desarrollar dicho proyecto. A modo de ejemplo el Anexo N°7 muestra el plan maestro de un proyecto de subestación seccionadora de 220 kV, el cual está realizado en el software *Microsoft Project* el cual es el exigido por el CEN. En este documento puede apreciarse en detalle las actividades de un proyecto de subestación, la duración de estas y el orden en el cual se realizan.

3.2. Etapas de un proyecto de Subestación AT

En lo principal las etapas de un proyecto de una Subestación AT son las mismas etapas de un proyecto de generación, transmisión y/o distribución.

La primera etapa de todo proyecto es la Ingeniería Conceptual donde se explica la idea fuerza del proyecto y la última etapa son sus pruebas de puesta en servicio y la entrega de las instalaciones para explotación.

No existe una definición oficial de norma que señale cuales son las etapas de un proyecto y su secuencia en el tiempo, no obstante, en la literatura se encuentran diferentes definiciones para las etapas y su secuencia en el tiempo, todas son similares, pero con un vocabulario y terminologías diferentes.

Para los efectos del presente trabajo se ha considerado que las etapas de un proyecto y su secuencia son aquellas que se aplican normalmente en el desarrollo de la ingeniería nacional y que constituyen una práctica conocida por los especialistas con un vocabulario y terminología común.

En la figura 3.1 siguiente se muestra en forma resumida el nombre de cada etapa y su secuencia en el tiempo (línea del tiempo en años) aplicada normalmente a nivel nacional, en proyectos de subestaciones de 220 KV.

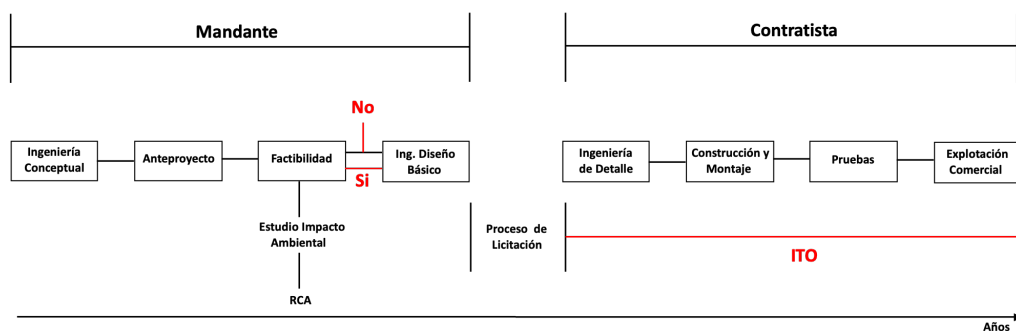


Figura 3.1: Etapas de un Proyecto de una Subestación de Alta Tensión 220 kV.

Las actividades desarrolladas en cada etapa se resumen a continuación:

1. Ingeniería Conceptual:

- Descripción General (Idea Fuerza)
- Visitas a terreno.
- Presentación de Alternativas
- Planos de ubicación general.
- **Presupuesto con margen de +/- 30 %**
- Estudio General del proyecto.

2. Ante Proyecto:

- Estudio más avanzado
- Definición de alternativas
- Plano Unilineal
- Planos de disposición
- **Presupuesto con margen de +/- 25 %**

3. Factibilidad del Proyecto:

- Estudio de Pre Factibilidad y Factibilidad
- Determinación VAN y TIR
- **Presupuesto con margen de +/- 15 %**

4. Diseño Básico

- Elaboración Bases de Licitación
- Especificaciones Técnicas
- Planos eléctricos
- Memorias de cálculo
- Carta Gantt
- **Presupuesto con margen de +/- 10 %**

5. Proceso de Licitación Se redactan las bases de licitación y se elige a un contratista que presente la oferta más satisfactoria.

6. Ingeniería de Detalle:

- Instalación de Faenas
- Organización administrativa Contratista
- Adquisición Equipos
- Ingeniería Fabricantes
- Planos para montaje y construcción
- Construcción Montaje.

- Designación oficina de Inspección Técnica en Obra (ITO) del Mandante.
- Gestión Avance
- **Presupuesto con margen de error cero (0).**

7. Construcción y Montaje:

- Plataforma, nivelación y rellenos.
- Instalación Malla de Puesta a Tierra
- Fundaciones equipos.
- Sala Eléctrica.
- Instalación Estructuras altas y bajas.
- Montaje Equipos.
- Alambrados aéreos AT.
- Alambrados de Fuerza y Control.

8. Pruebas:

- Pruebas certificación montajes.
- Pruebas previas a energización
- Pruebas con S/E energizada
- Protocolos de pruebas aceptados.
- Pruebas con carga y red conectada.

9. Explotación Comercial:

- Actas de Recepción.
- Garantías y Multas.
- Entrega oficial al mandante de las obras.
- Desarme faenas.

3.3. Bases de Licitación

Para desarrollar el proyecto, el mandante debe establecer las bases técnicas, administrativas y comerciales bajo las cuales se desarrollará este y plasmarlas en un

documento. Dicho documento se denomina "bases de licitación", en base a este, empresas contratistas interesadas en construir dicho proyecto pueden entregar sus ofertas en los términos requeridos por el mandante. Este documento vela por que todas las ofertas cumplan con las necesidades que el mandante estime relevantes y a su vez logra que todas las ofertas sean homogéneas para así facilitar la elección de la oferta más conveniente.

En la presente sección se exponen los aspectos básicos a considerar al momento de redactar las bases de licitación de un proyecto de subestación. Para las presentes bases se incluyen la ingeniería, el suministro y la construcción de la subestación, sin embargo, no es obligación licitar estas 3 actividades de manera simultánea (contrato EPC), aunque sí es una práctica habitual en proyectos grandes.

Dentro de los temas que deben ser tratados se encuentran los siguientes:

- Instrucción a los proponentes.
- Bases administrativas.
- Especificaciones técnicas.
- Planos eléctricos y de disposición.
- Bases de Medición de Cumplimientos de Hitos y Pago.

3.3.1. Instrucción a los proponentes

Esta sección debe incluir todas las instrucciones, alcances del trabajo y requisitos entre otros, esto con el fin de que contratistas elaboren su oferta técnica y económica de manera ordenada. Dentro de las bases deben incluirse los siguientes ítems:

1. *Cronograma de licitación:* Deben indicarse los plazos de todas las actividades que forman parte del proceso de licitación como lo son la fecha límite de recepción de ofertas, apertura de oferta técnica, apertura de oferta económica, serie de preguntas y respuestas, entre otros.
2. *Requerimientos que deben cumplir los oferentes:* Estos pueden incluir la personalidad jurídica, posibilidades de hacer consorcio, requisitos de patrimonio, requisitos de experiencia previa, etc.
3. *Documentos de licitación:* Deben entregarse un listado con todos los documentos que debe incluir la oferta técnica y económica, junto con el contenido de cada documento. También debe aclararse que los documentos presentados en la oferta son de carácter confidencial y solo pueden ser utilizados para la presentación de la oferta.
4. *Aclaraciones y Modificaciones a Documentos de Licitación:* A modo de resolver dudas, sugerir cambios, identificar omisiones o discrepancias en las bases, deben establecerse instancias en que los oferentes puedan emitir preguntas, observaciones o sugerencias con respecto a las bases o el contenido de ellas. Estas instancias se denominan "series de preguntas y respuestas" y deben quedar fijados los plazos de recepción de preguntas y la fecha de publicación de las respuestas por parte del mandante.

Las respuestas a dichas consultas deben ser públicas para todos los oferentes,

independiente de quien haya hecho la pregunta, esto es con el fin de que todos los participantes manejen exactamente la misma información, además con tal de mantener el anonimato, no debe publicarse qué empresa fue la que realizó cada consulta.

5. *Visitas a terreno:* Es necesario que el oferente realice al menos una visita al terreno en donde se construirá la subestación (o donde está construida para el caso de ampliaciones) para así familiarizarse más con el proyecto y sus posibles dificultades. Dichas visitas a terreno deben ser coordinadas con el mandante y los gastos deben correr por cuenta del oferente.
6. *Presentación de la oferta:* Se definen aspectos formales sobre la oferta que se debe presentar tales como:
 - (a) Formato de la oferta y sus distintos entregables
 - (b) Idioma de presentación de la oferta
 - (c) Moneda en la que esté expresada la oferta económica (Dólar Estadounidense, Euro, UF, peso Chileno, etc.)
 - (d) Presentación de cada subsección de la oferta, tales como cuadros con información, planos, cronogramas, cálculos de precios, etc.
7. *Oferta Técnica:* El apartado técnico de las ofertas de los participantes debe contener la siguiente información:
 - Cronograma del proyecto, especificando ruta crítica.
 - Promesa de cumplimiento de plazos especificados en cronograma.
 - Descripción técnica del proyecto según lo exigido en las bases.
 - Hojas de características técnicas garantizadas de cada equipo según los requerimientos del proyecto.
 - Declaración del equipo que formará parte del proyecto y los cargos más importantes que se desempeñarán.
 - Declaración de desviaciones entre oferta y las bases de licitación.
8. *Vigencia de las ofertas:* Debe indicarse de manera explícita la vigencia que tendrán las ofertas presentadas.
9. *Garantía de seriedad de oferta:* El oferente debe presentar una garantía (usualmente por medio de boletas de garantía bancarias) que acredite la seriedad de la oferta expuesta.
10. *Apertura de las ofertas:* En las bases debe definirse la fecha en la que se realizará la apertura de ofertas, el orden de apertura de ofertas y la definición de quienes pueden estar presentes durante la apertura.
11. *Estudios y Evaluación de las Ofertas:* El mandante, una vez abiertas las ofertas revisa los aspectos formales y evalúa cada oferta tomando en cuenta los requerimientos técnicos, valor de la oferta, planificación de las obras, organización, subcontratistas,

etc.

12. *Adjudicación del Contrato, Firma del Contrato y Notificación del Resultado de la Licitación:* El mandante elige al oferente que se adjudicará el proyecto, lo notifica y se comienza el proceso de redacción y firma del contrato entre ambas partes.

3.3.2. Bases administrativas

Las bases administrativas comprenden los antecedentes legales, comerciales, financieros y tributarios que sirvan para identificar al proponente, comprobar su existencia legal, su experiencia en el rubro y su solvencia financiera. Dentro de los requerimientos que suelen integrar las bases administrativas cabe mencionar:

1. Tipo de contrato
2. Seguros
3. Organización y personal del contratista
4. Garantías
5. Plazos y Fechas
6. Formas de pago
7. Inspección de ensayos y pruebas de equipos

3.3.3. Especificaciones técnicas

Las Especificaciones Técnicas son documentos donde el mandante establece todos los requerimientos técnicos que debe cumplir la subestación, como por ejemplo: obras de arquitectura final, suministros, montajes, pruebas de equipos y puesta en servicio del proyecto de subestación.

Dentro de las especificaciones técnicas deben incluirse todos los alcances del proyecto, esto incluye el número de paños de conexión, potencia nominal, tensiones nominales, configuración de las barras, transformadores (si aplica), ubicación geográfica del proyecto, normas aplicables, planos unilineales simplificados y características técnicas garantizadas de cada equipo que forme parte del proyecto.

Las tablas 3.1, 3.2 y 3.3 muestran un ejemplo de las especificaciones técnicas que deben incluirse en las bases de licitación de una subestación.

Tabla 3.1: Listado con especificaciones técnicas solicitadas en bases de licitación [46].

a)	Subestaciones	Unidad	Información Ofrecida	Código o ubicación del Documento de Respaldo
i	Topología de la Subestación y Cantidad de Patios.			
	1. Topología de la Subestación	Tipo		
	a. Patio N°1	Tipo		
	b. Nivel de Tensión	kV		
	c. Patio N°2	Tipo		
	d. Nivel de Tensión	kV		
	e. Patio N°3	Tipo		
	f. Nivel de Tensión	kV		
	2. Cantidad de posiciones disponibles según decreto.	Und		
	3. Espacio disponible para futuros paños según decreto.	Und		
ii	Cantidad, Capacidad y Superficie a utilizar por Bancos de CCEE, Reactores y Compensación Serie.			
	1. Cantidad	Und		
	2. Capacidad	MVAr		
	3. Superficie a Utilizar	m2		
iii	Diagrama unilineal funcional que muestre los componentes de equipos primarios y los respectivos esquemas de protección, control y comunicaciones.			
	1. Entrega Diagrama Unilineal Funcional desarrollado con base en los requerimientos técnicos mínimos contenidos en las bases de licitación.	Si/No		
iv	Plano de Disposición de Equipos que muestre la planta y secciones de la solución técnica ofertada.			
	1. Entrega Plano de Disposición de Equipos desarrollado con base en los requerimientos técnicos mínimos contenidos en las bases de licitación.	Si/No		
v	Plano de planta disposición general en terreno, mostrando la disposición de todos los equipos de la Subestación considerando criterios de Acceso Abierto.			

3.3.4. Bases de medición y pago

Las bases de medición y pago corresponden a un documento donde se establecen los Cuadros de Precios con sus cantidades, precios unitarios y totales. Dado el gran número y complejidad de actividades que presupone un proyecto de subestación, no se presenta un método específico sobre como estimar el precio total de una subestación.

Un proyecto de subestación puede dividirse en 3 actividades principales las cuales corresponden a Ingeniería, Suministros y Construcción de la subestación y dependiendo del tipo de contrato, se pueden licitar estas 3 actividades de manera conjunta o por separado.

Tomando como base un contrato del tipo "suma alzada" en donde se define un monto fijo a pagarle al contratista, el método de pago suele estar basado en el cumplimiento de hitos, bajo los cuales se paga un porcentaje del monto final pactado.

La tabla 3.4 muestra un ejemplo de *hitos de pago* y el respectivo porcentaje del monto final especificado en el contrato.

Tabla 3.2: Continuación listado con especificaciones técnicas solicitadas en bases de licitación [46].

a)	Subestaciones	Unidad	Información Ofrecida	Código o ubicación del Documento de Respaldo
	1. Superficie total a utilizar	m2		
	2. Superficie de Patios	m2		
	3. Superficie de Sala de Control	m2		
	4. Superficie de Plataforma de Compensaciones	m2		
	5. Superficie Disponible para Futuros Desarrollos	m2		
	6. Calles y Caminos	Si/No		
	7. Llegadas de líneas de transmisión considerando criterios de acceso abierto	Si/No		
vi	Descripción de Servicios Auxiliares			
	1. Diagrama Unilineal de los SS/AA	Si/No		
vii	Índice de Planos			
	1. El Oferente entrega indice de planos con su correspondiente descripción, codificación y Ubicación de la Información.	Si/No		
viii	Sistema de protección contra descargas atmosféricas.			
	1. Se Incluye el tipo y características del Sistema de Apantallamiento de la Subestación.	Si/No		
	2. Planos asociados al sistema de protección contra descargas atmosféricas.	Si/No		

Tabla 3.3: Listado con especificaciones técnicas de sistemas de control, protecciones, medida y comunicaciones [46].

b)	Sistemas de Control, Protección, Medida y Comunicaciones:	Unidad	Información Ofrecida	Código o ubicación del Documento de Respaldo
i	Sistema de Control			
	1. Descripción general	Si/No		
ii	Sistema de Protecciones			
	1. Descripción general	Si/No		
iii	Sistema de Medida			
	1. Descripción general	Si/No		
iv	Sistema de Comunicaciones			
	1. Descripción general del sistema considerando extremos remotos.	Si/No		
	2. Descripción Sistema de Telecomunicaciones (F.O, OPLAT, MM.OO.)	Si/No		

3.4. Tipos de Contrato

Al momento de licitar un proyecto de cualquier índole, debe definirse el contrato bajo el cual se desarrollará todo el proyecto, en Chile son habituales 2 modalidades de contrato las cuales corresponden a:

- Contrato tipo EPC o "llave en mano": Por sus siglas en inglés *Engineering, Procurement and Construction*, en este tipo de contrato se delega a un contratista la responsabilidad del trabajo que incluye simultáneamente la Ingeniería, el Suministro y la Construcción del proyecto, además se deben incluir pruebas de montaje y puesta en servicio. En estos casos el mandante se preocupa de verificar que se cumplan todos los

Hitos de Pago	Porcentaje del Precio Pactado
1. Entrega por parte del Contratista de la Póliza de Garantía por Pago Anticipado que cumpla las condiciones estipuladas.	10% del precio del proyecto.
2. Entrega de Ingeniería Básica y de Detalle en revisión cero del Proyecto por parte del Contratista.	10% del precio del proyecto.
3. Arribo y recepción conforme en sitio de la totalidad de Equipos de las Obras.	20% del precio del proyecto.
4. Término y recepción conforme de la construcción de la plataforma.	5% del precio del proyecto.
5. Término y recepción conforme de la construcción de las obras civiles, esto incluye fundaciones, canaletas y salas de control.	17% del precio del proyecto.
6. Término y recepción conforme de obras de urbanización, es decir cercos perimetrales, caminos internos, instalación de gravilla en patio, etc.	5% del precio del proyecto.
7. Término y recepción conforme montaje estructuras altas de la subestación.	5% del precio del proyecto.
8. Término y recepción conforme del montaje de los equipo de alta y media tensión; montaje de estructuras bajas y sistemas auxiliares.	14% del precio del proyecto.
9. Término de tendido, conexionado y pruebas punto a punto cables baja tensión conforme al contrato.	3% del precio del proyecto.
10. Término de acompañamiento de las pruebas.	5% del precio del proyecto.
11. Firma por parte del mandante del Certificado de Recepción Provisorias de las Obras, junto con la recepción conforme por parte del mandante de planos "As-Built".	6% del precio del proyecto.

Tabla 3.4: Hitos de pago de un proyecto de subestación.

hitos relevantes definidos en el contrato y que se cumplan requerimientos técnicos, de calidad, ambientales y de seguridad, entre otros.

- Multicontratos: En el enfoque multicontratos, los 3 aspectos relevantes antes mencionados son licitados de manera independiente, o pueden ser realizados "in house", esto es, hecho por la misma empresa mandante, bajo su propio riesgo y responsabilidad.

3.4.1. Ventajas y Desventajas de un contrato tipo EPC

La principal ventaja que posee un contrato "llave en mano" es que el riesgo y mayor responsabilidad del proyecto pasa al contratista, además el mandante solo tiene contacto con una empresa lo cual le da libertad para manejar más proyectos de manera simultánea y la dirección del proyecto se simplifica mucho.

Los tiempos de construcción del proyecto también son menores en un contrato EPC dado

que se facilita la comunicación al ser esta con un solo contratista, esto reduce la cantidad reuniones y la gestión en general del proyecto se facilita, lo cual se traduce en tiempos menores.

En el aspecto económico, un contrato EPC presenta la ventaja de fijar un precio, por lo general este tipo de contratos son de suma alzada y precio fijo, por esta razón y volviendo al concepto de la minimización de riesgos, este tipo de contratos asegura un costo máximo de un proyecto.

De manera análoga, un contrato "llave en mano" presenta una mayor seguridad de que se mantendrán fijos los plazos de construcción y se disminuirán los atrasos, esto dado que se debe incorporar un sistema de multas en el contrato por conceptos de atrasos en la construcción de la subestación.

Sin perjuicio de lo anterior, un contrato EPC no asegura que no haya atrasos en el proyecto, puede presentarse el caso que el contratista se atrase en el proyecto y comience a acumular multas hasta el punto de terminar con problemas de solvencia económica, pudiendo incluso terminar en la quiebra del contratista. Bajo este escenario crítico, el mandante puede ayudar al contratista con sus problemas de solvencia para que este sea capaz de terminar el proyecto, o simplemente se debe finalizar el contrato de manera anticipada y volver a licitar lo que haya quedado incompleto del proyecto, lo cual es un escenario bastante desfavorable ya que significaría un claro atraso en el proyecto y un costo adicional para el mandante.

La desventaja del contrato EPC es la realización por parte del mandante de un estricto control de la ejecución del proyecto, de tal forma que el contratista no vulnere cláusulas del contrato. Para esta función el mandante establece una oficina de Inspección Técnica en Obra (ITO) que tiene la responsabilidad de velar por el fiel cumplimiento del contrato y ser contraparte del contratista, actividad que requiere de un costo adicional.

Para evitar que se originen discusiones entre mandante y contratista es importante que todos los puntos establecidos en el contrato sean totalmente claros e inequívocos. Cualquier vacío de información en el contrato, puede ser motivo que el contratista no cumpla cabalmente con lo esperado. De todas formas, el mandante se reserva el derecho de solicitar correcciones y/o modificaciones técnicas al proyecto, en el entendido que el costo involucrado debe ser acordado por ambas partes. En caso que no se produzcan acuerdos se debe recurrir a un tribunal arbitral establecido en el propio contrato.

En el tema económico, un contrato EPC puede ser más costoso que un multicontratos dado que el contratista, al momento de presentar su oferta económica, incluye en sus márgenes de ganancia el costo por asumir la mayor parte del riesgo del proyecto.

La calidad de una oferta no es siempre fácil de identificar porque son muchas las variables en juego partiendo por la experiencia que tenga el contratista en el área de subestaciones, parámetro que es importante de evaluar y asegurar. No obstante, se pueden tomar medidas para anticipar este escenario como por ejemplo exigir garantías especiales, aplicación de multas, adquirir los suministros más importantes de manera independiente, como por ejemplo transformadores de poder.

3.5. Consideraciones para el Desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental

El 1 de Marzo de 1994 se promulgó en Chile la ley sobre bases generales del medio ambiente (Ley 19.300) la cual reconoce:

... el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

Es por esto que todo proyecto que pueda incidir significativamente en el medio ambiente ya sea de manera directa o indirecta debe someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Entre los proyectos que la legislación considera como susceptibles de causar impacto ambiental se encuentran:

b) *Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones.*

Es por esto que para toda subestación de alta tensión debe elaborarse una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), y en el caso de que se cumpla una de las condiciones expuestas a continuación , será requerido un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

- I. Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones y residuos.
- II. Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.
- III. Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
- IV. Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- V. Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.
- VI. Producen obstrucción de la visibilidad a zonas con valor paisajístico.

Un Estudio de Impacto Ambiental es un documento mucho más complejo y conlleva un tiempo de realización mucho mayor (de 12 a 18 meses en promedio) que el de una declaración de impacto ambiental, razón por la cual siempre se debe planificar una subestación a modo de intentar que no caiga en causal de un EIA, sin embargo existen proyectos que por su naturaleza esto último es imposible.

Para elaborar una DIA se debe declarar que todo impacto que genere la construcción y puesta en servicio de la subestación está dentro del marco legal de la legislación vigente. El contenido de la declaración depende fuertemente del lugar en el cual se realizará la construcción y a modo general se expone el contenido que debe contener una declaración

de impacto ambiental.

i. Antecedentes Generales:

Se presenta la información del titular del proyecto incluyendo Nombre o razón social, RUT, Domicilio, RUT representante legal, nombre representante legal, etc.

ii. Descripción del proyecto:

Se debe entregar la información principal del proyecto tal como:

- Levantamiento de información del terreno: Esto incluye su localización, tipo de suelo, su valor paisajístico, cercanía con localidades indígenas, cercanía de cursos de agua, entre otros.
- Fase de construcción: Se deben mencionar todas las actividades relevantes durante la fase de construcción, las cuales pueden incluir:
 - Instalación de faenas
 - Movimiento de tierra
 - Excavación para fundaciones
 - Construcción de caminos interiores
 - Montaje de estructuras
 - Pruebas y Puesta en servicio
- Etapa de operación y mantenimiento: Se deben incluir todas las actividades que se realizarán a lo largo de la vida útil de la subestación, incluyendo:
 - Operación de equipos primarios
 - Operación de sala de Control
 - Operación de caseta de SS.AA.
 - Mantenimiento preventivo
 - Mantenimiento correctivo programado y no programado
- Vida útil del proyecto: Se debe especificar la vida útil del proyecto y su posibilidad de extensión, por lo general las subestaciones se planifican para 30 años con posibilidad de extender su vida útil.
- Monto de inversión
- Cronograma de actividades mencionadas
- Mano de obra utilizada en el proyecto

iii. Línea Base:

La Línea Base describe la situación del área prevista para las instalaciones de la subestación sin el proyecto construido.

Además, se evalúa la influencia del proyecto en la zona, esto con el objetivo de identificar posibles impactos ambientales del proyecto. En el caso de proyectos de subestación, las principales influencias incluyen el paisaje sobre el cual se construye, la flora alterada por la remoción de tierra, la fauna terrestre (sobre todo aves), posibles derrames de aceite en transformadores entre otros.

iv. Emisiones, descargas y residuos:

La operación de una subestación por sí sola no es una fuente de emisión de residuos, en cambio la emisión de ruidos de transformadores, ya sea por magnetostricción en el núcleo o por la activación de ventiladores para los casos ONAF deben ser tomados en consideración.

En la fase de construcción en cambio, actividades como nivelación de terreno, construcción de caminos, movimiento de tierras y construcción de fundaciones contribuyen a la emisión de material particulado fino (MP 2,5) y grueso (MP 10). Esto se suma a la emisión de gases nocivos como CO, NOx y HC que se generen por vehículos de combustión interna, funcionamiento de grupo electrógeno durante faenas o durante operación de respaldo.

Residuos considerables pueden ser generados durante la construcción, en particular materiales relacionados con el transporte de equipos a sitio como lo es cintas de embalaje, carretes, cajas de madera y pallets pueden generar residuos del orden de las toneladas, razón por la cual se debe definir explícitamente la cantidad de basura que se espera generar y la gestión de esta.

3.5.1. Mitigación y prevención de Impacto Ambiental de una subestación

Tal como se mencionó en el inciso anterior, el principal riesgo de contaminación de una subestación se encuentra en el aceite mineral encontrado en transformadores de poder y de medida. Para el caso de transformadores de poder, el contenido de aceite mineral puede ser de varias toneladas, otros equipos como transformadores de corriente, de potencial y ciertos tipos de interruptores de poder pueden contener entre 50 a 300 kg de aceite por cada paño. El derrame de dicho aceite puede presentar un problema latente sobre el suelo y sobretodo si se estuviese cerca de un cauce de agua, si bien este tipo de terrenos deben ser evitados, de ser este el caso la contaminación de cursos de agua puede ser un proceso muy difícil de revertir, costoso y hasta irreversible.

Una subestación con transformadores de poder obligatoriamente debe tener para cada transformador piletas para captar aguas lluvias y derrames de aceite aislante. Además es conveniente que el transformador tenga un sistema automático de detección y combate de incendios mediante un sistema "springler" consistente en un rociado de agua de 2.500 l/minuto y cuente con muros corta fuego.

Una vez ocurrido un evento las piletas deben ser vaciadas con motobombas y el líquido traspasado a tambores, lo que posteriormente deben ser llevados a lugares autorizados por la autoridad local.

El ruido que producen transformadores de poder y reactores también puede considerarse como un factor necesario a mitigar, sobretodo si se trata de subestaciones de distribución construidas en medio de zonas residenciales. La solución más simple para el problema del ruido es considerar una ubicación lo más alejada posible de zonas residenciales, de ser esto imposible, se puede optar por construir estructuras que aíslen o disminuyan el ruido que

emita el transformador de poder o reactor al ambiente, por otro lado, de contar con un suelo apto, se puede optar por la plantación de árboles en los alrededores de la subestación, los cuales actúan como un reductor moderado de ruido.

El impacto visual que genera una subestación es un factor muy difícil de mitigar sobretodo para el caso de subestaciones AIS dado su mayor área. De ser el caso de que un proyecto de subestación necesariamente deba ubicarse en un lugar de valor paisajístico, la única solución puede ser un cambio de tecnología a GIS, donde medidas de mitigación de impacto visual sí son posibles como lo son subestación subterránea, en caverna o dentro de una estructura hecha con el fin de disminuir el impacto visual.

3.6. Construcción de una Subestación AT

La fase de construcción de la subestación, para efectos del presente texto, comprende desde la obtención de la RCA hasta el montaje de todos los equipos, estructuras metálicas altas/bajas, sistemas, cableados, pruebas y todos los elementos requeridos por la subestación para su correcto funcionamiento.

Elección del terreno

La elección del terreno depende de muchos factores y en la mayoría de los casos la ubicación geográfica no depende de quien realiza el proyecto si no de las necesidades del mandante. Estas necesidades incluyen la ubicación de las instalaciones que necesitan conectarse al sistema eléctrico o las necesidades con respecto a la expansión del sistema de transmisión como lo son la necesidad de seccionar líneas de transmisión, enmallar el sistema o un lugar estratégico donde haya un potencial renovable que se vaya a explotar en el futuro.

Sin perjuicio de lo anterior, el proyectista tiene cierta holgura o radio bajo el cual sí tiene capacidad de decisión y es en este sentido en que se presentan las siguientes recomendaciones sobre la elección del terreno en el cual se emplazarán las instalaciones.

- **Precio del terreno:** Este es el principal factor que se debe de considerar, de nada sirve un terreno que sea óptimo del punto de vista técnico y civil si su valor hace inviable el proyecto. Generalmente siempre hay un "trade off" entre ambos factores, técnico y económico, por lo que al momento de elegir el terreno se debe llegar a un equilibrio entre ambos.
- **Topografía Suave:** Siempre es preferible un terreno con pendiente ligera (de 2% a 5%) para así evitar problemas de drenaje e inundaciones, generalmente pendientes del orden de 10% a 15% comienzan a generar costos adicionales por adecuaciones.
- **Disponibilidad amplia:** Esto cobra mucha relevancia en proyectos de transmisión que formen parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que por lo general necesitan espacio adicional designado a futuras ampliaciones.
- **Facilidad de acceso para líneas de transmisión**
- **Suelos firmes**

Por otro lado, se deben evitar los siguientes elementos en la elección de suelos:

- **Pendientes fuertes**
- **Amenazas Geotécnicas:** Esto incluye inestabilidades potenciales, aguas freáticas, zonas kársticas, sumideros, etc.)
- **Amenazas hidrológicas (inundaciones, avalanchas, flujos de lodo)**
- **Suelos muy duros o blandos**
- **Contaminación Ambiental**

Es claro que antes de tomar una decisión sobre el suelo en el cual se construirá la subestación, debe haber un ingeniero civil o geólogo que tenga conocimientos en geotecnia y evalúe el suelo sobre el cual se planea construir, para lo cual debe entregar los informes de Mecánica de Suelos respectivos.

Caracterización del terreno

Una vez elegido el terreno bajo el cual se construirá la obra, debe hacerse una visita al mismo en junto con expertos encargados en hacer el estudio geotécnico y de topografía, esto para establecer los siguientes datos:

- Descripción general del terreno (marco geográfico, político)
- Facilidades de acceso y de adecuación del terreno
- Retiros a drenajes y vías (área útil)
- Vegetación en el terreno y zonas aledañas
- Altura sobre el nivel del mar
- Registro fotográfico del sitio
- Drenajes de aguas lluvias
- Disponibilidad de energía para alimentación de faena y servicios auxiliares
- Disponibilidad de señal telefónica
- Empresas de servicios públicos y control ambiental con jurisdicción en el lugar de construcción.
- Reglamentos y requisitos de planeación municipal y regional
- Resistividad del terreno, según lo expuesto en la sección 3.11

Instalación de Faena

Una vez obtenida la RCA y la autorización para construir, comienza la instalación de faena, esto es llevar todas las instalaciones provisorias que serán necesarias mientras se lleve a cabo la construcción de la subestación.

Este diseño debe considerar vías de tránsito, evacuación, ubicación de salas de trabajadores, baños, bodegas, comedor, casilleros, suministro de agua potable, entre otros.

Hoy en día es muy común el uso generalizado de contenedores vacíos que cumplen la función de oficinas, salones, comedores, etc. Además para el caso de que la subestación se ubique en zonas alejadas y sin una red de distribución, se deben utilizar generadores diésel como fuente de energía, sumado a esto, una forma alternativa de obtener energía es por

medio de paneles solares instalados en los techos de las salas, si es que el clima en donde se construirá la subestación lo permite.

Excavaciones y Fundaciones

Habiendo nivelado el terreno, se comienza con la excavación y remoción de tierras para luego comenzar con la construcción de fundaciones.

El propósito de las fundaciones es actuar como apoyo para las futuras estructuras que se construirán y de igual manera distribuir el peso de los equipos que estarán montados sobre estas. Su material suele ser de hormigón armado y normalmente son construidas en el sitio de construcción, sin embargo, una alternativa es el uso de fundaciones prefabricadas, estas tienen la ventaja de disminuir la duración del tiempo de obras civiles ya que estas solo necesitan ser transportadas y montadas. Otra ventaja del uso de fundaciones prefabricadas es que es una solución más amigable con el medio ambiente ya que se disminuye la generación de residuos y uso del agua durante las obras civiles.

Por otro lado, esta solución es más costosa que la construcción de fundaciones convencionales ya que además del costo de materiales se agrega el costo de transporte a la obra y el arriendo de una grúa encargada del montaje de las fundaciones en sus respectivas excavaciones.

La norma chilena admite fundaciones del tipo bloques y zapatas aisladas, bloques y zapatas corridas, losas de fundación, pilas, pilotes, micropilotes, ancladas en roca, parrillas metálicas, entre otros¹.

Además de esto, el diseño de fundaciones debe considerar solicitaciones y combinaciones de solicitaciones del tipo compresión, tracción, corte, volcamiento uniaxial y volcamiento biaxial.

El diseño de fundaciones desde el punto de vista de estabilidad debe cumplir los siguientes criterios:

a. *Estabilidad a la compresión.*

La compresión máxima en el suelo no deberá sobrepasar la tensión admisible, tanto para solicitaciones normales como para solicitaciones eventuales.

b. *Estabilidad al volcamiento.*

Para fundaciones diseñadas sin colaboración lateral del suelo, se deberá cumplir que el área de apoyo comprimida de la fundación sea de:

- i. 100 % para soluciones normales.
- ii. Mínimo 80 % para solicitaciones eventuales

¹ Artículo 23, Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

Para fundaciones diseñadas con colaboración lateral del suelo mediante método de Sulzberger, se deberá cumplir que el ángulo de giro de la fundación α sea tal que el valor de su tangente $\text{tg}(\alpha)$ sea menor a 0,01.

c. *Estabilidad al deslizamiento*

La resistencia total al deslizamiento, minorada por los Factores de seguridad, deberá ser mayor o igual a la sollicitación deslizante de diseño.

d. *Estabilidad al arrancamiento.*

La fuerza resistente al arrancamiento deberá ser mayor o igual a 1,1 veces la sollicitación de arrancamiento amplificada por el Factor de seguridad o por el Factor de mayoración, según corresponda.

Estructuras de la subestación

Las estructuras altas y bajas deben ser reticuladas de acero, autosoportantes, para anclaje a una fundación de hormigón. Es importante que sean estructuras rígidas, esto implica que su frecuencia propia de oscilación sea igual o superior a 30 Hz, según norma ETG 1.020.

Se deberán considerar para las estructuras altas y bajas los Factores de Seguridad establecidos en las normas vigentes, calculados con cargas estáticas y dinámicas (sismos).

Las estructuras deberán ser adecuadas para:

1. Las condiciones meteorológicas y ambientales del lugar de emplazamiento.
2. El propósito funcional requerido.
3. Soportar adecuadamente todos los esfuerzos a los que se verán sometidos.

Dentro de las condiciones ambientales que se deben tomar en cuenta se contempla la salinidad de la zona, agentes químicos, abrasión, entre otras.

La calidad de las estructuras metálicas, deberá cumplir, como mínimo, con las siguientes normas:

- a. ASTM A36: Structural Steel.
- b. ASTM A572: High – strength low-alloy structural steel.
- c. ASTM F3125: High – strength bolts structural bolts, steel and alloy steel, heat treated.
- d. ASTM A394: Steel transmission towers bolts zinc coated.
- e. ASTM A6: General requirements for rolled structural steel bars.
- f. ASTM A193-B7: Alloy steel, AISI 4140/4142 quenched and tempered.

- g. NCh 203: Acero para uso estructural (para planchas de conexión).
- h. AWS: Structural welding Code-Steel D1.1.
- i. Norma EN 10025, calidades S275 y S355.

Será aceptable el cumplimiento de otras normas distintas a las señaladas siempre que se demuestre y declare formalmente que las propiedades del material son concordantes con el cálculo y las especificaciones utilizadas en el diseño de la estructura, tales como: resistencia, dimensiones y tolerancias, resiliencia, composición química, y comportamiento esperado para el lugar de ubicación del proyecto.

3.7. Subestación Seccionadora versus Subestación Elevadora

Una subestación seccionadora posee varias diferencias respecto a una subestación elevadora o de consumo y es que una seccionadora, como su nombre lo dice, secciona una o más líneas ya existentes, mientras que la elevadora no secciona líneas y solo recibe llegada y salidas de líneas.

El objetivo de seccionar una línea es conectar al sistema eléctrico instalaciones de generación o consumo eléctrico que se encuentren geográficamente en medio de una línea ya existente, o bien, enmallar el sistema eléctrico conectando 2 o más líneas entre sí y permitir el intercambio de flujos entre estas.

Dado que se intervienen líneas ya existentes, se debe diseñar y planificar una subestación seccionadora a modo de minimizar el tiempo de interrupción del servicio y cerciorándose de que los nuevos flujos introducidos no comprometan el funcionamiento de la línea a la cual se conectan.

La figura 3.2 muestra un esquema del seccionamiento de una línea de doble circuito y las figura 3.3 y 3.4 muestran el seccionamiento de 3 líneas con el propósito de enmallar un sistema.

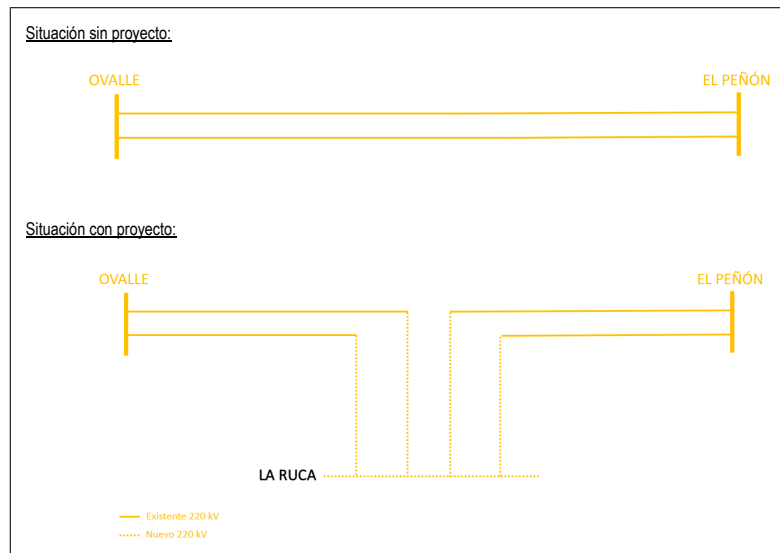


Figura 3.2: Ejemplo de seccionamiento línea 2x110 kV Ovalle-El Peñón [46].

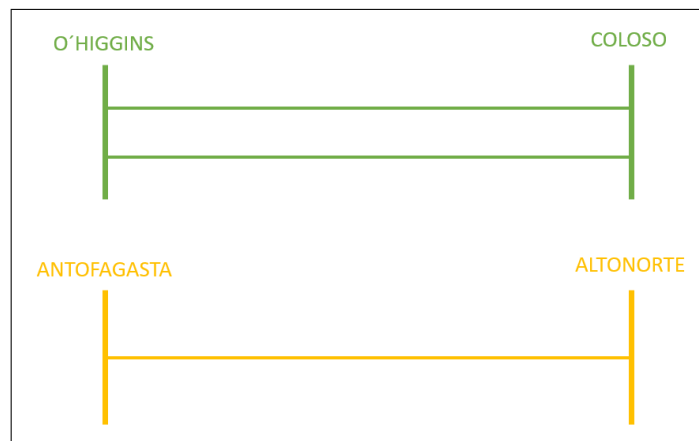


Figura 3.3: Ejemplo de seccionamiento línea 2x220 kV O'Higgins-Coloso y 1x500 kV Antofagasta-Altonorte, caso sin seccionar [46].

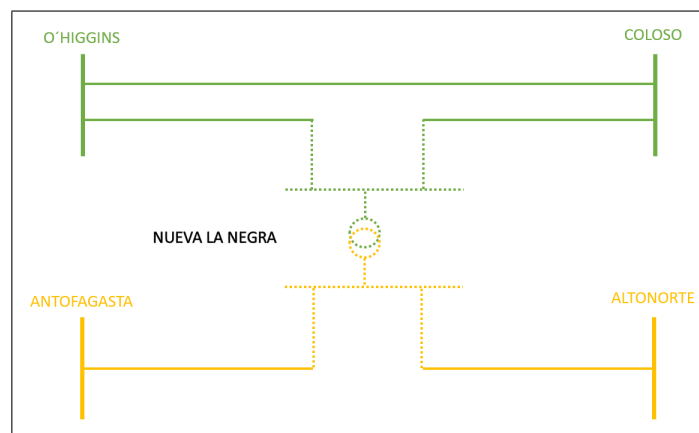


Figura 3.4: Ejemplo de seccionamiento línea 2x220 kV O'Higgins-Coloso y 1x500 kV Antofagasta-Altonorte, caso líneas seccionadas [46].

3.7.1. Diferencias Topológicas y Constructivas

Una S/E seccionadora debe tener como mínimo 3 paños de conexión, o en su defecto 2 salidas/llegadas de línea con proyección a futuras conexiones. Además, para SS/EE seccionadoras en configuración interruptor y medio, cada tramo de línea debe estar conectado a una diagonal distinta.

Otro punto relevante es evaluar la factibilidad técnica y económica de construir una subestación seccionadora y su punto óptimo de conexión, para esto se definen los distintos puntos relevantes a evaluar:

- Criterio económico: Se debe evaluar el costo de seccionar una línea existente (construcción S/E seccionadora y modificaciones a línea existente) y compararlo con el costo de conectarse directamente al sistema eléctrico a través de una subestación existente (construcción línea AT hacia S/E existente más cercana y ampliación de dicha S/E). Esto queda plasmado en la ecuación 3.1.

$$\sum V.I. S/E Seccionadora + Modificaciones = \sum V.I. Líneas de conexión al STN \quad (3.1)$$

Criterio de capacidad de transmisión: El seccionamiento de una línea no debe afectar la capacidad de transmisión de esta, en caso de que sí sea el caso, se deben buscar alternativas de inversión como compensación reactiva.

Criterios sistémicos: Algunas líneas, sobretodo las de 500 kV, poseen compensación serie y reactores de línea, los cuales están dimensionados según los estudios asociados a cada instalación. Es por esto que se debe analizar el impacto de la conexión en estos elementos, ya que podría surgir la necesidad de modificar el valor de la compensación existente. El impacto y su costo se debe evaluar caso a caso.

Posibilidad de desarrollo: Por último, se debe considerar si el lugar de emplazamiento de la S/E se encuentra en un posible polo de desarrollo.

Sin perjuicio de lo anterior, la norma vigente exige que al solicitar una conexión que implique intervenir más de un circuito de una línea que forme parte del Sistema de Transmisión Dedicado, corresponderá construir una S/E seccionadora de al menos dos circuitos de la línea en cuestión.

La figura 3.5 muestra un diagrama de una subestación seccionadora de 1 circuito en configuración interruptor y medio.

La figura 3.6 muestra la vista en planta y elevación de la S/E seccionadora "El Rosal" la cual secciona la línea 1x220 kV Charrúa-Duqueco y es de configuración interruptor y medio.

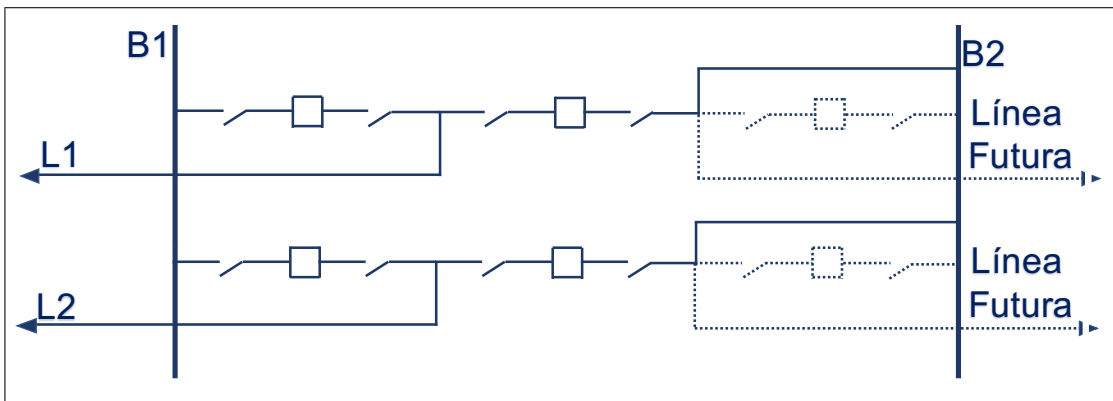


Figura 3.5: Diagrama S/E seccionadora interruptor y medio con futuras salidas proyectadas.

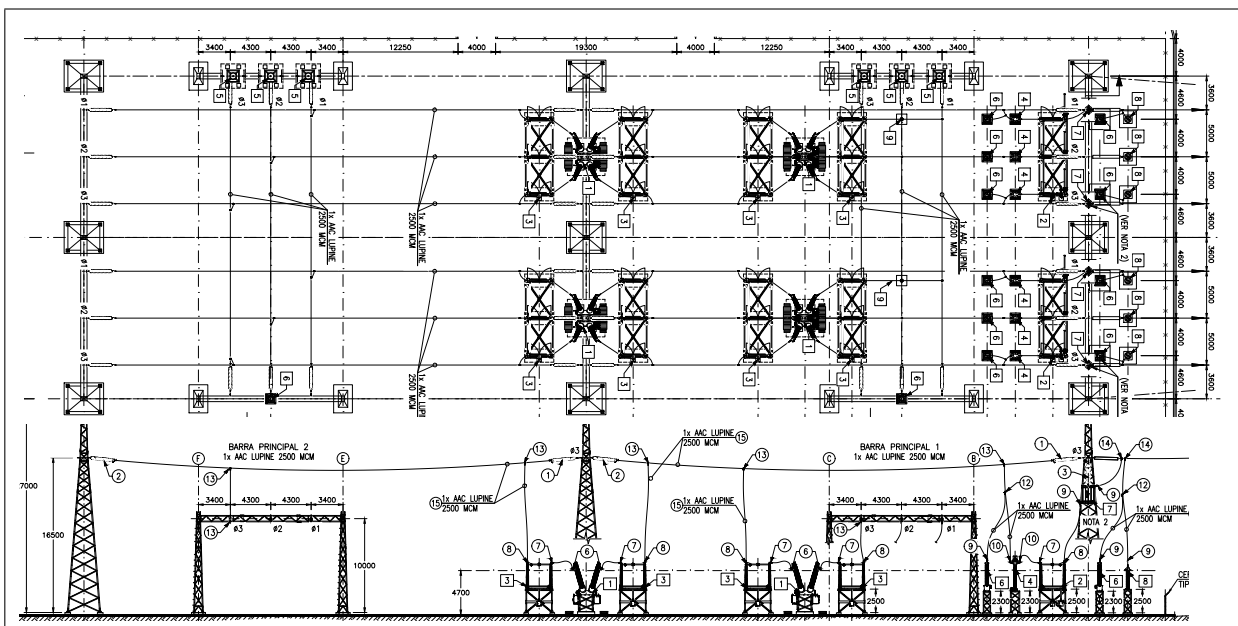


Figura 3.6: Plano en planta y elevación ejemplo seccionadora interruptor y medio. [2].

De estas figuras se aprecia que se utilizan 2 medias diagonales en lugar de una sola diagonal, en concordancia con lo exigido por la Norma Técnica.

Las SS/EE elevadoras, de distribución y de clientes no regulados, poseen como mínimo 2 paños, siendo uno de estos el que va conectado al transformador de poder. Su puesta en servicio no suele implicar un mayor corte en el suministro dado que solo se necesita desenergizar la barra o sección de barra a la cual se conectará la nueva instalación.

La figura 3.7 muestra una vista en planta y elevación de la subestación elevadora Central Maitenes, donde se puede apreciar el paño asociado al transformador de poder conectado a la línea.

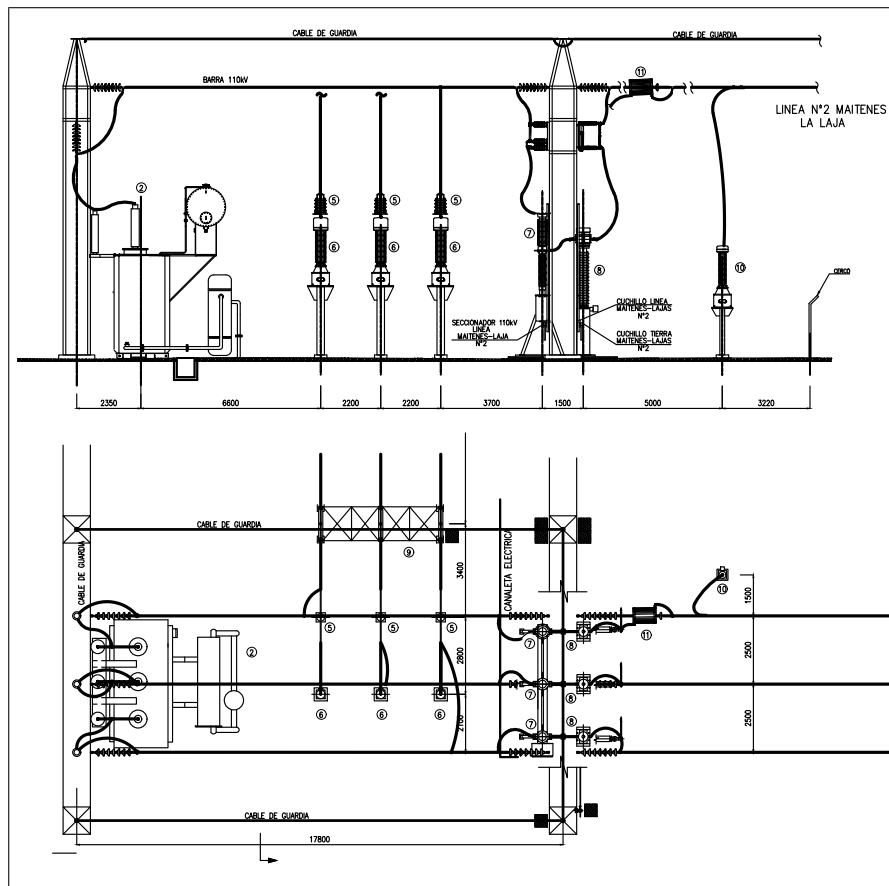


Figura 3.7: Vista en planta y elevación de paño de conexión y de transformador, Subestación Central Maitenes [2].

La presencia obligatoria del transformador de poder hace que generalmente las subestaciones elevadoras sean más costosas, además de que el montaje, suministro y puesta en servicio de dicho equipo requiere precauciones especiales.

Las SS/EE seccionadoras, por otro lado, requieren de la instalación de un by-pass provisorio sobre la línea a la cual se le hará el seccionamiento. Por otra parte, la solicitud de desenergización de línea es un hito sumamente relevante, dado que un atraso en este implica un retraso en el proyecto completo y se debe gestionar con el CEN y con el dueño de la línea de manera simultánea.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece que no se acepta realizar un tap-off en líneas de 220 kv y superiores, en dicho caso se deben considerar subestaciones seccionadoras , (no tap-off).

Pruebas de montaje y Puesta en servicio

La sección 3.8. describe en detalle las etapas de Montaje y Puesta en servicio, que aplican de manera transversal. Para el caso particular de SS/EE seccionadoras, las pruebas y ajustes de protecciones comprometen a los ajustes de los relés existentes en SS/EE extremas de la línea seccionada. Debido a esto, se deben recalculan los ajustes existentes y calcular los ajustes

para los nuevos relés instalados en la seccionadora.

La Puesta en Servicio para una seccionadora debe contemplar la planificación referente a la desenergización de la línea que se va a intervenir, para esto se debe contar con la autorización tanto del CEN como de la empresa propietaria de la línea, proceso que se lleva a cabo a la par con el proyecto en donde se mantienen informados los avances del proyecto y se define de manera conjunta una fecha para dicha desenergización, con tal de no afectar ni al sistema ni a la empresa propietaria de las instalaciones que se modifican.

3.8. Montaje y Pruebas de Montaje

La etapa de Montaje comienza una vez finalizadas las obras civiles de la subestación que fueron descritas en la sección anterior. A continuación se muestran las típicas actividades para el montaje en una subestación:

1. Montajes Iniciales

- i. Malla de Tierra Subterránea
- ii. Accesos y Caminos interiores
- iii. Instalación Cerco Perimetral
- iv. Armado de estructuras Altas y marcos de Barra

2. Montaje Estructuras Equipos Primarios, Marcos de Barra y Línea.

- i. Montaje y nivelación de estructuras bajas en su fundación.
- ii. Montaje y nivelación de estructuras altas en su fundación.

3. Montaje Equipos Primarios

- i. Montaje Equipos:(Transformadores de Poder, Interruptores, Desconectores, TC, TP, Pararrayos).
- ii. Nivelación equipos montados sobre estructuras bajas.
- iii. Instalación Conductores Aéreos 220 kV (AAAC)
- iv. Canalizaciones en baja tensión
- v. Alambrados de fuerza y control (desde paños hasta sala eléctrica)

4. Montaje equipos en Sala Eléctrica:

- i. Armarios de Protección, Control SCADA, Servicios Auxiliares CA y CC.
- ii. Alambrados al interior de sala eléctrica.

- iii. Alambrado Fibra Óptica.
 - iv. Montaje equipos en sala de mando.
 - v. Montaje equipos telecomunicaciones (antena VHF).
 - vi. Sistema de Vigilancia.
 - vii. Puestas a Tierra.
 - viii. Tableros de alumbrado.
 - ix. Montaje transformador SSAA.
 - x. Montaje grupo de emergencia.
5. Conexión con Línea de Transmisión
- i. Trampa de Onda (si aplica).

Cada equipo y sistema tiene instrucciones del fabricante para su montaje y verificación de funcionamiento, además debe tener un protocolo de pruebas de montaje aprobado por el mandante.

3.8.1. Verificaciones y Pruebas de Montaje de Equipos Primarios

A continuación, se indican las verificaciones y pruebas principales de montaje por equipo:

1. Interruptores de Poder:

- Verificación conexión directa y adecuada a la malla de puesta a tierra de cada canal base del interruptor.
- Verificación disposición de conexiones primarias, en todo su recorrido, con las distancias indicadas en los planos y que tengan las suficientes holguras para que ejerzan mínimas fuerzas sobre los terminales primarios del equipo.
- Verificación apriete en los siguientes puntos: Pernos de sujeción del interruptor a la estructura soporte o a la fundación y pernos de los conectores primarios.
- Revisión defectos en la pintura, derivados del transporte, almacenamiento y montaje, deberán ser reparados de manera que en las superficies afectadas se restablezcan las condiciones primitivas de protección.
- Pruebas de operación cierre-apertura.
- Prueba resistencia aislación.

2. Desconectores con y sin Puesta a Tierra:

- Verificación puntos de apoyo canal base a la estructura.
- Verificación nivelación vertical de las cuchillas.
- Verificación conexión directa y adecuada a la malla de puesta a tierra de cada canal base de los desconectores.
- Verificación disposición de las conexiones primarias en todo su recorrido, con las distancias indicadas en los planos y que ejerzan mínimas fuerzas sobre los terminales primarios del equipo.
- Verificación apriete en los siguientes puntos: Pernos de sujeción del desconector a la estructura soporte o a la fundación y pernos de los conectores primarios.
- Pruebas de operación cierre-apertura.
- Prueba resistencia de aislación.

3. Transformadores de Corriente y de Potencial:

- En transformadores con aceite deberá aprobarse que no existen filtraciones.
- En transformadores de corriente verificación instalación dispositivos amortiguadores en su base.
- Verificación del nivel de aceite y el funcionamiento del indicador, tomando en cuenta las correcciones por temperatura establecidas por el fabricante.
- Verificación de la fijación del transformador instalado sobre la estructura soporte.
- Verificación del torque de apriete según especificación dada en las instrucciones del fabricante.
- Verificación de las conexiones eléctricas primarias y secundarias, según los planos del proyecto.
- Verificación de la disposición de las conexiones primarias y de las distancias mínimas indicadas en los planos del proyecto.
- Verificación de la conexión directa y adecuada a la malla de puesta a tierra de todos los puntos indicados en los planos del fabricante y del proyecto.
- Defectos de la pintura, derivados del transporte, almacenamiento y montaje, deberán ser reparados de manera que en las superficies afectadas se restablezcan las condiciones primitivas de protección.
- Pruebas de aislación

4. Transformadores de Poder:

- Armado y montaje bushing de alta tensión y baja tensión.
- Montaje radiadores
- Tratamiento de aceite de llenado.
- Alambrado caseta de control.
- Verificación puntos de apoyo de los transformadores a las fundaciones.
- Verificación conexión directa y adecuada con la malla de puesta a tierra de los siguientes elementos, terminal de puesta a tierra de la cuba del transformador y terminal del neutro del transformador
- Verificación interconexiones de alta tensión cumpla las distancias mínimas indicadas en los planos del proyecto. Asimismo, se comprobará la existencia de los elementos consultados en el proyecto que impidan esfuerzos sobre los terminales de los aisladores pasatapa, en caso de sismo.
- Verificación apriete dado a los pernos de los conectores primarios.
- Reparación de los defectos en la pintura derivados del transporte, almacenamiento y montaje.
- Verificación de la calidad del aceite aislante (rigidez dieléctrica, acidez, factor de potencia, contenido de gas).
- Llenado del tanque del transformador con aceite aislante.
- Resistencia de aislación.

5. **Pararrayos:**

- Verificación puntos de apoyo a la estructura.
- Verificación nivelación vertical del equipo.
- Verificación conexión directa y adecuada a la malla de puesta a tierra.
- Verificación montaje contador de descargas.
- Verificación disposición de las conexiones primarias en todo su recorrido, con las distancias indicadas en los planos y que ejerzan mínimas fuerzas sobre los terminales primarios del equipo.
- Prueba resistencia de aislación.

3.9. Pruebas de Puesta en Servicio

La puesta en servicio constituye la etapa final de la construcción de la subestación y el primer paso en la explotación de las instalaciones. Para la puesta en servicio el mandante debe verificar que todo equipo funciona según las especificaciones del contratista y las pruebas realizadas en fábrica, además las pruebas previas a la puesta en servicio, que son las pruebas de montaje, sirven como datos de entrada para la futura operación y mantenimiento de la subestación.

Por lo general el proceso de puesta en servicio puede dividirse en 2 etapas, la primera etapa de pruebas de aceptación del sitio o pruebas de aceptación del sitio las cuales consisten en una serie de pruebas que se realizan durante el montaje a los equipos primarios de manera individual y conjunta, sistemas secundarios y servicios auxiliares, a modo de verificar que todos los elementos de la subestación funcionen según lo indicado por el fabricante y que estos no hayan sufrido ningún desperfecto durante el transporte hacia el lugar del proyecto.

La segunda etapa consiste en el proceso de solicitud y aprobación de conexión y entrada en operación de la subestación, para obtener dicha autorización por parte de la autoridad correspondiente se deben presentar una serie de documentos, estudios y el proyecto en general es sometido a una evaluación por parte de la autoridad en donde esta se cerciora que toda la normativa vigente y especificaciones del proyecto sea cumplida.

A continuación se explica de manera general en qué consisten las pruebas de aceptación del sitio y como es el proceso de conexión y puesta en servicio al que debe someterse una subestación de alta tensión para obtener la autorización de conexión y entrada en operación.

3.9.1. Pruebas de Aceptación de Fábrica y Pruebas de Aceptación del Sitio

- **FAT:** Todo equipo suministrado tuvo que haberse sometido a distintas pruebas en la fábrica en la cual fue ensamblada, estas se conocen como *pruebas de aceptación en fábrica* o *Factory Acceptance Tests (FAT)*. Estas pruebas deben de mostrar de manera clara e inequívoca que los equipos que serán transportadas a sitio funcionan de la forma y bajo las condiciones especificadas por el mandante y durante todo el proceso de vida útil de la instalación.

Las FAT según normas se dividen en pruebas de "Rutina", que son realizada a todos los equipos que salen de fábrica y pruebas "Tipo" que se realizan a cada nuevo modelo de equipo.

- **SAT:** Las *pruebas de aceptación del sitio* o *Site Acceptance Tests (SAT)* permiten verificar que durante el transporte y montaje de los equipos, estos no sufrieron daños, fueron correctamente instalados y funcionan tal y como fueron probados en fábrica, tanto de manera independiente como de la subestación en su conjunto, incluyendo la integración de todos los niveles de control, las comunicaciones, protecciones y teleprotecciones.

Cabe mencionar que algunos equipos pueden tener configuraciones específicas o estar diseñados para operar bajo condiciones muy extremas que no necesariamente han sido replicadas durante los ensayos de fábrica, por lo que debe verificarse en las SAT que se

cumplan condiciones o modos de operación específicos.

Como ya se adelantó, las SAT también actúan como datos de entrada para el monitoreo del estado de la subestación y a través de ellos se puede facilitar el seguimiento del estado y calidad de los equipos y así poder modelar su comportamiento futuro, estos valores pueden incluir la resistencia de aislamiento, velocidad de apertura de interruptores/desconectores, calidad del aceite en transformadores, valor de resistencia de puesta a tierra, entre otros.

Los resultados de las FAT y SAT constituyen el inicio de la Hoja de Vida de cada equipo, que el personal de mantenimiento deberá llevar y administrar en el tiempo agregando los resultados de las pruebas de mantenimiento realizadas en forma periódica según el plan de mantenimiento preventivo de la subestación.

A continuación, se muestra un listado resumido de pruebas genéricas que se realizan en sitio a diferentes equipos:

- i. Inspección visual de cada equipo de la planta
- ii. Medidas de resistencia
- iii. Pruebas de aislamiento de equipos de control y protección AC y DC
- iv. Pruebas de aislamiento de circuitos secundarios
- v. Pruebas de Inyección Secundaria a Relés.
- vi. Inspección de cableado de circuitos de control.
- vii. Pruebas funcionales de control, cierre, apertura y protección.
- viii. Inspección de bloqueos eléctricos y mecánicos.
- ix. Pruebas funcionales de telecontrol, telemedición, alarmas e indicadores.
- x. Pruebas de "back tripping" y bloqueo de circuitos.
- xi. Pruebas finales de pre energización.

Cargas de baja tensión en corriente alterna

Dado que la mayoría de las actividades antes descritas requieren de suministro de energía alterna en baja tensión, es ventajoso comenzar revisando los circuitos de baja tensión en AC. Estas pruebas consisten en monitorear la resistencia de aislamiento de los tableros de baja tensión seguido de una prueba de energización a frecuencia nominal. Dado que la subestación no estará en operación al momento de realizar estas pruebas, la energización provendrá del grupo electrógeno de respaldo, por lo que este debe ser probado antes que todo lo anterior.

Servicios generales de edificio de control

Tomando en cuenta que gran parte de las pruebas se llevan a cabo en el edificio de control, los servicios generales de este deben ser probados lo antes posible, esto incluye iluminación, aire acondicionado, sistema contra incendio, calefacción, entre otros.

Baterías y cargadores

Habiendo verificado el funcionamiento del suministro de energía en baja tensión, se debe probar el banco de baterías y sus respectivos cargadores. Primero debe medirse la tensión en bornes del cargador para verificar que sea la correcto y luego, con la batería descargada, se conecta al cargador y se realiza una carga completa.

El sistema de alarma de falla de cargador se debe probar cortando el suministro de energía DC y por último el sistema de alarma de falla a tierra se puede probar conectando cada polo a tierra de manera independiente.

Habiendo probado los sistemas de baja tensión AC y DC, se puede comenzar con las pruebas de aceptación del sitio de equipos primarios.

Revisiones generales de equipos de patio

De manera general, se deben realizar las siguientes verificaciones para cada equipo primario:

- Limpieza general
- Datos de placa
- Inspección visual de porcelana y gabinetes de control
- Conexiones entre equipos y a tierra
- Ferretería
- Retiro de bloqueos mecánicos de transporte

Interruptor de Poder

- Presión de gas SF₆
- Resistencia de aislamiento
- Resistencia de contactos
- Operación de Motores y Compresores
- Operación manual de emergencia
- Operación de señalización de cerrado/abierta
- Contador de operaciones
- Alimentación AC y DC

- Tiempo de apertura y cierre de contactos
- Bloqueos y alarmas por pérdidas de presión del sistema de interrupción y mecanismos.

Transformador de Poder

- Nivel de aceite
- Alarma de bajo nivel de aceite
- Resistencia de aislamiento
- Prueba de grupo vectorial
- Prueba de resistencia de devanados
- Prueba de corriente de magnetización
- Prueba de razón de transformación
- Prueba de cambio de tap (manual y automático)
- Prueba de sistemas de refrigeración (ventiladores y bombas)
- Prueba de sistema de alarma por alta temperatura

Transformadores de corriente

- Nivel de aceite
- Núcleos no utilizados cortocircuitados y a tierra
- Resistencia de aislamiento
- Factor de potencia
- Prueba de razón de transformación
- Obtención de curvas de magnetización en cada núcleo para la relación usada
- Pruebas de polaridad
- Prueba de resistencia de devanados

Transformadores de potencial inductivos y capacitivos

- Nivel de aceite
- Verificación de equipos de protección
- Resistencia de aislamiento

- Factor de potencia
- Pruebas de razón de transformación
- Prueba de polaridad

Desconectadores

1. Verificación de mecanismo manual y motorizado
2. Alimentación AC y DC
3. Resistencia de aislamiento
4. Resistencia de contactos
5. Tiempos de cierre y apertura
6. Corrientes de operación de cierre y apertura
7. Verificación de cuchilla de puesta a tierra

Para el caso de desconectador pantógrafo vertical, debe verificarse que el largo del brazo sea suficiente para hacer contacto con la barra, esto ya que por lo general esta prueba no puede hacerse en fábrica.

Pararrayos

1. Resistencia de Aislamiento
2. Factor de potencia
3. Medida de corriente de fuga en servicio

Módulo GIS

1. Pruebas de tensión a frecuencia nominal
2. Sistemas de alarma de fuga de gas SF₆

Malla de tierra

- Prueba de resistencia de uniones de la malla de tierra: Debe revisarse que cada unión de la malla de tierra esta correctamente hecha, para esto se utiliza un *micro-óhmmetro* de 4 terminales en donde se inyecta una corriente de prueba de 10 A.
- Prueba de conexión de equipos a malla de tierra: Utilizando el mismo método antes descrito, se debe verificar que la conexión entre equipos primarios y malla de tierra esté correctamente realizada.

- Prueba de resistencia de puesta a tierra: Esta prueba es la más importante ya que tiene directa relación con la seguridad del personal que circule en la subestación, para esto se utiliza un *tester* de puesta a tierra de 4 terminales, 1 electrodo de corriente y 1 de tensión se conectan a la malla de tierra mientras que los restantes se conectan en distintos puntos de la subestación, así el *tester* inyecta corriente entre la malla de tierra y el punto de conexión y se mide la tensión en ese punto.

Sistemas de protección

Antes de energizar cualquier sistema de protección, se debe medir la resistencia de aislamiento de todos los sistemas de control, esto incluye circuitos conectados con TTCC, TTPP y circuitos DC.

Habiendo realizado estas pruebas, se debe proceder con pruebas de inyección secundaria, cuyo propósito es verificar que no hayan daños en los relés durante el transporte, probar su funcionamiento individual y en conjunto con otros sistemas de protección y para el caso de sistemas de protección programables, en este punto se programa según la función elegida.

De manera general, deben simularse cada una de las condiciones bajo las cuales deben activarse las protecciones y de igual manera simular condiciones de operación normal para verificar que las protecciones no se activen de manera errónea. Además de la actuación de los relés de protección debe verificarse el funcionamiento de alarmas, sometiendo a los equipos a condiciones en que estas se activen.

Habiendo finalizado estas pruebas, se debe verificar que todos los esquemas de protecciones hayan quedado configurados según el *Estudio de Ajuste de Protecciones*, que habilita al sistema para su operación normal y bajo condiciones de fallas. Sumado a esto se deben generar documentos que comprueben el ajuste, como lo son protocolos de prueba y print-outs.

Pruebas de sistemas de comunicaciones

Todos los sistemas de comunicación, ya sea fibra óptica, microondas u onda portadora, requieren calibración la cual por lo general se realiza en fábrica y no hay necesidad de realizar calibración extra en sitio. Las pruebas de sistemas de comunicaciones consisten en verificar la calibración antes mencionada y la programación de equipos según su aplicación.

Antes de comenzar las pruebas deben realizarse verificaciones previas como:

- Verificar la instalación apropiada de equipos
- Verificar la tensión auxiliar de equipos
- Verificar el alambrado

Habiendo verificado esto, se procede a ajustar y programar equipos, lo que incluye:

- Ingreso de datos propios de la instalación y sus equipos
- Ingreso de datos de frecuencia de transmisión y recepción
- Ancho de Banda

- Para sistemas de comunicación del tipo onda portadora se deben verificar los equipos de acople

Finalmente deben realizarse pruebas funcionales del sistema de telecomunicación, esto incluye:

- Verificación de canales de protección enviando señales de control de un extremo de la línea al otro
- Verificación de alarmas de los equipos de comunicación.
- Verificación del tiempo medio de fallas garantizado por el contratista y fabricante.

Habiendo finalizado las pruebas de aceptación del sitio, debe hacerse una última revisión a la instalación y verificar que todos los equipos auxiliares, cableados extra, puestas a tierra o cualquier cambio de configuración necesario para realizar pruebas hayan sido removidos para así poder comenzar con la fase final correspondiente a la energización de la subestación.

3.9.2. Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento

Una de las exigencias para la autorización de conexión al sistema interconectado es la completitud y aprobación por parte del CEN de la *información técnica de instalaciones y equipamiento*. Dicha información debe ser subida a la Base de Datos de Información Técnica de las instalaciones (BDIT) y es de acceso público y gratuito, a su vez que debe estar presentado en un formato determinado dependiendo del documento, siguiendo las siguientes indicaciones [47]:

- Planos: Autodesk AutoCAD (*.dwg), acompañados por sus imágenes convertidas a Adobe Acrobat (*.pdf).
- Datos geográficos en tres dimensiones: Keyhole Markup Language (*.kml o *.kmz), acompañados por sus imágenes convertidas a Adobe Acrobat (*.pdf).
- Texto plano sin formato (información descriptiva o aclaratoria sin imágenes, no organizada en tablas): modificable con editores de texto (*.txt).
- Información en tablas: Microsoft® Excel (*.xls, *.xlsx, o eventualmente *.csv).
- Información descriptiva: Adobe Acrobat (*.pdf), o eventualmente Microsoft® Word (*.doc o *.docx).

La información técnica se divide en 2 categorías:

- a) **Información Técnica para los estudios del Coordinador:** es aquella Información Técnica necesaria para la realización de los estudios de interconexión y de programación de la seguridad y calidad de servicio.
- b) **Información Técnica para el período de Puesta en Servicio:** consta de la Información Técnica necesaria para completar satisfactoriamente el período de puesta en servicio.

Según lo expuesto por la CNE en [47], se requiere llenar la información técnica de la S/E de manera general y además el detalle de cada línea de transmisión, equipo primario,

equipo de comunicación, equipo de compensación reactiva, sistema de protección, entre otros. A continuación y a modo de ejemplo, se presenta las exigencias de información técnica para equipos de transformación, el detalle de información requerida para cada elemento se encuentra plasmado en [47].

Información Técnica para los estudios del Coordinador	
2.1	Capacidad nominal [MVA]
2.2	Capacidad nominal con refrigeración forzada [MVA]
2.3	Límite de sobrecarga admisible de corta duración. Se entenderá por corta duración al período de duración igual a 15 minutos (Ref: Art 5-35 de la NT) [kA] Estimar suponiendo que la carga previa del equipo de transformación era la nominal y que la temperatura ambiente es igual a 30 °C
2.4	Capacidad Nominal con refrigeración forzada (siguientes etapas) [MVA]
2.5	Tipo de refrigeración (ONAN-ONAF, etc.)
2.6	Sobrecarga admisible para los distintos niveles de tensión y refrigeración
2.7	Relación de transformación y tensiones nominales. Las tensiones nominales corresponden a valores de línea (fase a fase)
2.8	Impedancia de secuencia positiva de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima, tomando como base los valores nominales del equipo [%]
2.9	Potencia utilizada para calcular las impedancias de secuencia positiva [MVA]
2.10	Impedancia de secuencia cero de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima, tomando como base los valores nominales del equipo [%]
2.11	Potencia utilizada para calcular las impedancias de secuencia cero [MVA]
2.12	Reactancia de magnetización de secuencia positiva [%]
2.13	Potencia utilizada para calcular la reactancia de magnetización de secuencia positiva [MVA]
2.14	Reactancia de magnetización de secuencia cero [%]
2.15	Potencia utilizada para calcular la reactancia de magnetización de secuencia cero [MVA]
2.16	Pérdidas en el cobre de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima [kW]
2.17	Resistencia y reactancia de neutro a tierra en alta y baja tensión [Ω]
2.18	Tipo de cambiador de tap (en vacío o en carga) (automático o manual), ubicación del cambiador de tap, cantidad de pasos y rango de regulación. Para cada paso del tap se debe indicar la variación de tensión asociada
2.19	Tap de operación normal (sólo para transformadores con cambiador de tap en vacío)
2.20	Tap Central
2.21	Relación Tensión/Tap [%]
2.22	BIL: Nivel básico de aislamiento (interno) en [kV]
2.23	Grupo de conexión

Tabla 3.5: Info. Técnica para Estudios del Coordinador de Transformador de Poder [47].

Una vez ingresada toda la información a la BDIT, el CEN tiene un plazo de 30 días

2.24	Pérdidas en vacío [kW]
2.25	Pérdidas a plena carga (pérdidas por los enrollados + pérdidas de magnetización) [kW]
2.26	Método de conexión a tierra de cada neutro (sólidamente conectado a tierra, vía impedancia u otro método)
2.27	Máxima sobrecarga admisible [MVA] y curva de sobrecarga sin pérdida de vida útil [% de sobrecarga v/s tiempo], indicando la(s) temperatura(s) ambiente considerada(s)
2.28	Sistemas de protección
2.29	Fecha entrada en operación [dd-mm-aaaa]

Tabla 3.6: Continuación Info. Técnica para Estudios del Coordinador de Transformador de Poder [47].

Información Técnica para el período de Puesta en Servicio	
2.30	Nombre
2.31	Nombre del propietario ⁶
2.32	Tipo de equipo de transformación (transformador, autotransformador, banco de transformadores, o regulador)
2.33	Estado del equipo de transformación (en servicio, reserva conectada o reserva en frío)
2.34	Nombres de los puntos de conexión de los extremos de AT y BT del transformador
2.35	Nombre de los paños de las subestaciones a los cuales está conectado
2.36	Marca del cambiador de Tap
2.37	Modelo del cambiador de Tap
2.38	Datos de placa cambiador de Tap, en extensión *jpg o *pdf

Tabla 3.7: Info. Técnica para el Período de Puesta en Servicio de Transformador de Poder [47].

hábiles para analizar y efectuar observaciones a la Información Técnica entregada, o solicitar rectificaciones o antecedentes adicionales cuando ello resulte necesario.

Se debe dar especial importancia a la información técnica de la subestación, dado que representa un cuello de botella en la puesta en servicio de la instalación y cualquier atraso o conflicto con respecto a la información causará un retraso en la puesta en servicio en su totalidad.

3.9.3. Autorización de entrada en operación

Para iniciar el periodo de Puesta en Servicio de la instalación de transmisión, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Totalidad de los Estudios de Interconexión exigidos aprobados por el Coordinador, los cuales incluyen:

- i. Estudios de Impacto Sistémico
 - ii. Estudios de Estabilidad Transitoria
 - iii. Estudios de Cortocircuito
 - iv. Estudio de Coordinación de ajustes de protecciones
 - v. Otros Estudios (si aplica)
- b) Información técnica para Puesta en Servicio aprobada por el Coordinador.
- c) Incorporarse adecuadamente a los Sistemas de Información y Comunicación del Coordinador, en particular al Sistema de Monitoreo y al SITR del Coordinador, de acuerdo a lo determinado por la normativa vigente. Dicha información debe estar habilitada a lo menos 5 días hábiles antes del inicio del período de Puesta en Servicio.
- d) Disponer de un Sistema de Medidas de Energía de acuerdo a las especificaciones indicadas en el Anexo Técnico "Sistemas de Medidas de Energía para Transferencias Económicas". Dicho sistema deberá estar habilitado a lo menos 5 días hábiles antes del inicio del período de Puesta en Servicio.
- e) Contar con un Programa de Pruebas, aprobado por el Coordinador y acotado a la real necesidad de las Nuevas Instalaciones según su tecnología. Dicho programa debe contener, al menos, la siguiente información:
- i. Instalación en la cual se realizará la Puesta en Servicio.
 - ii. Operador y propietario de las instalaciones y/o equipos en los que se realizará la Puesta en Servicio.
 - iii. Listado de pruebas a realizar.
 - iv. Objetivos y alcances de las pruebas, incluyendo las materias específicas que se deberán abarcar.
 - v. Información y recursos necesarios para la realización de la Puesta en Servicio y plazos en que estos se requieren.
 - vi. Permisos y certificaciones necesarias para acceder a las instalaciones donde se desarrollaran los trabajos.
 - vii. Índice de contenidos preliminares del Informe Técnico de Pruebas Final.
 - viii. Cronograma de la Puesta en Servicio, con indicación de las fechas en que se realizarán las pruebas y de los hitos relevantes.
- f) Contar con una Guía de Maniobras aprobada por el CEN, la cual debe contener, al menos, la siguiente información:

- i. Condiciones iniciales y las comprobaciones correspondientes, que se requieren para iniciar las acciones y maniobras de conexión o desconexión de las instalaciones.
- ii. Listado secuencial de acciones y maniobras para la conexión o desconexión de instalaciones.

Habiendo realizado todas las pruebas de Puesta en Servicio, se debe enviar al Coordinador una solicitud de Entrada en Operación, incluyendo un Informe Técnico de Pruebas Finales el que deberá contener, al menos, la siguiente información:

- i. Listado de las pruebas realizadas.
- ii. Fecha y hora de inicio de cada prueba.
- iii. Listado de los participantes de cada prueba.
- iv. Descripción general de las pruebas realizadas.
- v. Firma y constancia de las observaciones de los participantes, si las hubiese.
- vi. Resultados y análisis de las pruebas realizadas.
- vii. Indicación de la información técnica que corresponda actualizar.
- viii. Conclusiones y recomendaciones.
- ix. Documentación y antecedentes de respaldo de las pruebas realizadas.

El CEN debe revisar el Informe Técnico de Pruebas Finales y aprobarlo o notificar sus observaciones, una vez subsanadas dichas observaciones, el CEN declara el fin del período de Puesta en Servicio y Entrada en operación cuando se haya enviado:

- Una declaración formal, firmada por su representante legal, en que se confirme el cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa vigente y sobre la veracidad y completitud de la información técnica enviada.
- El Informe Técnico de Pruebas Finales respectivo aprobado.

Así, desde el momento en que el Coordinador recibe el Informe Técnico de Pruebas Finales aprobado, la instalación de transmisión se considera en operación.

3.10. Mantenimiento de Subestaciones AT

El mantenimiento de un objeto se define como "la combinación de toda acción técnica, administrativa y gerencial durante el ciclo de vida de un objeto con el propósito de mantenerlo o restablecerlo a un estado en el cual es capaz de cumplir su función". Por lo que para los casos de una S/E, el mantenimiento tiene como propósito prevenir fallas en el funcionamiento de esta y en el caso de que estas ocurran, estar preparado para corregirla en el menor tiempo posible.

Dado que siempre se busca que la operación del proyecto sea a mínimo costo, siempre se desea optimizar cada aspecto posible de la ejecución del proyecto y los mantenimientos no son una excepción, por lo que se debe hacer una planificación del mantenimiento al momento de diseñar la S/E.

Dicha planificación puede llegar a ser complicada y no hay una manera correcta o incorrecta de realizarla, sino que se pueden adoptar distintas estrategias sobre cómo definir la frecuencia con la que se realizarán los mantenimientos y que acciones correctivas se llevarán a cabo.

3.10.1. Estrategia de Mantenimiento

Según lo expuesto en la norma europea EN 13306:2010, se pueden distinguir 2 tipos de actividades de mantenimiento:

- Mantenimiento Correctivo: Consiste en mantener la subestación trabajando de manera continua hasta que algún componente falle y se deba reemplazar. Generalmente, el reemplazo de un equipo fallado es 10 veces más caro que en el caso que una falla sea identificada y corregida en un mantenimiento programado, además, el carácter estocástico de las fallas en subestaciones hace que sean difíciles de predecir, por lo que este tipo de estrategia no es aceptable para muchos equipos.
- Mantenimiento Preventivo: En este enfoque hay una planificación previa que incluye intervalos de tiempo y/o número de operaciones de equipos que definen el momento óptimo en el cual realizar mantenimiento. Este mantenimiento incluye distintas directrices que especifican el procedimiento que debe seguirse para llevar a cabo el mantenimiento y para esta estrategia se requiere un mayor capital inicial dada la mayor frecuencia de las acciones preventivas.

3.10.2. Monitoreo de la condición de la subestación

Para realizar un monitoreo del estado de la subestación se destacan las siguientes actividades relacionadas a la inspección en terreno de la S/E.

- *Inspección Visual*

Se realiza de manera periódica (la frecuencia va a depender de la política de la empresa) y debe llevarse registro de todas las observaciones que se encuentren y mantenerlas en un servidor para llevar a cabo el monitoreo y planear las futuras intervenciones. Para las actividades de la inspección visual pueden identificarse:

- Brechas de Seguridad
- Daños en porcelana, por acción animal, malos olores o sonidos inusuales.
- Nivel de suciedad y contaminación en aislaciones.
- Anotar información en medidores de temperatura, medidores de energía, niveles de aceite, carga de baterías, presión de SF₆, número de aperturas/cierres de interruptores, contador de descargas y funcionamiento de sistemas de refrigeración.
- Identificar la presencia de oxidación, filtración de aceite, filtración de agua, mal funcionamientos de contenedores de aceite y separadores de agua/aceite.

- *Imagen Térmica*

Una inspección utilizando equipos de cámara térmica forma parte de las inspecciones que se realizan con poca frecuencia. Su propósito es detectar problemas relacionados con aumento de temperatura interna indeseada, lo que puede ocurrir por malas conexiones, mal funcionamiento de ventiladores, bloqueos en radiadores, mal funcionamiento de bombas de aceite, entre otros. La figura 3.8 muestra dos imágenes térmicas tomadas a equipos de una subestación.

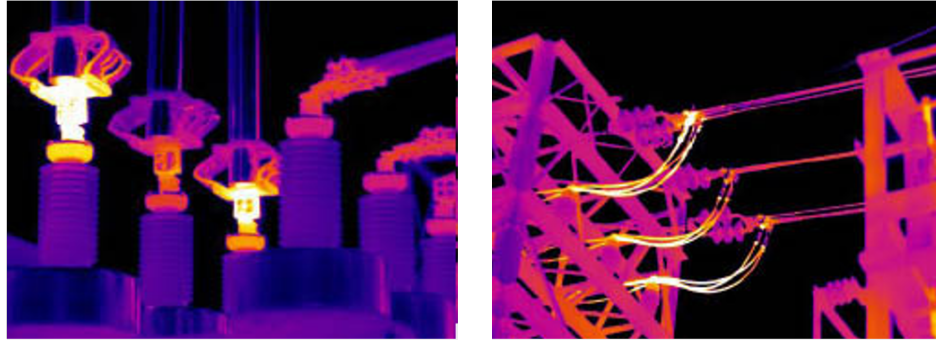


Figura 3.8: Ejemplo de imágenes térmicas tomadas en una S/E.

- *Pruebas en Aceite*

Se realizan para detectar anomalías en equipos que lo contengan como medio aislante y consiste en tomar una muestra de aceite y analizarla. Dentro de la información relevante que puede contener la muestra se destacan gases disueltos, calidad del aceite y contenido de humedad. Este tipo de pruebas puede realizarse desde cada 6 meses hasta cada 2 años, dependiendo del estado y longevidad de la subestación y de las condiciones ambientales.

3.10.3. Principales causas de fallas en subestaciones eléctricas

Las causas de fallas más conocidas en subestaciones AT son las que se resumen a continuación para lo cual se mencionan los equipos susceptibles a falla y los agentes que las causan.

Al respecto se recomienda que en los programas de mantenimiento se indique para cada una de las causas señaladas a continuación los trabajos de mantenimiento preventivos necesarios y con esto poder evitar que ellas se produzcan.

a) **Cables Subterráneos de Fuerza y Control:**

La causa más común de falla en los cables bajo tierra es la penetración de humedad en la presencia de un campo eléctrico, lo que reduce la rigidez dieléctrica del aislamiento del cable. Cuando la rigidez dieléctrica se degrada lo suficiente, los transitorios causados por rayos o el switching pueden resultar en una falla a tierra con la consiguiente pérdida de servicio. Este fenómeno se conoce en inglés como **electrochemical treeing** y usualmente afecta a los cables dieléctricos extruidos como los cables de polietileno de cadena cruzada (**XLPE**) y de etileno propileno (**EPR**).

b) Fallas en los transformadores de poder

Los transformadores de poder son equipos importantes en las subestaciones eléctricas, y puede tomar tiempo reemplazarlos si existe una falla. La causa más común de falla son esfuerzos electromecánicos muy grandes que se producen en los devanados originados por corrientes de cortocircuito y por sobrecargas periódicas. Estos eventos producen altas temperaturas en el conductor y en el aislamiento que debilitan la aislación originando fallas entre espiras y a tierra de los bobinados. Si estas fallas no son corregidas o despejadas a tiempo, puede producirse la explosión del transformador producto del aceite mineral inflamable en su interior, este caso se muestra en la figura 3.9.



Figura 3.9: Explosión en subestación por falla de transformador.

c) Impactos de Rayos

La caída de un rayo ocurre cuando el potencial generado entre la nube y la tierra excede la rigidez dieléctrica del aire. Esto resulta en una corriente masiva que usualmente excede los 30,000 **amperios**. El impacto de un rayo sobre un equipo que no tiene una protección confiable y suficiente mediante pararrayos y que recibe en fracciones de segundo una descarga de 30 kA le puede producir fallas que significan daños irreparables en su aislación quedando inmediatamente fuera de servicio. La figura 3.10 muestra una falla en subestación producto del impacto de un rayo.



Figura 3.10: Impacto de un rayo en subestación.

d) **Contacto accidental con objetos metálicos y/o con árboles** Una rama caída que une dos conductores no ocasiona una falla de forma inmediata pero después de unos

minutos, la celulosa se carboniza y la resistencia disminuye, lo que en breve genera un cortocircuito. Por esta razón, la poda constante es considerada una actividad de mantenimiento preventivo.

En trabajos de mantenimiento y de obras se debe tener especial preocupación de evitar el contacto accidental de objetos metálicos con los conductores de la subestación, como es el caso de trabajos con grúas, escaleras, vehículos y herramientas de uso común.

e) **Aves**

Las aves son las que causan más fallas en subestaciones eléctricas. Estas anidan comúnmente en las torres de alta tensión o en recodos de subestaciones. El material de los nidos puede ocasionar fallas, mientras que el excremento puede contaminar a los aislantes.

Algunas aves prefieren solo posarse en los cables para descansar o buscar a sus presas. Mientras estén sobre uno solo no hay ningún tipo de riesgo, pero si tocan otro, generan un circuito que las electrocuta. Existen varios dispositivos para prevenir que estos animales se posen sobre el equipo, como por ejemplo soportes tipo "peinetas".

f) **Vandalismo**

El vandalismo puede ser de muchas formas, desde disparos al equipo hasta ladrones profesionales en busca de robar material valioso. Se deben instalar dispositivos de seguridad y vigilancia que adviertan una intrusión al recinto y que den las alarmas respectivas.

3.11. Nueva Tecnología de Diseño mediante Comunicaciones Digitales en Subestaciones AT

La última tendencia de diseño en Subestaciones AT es considerar para el alambrado de las protecciones un cable de fibra óptica en lugar de múltiples cables de control convencionales.

La razón de que este tipo de soluciones empiece a cobrar más relevancia radica en que se busca que cada vez las redes eléctricas sean más "inteligentes". El término *inteligente* en este contexto se refiere a la habilidad de la red de transmitir información de manera continua y segura entre todos sus agentes. Esta transmisión de datos debe ser complementada con equipos que procesen esta información como controladores, computadores y sistemas automáticos. La adopción masiva de dichos sistemas de comunicación digitales a la red puede tener muchas ventajas entre las que destacan [50]:

- Transmisión más eficiente de la energía.
- Recuperación de suministro más rápido ante perturbaciones en el sistema.
- Menores costos de operación.
- Reducción en la demanda peak de energía.
- Mayor seguridad.

La importancia de las subestaciones digitales en una futura red inteligente radica en que la transmisión de datos debe realizarse desde el punto más cercano donde se generen, esto es, las subestaciones de alta tensión.

La característica determinante que hace a una subestación *digital* es que un bus de proceso IEC 61850 de fibra óptica sustituye las uniones de cobre entre equipos como Transformadores de Corriente y Transformadores de potencial hasta los Armarios de Protecciones ubicados en la Sala de Mando del Edificio de Control sin la necesidad de múltiples cableados de fuerza y control.

Las ventajas de esta solución con fibra óptica son las siguientes:

- Reducción de cables de cobre en cableado de comunicaciones hasta en un 80 %.
- Reducción de espacio físico en canalizaciones.
- Instalación de sistemas secundarios hasta un 40 % más corta.
- Facilita corrección de fallas porque el cable es uno solo.
- Hasta un 60 % menos de espacio en el cuarto de relés.
- Reducción estimada de los costos de operación y mantenimiento en un 50 % [49].

Actualmente la Subestación Itahue emplazada en la región del Maule cuenta con un paño que fue transformado de tecnología convencional a tecnología digital con buenos resultados. Además, se encuentran en construcción 2 subestaciones con esta tecnología, correspondiente a las Subestaciones Remehue y La Misión, ubicadas en la región de Los Lagos.

La tendencia futura es que en toda nueva subestación se adopte la solución de comunicaciones digitales para las protecciones, además en subestaciones existentes la tendencia es reemplazar paños con alambrados convencionales por alambrado mediante fibra óptica, un ejemplo de esto es la subestación Diego de Almagro.

En las figuras 3.11 y 3.12 siguientes se muestra en forma esquemática una Subestación Convencional con alambrado de cobre y una Subestación Digital con alambrado de fibra óptica.

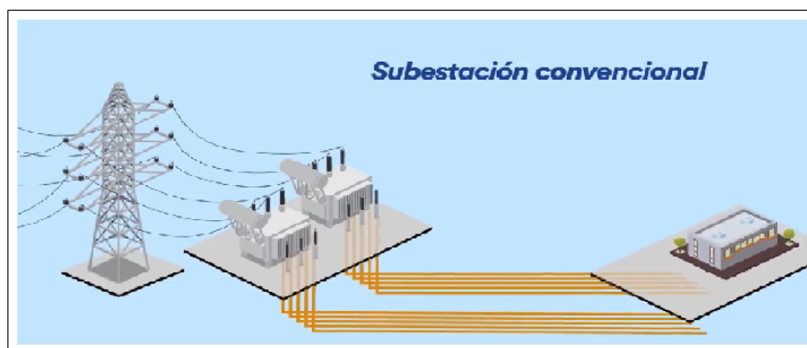


Figura 3.11: Subestación convencional con alambrado de cobre.

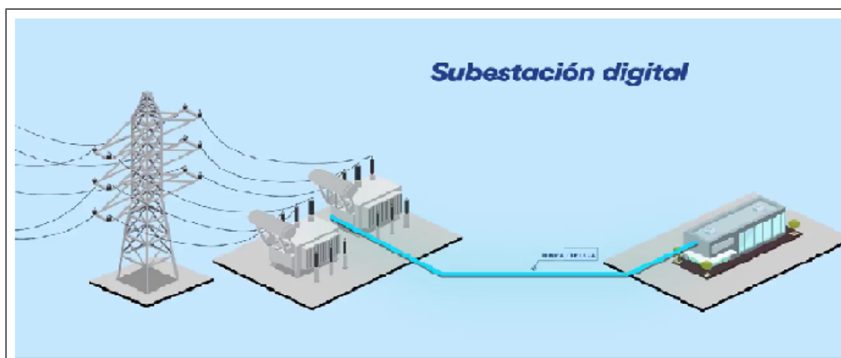


Figura 3.12: Subestación Digital con Fibra Óptica (FO).

Capítulo 4

Conclusiones y Recomendaciones

Para empezar, se debe enfatizar que la realización del presente trabajo está motivada por el actual cambio en la matriz energética no solo a nivel nacional si no que a nivel mundial, con la mayoría de países comprometido y con su propia fecha límite para lograr la carbono neutralidad en los próximos 30 años. Este cambio lleva consigo muchos desafíos, pero en el ámbito energético y a lo largo de este texto se enfoca en la necesidad de ampliar y reforzar el sistema de transmisión eléctrico chileno y en particular, las subestaciones de alta tensión, las cuales cada vez requieren de más y mejor ingeniería, mayor innovación, menores tiempos de ejecución y medidas ambientales más estrictas.

En el capítulo 1 se hizo una revisión general sobre el concepto de subestación, en qué consisten la tecnología aislada en aire (AIS) y la tecnología aislada en gas (GIS) y qué características destacan entre cada tecnología. La sección 1.3 se presentó un caso hipotético de un proyecto de cada tecnología con igual configuración de barra y valores nominales haciendo un análisis técnico y de precios de cada solución. Finalmente para darle un carácter más práctico se finaliza el primer capítulo con un documento MACROS el cual realiza un análisis técnico y de precios aproximado de la configuración y número de paños que uno le indique, tanto en tecnología AIS como GIS.

El capítulo 2 se presentó de manera ordenada, los tópicos más relevantes que debe conocer un ingeniero proyectista al momento de diseñar una subestación y se le dio un enfoque a la normativa y prácticas comunes realizadas en Chile. El tema de diseño es muy amplio y aunque se intentó cubrir todos los temas atinentes al diseño de S/E en Chile, siempre se sugiere complementar lo expuesto en este trabajo con lo expuesto en las normas internacionales que se citan a lo largo del texto y las que se enlistan en la sección 2.12.

En esta misma línea se hace un fuerte énfasis en el conocimiento de la normativa chilena, en particular la *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro* y el *Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión* ya que son estas la que tienen el mayor orden de prioridad, mientras que las normas internacionales son sugeridas y no obligatorias, salvo el caso en que la normativa chilena la especifique de manera directa.

El enfoque del capítulo 3 fue del área de proyectos de una subestación. Al respecto,

se presentó el concepto de plan maestro de una subestación y sus actividades, luego se presentaron las etapas más comunes en todo proyecto de alta tensión y las actividades de cada parte, mandante y contratista. En la sección 3.3 se explicó en qué consisten las bases de licitación de un proyecto, se mencionaron las secciones que suelen tener y que información debe estar contenida en cada una, enfatizando siempre que dichas bases deben ser lo más claras y concisas posibles a modo de evitar confusiones.

Siguiendo con el enfoque de proyectos, la sección 3.4 presentó las 2 principales tendencias de contratos al momento de licitar proyectos de transmisión los cuales son el contrato tipo EPC y el de multicontratos, haciendo énfasis en el riesgo y la experiencia necesaria por parte del proyectista al momento de decidir por cuál tipo de contrato optar. En la sección 3.5 se expuso sobre la normativa ambiental en Chile, mencionando las diferencias entre una DIA y un EIA y enfatizando que siempre se debe procurar diseñar una subestación con el fin de que no caiga en causal de EIA, dado que esto afecta considerablemente los plazos de ejecución del proyecto.

Las secciones 3.6, 3.7 y 3.8 abarcan la construcción, montaje y puesta en servicio de la S/E y presentan de manera general todas las actividades relevantes para estas etapas de proyecto, el orden en que se realizan y algunas recomendaciones generales. Por último las secciones finales del capítulo 3 presentan las estrategias de mantenimiento de una S/E y el enfoque que se le puede dar junto con distintas actividades que se realizan de manera periódica. Además, se hace una breve introducción sobre las *subestaciones digitales*, tecnología que está en auge y que se espera siga aumentando, ya sea para instalaciones nuevas o reemplazando paños existentes.

Como recomendaciones finales sobre el trabajo en general, siempre se debe buscar a una solución óptima desde el punto de vista técnico y económico de manera conjunta, un proyectista siempre debe estar familiarizado con todas las normas aplicables y al momento de elegir un contratista que ejecute un proyecto, hay que enfatizar en la búsqueda de buenas relaciones entre contratista y mandante, ya que una mala relación puede llevar a retrasos en el proyecto, soluciones deficientes y en casos extremos, proyectos ejecutados erróneamente que pueden llevar a problemas financieros graves para el proyecto y para las partes involucradas, pudiendo incluso llegar a afectar la operación óptima del sistema eléctrico en su conjunto.

Siglas

AAAC All Aluminium Alloy Conductors.

AGC Automatic Generation Control.

AIS Air Insulated Substation.

ANSI American National Standards Institute.

AT Alta Tensión.

BDIT Base de Datos de Información Técnica de las instalaciones.

BIL Basic Impulse Level.

BT Baja Tensión.

CA Corriente Alterna.

CC Corriente Continua.

CEN Coordinador Eléctrico Nacional.

CIGRE Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

CNE Comisión Nacional de Energía.

CTBC Cambio de Tap Bajo Carga.

DIA Declaración de Impacto Ambiental.

EIA Estudio de Impacto Ambiental.

EPC Engineering Procurement and Construction.

ERNC Energías Renovables No Convencionales.

FACTS Flexible AC Transmission Systems.

FAT Factory Acceptance Test.

FO Fibra Óptica.

GIC Gas Insulated Conductor.

GIS Gas Insulated Substation.

HVAC High Voltage Alternating Current.

HVDC High Voltage Direct Current.

IEC International Electrotechnical Commission.

IED Intelligent Electronic Devices.

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IGBT Insulated Gate Bipolar Transistor.

ITO Inspección Técnica en Obra.

LCC Line Commutated Converter.

MMOO Microondas.

NEMA National Electrical Manufacturers Association.

NTSyCS Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro.

ONAF Oils Natural Air Forced.

ONAN Oils Natural Air Natural.

OPGW Optical Ground Wire.

OPLAT Onda Portadora para Línea de Alta Tensión.

RCA Resolución de Calificación Ambiental.

RRRV Rate of Rise of Recovery Voltage.

RTU Remote Terminal Unit.

S/E Subestación.

SAT Site Acceptance Test.

SEIA Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

SEN Sistema Eléctrico Nacional.

SF₆ Hexafloruro de Azufre.

SITR Sistema de Información en Tiempo Real.

SS/EE Subestaciones.

SSAA Servicios Auxiliares.

ST Sistema de Transmisión.

TC Transformador de Corriente.

TIR Tasa Interna de Retorno.

TP Transformador de Potencial.

TRV Transient Recovery Voltage.

TT. MM. Transformadores de Medida.

VAN Valor Actual Neto.

VSC Voltage Source Converter.

XLPE Polietileno reticulado.

ZPA Zero Period Acceleration.

Glosario

Alta tensión

Instalaciones de transmisión con tensiones superiores a 23 [kV].

Baja tensión

Instalaciones de transmisión con tensiones menores a 1 [kV].

Barra

Instalación común de un patio de subestación al cual se conectan, a través de paños, elementos tales como líneas de transmisión, transformadores, equipos de compensación reactiva, entre otros..

Bushing

Aislante hueco que permite a un conductor pasar de manera segura a través de una barrera conductora como un transformador o un interruptor de poder..

Declaración de Impacto Ambiental

Documento en el cual se declara que todo posible impacto que genere un proyecto está dentro de la normativa aplicable y no genera daños relevantes al medio ambiente..

Interruptor tanque muerto

Interruptor de poder que tiene su cámara de ruptura dentro de un estanque metálico conectado a tierra..

Interruptor tanque vivo

Interruptor de poder que tiene su cámara de ruptura al potencial de servicio de la subestación..

Llave en mano

Tipo de contrato en el cual el contratista se encarga de la Ingeniería, Diseño y Construcción del proyecto..

Magnetostricción

Fenómeno que ocurre en transformadores, producido por el alargamiento y contracción de las chapas metálicas de hierro producto del campo magnético inducido en el núcleo..

Media tensión

Instalaciones de transmisión con tensiones superiores a 1 [kV] con un máximo de 23 [kV]..

Onda Portadora o Carrier (OPLAT)

Sistema de comunicación en el que el medio de transmisión es una línea de alta tensión y que consiste de una trampa de onda conectada en serie y un condensador de acoplamiento conectado en paralelo..

Paño

Conjunto de equipamientos que permite conectar un Elemento Serie al ST, compuesto, en general, por interruptor, desconectores, transformadores de medida, pararrayos, trampas de onda, condensadores de acoplamiento, etc..

Pruebas de Aceptación del Sitio

Pruebas de equipos realizadas en el sitio del proyecto en donde se corrobora que los equipos no sufrieron daños durante su traslado, fueron correctamente instalados y funcionan correctamente en conjunto.

Severidad 9

Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra..

Sistema Eléctrico Nacional

Sistema eléctrico chileno que comprende más del 98 % de la capacidad instalada y que abarca desde las regiones de Arica y Parinacota a la región de Los Lagos..

Tap

El cambiador de toma o "tap" es un mecanismo en el transformador capaz de variar la razón de transformación con el fin de compensar posibles variaciones de voltaje a lo largo del sistema.

Transient Recovery Voltage

Corresponde a la tensión en los terminales de un interruptor luego de la apertura de este. Su comportamiento se separa en 2 intervalos, una respuesta transiente inmediatamente después de la apertura del interruptor, seguida de la respuesta a frecuencia nominal..

Bibliografía

- [1] K. Peña. (2020, Oct.) Capacidad instalada de energías renovables ya representa el 50% del sistema. *Diario Financiero* [En Línea]. Disponible: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/capacidad-instalada-de-energias-renovables-ya-representa-el-50-del/2020-10-07/203615.html>
- [2] Infotécnica Instalaciones en Operación *Coordinador Eléctrico Nacional* [En Línea]. Disponible: <https://infotecnica.coordinador.cl/info/lineas>
- [3] T. Krieg, J. Finn, *Substations*, International Council on Large Electric Systems (CIGRE) Study Committee B3: Substations, Paris, France, 2019.
- [4] (2019, Mar.) RANKING: Estas son las cinco subestaciones con mayor capacidad del Sistema Eléctrico Nacional. *Revista Electricidad Chile*. [En Línea]. Disponible: <https://www.revistaei.cl/reportajes/estas-las-cinco-subestaciones-mayor-capacidad-del-sistema-electrico-nacional/>
- [5] *IEEE Standard for High Voltage Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV*, IEEE C37.122, 2010
- [6] P. Luna. (2018, Sept.) Empresas buscan alternativas al gas SF6 en tecnología GIS. *Revista Electricidad Chile*. [En Línea]. Disponible: <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/empresas-buscan-alternativas-al-gas-sf6-tecnologia-gis/>
- [7] *Manual de manipulación del SF6 usado y de sus productos de descomposición*, SF6 Chile, Santiago, Chile.
- [8] Sieyuan Electric Co. (2017) Catálogo Productos GIS. [En línea]. Disponible: <http://en.sieyuan.com/83/93/>
- [9] *Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones en Aire (AIS) del Sistema de Transmisión Nacional del SIC*, Coordinador Eléctrico Nacional Ex CDEC SIC, Santiago, Chile, Guía Técnica, Oct. 2016
- [10] *Norma Técnica Chilena de Seguridad y Calidad de Suministro*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Guía Técnica, Dic. 2019.

- [11] *Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Anexo Técnico, Sept. 2020.
- [12] C.Ramírez, *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*, Seg Ed. Colombia, Impresiones Gráficas, 2003.
- [13] ABB (2011) *Gas-insulated Switchgear Type ELK-3 Product brochure*.
- [14] *Subestaciones Aisladas en gas SF₆* Carlos Alberto Rodríguez, Peter Glaubitz, Reunión CIGRÉ Santiago de Chile, Jun. 2011
- [15] *Nomenclatura y Requisitos Mínimos en Diagramas Unilineales Funcionales (DUF)*, Gerencia de Ingeniería y Proyectos Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, Guía Técnica, Abril 2019.
- [16] (2020, Oct.) Single Three Phase Transformer vs Bank of Three Single Phase Transformers *Página Web Electrical4u*. [En Línea]. Disponible: <https://www.electrical4u.com/single-three-phase-transformer-vs-bank-of-three-single-phase-transformers/>
- [17] Siemens (2021) *Power transmission products, systems, and solutions*. [En Línea] Disponible: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio.html>
- [18] D. Cáceres *ABB High Voltage Products Live Tank Circuit Breakers* ABB, Jornadas Técnicas Chile, (2013, Jun.) [En Línea] Disponible: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/7-daniel-c%C3%A1ceres---live-tank-circuit-breakers.pdf?sfvrsn=2&hcb=1>
- [19] Siemens (2013) *Product brochure circuit breakers*. [En Línea] Disponible: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:1208a799-2547-4e37-8a6e-c013f8e3fb80/high-voltage-circuit-breakers-portfolio-es.pdf?hcb=1>
- [20] (2017, Jul.) Ministro de Energía conoce avances de nueva subestación Entre Ríos de Transelec. *Revista Electricidad Chile*. [En Línea]. Disponible: <https://www.revistaei.cl/2017/07/27/ministro-de-energia-conoce-avances-de-nueva-subestacion-entre-rios-de-transelec/?hcb=1#>
- [21] ABB (2017, Sept.) *ABB Seccionadores de Potencia HV*. [En Línea] Disponible: https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/abb-high-voltage-customer-day-2017/abb-portafolio-de-seccionadores-2017-pghv.pdf?sfvrsn=cb3f9612_2
- [22] Artech (2021) *Transformadores de Intensidad AT, Serie CA*. [En Línea] Disponible: <https://www.artech.com/es/serie-ca-transformadores-de-intensidad?hcb=1>
- [23] ABB (2014, Ago.) *Guía para el comprador, transformadores de instrumentos*

- exteriores, aislados con aceite.* [En Línea] Disponible: <https://library.e.abb.com/public/4840446c4c585060c1257d2d00490718/Guia%20para%20el%20comprador,%20transformadores%20de%20instrumentos%20exteriores,%20aislados%20con%20aceite%20Ed%207es.pdf>
- [24] *Transformadores de servicios auxiliares. Microsubestaciones, renovables, Electrificación rural, servicios auxiliares*, XI Jornadas Técnicas ABB Chile - 2019, Santiago, Chile.
- [25] R.A. (2014, Sept.) First Plant Components Delivered To ITER. *ITER* [En Línea]. Disponible: <https://www.iter.org/fr/newsline/-/1996>
- [26] ABB, (2018, Jun.) *Overvoltage protection Metal-oxide surge arresters in medium-voltage systems*, Application Guidelines, Wettingen, Switzerland. <https://library.e.abb.com/public/dc42f0e0b30e48d08c54f683ef27b7b0/ABB%20Medium-voltage%20surge%20arresters%20-%20Application%20Guidelines%201HC0075561%20E2%20AC%20%28read%20view%29.pdf>
- [27] Electrowerke, (2016) *Trampas de Onda*, Lima, Perú. [En Línea]. Disponible: <https://www.electrowerke.com.pe/producto/trampas-de-onda/>
- [28] Direct Industry, (2021) *Buje para Transformador de aceite*, España. [En Línea]. Disponible: <https://www.directindustry.es/prod/abb-ag/product-70728-2314444.html>
- [29] IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations, IEEE Standard 693, 1997.
- [30] Sergio Díaz C. *Apunte Curso Protecciones de Instalaciones Eléctricas*, Universidad de Chile, Santiago, Chile, Ago. 2019.
- [31] Direct Industry, (2021) *Relé de protección diferencial 7SD610, 7SD5 series*, España. [En Línea]. Disponible: <https://www.directindustry.es/prod/siemens-energy-automation-and-smart-grid/product-30064-216832.html>
- [32] Wirenet Telecom Technology Co., Ltd. (2021) *OPGW Fiber Optic Cable Optical Ground Wire Wrapped*, Shenzhen, China. [En Línea]. Disponible: http://www.wirenet-tech.com/index.php/products_v_10_113.html?hcb=1
- [33] IEEE Insulation co-ordination - Part 2: Application guide, IEEE Standard 60071-2, 1996.
- [34] C. González. (2016, Jul.) Estudio dice que estatura de los chilenos aumentó 11 cm en un siglo. *Diario La Tercera*. [En Línea]. Disponible: <https://www.latercera.com/noticia/estudio-dice-que-estatura-de-los-chilenos-aumento-11-cm-en-un>
- [35] *Lecciones y recomendaciones aprendidas con el terremoto del 27 de febrero 2010* CIGRE, Comité chileno.
- [36] C. Prost and B. Abdelnour. (2018, Oct.) Wire Rope Isolators for Seismic

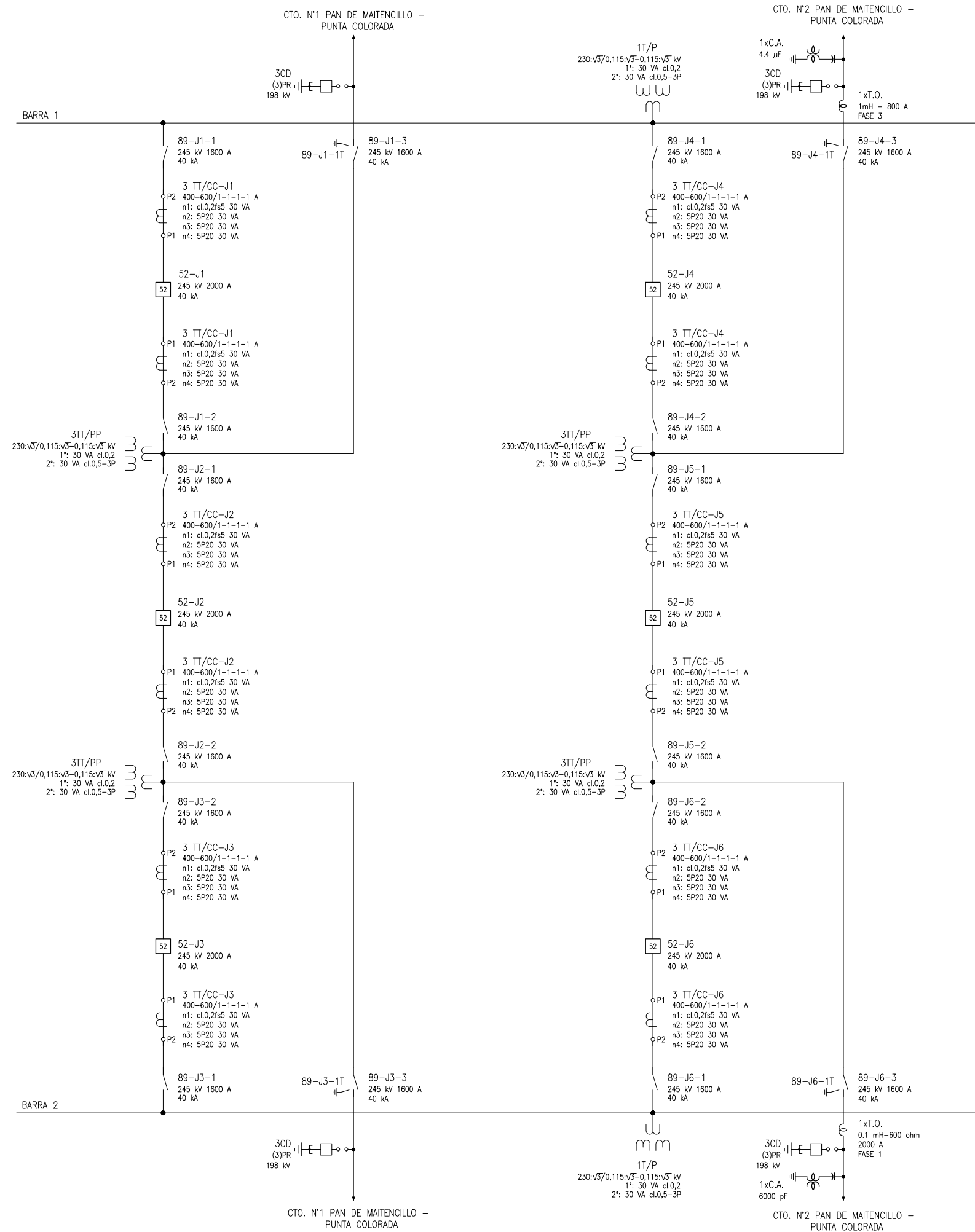
- Base Isolation *Sound and Vibration Magazine*. [En Línea] Disponible: https://www.researchgate.net/profile/Bruno-Abdelnour/publication/328962013_Wire_Rope_Isolators_for_Seismic_Base_Isolation/links/5de8310b92851c8364628cf5/Wire-Rope-Isolators-for-Seismic-Base-Isolation.pdf?origin=publication_detail
- [37] E. Sánchez, “Diseño Sismo-resistente de Subestaciones de Alta Tensión: Metodología y Especificaciones” Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Depto. De Ing. Eléctrica, Univ. de Chile, Santiago, Chile, Enero 1994.
- [38] I. Turmero, “Evaluación de los sistemas de detección y extinción de incendios de CVG VENALUM” Monografía, CVG VENALUM. [En Línea] Disponible: <https://www.monografias.com/trabajos-pdf5/evaluacion-sistemas-deteccion-extincion-incendios/evaluacion-sistemas-deteccion-extincion-incendios.shtml>
- [39] Nelson Morales O. *Apunte Curso Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas*, Universidad de Chile, Santiago, Chile, Ago. 2019.
- [40] Deninson Fuentes. *Apunte Curso Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad de Chile, Santiago, Chile, Sept. 2020.
- [41] H. Patel, “Modeling of Voltage Source Converter based HVDC system in EMTP-RV” Memoria de título, Master of Applied Science, Faculty of Engineering and Applied Science Electrical and Computer Engineering, Univ. of Ontario Institute of Technology, Ontario, Canadá, Agosto 2010.
- [42] *Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Ejecución y Explotación del Proyecto Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre Anexo 5 Especificaciones Técnicas Funcionales HVDC*, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, Feb. 2021.
- [43] D.Jovcic, *High Voltage Direct Current Transmission Converters, Systems and DC Grids*, Seg Ed. UK, Wiley, 2019.
- [44] HIKAR (2021) *Air Core Smoothing Reactors* [En Línea] Disponible: <http://www.hikar.com/aircoresmoothingreactors.html#:~:text=Smoothing%20Reactors%20are%20serially%20connected,current%20ripples%20in%20DC%20systems.&text=Smoothing%20Reactors%20are%20used%20in,drives%2C%20UPS%20systems%2C%20etc.>
- [45] D. Retzmann *HVDC Station Layout, Equipment, LCC and VSC and Integration of Renewables using HVDC*. Cigré Tutorial, Oct. 2011.
- [46] *Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Explotación y Ejecución de las Obras Nuevas Contempladas en el Decreto Exento N°4 de 2019 del Ministerio de Energía*, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, Sept. 2019.
- [47] *Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Anexo Técnico, Sept. 2020.

- [48] *Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Anexo Técnico, Sept. 2020.
- [49] (2020, Feb.) Saesa pondrá en servicio primeras subestaciones digitales en Chile. *Revista Electricidad Chile*. [En Línea]. Disponible: <https://www.revistaei.cl/2020/02/11/saesa-pondra-en-servicio-primer-proyectos-de-subestaciones-digitales-en-chile/>
- [50] The Smart Grid *U.S Department of Energy* [En Línea]. Disponible: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html

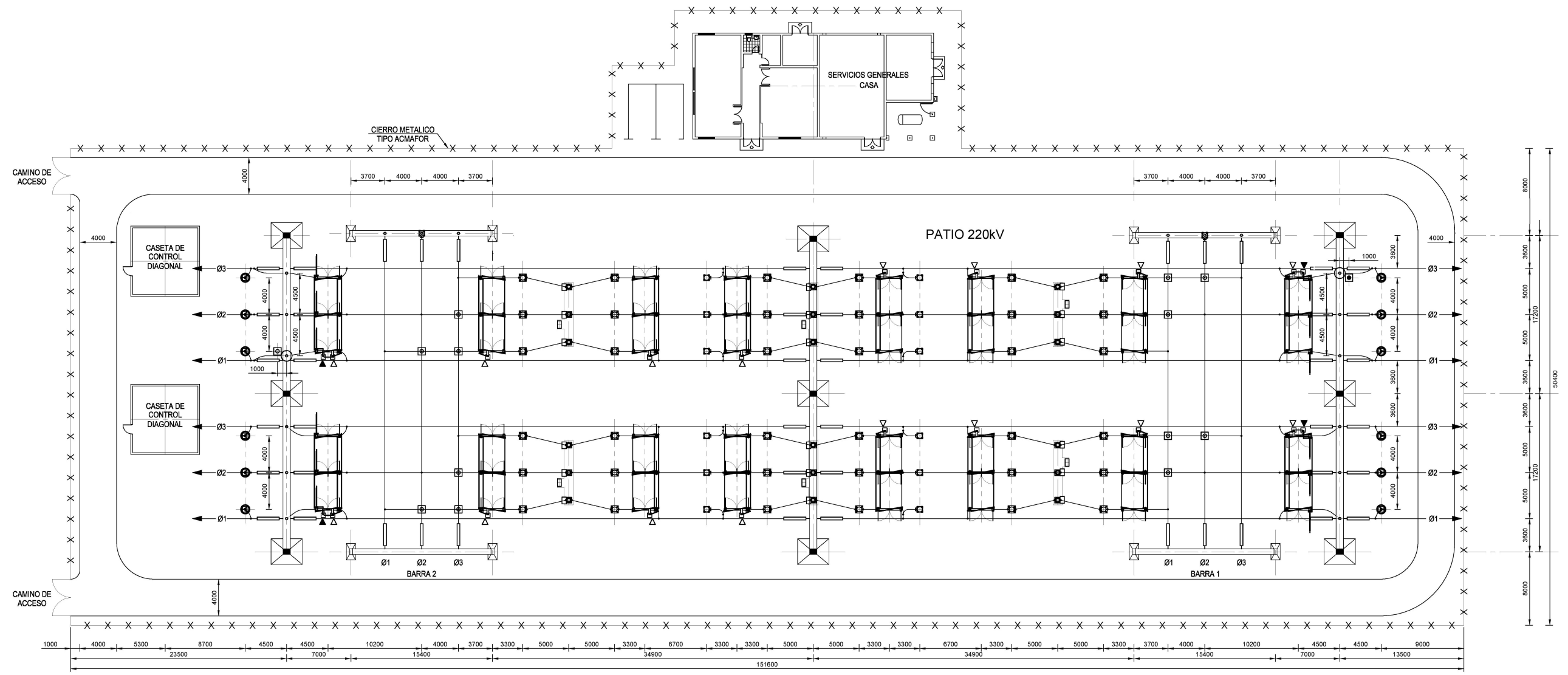
Anexos

- Anexo 1: Diagrama Unilineal Simplificado S/E Configuración Interruptor y Medio considerado para la comparación AIS v/s GIS.
- Anexo 2: Plano de Disposición Vista en Planta Configuración Interruptor y Medio para determinación superficie total S/E tipo AIS. Cinco salidas/llegadas de líneas.
- Anexo 3: Estimación costos Equipos Subestación Interruptor y Medio solución AIS.
- Anexo 4: Estimación costos Equipos Subestación Interruptor y Medio solución GIS.
- Anexo 5: Plano de Disposición Vista en Planta Configuración Interruptor y Medio para determinación superficie total S/E tipo GIS. Cinco salidas/llegadas de líneas.
- Anexo 6: Funcionamiento MACROS Comparación tecnología AIS versus GIS.
- Anexo 7: Ejemplo de Plan Maestro Subestación Seccionadora 220 kV "El Rosal"

Anexo 1: Diagrama Unilineal Simplificado S/E Configuración Interruptor y Medio considerado para la comparación AIS v/s GIS.



Anexo 2: Plano de Disposición Vista en Planta Configuración Interruptor y Medio para determinación superficie total S/E tipo AIS, cuatro salidas/llegadas de líneas



PLANTA

Anexo 3: Estimación costos Equipos Subestación Interruptor y Medio solución AIS.

Item	Interrupción y Medio AIS	Unidad	Valor Unitario (\$) 220 kV	Cantidad	Subtotal Consulta (\$)
1	Equipos de Patio				
1.1	Interrupción Trifásico 220 kV	Ud	\$ 96.556,00	6	\$ 579.336
1.2	Seccionador 220 kV (Tripolar + Tierra)	Ud	\$ 14.497,00	4	\$ 57.988
1.3	Seccionador 220 kV (Tripolar)	Ud	\$ 11.585,00	12	\$ 139.020
1.4	Transformadores de corriente 220 kV	Ud	\$ 9.642,00	36	\$ 347.112
1.5	Transformadores de potencial 220 kV	Ud	\$ 9.320,00	14	\$ 130.480
1.6	Transformadores de potencial SAA 220 kV	Ud	\$ 6.320,00	2,0	\$ 12.640
1.7	Aisladores de pedestal	Ud	\$ 533,00	12	\$ 6.396
1.8	Pararrayos 220 kV	Ud	\$ 639,00	12,0	\$ 3.834
1.9	Trampas de Onda	Ud	\$ 7.930,00	3	\$ 23.790
1.10	Condensadores de acoplamiento	Ud	\$ 6.320,00	3	\$ 18.960
	Subtotal			104	\$ 1.323.390,00
2	Equipos de Salas Eléctricas				
2.1	Banco de Baterías	Ud	\$ 26.995,00	4,0	\$ 107.980
2.2	Cargador de Baterías	Ud	\$ 36.794,00	4,0	\$ 147.176
2.3	Transformador de SS.AA 220/0,22 440 kVA	Ud	\$ 24.500,00	1,0	\$ 24.500
2.4	Grupo Eléctrico de Servicios Auxiliares	Ud	\$ 20.500,00	2,0	\$ 41.000
2.5	Tablero de Servicios Auxiliares AC	Ud	\$ 13.529,00	7,0	\$ 94.703
2.6	Tablero de Servicios Auxiliares DC	Ud	\$ 14.518,00	7,0	\$ 101.626
2.7	Tableros de Alumbrado y Fuerza	Ud	\$ 4.756,00	2,0	\$ 9.512
2.8	Armarios de Protección	Ud	\$ 49.875,00	16,0	\$ 798.000
2.9	Armario de Control	Ud	\$ 29.929,00	14,0	\$ 419.006
2.10	Gabinete de Comunicaciones	Ud	\$ 38.452,00	8,0	\$ 307.616
2.11	Equipo de Aire Acondicionado	Ud	\$ 4.114,00	14	\$ 57.596
2.12	Equipos de Presurización	Ud	\$ 18.241,00	1	\$ 18.241
2.13	Tablero de Transferencia	Ud	\$ 14.518,00	1	\$ 14.518
2.14	Tablero General de Emergencia	Ud	\$ 4.756,00	1	\$ 4.756
2.15	Conductores de Control y Fuerza	m	\$ 5,30	25514,8	\$ 135.228
	Subtotal				\$ 2.281.458
3	Construcción Salas Eléctricas				
3.1	Salas Eléctricas General	m2	\$ 1.564,00	300	\$ 469.200
	Sala de Control de Diagonales 1 y 2	m2	\$ 1.564,00	114	\$ 178.296
	Subtotal		\$ 3.128,00		\$ 647.496
4	Estructuras Metálicas				
4.1	Estructuras Metálicas Altas (31,9 tn)	tn	\$ 5,20	32	\$ 165.880
4.2	Estructura Seccionador (1250 kg)	Ud	\$ 5,20	16	\$ 104.000
4.3	Estructura Interrupción (760 kg)	Ud	\$ 5,20	6	\$ 23.712
4.4	Estructura Pararrayos (295 kg)	Ud	\$ 5,20	6	\$ 9.204
4.5	Estructura de TC (450 kg)	Ud	\$ 5,20	36	\$ 84.240
4.6	Estructura de TP (290 kg)	Ud	\$ 5,20	14	\$ 21.112
4.7	Estructura de Aislador de Pedestal (240 kg)	Ud	\$ 5,20	12	\$ 14.976
4.8	Estructura Condensador de acoplamiento (450 kg)	Ud	\$ 5,20	3	\$ 7.020
	Subtotal			93	\$ 442.364
5	Fundación de Equipos				
5.1	Fundación Seccionador (Tripolar)	Ud	\$ 3.429,00	16	\$ 54.864
5.2	Fundación Interrupción (Tripolar)	Ud	\$ 5.935,00	6	\$ 35.610
5.3	Fundación Pararrayos (Monopolar)	Ud	\$ 1.323,00	12	\$ 7.938
5.4	Fundación de TC (Monopolar)	Ud	\$ 1.780,00	36	\$ 64.080
5.5	Fundación de TP (Monopolar)	Ud	\$ 1.688,00	14	\$ 23.632
5.6	Fundación Aislador de Pedestal	Ud	\$ 913,00	12	\$ 10.956
5.7	Fundación Condensador de Acoplamiento	Ud	\$ 1.780,00	3	\$ 5.340
5.8	Marco de Barra 220 kV	Ud	\$ 7.304,00	14	\$ 102.256
5.9	Marco de Línea 220 kV	Ud	\$ 9.131,00	5	\$ 45.655
	Subtotal			112	\$ 361.645
6	Excavación de Equipos				
6.1	Interrupción 220 kV (Tripolar)	m3	\$ 67,20	6	\$ 13.265
6.2	Seccionador 220 kV (Tripolar)	m3	\$ 37,80	16	\$ 19.898
6.3	Transformadores de Corriente 220 kV	m3	\$ 15,60	36	\$ 18.477
6.4	Transformadores de Potencial 220 kV	m3	\$ 15,60	16	\$ 8.211
6.5	Aisladores de Pedestal	m3	\$ 5,70	12	\$ 2.250
6.6	Pararrayos 220 kV	m3	\$ 10,90	12	\$ 4.303
6.7	Marco de Barra 220 kV	m3	\$ 24,00	14	\$ 336
6.8	Marco de Línea 220 kV	m3	\$ 51,00	5	\$ 255
6.9	Excavación c/entibación	m3	\$ 40,00	0	\$ -
6.10	Relleno Compactado	m3	\$ 183,50	\$ 5.577,67	\$ 1.023.502
	Subtotal				\$ 1.090.498
7	Pavimentos				
7.1	Base estabilizada Compactada	m3	\$ 43,50	70	\$ 3.045
7.2	Binder	m2	\$ 31,20	1300	\$ 40.560
7.3	Carpeta Asfáltica	m2	\$ 31,20	1300	\$ 40.560
	Subtotal				\$ 84.165
8	Canalizaciones				
8.1	Excavación	m3	\$ 40,00	162	\$ 6.480
8.2	Emplantillado H-10	m3	\$ 183,60	162	\$ 29.743
8.3	Hormigón H-30	m3	\$ 397,60	162	\$ 64.411
8.4	Malla Acma C-198	m2	\$ 17,30	103	\$ 1.782
8.5	Tapas de Canaleta	kg	\$ 15,20	539	\$ 8.193
	Subtotal				\$ 110.609
9	Malla de Tierra	m2	\$ 34,70	7640,64	\$ 265.130
10	Cierre perimetral de malla	ml	\$ 106,00	303,2	\$ 32.139
	Subtotal				\$ 297.269
11	Permisos, Ingeniería, Comisionamiento	%	\$ 998.992,00	15	\$ 149.849
12	Mano de Obra	%		30	\$ 3.983.337
	Subtotal				\$ 4.133.185
	Total				\$ 10.693.383

Figura 4.1: Tabla con estimación costo Subestación AIS.

Anexo 4: Estimación costos Equipos Subestación Interruptor y Medio solución GIS.

Item	Interruptor y Medio GIS	Unidad	Valor Unitario (\$) 220 kV	Cantidad	Subtotal Consulta(\$)
1	Equipos de Patio				
1.1	Módulo GIS	Ud	1.058.590,68	6	6.351.544
1.2	Pararrayos 220 kV	Ud	6.390,00	12,0	76.680
1.3	Trampas de Onda	Ud	7.930,00	3	23.790
1.4	Condensadores de acoplamiento	Ud	6.320,00	3	18.960
	Subtotal			24	\$ 6.470.974
2	Equipos de Salas Eléctricas				
2.1	Banco de Baterías	Ud	26.995,00	2,0	53.990
2.2	Cargador de Baterías	Ud	36.794,00	2,0	73.588
2.3	Transformador de SS.AA 220/0,22 440 kVA	Ud	24.500,00	0,0	-
2.4	Grupo Electrógeno de Servicios Auxiliares	Ud	20.500,00	1,0	20.500
2.5	Tablero de Servicios Auxiliares AC	Ud	13.529,00	4,0	54.116
2.6	Tablero de Servicios Auxiliares DC	Ud	14.518,00	4,0	58.072
2.7	Tableros de Alumbrado y Fuerza	Ud	4.756,00	2,0	9.512
2.8	Armarios de Protección	Ud	49.875,00	4,0	199.500
2.9	Armario de Control	Ud	29.929,00	4,0	119.716
2.10	Gabinete de Comunicaciones	Ud	38.452,00	4,0	153.808
2.11	Equipo de Aire Acondicionado	Ud	4.114,00	4,0	16.456
2.12	Equipos de Presurización	Ud	18.241,00	1	18.241
2.13	Tablero de Transferencia	Ud	14.518,00	1	14.518
2.14	Tablero General de Emergencia	Ud	4.756,00	1	4.756
2.15	Conductores de Control y Fuerza	m	5,30	16146	85.574
	Subtotal				\$ 882.347
3	Construcción Salas Eléctricas				
3.1	Salas Eléctricas General	m2	1.564,00	100	156.400
	Subtotal				\$ 156.400
4	Estructuras Metálicas				
4.1	Estructuras Metálicas Altas (31,9 tn)	tn	5,20	32	166.400
4.2	Estructura Pararrayos (295 kg)	Ud	5,20	12	62.400
4.3	Estructura Condensador de acoplamiento (450 kg)	Ud	5,20	1	5.200
	Subtotal				\$ 186.628
5	Fundación de Equipos				
5.1	Fundación Módulo GIS	Ud	15.000,00	6	90.000
5.2	Marco de Línea	Ud	9.131,00	5	45.655
5.3	Fundación Pararrayos (Monopolar)	Ud	1.323,00	12	15.876
5.4	Fundación Condensador de Acoplamiento	Ud	1.780,00	100	178.000
	Subtotal				\$ 329.531
6	Excavación de Equipo				
6.1	Módulo GIS	m3	54,00	6	324,00
6.2	Pararrayos 220 kV	m3	10,90	12	130,80
6.3	Marco de Línea 220 kV	m3	51,00	5	255,00
6.4	Relleno Compactado	m3	183,50	2.946,65	540.709
	Subtotal				\$ 564.062
7	Pavimentos				
7.1	Base estabilizada Compactada	m3	43,50	70	3.045
7.2	Binder	m2	31,20	1300	40.560
7.3	Carpeta Asfáltica	m2	31,20	1300	40.560
	Subtotal				\$ 84.165
8	Canalizaciones				
8.1	Excavación	m3	40,00	162	6.480
8.2	Emplantillado H-10	m3	183,60	162	29.743
8.3	Hromigón H-30	m3	397,60	162	64.411
8.4	Malla Acma C-198	m2	17,30	103	1.782
8.5	Tapas de Canaleta	kg	15,20	539	8.193
	Subtotal				\$ 110.609
9	Malla de Tierra				
9	Malla de Tierra	m2	34,70	4036,5	140.067
10	Cierre perimetral de malla	m	106,00	121,28	12.856
	Subtotal				\$ 152.922
11	Permisos, Ingeniería, Comisionamiento				
11	Permisos, Ingeniería, Comisionamiento	%	998.992,00	15	149.849
12	Mano de Obra				
12	Mano de Obra	%		30	5.362.583
	Subtotal				\$ 5.512.432
Total					\$ 14.450.070

Figura 4.2: Tabla con estimación costo Subestación GIS.

Anexo 5: Plano de Disposición Vista en Planta Configuración Interruptor y Medio para determinación superficie total S/E tipo GIS, cuatro salidas/llegadas de líneas

Anexo 6: Funcionamiento MACROS Comparación tecnología AIS versus GIS.

Funcionamiento MACROS Comparación tecnología AIS versus GIS

El archivo Macros se encuentra en la siguiente dirección: <https://drive.google.com/file/d/11cVZdvL3mKSQByvLmn8eWNUTI6mnieEF/view>

El documento inicialmente contiene una única pestaña llamada *Bienvenida*, en esta pestaña se deben especificar los parámetros de la configuración que el usuario desea ver. Estas variables son:

- Nivel de tensión: ubicado en la columna *B*, el usuario podrá seleccionar 66kV, 110kV o 220kV.
- Configuración de Subestación: ubicada en la columna *D*, el usuario podrá seleccionar una de las siguientes opciones: Barra Principal, Barra Principal con Barra de Transferencia, Barra Principal Seccionada, Barra Simple Seccionada con Barra de Transferencia, Doble Barra con Barra de Transferencia e Interruptor y Medio.
- Numero de Paños: la casilla de selección es *I₃*, el usuario podrá seleccionar una cantidad de paños entre 1 y 4.
- Número de Diagonales: Esta sección es de uso exclusivo para la configuración Interruptor y Medio, en esta se selecciona el número de diagonales de la configuración que se desee consultar.

Una vez seleccionadas las tres categorías anteriormente descritas, el usuario debe hacer click sobre el botón *Crear*, y de manera automática el programa le pedirá una confirmación sobre la configuración seleccionada. Al confirmar la veracidad de los datos se abre una nueva pestaña llamada *Resumen*. La hoja *Resumen* contiene:

1. En la parte izquierda una comparación de costos entre una Subestación tipo AIS versus Subestación tipo GIS.
2. En la parte central contiene seis botones: *Ver Unilíneal*, *Plano Disposición Aérea Plano Disposición GIS*, *Ver Costos AIS*, *Ver Costos GIS* y *Terminar Consulta*. Al seleccionar uno de estos botones el programa creará una nueva hoja donde especificará el contenido del botón de la configuración seleccionada en la pestaña de *Bienvenida*.
3. En la parte derecha se visualiza una comparación del área estimada para una Subestación tipo AIS versus el área estimada para una Subestación tipo GIS según la configuración especificada anteriormente.

A continuación, se detallará la información contenida en los botones de la parte central de la hoja *Resumen*:

- Botón *Ver Unilíneal*: despliega el plano unilíneal de la configuración deseada en la pestaña Unilíneal.
- Botón *Plano Disposición Aérea*: despliega un plano de disposición de equipos con la vista aérea de la configuración deseada.
- Botón *Plano Disposición GIS*: despliega un plano de disposición de equipos GIS con la vista aérea de la configuración deseada.
- Botón *Ver Costos AIS*: despliega el detalle del cálculo del presupuesto completo para

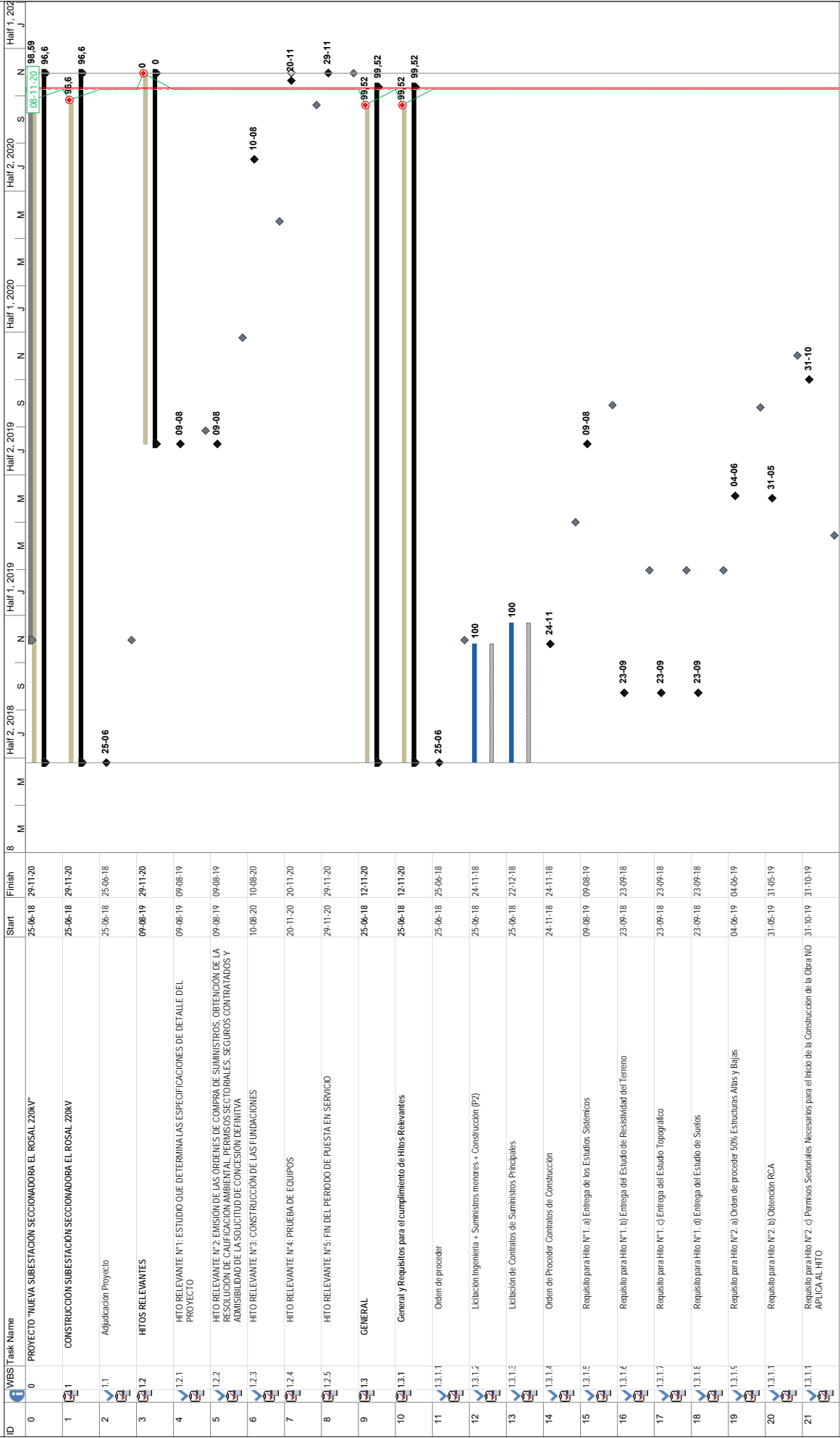
la configuración deseada en tecnología AIS.

- Botón *Ver Costos GIS*: despliega el detalle del cálculo del presupuesto completo para la configuración deseada en tecnología GIS.
- Botón *Terminar Consulta*: Cierra todas las pestañas y devuelve al usuario a la pestaña "Bienvenida".

Cabe mencionar que el programa está diseñado para que el usuario pueda ver solamente un tipo de configuración a la vez, es decir, de elegir una segunda configuración la primera se borrará y se desplegará la hoja Resumen para la segunda configuración.

Anexo 7: Ejemplo de Plan Maestro Subestación Seccionadora 220 kV "El Rosal"

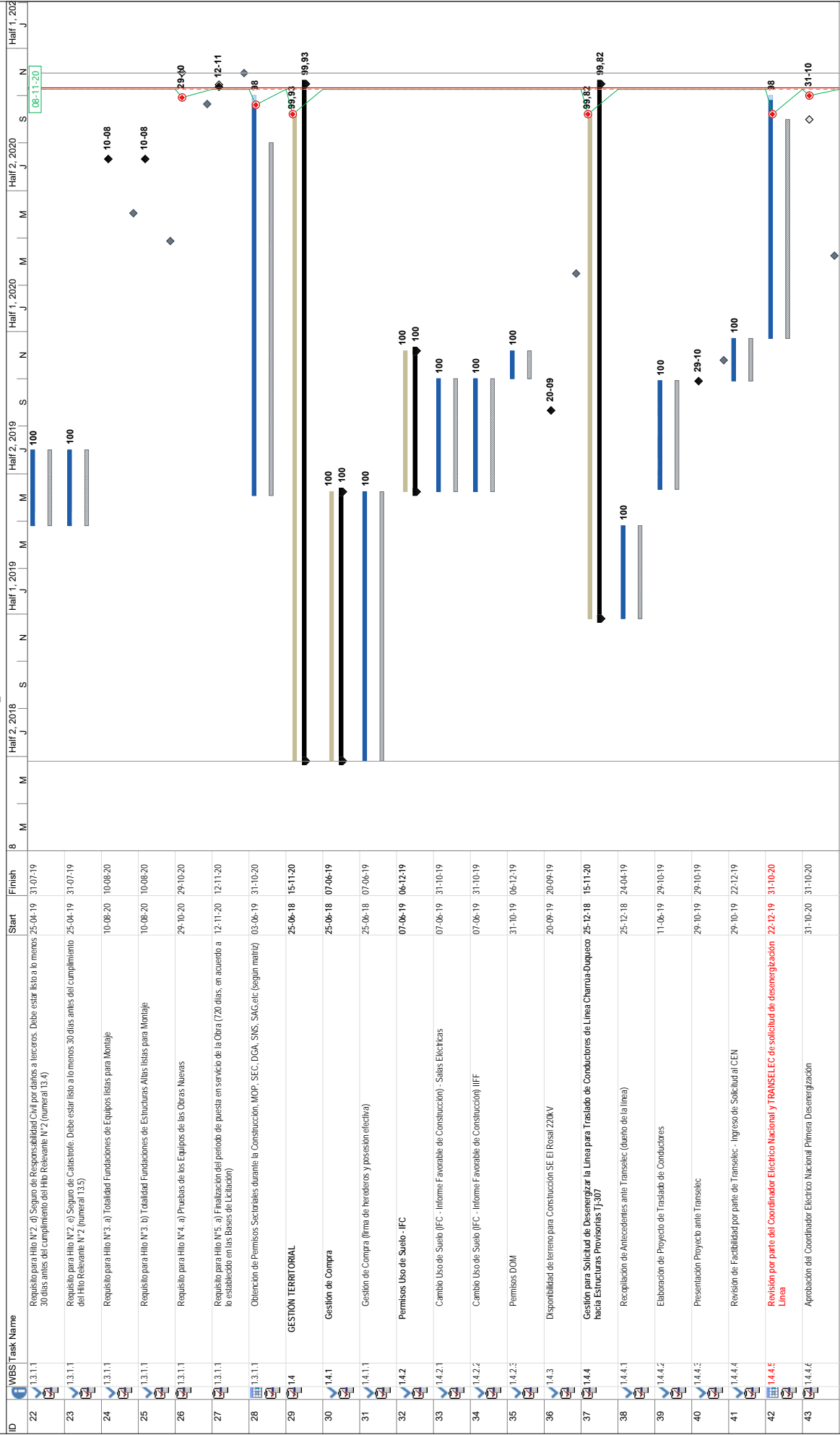
SE Seccionadora El Rosal_ Noviembre2020



Legend for Gantt chart symbols:

- Critical Task: Red solid bar
- Critical Split: Red dashed bar
- Critical Progress: Red solid bar with dots
- Task: Blue solid bar
- Task Progress: Blue solid bar with dots
- Manual Task: Blue solid bar with outline
- Start-only: Blue solid bar with outline
- Split: Red dashed bar
- Duration-only: Blue solid bar with outline
- Manual Task: Blue solid bar with outline
- Start-only: Blue solid bar with outline
- Finish-only: Blue solid bar with outline
- Duration-only: Blue solid bar with outline
- Milestone CEN: Blue diamond
- Baseline Milestone: Blue diamond
- Milestone: Blue diamond
- Summary Progress: Blue solid bar with outline
- Summary: Blue solid bar with outline
- Manual Summary: Blue solid bar with outline
- Project Summary: Blue solid bar with outline
- External Tasks: Blue solid bar with outline
- External Milestone: Blue diamond
- Inactive Milestone: Blue diamond
- Inactive Task: Blue solid bar with outline
- Inactive Summary: Blue solid bar with outline
- Deadline: Blue solid bar with outline
- Baseline: Blue solid bar with outline

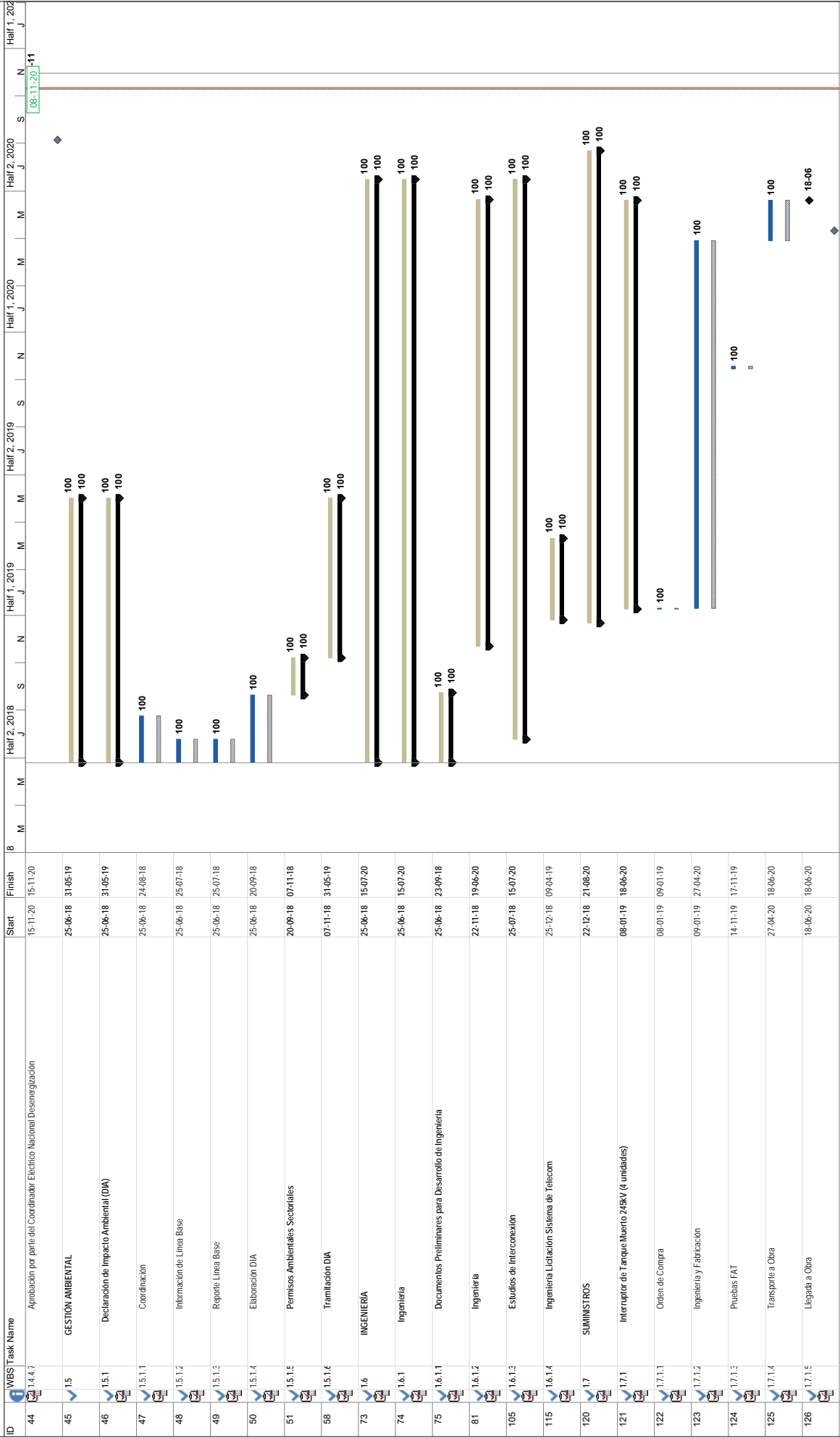
SE Seccionadora El Rosal_Noviembre2020



Legend for Gantt chart symbols:

- Critical: Red solid bar
- Critical Split: Red dashed bar
- Critical Progress: Red solid bar with arrow
- Task: Blue solid bar
- Task Progress: Blue solid bar with arrow
- Manual Task: Blue solid bar with arrow
- Start-only: Blue solid bar
- Split: Red dashed bar
- Task Progress: Blue solid bar with arrow
- Manual Task: Blue solid bar with arrow
- Start-only: Blue solid bar
- Finish-only: Blue solid bar
- Duration-only: Blue solid bar
- Milestone CEN: Blue diamond
- Baseline Milestone: Blue diamond
- Milestone: Black diamond
- Summary Progress: Black solid bar
- Summary: Black solid bar
- Manual Summary: Black solid bar
- Project Summary: Black solid bar
- External Tasks: Black solid bar
- External Milestone: Black diamond
- Inactive Task: Grey solid bar
- Inactive Milestone: Grey diamond
- Inactive Summary: Grey solid bar
- Deadline: Green arrow
- Baseline: Grey solid bar

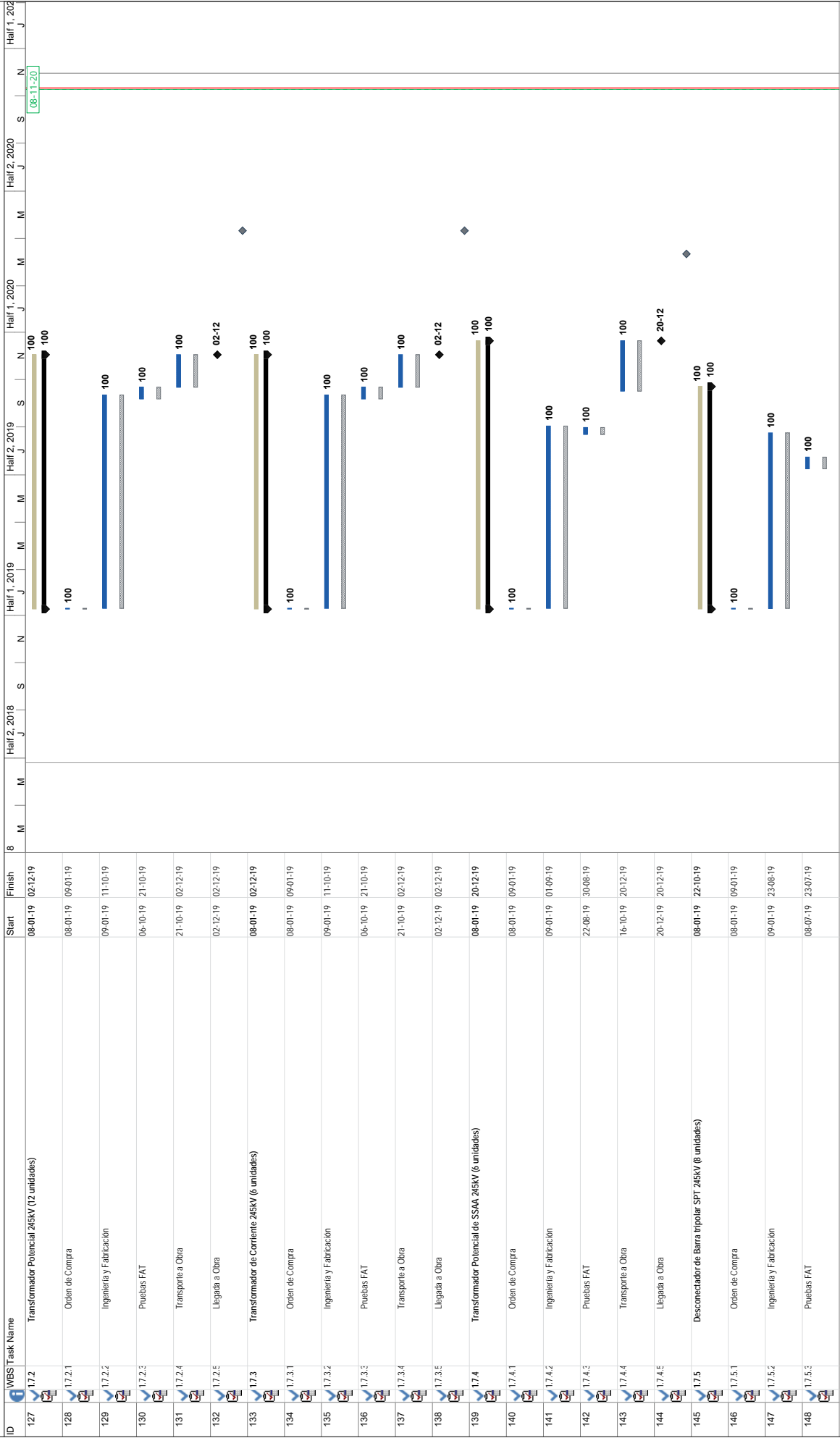
SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020



Legend for Gantt chart symbols:

- Critical Task: Red solid bar
- Critical Split: Red dashed bar
- Critical Progress: Red solid bar with arrow
- Task: Blue solid bar
- Task Progress: Blue solid bar with arrow
- Manual Task: Blue solid bar with arrow
- Start-only: Blue solid bar
- Finish-only: Blue solid bar
- Duration-only: Blue solid bar
- Milestone CEN: Blue diamond
- Baseline Milestone: Blue diamond
- Milestone: Blue diamond
- Summary Progress: Blue solid bar
- Summary: Blue solid bar
- Manual Summary: Blue solid bar
- Project Summary: Blue solid bar
- External Tasks: Blue solid bar
- External Milestone: Blue diamond
- Inactive Task: Grey solid bar
- Inactive Milestone: Grey diamond
- Inactive Summary: Grey solid bar
- Deadline: Green arrow
- Baseline: Grey solid bar

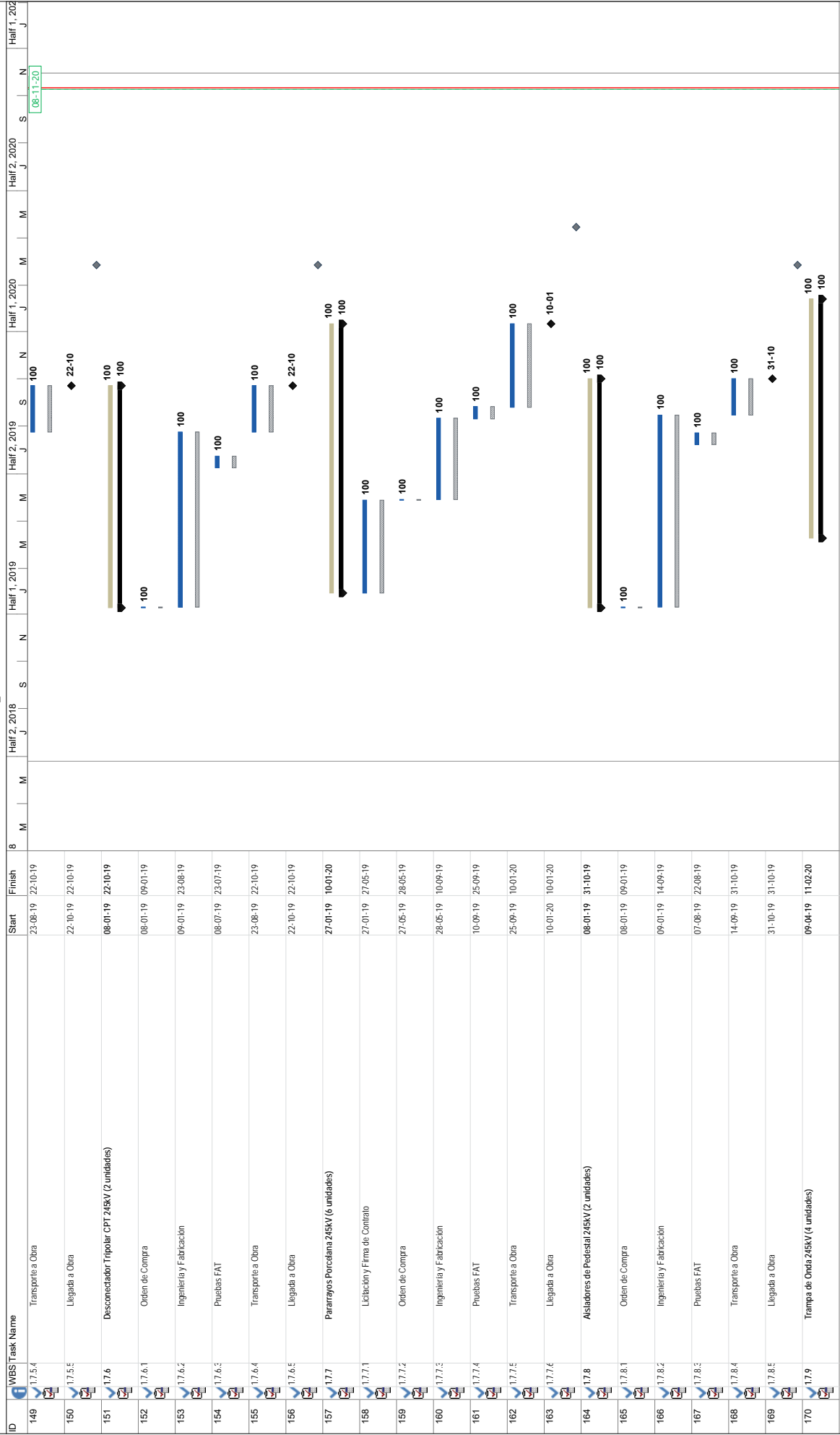
SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020



Legend for Gantt chart symbols:

- Critical**: Red solid bar
- Critical Split**: Red dashed bar
- Critical Progress**: Red solid bar with blue outline
- Task**: Blue solid bar
- Split**: Red dashed bar
- Task Progress**: Blue solid bar with blue outline
- Manual Task**: Blue solid bar with black outline
- Start-only**: Blue solid bar with black outline
- Finish-only**: Blue dashed bar
- Duration-only**: Blue solid bar with black outline
- Milestone CEN**: Blue diamond
- Baseline Milestone**: Blue diamond
- Milestone Summary**: Blue diamond
- Summary**: Blue solid bar with black outline
- Manual Summary**: Blue solid bar with black outline
- Project Summary**: Blue solid bar with black outline
- External Tasks**: Blue solid bar with black outline
- External Milestone**: Blue diamond
- Inactive Task**: Grey solid bar
- Inactive Milestone**: Grey diamond
- Inactive Summary**: Grey solid bar with black outline
- Deadline**: Green arrow
- Baseline**: Grey solid bar

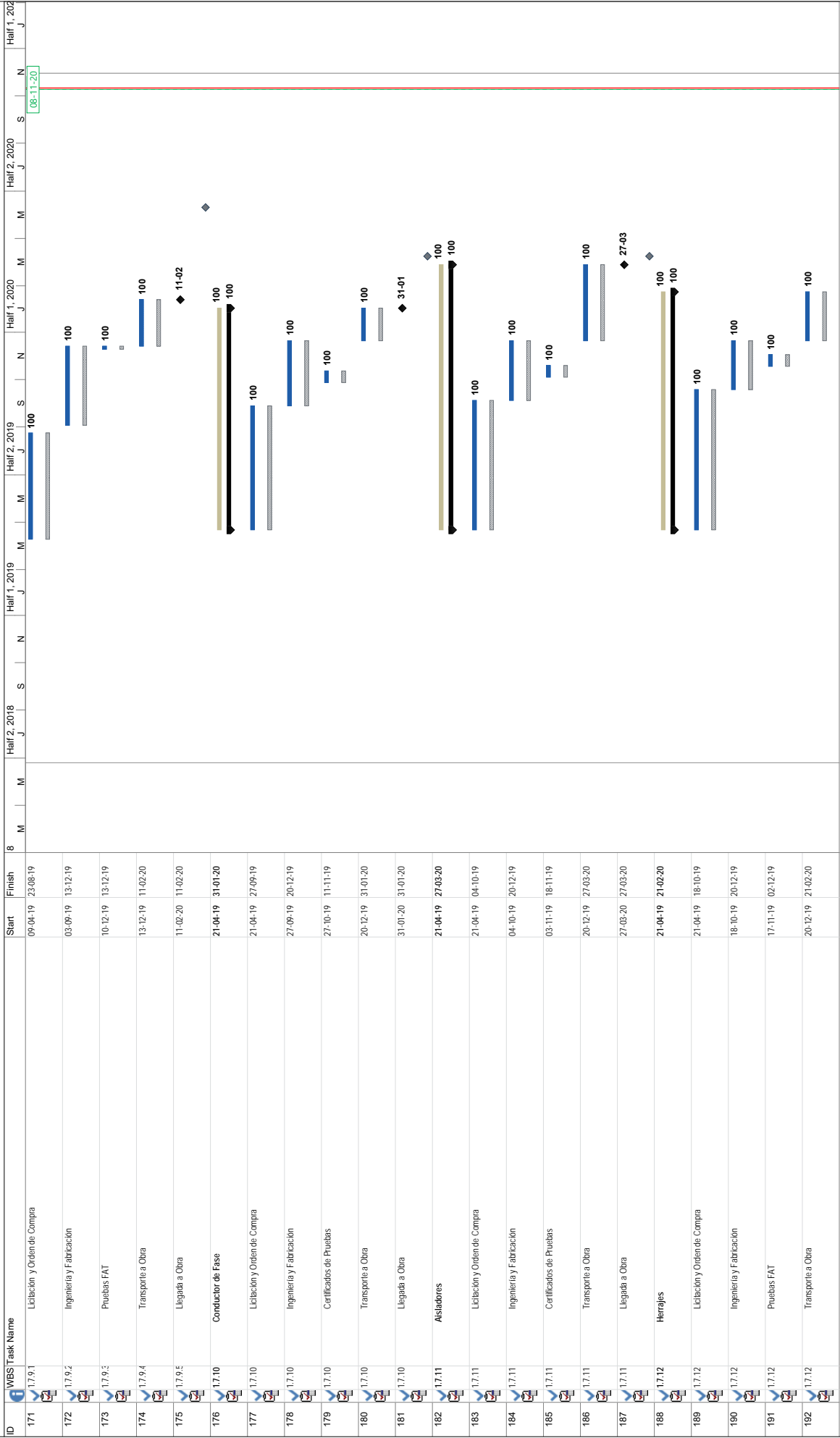
SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020



Legend:

- Critical**: Red bar
- Critical Split**: Red bar with vertical lines
- Critical Progress**: Red bar with horizontal lines
- Task**: Blue bar
- Split**: Red bar with vertical lines
- Task Progress**: Blue bar with horizontal lines
- Manual Task**: Blue bar with horizontal lines
- Start-only**: Blue bar with vertical lines
- Duration-only**: Blue bar with vertical lines
- Milestone CEN**: Blue diamond
- Baseline Milestone**: Blue diamond
- Milestone Summary**: Blue diamond
- Summary Manual Summary**: Blue diamond
- Project Summary**: Blue diamond
- External Milestone**: Blue diamond
- Inactive Milestone**: Blue diamond
- Inactive Summary**: Blue diamond
- External Task**: Blue diamond
- Inactive Task**: Blue diamond
- Deadline**: Green arrow
- Baseline**: Grey bar

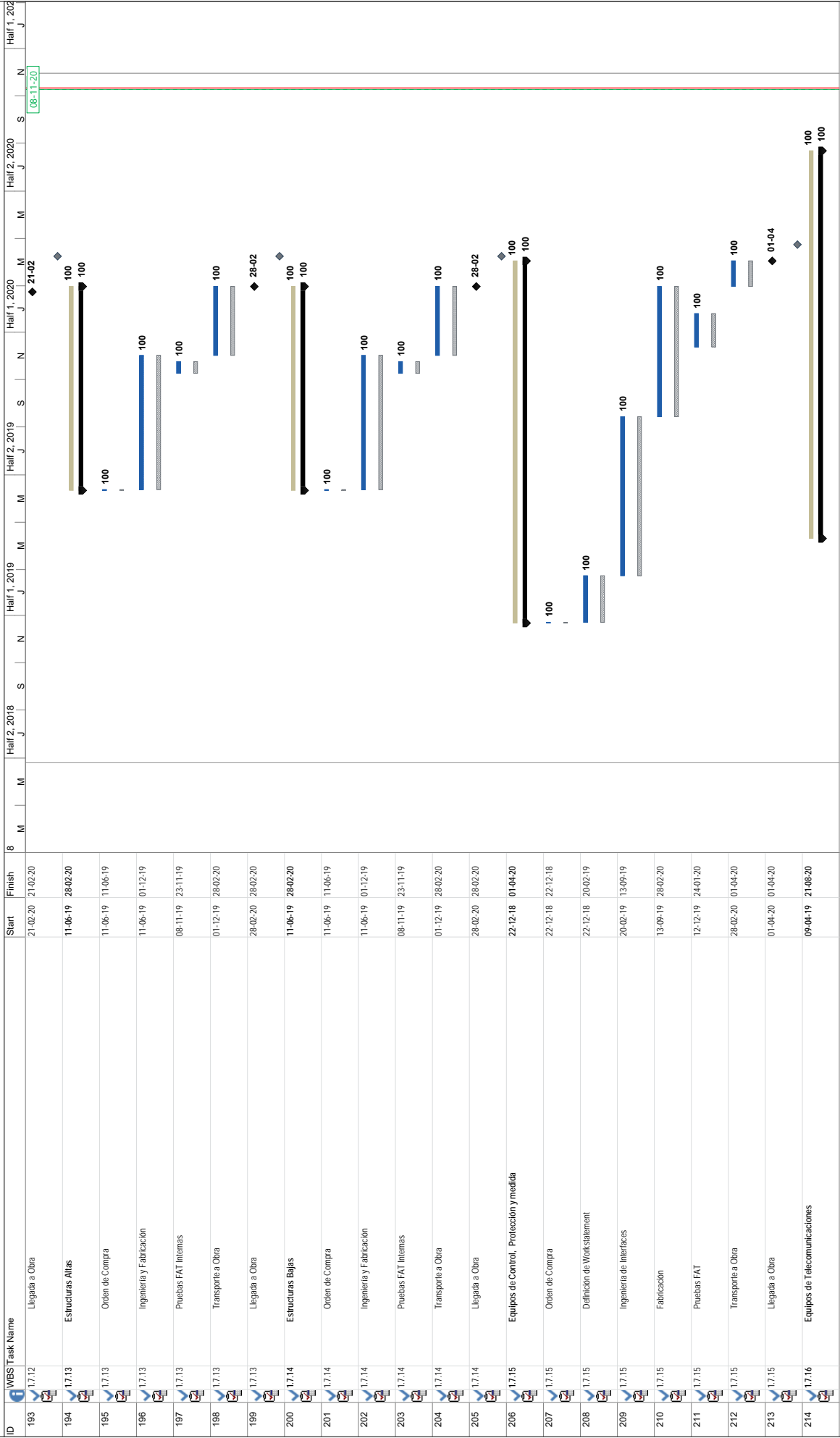
SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020



Legend for Gantt chart symbols:

- Critical
- Critical Split
- Critical Progress
- Task
- Split
- Task Progress
- Manual Task
- Start-only
- Duration-only
- Milestone CEN
- Baseline Milestone
- Milestone
- Summary Progress
- Summary
- Manual Summary
- Project Summary
- External Task
- Inactive Milestone
- Inactive Task
- Inactive Summary
- Deadline
- Baseline

SE Seccionadora ElRosa_ Noviembre2020



Legend for Gantt chart symbols:

- Critical
- Critical Split
- Critical Progress
- Task
- Split
- Task Progress
- Manual Task
- Start-only
- Duration-only
- Milestone CEN
- Baseline Milestone
- Finish-only
- Milestone
- Summary Progress
- Summary
- Manual Summary
- Project Summary
- External Tasks
- External Milestone
- Inactive Task
- Inactive Milestone
- Inactive Summary
- Deadline
- Baseline

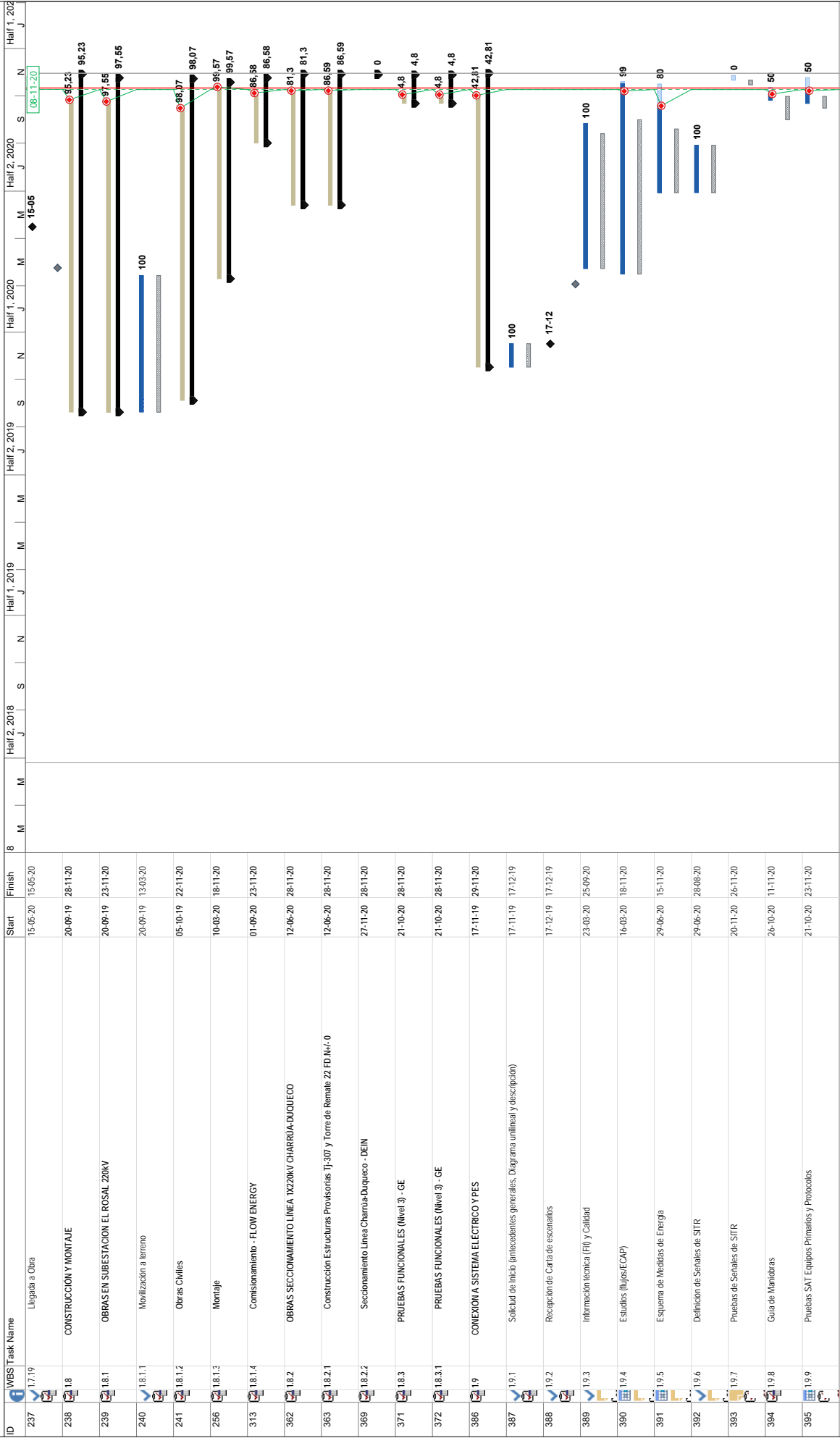
SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020

ID	WBS/Task Name	Start	Finish	8	M	M	Half 1, 2018	S	N	Half 1, 2019	M	M	Half 2, 2019	S	N	Half 1, 2020	M	M	Half 2, 2020	S	N	Half 1, 2021	
215	Licitación y Orden de Compra	09-04-19	29-11-19																				
216	Orden de Compra Equipos, Ingeniería y Fabricación	29-11-19	07-08-20																				
217	Pruebas FAT	02-07-20	14-08-20																				
218	Transporte a Obra	14-08-20	21-08-20																				
219	Llegada a Obra	21-08-20	21-08-20																				
220	Equipos de Servicios Auxiliares AC/DC	20-06-19	15-09-19																				
221	Orden de Compra	20-06-19	20-06-19																				
222	Fabricación	20-06-19	06-09-19																				
223	Certificados de Pruebas	07-08-19	06-09-19																				
224	Transporte a Obra	06-09-19	15-09-19																				
225	Llegada a Obra	15-09-19	15-09-19																				
226	Equipos Scada SE	20-06-19	03-04-20																				
227	Orden de Compra	20-06-19	20-06-19																				
228	Fabricación HMI SE	20-06-19	31-03-20																				
229	Pruebas FAT HMI SE	01-03-20	31-03-20																				
230	Transporte a Obra HMI SE	02-03-20	03-04-20																				
231	Llegada a Obra HMI SE	02-04-20	02-04-20																				
232	Cables de Central y Fuerza	16-01-20	15-05-20																				
233	Orden de Compra	16-01-20	16-01-20																				
234	Fabricación	16-01-20	04-05-20																				
235	Certificados de Pruebas	15-02-20	01-03-20																				
236	Transporte a Obra	04-05-20	15-05-20																				

Legend for task types and milestones:

- Critical**: Red solid bar
- Critical Split**: Red dashed bar
- Critical Progress**: Red solid bar with blue outline
- Task**: Blue solid bar
- Split**: Red solid bar with vertical dashed line
- Task Progress**: Blue solid bar with vertical dashed line
- Manual Task**: Red solid bar with blue outline
- Start-only**: Blue solid bar with vertical dashed line
- Duration-only**: Blue solid bar with vertical dashed line
- Milestone CEN**: Blue diamond
- Baseline Milestone**: Blue diamond
- Milestone**: Blue diamond
- Summary Progress**: Blue solid bar with vertical dashed line
- Summary**: Blue solid bar with vertical dashed line
- Manual Summary**: Blue solid bar with vertical dashed line
- Project Summary**: Blue solid bar with vertical dashed line
- External Tasks**: Blue solid bar with vertical dashed line
- External Milestone**: Blue diamond
- Inactive Milestone**: Grey diamond
- Inactive Task**: Grey solid bar
- Inactive Summary**: Grey solid bar with vertical dashed line
- Deadline**: Green arrow
- Baseline**: Grey solid bar

SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020

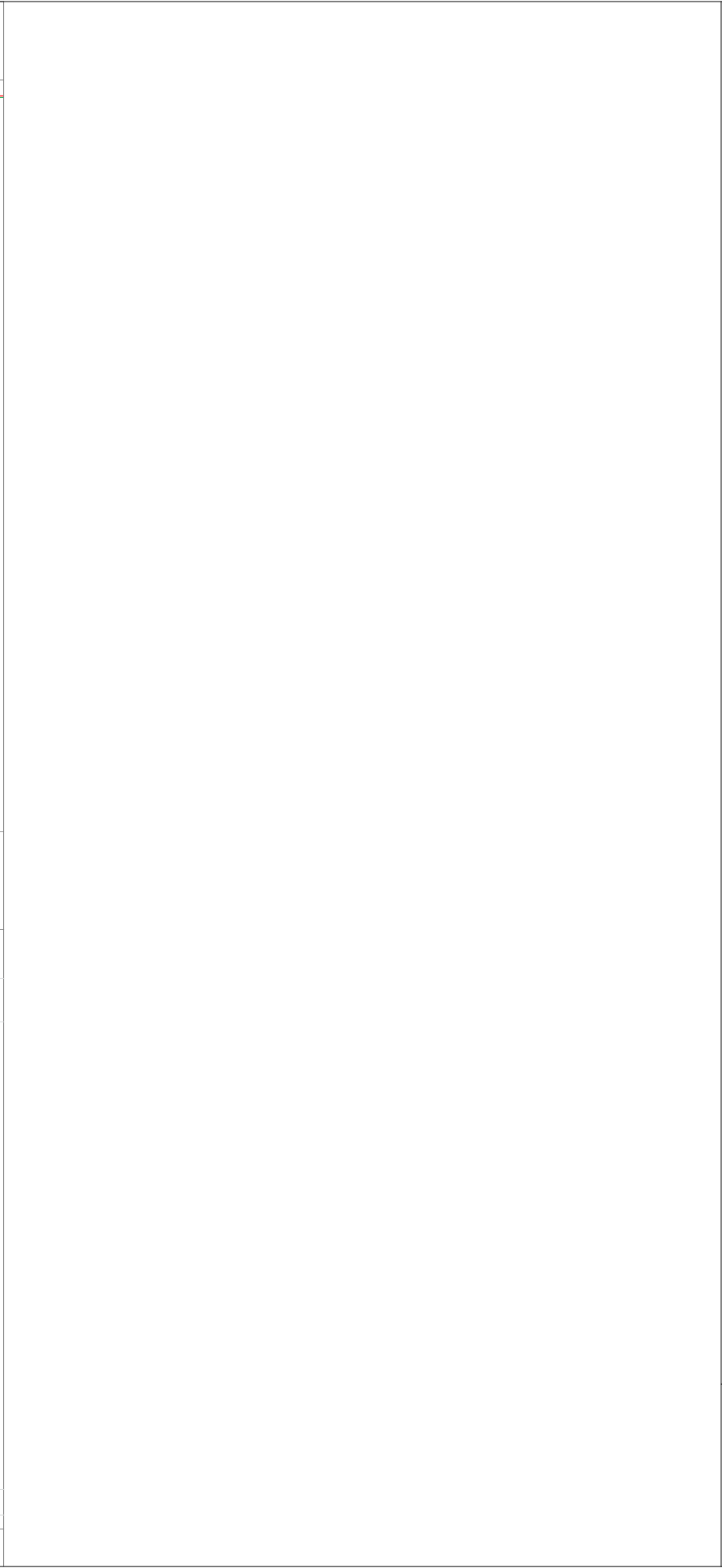


Legend for Gantt chart symbols:

- Critical
- Critical Split
- Critical Progress
- Task
- Split
- Task Progress
- Manual Task
- Start-only
- Duration-only
- Milestone CEN
- Baseline Milestone
- Milestone
- Summary Progress
- Summary
- Manual Summary
- Project Summary
- External Tasks
- External Milestone
- Inactive Task
- Inactive Milestone
- Inactive Summary
- Inactive Milestone
- Deadline
- Baseline

SE Seccionadora ElRosal_Noviembre2020

ID	WBS/Task Name	Start	Finish	8	M	M	Half 1, 2018	S	N	Half 1, 2019	M	M	Half 2, 2019	S	N	Half 1, 2020	M	M	Half 2, 2020	S	N	Half 1, 2021	
396	Pruebas SAT de Relés y Protocolos	26-11-20	28-11-20																				
397	Autorización Energización (CEN) - Envío Carta SEC	12-11-20	12-11-20																				
398	Envío solicitud PES	12-11-20	12-11-20																				
399	Pie-energización	12-11-20	20-11-20																				
400	Energización y Fin de Puesta en Servicio SE Seccionadora	28-11-20	29-11-20																				



Legend:

- Critical**: Solid red bar
- Critical Split**: Dotted red bar
- Critical Progress**: Solid black bar
- Task**: Solid blue bar
- Split**: Red bar with a vertical line
- Task Progress**: Blue bar with a vertical line
- Manual Task**: Red bar with a vertical line
- Start-only**: Blue bar with a vertical line
- Finish-only**: Blue bar with a vertical line
- Duration-only**: Blue bar with a vertical line
- Milestone CEN**: Diamond symbol
- Baseline Milestone**: Diamond symbol
- Milestone**: Diamond symbol
- Summary Progress**: Blue bar with a vertical line
- Summary**: Blue bar with a vertical line
- Manual Summary**: Blue bar with a vertical line
- Project Summary**: Blue bar with a vertical line
- External Tasks**: Blue bar with a vertical line
- External Milestone**: Diamond symbol
- Inactive Milestone**: Diamond symbol
- Inactive Summary**: Blue bar with a vertical line
- Deadline**: Green arrow
- Baseline**: Blue bar with a vertical line