

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Diseño eléctrico primario y trabajos electromecánicos asociados
a la ampliación de una subestación 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV
ubicada a más de 4500 m.s.n.m.**

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Miguel Angel Espinoza Cruz

 [0009-0004-2609-4727](https://orcid.org/0009-0004-2609-4727)

Asesor

Dr. Ing. Manfred Fritz Bedriñana Arones

 [0000-0002-6088-8705](https://orcid.org/0000-0002-6088-8705)

LIMA – PERÚ

2023

Citar/How to cite	Espinoza Cruz [1]
Referencia/Reference	[1] M. Espinoza Cruz, “ <i>Diseño eléctrico primario y trabajos electromecánicos asociados a la ampliación de una subestación 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV ubicada a más de 4500 m.s.n.m.</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Espinoza, 2023)
Referencia/Reference	Espinoza, M. (2023). <i>Diseño eléctrico primario y trabajos electromecánicos asociados a la ampliación de una subestación 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV ubicada a más de 4500 m.s.n.m.</i> [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

**DISEÑO ELÉCTRICO PRIMARIO Y TRABAJOS
ELECTROMECAÑICOS ASOCIADOS A LA AMPLIACIÓN
DE UNA SUBESTACIÓN 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV
UBICADA A MÁS DE 4500 m.s.n.m**

DEDICATORIA

A mis padres, Wenceslao y Fidencia, a mis hermanos Juan Carlos, Carmen Rosa, Gladys, a mi pareja, pero sobretodo a mi hijo Adrián Alexander, por creer en mí, y darme el estímulo y apoyo incondicional durante la realización de este trabajo, para así obtener mi título profesional de ingeniero.

RESUMEN

El dimensionamiento eléctrico de subestaciones eléctricas de alta y extra-alta tensión es típicamente analizado para alturas de sitio de instalación menores o iguales a 1000 m.s.n.m, inclusive existen tablas de características técnicas normalizadas de equipos de alta tensión para esa altura. Sin embargo, debido a la topografía de nuestro país, existen subestaciones eléctricas ubicadas a más de 1000 m.s.n.m, ya sean pertenecientes a una concesionaria de transmisión o a una empresa de la industria pesada-minera; en ésta última se resalta la proximidad entre la subestación eléctrica de transformación y la carga minera. En este trabajo, se desarrolló el diseño eléctrico de la ampliación de la subestación eléctrica El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, operada por la COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A., ubicada en el distrito de Morococha (Junín) y a una altura por encima de 4500 m.s.n.m; el diseño se basó en los dos enfoques normativos internacionales (IEC e IEEE) a los que hace referencia la normativa de nuestro país (PR-20 del COES y CNE-Suministro 2011), es decir, se profundizó en la detección y el análisis de los parámetros que son sensibles ante la variación de la altura sobre el nivel del mar del sitio de instalación. La altura del sitio de instalación de la subestación en mención, influyó directamente en la selección de los niveles normalizados de aislamiento, distancias eléctricas, cadenas de aisladores y aisladores de soporte (aisladores poste), y conductores de fase (barras), sin dejar de lado la selección de los pararrayos, el diseño del sistema de puesta a tierra y el cálculo de apantallamiento. El inicio de las operaciones se llevó a cabo a fines del primer trimestre del año 2021.

Palabras claves: Subestaciones eléctricas. Alta y extra-alta tensión. Equipos de alta tensión. Altura del sitio de instalación. Carga minera. Diseño eléctrico. Enfoque normativo. IEC e IEEE. PR-20 del COES. CNE-Suministro 2011. Características técnicas

ABSTRACT

The electrical sizing of high and extra-high voltage electrical substations is typically analyzed for installation site heights less than or equal to 1000 meters above sea level, there are even tables of standardized technical characteristics of high voltage equipment for those heights. However, due to the topography of our country, there are electrical substations located at more than 1,000 meters above sea level, whether they belong to a transmission concessionaire or to a heavy-mining industry company; in this last one, the proximity between the electrical transformation substation and the mining load is highlighted. In this work, the electrical design of the expansion of the El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV electrical substation, operated by COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A., located in the district of Morococha (Junín) and at an altitude above 4500 meters above sea level was developed; the design was based on the two international normative approaches (IEC and IEEE) to which the normative of our country refers (PR-20 of the COES and CNE-Suministro 2011), that is, the detection and analysis of the parameters that are sensitive to the variation of the height above sea level of the installation site was deepened. The height of the substation installation site in mention, directly influenced the selection of standard insulation levels, electrical distances, insulator chains and support insulators (post insulators), and phase conductors (busbars), without neglecting the selection of surge arresters, grounding system design and shielding calculation. The start of operations was carried out at the end of the first quarter of the year 2021.

Keywords: Electrical substations. High and extra-high voltage. High voltage equipment. Installation site height. Mining load. Electrical design. Normative approach. IEC and IEEE. PR-20 of the COES. CNE-Suministro 2011. Technical characteristics.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	2
1.1 Generalidades.....	2
1.2 Descripción del problema de investigación	2
1.2.1 Situación problemática	2
1.2.2 Problema a resolver	5
1.3 Objetivos del estudio	5
1.3.1 Objetivo general	5
1.3.2 Objetivos específicos	6
1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos	6
1.4 Antecedentes investigativos.....	8
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	10
2.1 Marco teórico	10
2.1.1 Tipos de sobretensiones en un SEP	10
2.1.2 Equipamiento limitador de sobretensiones transitorias	11
2.1.3 Metodologías de coordinación de aislamiento	13
2.1.4 Procedimiento de coordinación de aislamiento según la norma IEC 60071..	17
2.1.5 Distancias eléctricas según la norma IEC.....	21
2.1.6 Breve descripción de metodologías de cálculo de apantallamiento y SPAT.	23
2.1.7 Factores que influyen en el dimensionamiento de cadena de aisladores y aisladores de soporte.....	25
2.1.8 Breve descripción de la metodología de selección de conductor	26
2.2 Marco conceptual.....	28
a) Configuraciones de barra de una S.E	28
b) Terminología a utilizar en la coordinación de aislamiento de una S.E	32
c) Aislamiento eléctrico.....	33
d) Terminología a utilizar en el apantallamiento de una S.E.....	34
e) Flashover y back-flashover en SS.EE.....	34
f) Base normativa	35
CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	38
3.1 Procedimiento de Ingeniería para una S.E ubicada a más de 4500 m.s.n.m.....	38
3.1.1 Antecedentes del proyecto.....	39
3.2 Criterios de diseño	41
3.2.1 Ubicación del proyecto	41

3.2.2	Características ambientales, climáticas y sísmicas de la zona del proyecto..	43
3.2.3	Características del sistema eléctrico	44
3.2.4	Descripción de la subestación.....	45
3.2.5	Normas técnicas, códigos y recomendaciones	47
3.3	Desarrollo de la ingeniería primaria a nivel de detalle	47
3.3.1	Dimensionamiento eléctrico bajo el enfoque normativo IEC	48
3.3.2	Dimensionamiento eléctrico bajo el enfoque normativo IEEE	54
CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		63
4.1	Selección de pararrayos	63
4.1.1	Parámetros del sistema eléctrico.....	63
4.1.2	Parámetros de pararrayos.....	64
4.2	Coordinación de aislamiento	65
4.2.1	Resumen de resultados	66
4.2.2	Aislamiento mínimo seleccionado.....	66
4.2.3	Niveles normalizados de aislamiento por altura del sitio de instalación.....	67
4.2.4	Ensayos de equipos de alta tensión.....	67
4.3	Distancias eléctricas.....	68
4.3.1	Resumen de distancias eléctricas.....	69
4.3.2	Distancias eléctricas por altura del sitio de instalación	70
4.3.3	Relación entre las distancias eléctricas fase-fase y las tensiones soportadas requeridas convertidas para ensayo a frecuencia industrial de corta duración.....	71
4.3.4	Influencia del número de conductores por fase en el ancho de barra y campo	71
4.4	Cadena de aisladores y aisladores de soporte	72
4.4.1	Suministros seleccionados	73
4.4.2	Relación entre K_a y el nivel de polución del sitio de instalación	74
4.4.3	Influencia de la altura del sitio de instalación en la selección de suministros	74
4.4.4	Tensión crítica flashover (CFO) y tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración de una cadena de aisladores de porcelana clase ANSI 52-3	76
4.5	Conductores y barrajes.....	77
4.5.1	Verificación de capacidad térmica en estado estacionario	77
4.5.2	Verificación de capacidad térmica por cortocircuito.....	79
4.5.3	Verificación de efecto corona.....	80
4.5.4	Relación entre la temperatura de operación del conductor flexible convencional y la potencia de transmisión	80
4.5.5	Relación entre la altitud del sitio de instalación y la ampacidad del conductor a 75° C	81

4.5.6	Relación entre la duración de la falla trifásica y la sección mínima del conductor	83
4.6	Sistema de puesta tierra	84
4.6.1	Resistividad del terreno	84
4.6.2	Corrientes de falla a tierra	87
4.6.3	Cálculo del calibre mínimo de conductor de tierra.....	88
4.6.4	Tensiones máximas admisibles	89
4.6.5	Diseño del sistema de puesta a tierra.....	90
4.6.6	Verificación de tensiones de toque y tensiones de paso	94
4.6.7	Conclusiones.....	97
4.7	Apantallamiento.....	98
4.7.1	Apantallamiento del patio de conexiones.....	98
4.7.2	Distribución del cable de guarda	101
4.7.3	Apantallamiento de edificaciones.....	102
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		110
ANEXOS		113
ANEXO A: ASPECTOS IMPORTANTES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		
.....		113
A.1	Topología de un SEP	113
A.2	Evolución de las configuraciones de barras en SS.EE	115
A.3	Equipamiento AIS	118
A.4	Comportamiento de un medio aislante	130
A.5	Barrajes de SS.EE.....	131
A.6	Apantallamiento de SS.EE.....	133
A.7	SPAT de SS.EE	135
A.8	Celdas de M.T.....	136
A.9	Sistema de servicios auxiliares en AC.....	137
A.10	Sistema de servicios auxiliares en DC.....	137
A.11	Sistema de control, protección y medición.....	138
A.12	Normativa IEC para definir los parámetros de especificación técnica del equipamiento de A.T de una S.E	139
ANEXO B: METODOLOGÍAS DE CÁLCULO PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE SUBESTACIONES SEGÚN NORMAS IEC E IEEE		142
B.1	Selección de pararrayos	142
B.2	Coordinación de aislamiento.....	144
B.3	Distancias eléctricas.....	151

B.4	Cádena de aisladores y aisladores de soporte	158
B.5	Cálculo de capacidad térmica de conductores y barrajes flexibles.....	161
B.6	Sistema de puesta a tierra.....	166
B.7	Apantallamiento	170
ANEXO C: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN		179
C.1	Pararrayos	179
C.2	Transformadores de tensión capacitivos.....	182
C.3	Aisladores de soporte tipo poste	185
ANEXO D: PROTOCOLOS DE PRUEBAS		186
D.1	Interruptor de potencia.....	186
D.2	Seccionador de línea y seccionador de tierra.....	190
D.3	Transformadores de corriente	192
D.4	Transformadores de tensión capacitivos.....	195
D.5	Pararrayos	198
D.6	Resistencia de aislamiento del cable N2XSY.....	200
D.7	Energización de celdas 2.3 kV y tableros SS.AA.....	201
D.8	Cambio de posición de taps del transformador de SS.AA.....	203
D.9	Conexión de cables de control y energía en el interruptor de potencia	205
D.10	Conexión de cables de control en los seccionadores tripolares	207
D.11	Conexión de cables de control en los transformadores de corriente.....	209
D.12	Conexión de cables de control y energía en los transformadores de tensión capacitivos	211
D.13	Resistencia del SPAT	213
ANEXO E: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ACTIVIDADES ELECTROMECÁNICAS		214
E.1	Montaje electromecánico de pórticos, soportes y equipos.....	214
E.2	Tendido y conexión del SPAT	215
E.3	Instalación del cable de guarda y del barraje flexible.....	216
E.4	Instalaciones eléctricas exteriores	217
E.5	Tendido y conexión de cables de control y cables de energía M.T.....	217
E.6	Conexiones superiores entre conductores y cadena de aisladores, y hacia equipos de A.T	218
E.7	Fotografía del grupo de trabajo del proyecto	218

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama unifilar de la zona de influencia antes del proyecto	3
Figura 1.2 Diagrama unifilar de la zona de influencia del proyecto	4
Figura 1.3 Arcos eléctricos en SS.EE.....	5
Figura 2.1 Sobretensiones tipo rayo en SS.EE	11
Figura 2.2 Característica de protección del pararrayos de una S.E.....	12
Figura 2.3 Sobretensiones vs rango de duración	13
Figura 2.4 Riesgo de falla de aislamiento	15
Figura 2.5 Procedimiento general de coordinación de aislamiento IEC 60071	17
Figura 2.6 Vínculo entre el exponente "m" y la tensión soportada de coordinación por maniobras	18
Figura 2.7 Factores de corrección por altura según la IEC	19
Figura 2.8 Bifurcación de corriente de falla monofásica.....	25
Figura 2.9 Línea de fuga vs altitud de sitio de instalación	26
Figura 2.10 Diagrama de flujo de la metodología de selección de conductor.....	27
Figura 2.11 Barra simple	29
Figura 2.12 Barra doble	29
Figura 2.13 Barra doble con seccionador de transferencia.....	30
Figura 2.14 Barra en anillo	31
Figura 2.15 Interruptor y medio	32
Figura 2.16 Flashovers y back-flashovers en instalaciones de una S.E	35
Figura 3.1 Diagrama visual de las fases de diseño eléctrico primario de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV	38
Figura 3.2 Alcance del proyecto.....	40
Figura 3.3 Ubicación de la zona del proyecto	42
Figura 3.4 Vista de planta general de la subestación El Amigo	43
Figura 3.5 Diagrama unifilar general de alta tensión de la S.E El Amigo	47
Figura 3.6 Parámetros del sistema vs parámetros del pararrayos.....	49
Figura 3.7 Procedimiento general de selección de pararrayos según la norma IEC	50
Figura 3.8 Procedimiento de selección de aislamiento según la norma IEC.....	51
Figura 3.9 Procedimiento general de cálculo de distancias eléctricas en una S.E	52
Figura 3.10 Procedimiento general de cálculo de características electromecánicas de cadena de aisladores y aisladores de soporte de una S.E.....	53
Figura 3.11 Procedimiento general de evaluación térmica de conductores en estado estacionario según norma IEEE	55
Figura 3.12 Diseño de un SPAT	58
Figura 3.13 Apantallamiento	61
Figura 3.14 Procedimiento de cálculo de la altura mínima de apantallamiento de SS.EE con cables de guarda según la norma IEEE	62
Figura 4.1 Cálculo de sobretensiones críticas	65
Figura 4.2 Distancias eléctricas calculadas para una S.E ubicado a 4660 m.s.n.m.....	68

Figura 4.3 Niveles de conexión	69
Figura 4.4 SS.EE con barrajes de 2 conductores por fase	72
Figura 4.5 Características técnicas electromecánicas calculadas de cadenas de aisladores y aisladores de soporte tipo poste para una S.E ubicado a 4660 m.s.n.m	72
Figura 4.6 Cálculo de la ampacidad de conductores AAAC-6201 de 120 mm ² en estado estacionario según norma IEEE	78
Figura 4.7 Corriente vs temperatura del conductor AAAC-6201 de 120 mm ²	81
Figura 4.8 Ampacidad del conductor vs altura de instalación.....	82
Figura 4.9 Corriente de cortocircuito trifásico vs sección mínima del conductor.....	83
Figura 4.10 Disposición de ejes de medición	84
Figura 4.11 Técnica de Wenner.....	85
Figura 4.12 Gráfica de resistividad promedio	86
Figura 4.13 Gráfica k vs h	87
Figura 4.14 Modelo de 2 capas.....	87
Figura 4.15 Modelado en Aspix v2.0	91
Figura 4.16 Impedancias de LL.TT a conectar a la malla Cu	92
Figura 4.17 Líneas de evaluación	94
Figura 4.18 Tensión de toque	95
Figura 4.19 Tensión de toque en el área de la subestación.....	95
Figura 4.20 Tensión de paso.....	96
Figura 4.21 Tensión de paso en el área de la subestación	97
Figura 4.22 Curva empírica de apantallamiento con dos conductores de guarda	100
Figura 4.23 Trayectoria del cable de guarda	101
Figura 4.24 Apantallamiento de la caseta de control.....	103
Figura 4.25 Apantallamiento de la caseta de celdas M.T (existente)	103
Figura 5.1 SEP radial.....	113
Figura 5.2 SEP en anillo	114
Figura 5.3 SEP tipo malla.....	114
Figura 5.4 Evolución de configuración con conexión concentrada.....	116
Figura 5.5 Evolución de configuración con conexión distribuida.....	117
Figura 5.6 Clasificación de interruptores de potencia	118
Figura 5.7 Interruptor de potencia tipo tanque vivo	119
Figura 5.8 Interruptor de potencia tipo tanque muerto	120
Figura 5.9 Clasificación de seccionadores de potencia	121
Figura 5.10 Seccionador de apertura central	122
Figura 5.11 Seccionador tipo pantógrafo	122
Figura 5.12 Clasificación de transformadores	123
Figura 5.13 Transformador trifásico de potencia	124
Figura 5.14 Clasificación de transformadores de tensión	125
Figura 5.15 Transformador de tensión inductivo	126
Figura 5.16 Transformador de tensión capacitivo	126
Figura 5.17 Clasificación de los transformadores de corriente	127
Figura 5.18 Transformador de corriente.....	128

Figura 5.19 Pararrayos de carburo de silicio (SiC)	129
Figura 5.20 Pararrayos de óxido metálico (ZnO)	129
Figura 5.21 Característica de tensión disruptiva de un aislamiento (tensión vs tiempo) ..	131
Figura 5.22 Barraje rígido de aleación de Al.....	132
Figura 5.23 Barraje flexible de AAC	133
Figura 5.24 Mapa isocerámico del Perú	134
Figura 5.25 Malla Cu.....	135
Figura 5.26 Transformadores de corriente monofásicos toroidales	137
Figura 5.27 Relé de protección de sobrecorriente con controlador de bahía (SEL-751) ..	138
Figura 5.28 Rango de sobretensiones de frente lento 98% de ocurrencia en el extremo de recepción debido a la energización y re-energización de línea	144
Figura 5.29 Relación entre los valores de 98% de ocurrencia de sobretensiones de frente lento fase-fase y fase-tierra	145
Figura 5.30 Evaluación del factor de coordinación determinística K_{cd}	147
Figura 5.31 Longitudes de protección del pararrayos	148
Figura 5.32 Valor básico y zona de seguridad.....	152
Figura 5.33 Zona de seguridad	152
Figura 5.34 Distancia de seguridad para trabajos de mantenimiento sobre equipos.....	153
Figura 5.35 Distancia de seguridad a cercos perimetrales.....	154
Figura 5.36 Distancia mínima fase-fase (condiciones de viento).....	155
Figura 5.37 Distancia mínima fase-fase (condiciones de cortocircuito)	156
Figura 5.38 Ancho de barra	157
Figura 5.39 Perfil de aislador de porcelana clase ANSI 52-3	159
Figura 5.40 Valor del RUSCD en función de la clasificación SPS.....	159
Figura 5.41 Aislador soporte tipo poste, diámetro promedio	160
Figura 5.42 Balance térmico.....	162
Figura 5.43 Valores K positivos	167
Figura 5.44 Radio de haz de conductores.....	171
Figura 5.45 Altura efectiva del apantallamiento	173
Figura 5.46 Separación entre cables de guarda	173
Figura 5.47 Curva empírica de apantallamiento con dos conductores de guarda	175
Figura 5.48 Esfera rodante en edificaciones.....	178
Figura 5.49 Apantallamiento de edificaciones con 04 puntas pararrayos	178

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Indicadores	7
Tabla 2.1 Clasificación de sobretensiones.....	10
Tabla 2.2 Comparación de enfoques IEEE e IEC	16
Tabla 2.3 Niveles normalizados de aislamiento para las U_m del rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$)	20
Tabla 2.4 Niveles normalizados de aislamiento para las U_m del rango II ($U_m > 245\text{ kV}$)....	21
Tabla 2.5 Distancias mínimas en el aire para el rango I.....	22
Tabla 2.6 Distancias mínimas fase-tierra para el rango II.....	23
Tabla 2.7 Distancias mínimas fase-fase para el rango II.....	23
Tabla 2.8 Constantes de materiales	28
Tabla 2.9 Requerimientos de diseño PR-20 para SS.EE por sistema de transmisión	36
Tabla 2.10 Estudios eléctricos básicos para la selección de equipos	37
Tabla 3.1 Coordenadas UTM del proyecto	42
Tabla 3.2 Parámetros ambientales y meteorológicos	44
Tabla 3.3 Características eléctricas	44
Tabla 3.4 Dimensiones proyectadas para una S.E.....	60
Tabla 4.1 Comparación de niveles normalizados de aislamiento.....	67
Tabla 4.2 Síntesis de distancias eléctricas	69
Tabla 4.3 Comparación de distancias eléctricas mínimas en el aire	70
Tabla 4.4 Comparación de distancias eléctricas.....	70
Tabla 4.5 Características de cadena de aisladores de porcelana clase ANSI 52-3 para 50 kV	73
Tabla 4.6 Características de aislador de soporte tipo poste para 50 kV	74
Tabla 4.7 Comparación de factores y/o criterios de inicio	75
Tabla 4.8 Comparación de cadenas de aisladores	75
Tabla 4.9 Comparación de aisladores de soporte tipo poste.....	75
Tabla 4.10 Características eléctricas de una cadena de aisladores clase ANSI 52-3	76
Tabla 4.11 Características de conductor AAAC	77
Tabla 4.12 Resultados de verificación de capacidad térmica por cortocircuito	79
Tabla 4.13 Mediciones de campo	85
Tabla 4.14 Tabulaciones k vs h	86
Tabla 4.15 Corrientes de cortocircuito monofásico	87
Tabla 4.16 Resultados del cálculo de la sección del conductor de tierra	88
Tabla 4.17 Tensiones máximas admisibles	89
Tabla 4.18 Datos de entrada ASPIX para fallas en 50 kV	90
Tabla 4.19 Valores típicos de factor de decremento (D_f).....	91
Tabla 4.20 Valores de impedancia equivalente (cable de guarda + R_{SPAT}) de LL.TT	92
Tabla 4.21 Resultados de cálculo ASPIX para fallas en 50 kV	93
Tabla 4.22 Resultados de factor de división.....	93
Tabla 4.23 Resultados de tensión de toque y tensión de paso.....	97

Tabla 4.24 Dimensiones proyectadas para la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV	98
Tabla 4.25 Resultados del apantallamiento con cable de guarda	98
Tabla 4.26 Cuadro resumen de cálculo de probabilidad de descarga	99
Tabla 4.27 Par ordenado del nivel de exposición del apantallamiento	100
Tabla 4.28 Resultados de riesgo de falla del apantallamiento.....	100
Tabla 4.29 Resultados de verificación de capacidad de corriente de C.G.....	102
Tabla 5.1 Valores comunes de factor de aterramiento	142
Tabla 5.2 Tensiones nominales de pararrayos.....	143
Tabla 5.3 Clase de descarga mínima (valores típicos)	146
Tabla 5.4 Corriente nominal de descarga (valores típicos)	146
Tabla 5.5 Valores del parámetro A.....	149
Tabla 5.6 Factores de conversión de pruebas para rango I.....	150
Tabla 5.7 Distancias eléctricas mínimas en el aire	151
Tabla 5.8 Valores estándares para distancias de seguridad “R”	154
Tabla 5.9 Plato aislador de porcelana clase ANSI 52-3	158
Tabla 5.10 Constante de azimuth solar “C”	164
Tabla 5.11 Coeficientes según tipo de atmósfera	164
Tabla 5.12 Constantes de materiales de puesta a tierra	169
Tabla 5.13 Fórmulas para el cálculo de tensiones máximas.....	169
Tabla 5.14 Daños, pérdidas y riesgos en edificaciones	177
Tabla 5.15 Valores típicos de riesgo tolerable R_T	177

PRÓLOGO

El presente trabajo engloba todas las consideraciones técnicas que se deben tomar en cuenta para el correcto dimensionamiento eléctrico de la ampliación de la subestación eléctrica El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV ubicada a una altura de 4660 m.s.n.m. Las consideraciones técnicas están plasmadas en los criterios de diseño del proyecto (basados en el PR-20 y el CNE-Suministro 2011) y éstas serán utilizadas en las metodologías de cálculo de las normas IEC e IEEE según el área de aplicación. Los factores más relevantes que determinarán un correcto diseño eléctrico de la S.E son: las tensiones residuales de pararrayos, la altura del sitio de instalación o el factor de corrección por altura, el nivel de contaminación atmosférica, los niveles de cortocircuito y el nivel isocerámico, ya que al asignar valores correctos a todos estos se contribuye a evitar y/o minimizar los arcos eléctricos (back-flashover y/o flashover) en las subestaciones, para así no afectar la continuidad del servicio eléctrico.

El desarrollo de este trabajo se divide en 4 partes,

Capítulo I Introducción

Capítulo II Marco teórico y conceptual

Capítulo III Trabajo de investigación

Capítulo IV Análisis y discusión de resultados

Por último, se presentará un registro fotográfico de todas las actividades electromecánicas asociadas al dimensionamiento eléctrico de la subestación en mención.

Agradecimientos a la empresa Panelek Contratistas Generales S.A.C y a la Compañía Minera Argentum S.A por haber confiado en mí para formar parte de este proyecto, y así tener acceso a la información técnica confidencial.

Agradecimientos al Dr. Ing. Manfred Fritz Bedriñana Arones por la asesoría para el desarrollo de este trabajo.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

En la industria pesada – minería existen múltiples subestaciones eléctricas (SS.EE) ubicadas a más de 1000 m.s.n.m debido a la proximidad que debe existir entre la S.E. de transformación y la carga minera, pero son pocas las SS.EE ubicadas a más de 4500 m.s.n.m; es así que este trabajo engloba el dimensionamiento eléctrico de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV ubicada a 4660 m.s.n.m. El correcto diseño eléctrico de subestaciones de A.T y E.A.T, es de vital importancia para no afectar la continuidad del flujo de energía eléctrica. La selección de conductores se sustenta en la capacidad de potencia que fluye por los mismos; y la selección de niveles normalizados de aislamiento se sustenta en las sobretensiones críticas que se presenta en un sistema eléctrico de potencia (SEP). El adecuado cálculo de distancias eléctricas, evita arcos eléctricos entre componentes de la instalación, o entre esos componentes y el personal de trabajo; y la correcta selección de aisladores evita que los valores picos de las sobretensiones transitorias generen contorneos directos (flashovers) o contorneos inversos (back flashovers). El adecuado diseño del apantallamiento de la S.E. protege el patio de llaves (equipos de alta tensión y la nueva caseta de control) de las descargas atmosféricas; y el diseño del SPAT de la S.E. se sustenta en tensiones de toque y de paso, ante una falla monofásica, por debajo de los valores permisibles (Martínez J.A., 2008).

El estudio de operatividad es un requisito fundamental exigido por el COES para la puesta en operación comercial de SS.EE que se interconectan al SEIN.

Todo lo anteriormente mencionado se encuentra regulado por el procedimiento PR-20 del COES, que a su vez se sustenta en normas internacionales (IEC, IEEE, ..) y normas nacionales (CNE, NTP, ..).

1.2 Descripción del problema de investigación

1.2.1 Situación problemática

Debido a la expansión de las operaciones de explotación de empresas mineras localizadas en el distrito de Morococha, provincia de Yauli, región de Junín, es que se tiene la imperiosa necesidad de desenergizar y desmontar la S.E Antigua Morococha 50 kV y líneas de transmisión (LL.TT) 50 kV asociadas L-6529A, L-6530A y L-6531. Es por ello

que se tiene que construir una variante de la línea de transmisión 50 kV Pachachaca - Antigua Morococha L-6530A desde la estructura E94 y ampliar la S.E. El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV para que reciba a la variante de L.T 50 kV en mención L-6530B, que será de carácter temporal (en un periodo mínimo de 5 años se va a ampliar y reubicar la planta concentradora de minerales 2.3 kV, y a su vez se va a construir una nueva S.E en 50 kV que reemplazará a la actual S.E El Amigo), con el objetivo de seguir suministrando de flujo de energía eléctrica a sus respectivas cargas mineras.

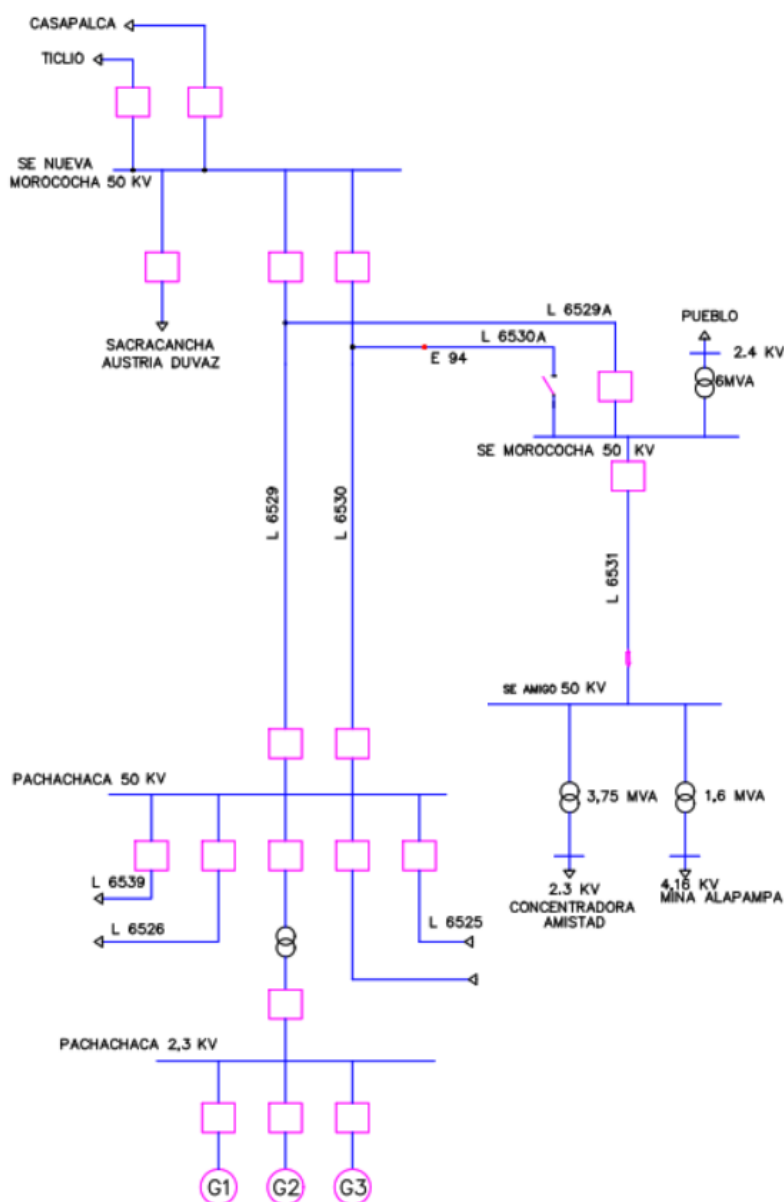


Figura 1.1 Diagrama unifilar de la zona de influencia antes del proyecto
Fuente: [Elaboración Propia]

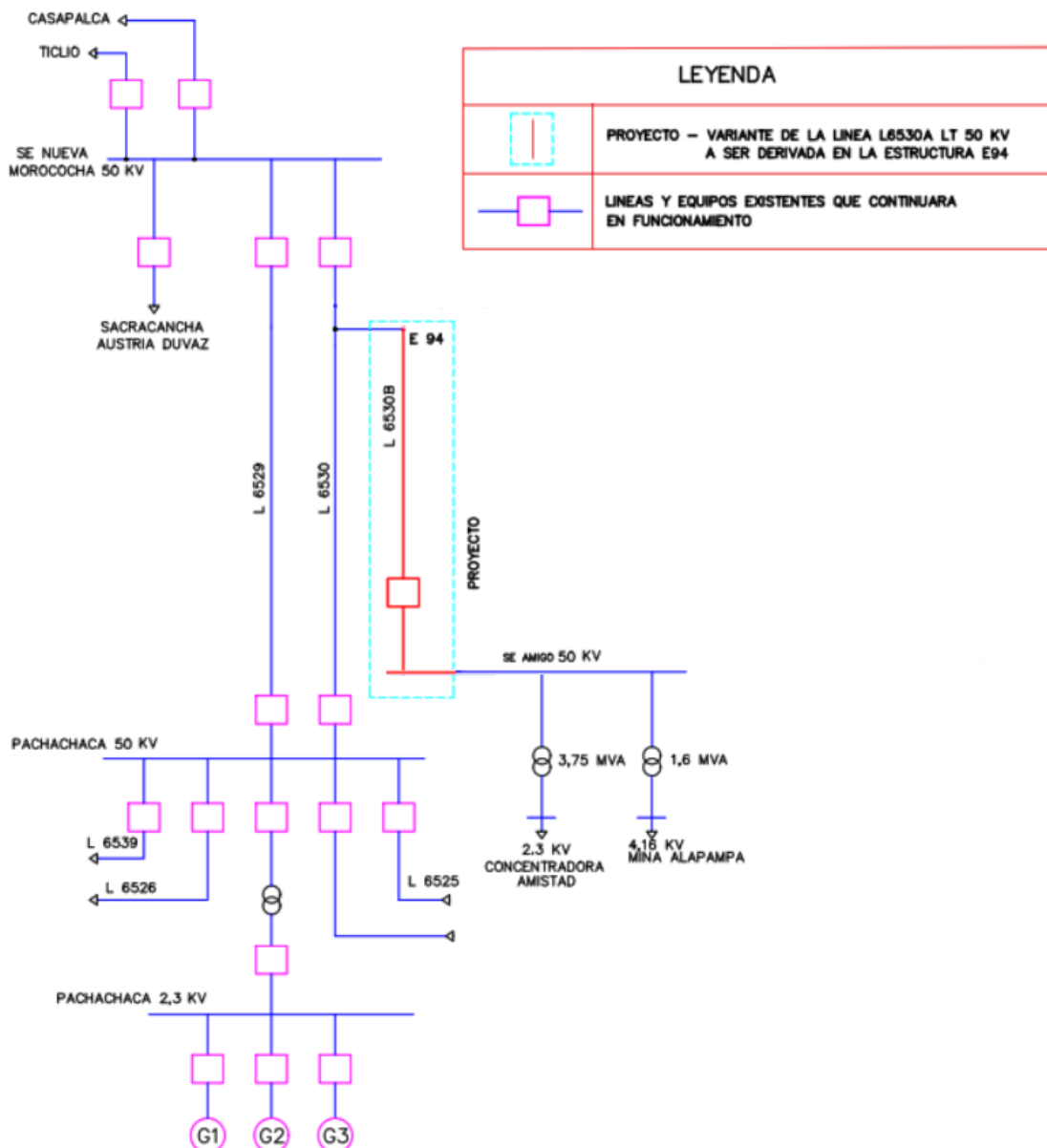


Figura 1.2 Diagrama unifilar de la zona de influencia del proyecto
Fuente: [Elaboración Propia]

Es muy importante resaltar que, para un correcto dimensionamiento eléctrico de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se tiene que tomar en consideración 5 grandes factores como son:

- Las tensiones residuales de pararrayos.
- La altura del sitio (4660 m.s.n.m).
- El grado de polución del ambiente (muy pesado).
- Los niveles de cortocircuito.
- El nivel isocerámico (60 días tormenta/año) de la zona del proyecto.

De ese modo los diseños de ingeniería evitan o minimizan la posibilidad de fallas por arco eléctrico entre partes y componentes energizados de la instalación, y/o entre componentes energizados y el personal de trabajo, asimismo los contorneos directos (flashovers) y contorneos inversos (back flashovers) a través de la cadena de aisladores, y finalmente respaldan la adecuada actuación del equipamiento de los subsistemas de medición, protección y control, y evitan daños en los equipos de alta tensión (Ramírez C.F., 2021).

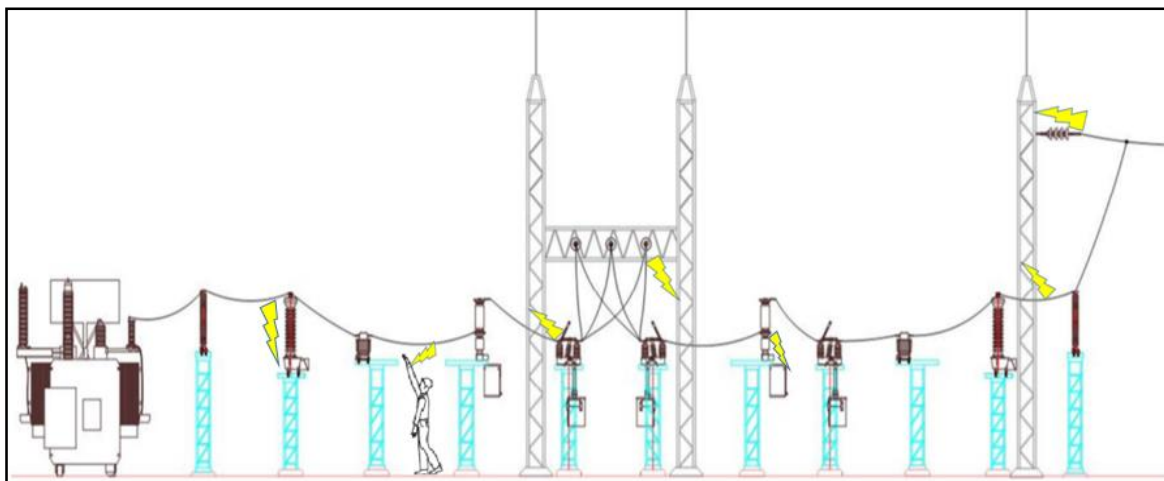


Figura 1.3 Arcos eléctricos en SS.EE
Fuente: [Elaboración Propia]

1.2.2 Problema a resolver

Deficiente dimensionamiento eléctrico de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV debido a no considerar las condiciones ambientales y/o meteorológicas extremas de la zona del proyecto (nivel isocerámico, altitud del sitio, nivel de contaminación ambiental, etc.) en cada una de las etapas de diseño, origina fallas por arco eléctrico entre los componentes y/o en el equipamiento de la S.E, es decir, causa la interrupción de flujo de energía eléctrica hacia la planta concentradora Amistad 2.3 kV para su proceso metalúrgico, y a la mina Alapampa 4.16 kV para su respectiva extracción de minerales.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Realizar los cálculos justificativos y/o estudios asociados al dimensionamiento eléctrico de la ampliación de la S.E. El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV ubicada a más de 4500 m.s.n.m, basados en procedimientos técnicos, normas internacionales y normas nacionales, que a su vez se plasman en planos aprobados para la construcción a reflejarse en la ejecución de las obras electromecánicas, logrando minimizar las posibilidades de fallas por arco eléctrico

que afectan la continuidad de suministro de flujo de energía eléctrica hacia su planta concentradora Amistad 2.3 kV y mina Alapampa 4.16 kV.

1.3.2 Objetivos específicos

- Seleccionar los niveles normalizados del aislamiento externo y aislamiento interno para tensiones de 50 kV, 4.16 kV y 2.3 kV según lo indicado en las normas.
- Determinar las distancias eléctricas de seguridad, las brechas de aire y niveles de conexión; dimensionar la longitud de línea de fuga y la carga mecánica de tracción de las cadenas de aisladores y de los aisladores de soporte, según lo indicado en las normas.
- Determinar el dimensionamiento del apantallamiento de la S.E, según lo indicado en las normas.
- Determinar los valores de tensión de toque y de tensión de paso mediante simulaciones con el programa Aspix v2.0, sin sobrepasar los valores permisibles que son calculados con las normas.
- Mostrar la ejecución de las actividades electromecánicas según lo indicado en los planos aprobados para la construcción.

1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos

Los indicadores establecidos en este trabajo son: Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas y tensión soportada temporal asignada, como parte del dimensionamiento de los equipos de alta tensión; distancias eléctricas de seguridad, niveles de conexión, ancho de campo y ancho de barra que minimizan las posibilidades de fallas por arco eléctrico; longitud de línea de fuga, distancia de arco, tensión crítica de flashover (CFO) ante descargas atmosféricas y carga mecánica de tracción, para dimensionar los aisladores de la subestación; altura del castillete que asegura un adecuado apantallamiento del patio de llaves; tensión de toque y tensión de paso que aseguran un adecuado diseño del sistema de puesta a tierra, y por ende la protección del personal técnico.

Tabla 1.1 Indicadores
Fuente: [Elaboración Propia]

Objetivo específico	Indicador de logro	Métrica
Determinar las características técnicas mínimas para la selección de pararrayos.	<ul style="list-style-type: none"> -Tensión nominal. -Tensión de operación continua. -TOV_{1S}; TOV_{10s} -Corriente nominal y clase de descarga. -Tensiones residuales 	IEC 60099-4 IEC 60099-5
Seleccionar los niveles normalizados de aislamiento externo y aislamiento interno como parte del dimensionamiento de los equipos de alta tensión.	<ul style="list-style-type: none"> -Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas. -Tensión soportada asignada a frecuencia industrial de corta duración. 	IEC 60071-1 IEC 60071-2
Determinar las distancias eléctricas de seguridad y las brechas de aire que minimizan las posibilidades de fallas por arco eléctrico.	<ul style="list-style-type: none"> - Distancia de seguridad por mantenimiento de equipos. -Distancia de seguridad para instalación de cerco perimétrico. - Distancia mínima entre fases. -Niveles de conexión. -Ancho de campo y ancho de barra. 	IEC 61936-1 CNE-Suministro 2011 Recomendación técnica CIGRE TB-23
Determinar las características electromecánicas de las cadenas de platos aisladores y los aisladores de soporte.	<ul style="list-style-type: none"> -Longitud de línea de fuga. -Distancia de arco. -Tensión crítica de flashover (CFO) ante descargas atmosféricas - Carga mecánica de tracción 	IEC 60815-1 IEC 60815-2 IEC 60273

<p>Determinar las capacidades térmicas del conductor pre-seleccionado para el proyecto.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Verificación térmica en estado estacionario (capacidad del conductor). - Verificación térmica por cortocircuito (sección mínima del conductor). 	<p>IEEE Std. 738</p> <p>Recomendación técnica CIGRE TB-299</p> <p>IEEE Std 837</p>
<p>Dimensionar el apantallamiento de la S.E (equipos de A.T y edificaciones).</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Altura de apantallamiento efectivo (h_e) -Altura de castilletes -Calibre del cable de guarda. 	<p>IEEE Std. 998</p> <p>IEC 62305</p> <p>IEC 62305-2</p>
<p>Dimensionar el sistema de puesta a tierra (SPAT) de la S.E.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Estratificación del terreno -Calibre de conductor Cu desnudo. -Resistencia del SPAT - Incremento de potencial de tierra (GPR) -Tensión de toque -Tensión de paso 	<p>IEEE Std. 81</p> <p>IEEE Std. 80</p> <p>CNE-Suministro 2011</p>

1.4 Antecedentes investigativos

Aparte de la literatura técnica especializada de los últimos 30 años, existen trabajos académicos consagrados sobre el correcto dimensionamiento eléctrico de subestaciones eléctricas aisladas en aire (AIS), ubicadas hasta 1000 m.s.n.m, que minimizan las posibilidades de falla por arco eléctrico; es a partir de dichas bases que focalizamos el tema

para el desarrollo del presente trabajo con aplicación en el dimensionamiento eléctrico de una AIS ubicada a más de 4500 m.s.n.m según lo indicado en normas IEC e IEEE.

Desde 1980, diversos investigadores trabajan en el desarrollo de artículos científicos y normativas que aseguren un eficiente dimensionamiento eléctrico de subestaciones eléctricas de alta y extra-alta tensión. Estos documentos se actualizan cada cierto intervalo de años, con el fin de darle mayor minuciosidad y simplicidad a los análisis descritos en las mismas.

La normativa que ahonda minuciosamente en el cálculo del factor de corrección por altura son las normas IEC 60071-2 e IEC 60060-1. También es importante resaltar que la recomendación CIGRE del boletín técnico N° 158 (2000) indica que la altitud de sitio de instalación influye directamente en el cálculo de la longitud de línea de fuga, es decir, presentan una dependencia creciente.

Por otro lado, en la Universidad Nacional de Ingeniería se desarrolló una tesis de pre-grado denominada “Diseño, montaje y puesta en servicio para la ampliación de la Nueva Subestación Bellavista 15 MVA, 138 kV / 10 kV”, allí se describen los cálculos justificativos de dimensionamiento eléctrico considerando que esta nueva S.E se ubica a menos de 1000 m.s.n.m. y en la región Selva del Perú (Coba L.A., 2012).

Este trabajo se enfoca en el diseño eléctrico de una AIS ubicada a más de 4500 m.s.n.m., por lo tanto, es muy importante aplicar adecuadamente los factores de corrección por altura y de seguridad, ya que estos determinarán los niveles normalizados de aislamiento tanto interno como externo, las distancias eléctricas, la longitud de línea de fuga, etc. de la AIS El Amigo 50 kV/ 4.16 kV/ 2.3 kV.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Marco teórico

2.1.1 Tipos de sobretensiones en un SEP

Al realizar maniobras propias de la operación de un SEP aparecen sobretensiones que pueden afectar la continuidad del servicio eléctrico. La diversidad en las formas de origen y características de las sobretensiones, conforme se visualiza en la Tabla 2.1, tales como las denominadas temporales que están asociadas a las fallas monofásicas, al rechazo de carga y al fenómeno de ferresonancia; así como las sobretensiones transitorias de maniobra que están asociadas a las energizaciones de línea, a los recierres monopolares y tripolares; así como también las sobretensiones transitorias ante descargas atmosféricas, y las sobretensiones transitorias ultra-rápidas que están asociadas a la apertura y cierre de seccionadores aisladas en gas SF₆, se analizan minuciosamente en un estudio de transitorios electromagnéticos, y con ello se asegura el logro de la coordinación de aislamiento que regula el procedimiento técnico PR-20 del COES.

Tabla 2.1 Clasificación de sobretensiones
Fuente: [Martínez J.A., 2008]

Clases	Baja frecuencia		Transitoria		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de tensión o sobretensión					
Rango de formas de tensión o sobretensión	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas normalizadas de tensión	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_1^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Prueba normalizada de tensión soportada	a	Prueba a frecuencia industrial de corta duración	Prueba de impulso de maniobra	Prueba de impulso atmosférico	a

^a A ser especificado por los comites de equipos.

2.1.2 Equipamiento limitador de sobretensiones transitorias

El equipamiento de alta tensión que se instala en una S.E con el único fin de proteger a la misma de las sobretensiones transitorias son denominados descargadores de sobretensiones o pararrayos. Este equipo de protección tiene como función principal limitar las sobretensiones transitorias (los valores picos), con el objetivo de que el aislamiento de cada uno de los equipos de alta tensión de una S.E, no sufra daño alguno; además de ello, se garantiza que, durante la operación normal del pararrayos, es decir, a la tensión máxima de operación del sistema, las corrientes de fuga que circulan por este equipo no dañan su aislamiento.

Las sobretensiones transitorias ante descargas atmosféricas que llegan a las SS.EE son limitadas por los pararrayos localizados al inicio de la bahía de línea, conforme se visualiza en la Figura 2.1.

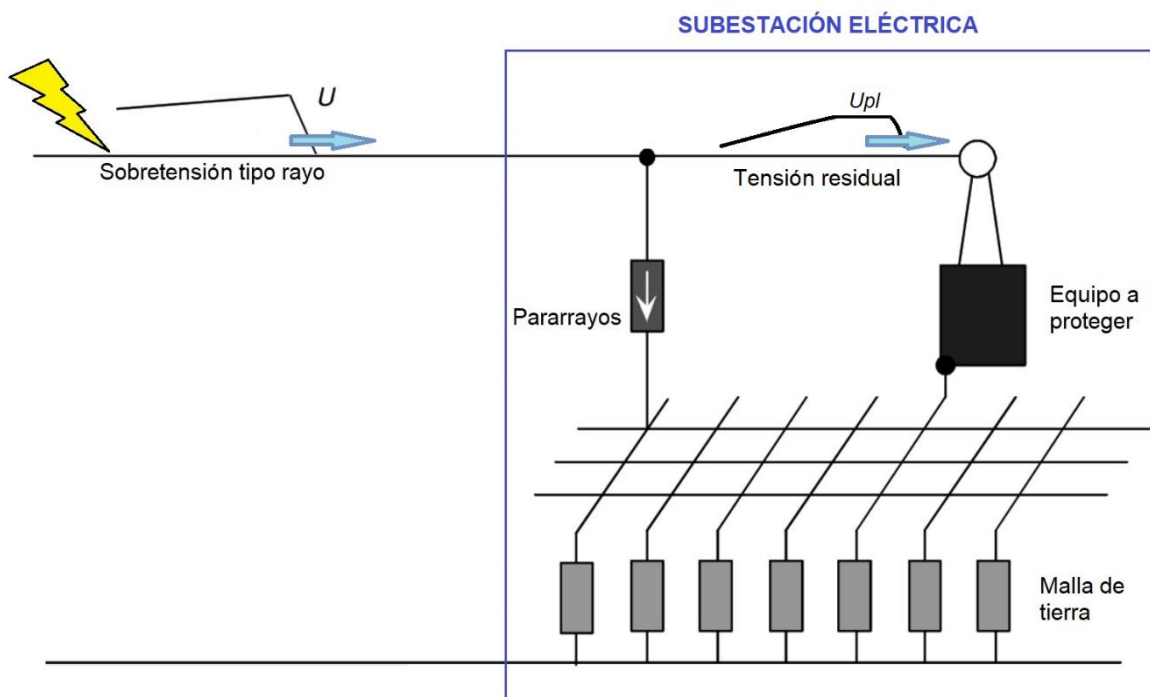


Figura 2.1 Sobretensiones tipo rayo en SS.EE
Fuente: [Elaboración propia]

Las características de protección de estos equipos se plasman en una curva, conforme se visualiza en la Figura 2.2. En esta figura se visualiza como el valor de cresta de la sobretensión tipo rayo, es limitado por el pararrayos a un valor inferior inicial de tensión,

denominado tensión de arco, el cual se define con el valor pico recortado (manteniendo el frente de onda de la sobretensión) a la cual se produce de la corriente de descarga en el pararrayos, para luego estacionarse en un valor final de tensión, denominado tensión residual de pararrayos, el cual se define como la caída de tensión en el pararrayos causada por la corriente de descarga. En este contexto, el margen de protección del equipo a proteger es el adecuado, debido a que el nivel de aislamiento (tensión soportada que caracteriza su rigidez dieléctrica) de este equipo es mayor a la tensión residual del pararrayos.

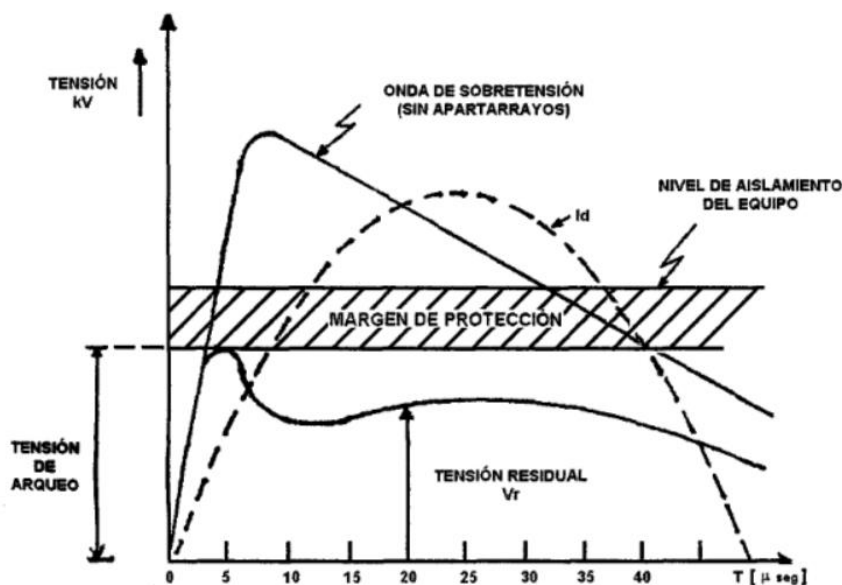


Figura 2.2 Característica de protección del pararrayos de una S.E
Fuente: [Enríquez G., 2010]

La amplitud en por unidad (p.u.) de las sobretensiones transitorias ante descargas atmosféricas y por maniobras podrían superar el nivel de aislamiento de los equipos, sin embargo los pararrayos limitarán las amplitudes de esas sobretensiones a valores inferiores, conforme se visualiza en la Figura 2.3. Por lo general, la amplitud de las sobretensiones temporales está por debajo de la tensión soportada de aislamiento del equipo a proteger y de la tensión soportada a frecuencia industrial de los pararrayos, además estas sobretensiones son de larga duración y eso implica una alta absorción de energía, en consecuencia, los pararrayos no limitan este tipo de sobretensiones (Enríquez G., 2010).

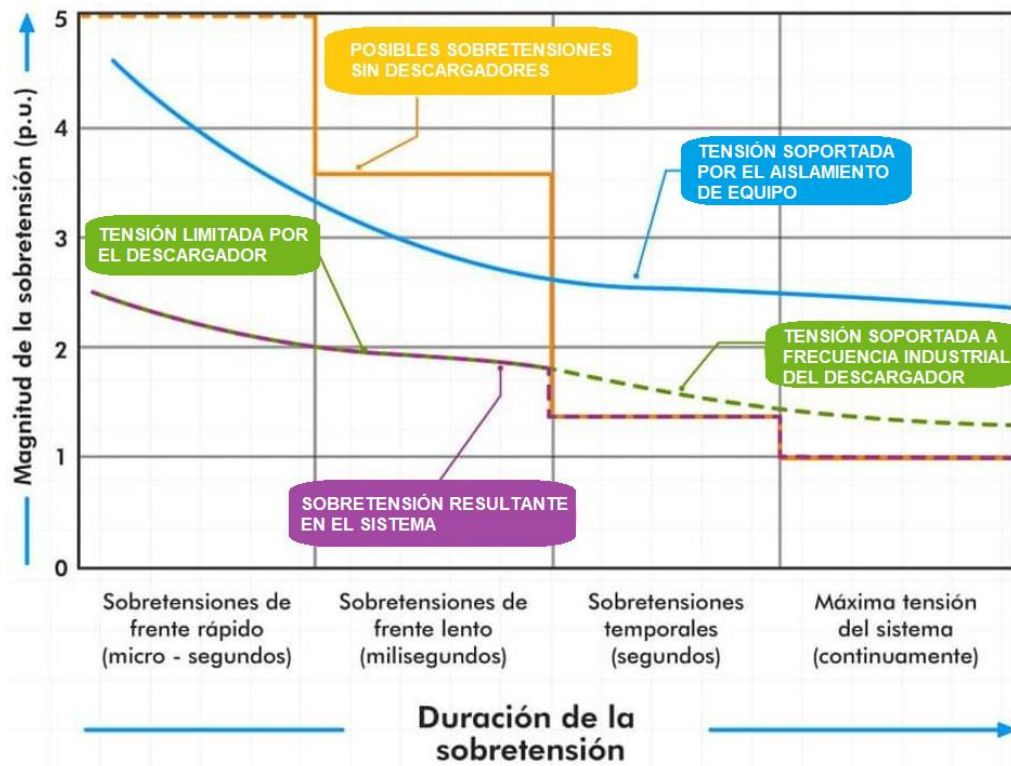


Figura 2.3 Sobretensiones vs rango de duración
Fuente: [Elaboración propia]

2.1.3 Metodologías de coordinación de aislamiento

Se ahondará en las metodologías estadística y determinística que calculan los niveles normalizados de aislamiento externo e interno descritos por la normativa internacional IEC 60071, en donde el aislamiento externo en una subestación se define como las distancias en el aire y sobre las superficies aislantes sólidas del equipamiento de A.T en contacto con el aire que están bajo la acción dieléctrica y efectos atmosféricos, y los aislamientos internos se define como las separaciones internas en un aislamiento sólido, líquido o gaseoso del equipamiento que está protegido de las solicitaciones atmosféricas (Martínez J.A., 2008). Estos niveles de aislamiento se reflejarán directamente en el cálculo de distancias eléctricas, y en la selección de cadenas de platos aisladores y aisladores de soporte.

La metodología estadística de coordinación de aislamiento se aplica cuando se conoce la distribución de sobretensiones en un SEP y la distribución de sobretensiones soportadas por el aislamiento, en donde éstas últimas sobretensiones se definen como el valor de tensión de prueba que debe ser empleado sujeto a estándares atmosféricos, durante la que se permite una cantidad específica de interrupciones en el aislamiento. Las sobretensiones transitorias ante descargas atmosféricas, las sobretensiones transitorias de maniobra y la descarga

disruptiva en el aislamiento eléctrico tienen carácter estadístico, es decir, se caracterizan mediante funciones de densidad de probabilidad de sobretensiones pico fase-tierra (distribución normal para sobretensiones tipo maniobra u otras distribuciones cuando se trata de sobretensiones tipo rayo) y funciones de distribución acumulada de probabilidad de falla del aislamiento con pararrayos instalados, respectivamente. Si se define que $f(U)$ es la función de probabilidades de ocurrencia de una sobretensión, mientras que $P(U)$ es la función de distribución acumulada de probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento, se puede inferir que la posibilidad que se genere una sobretensión fase-tierra con valor pico comprendido entre U y $(U + dU)$ es $f(U) \times dU$ y la posibilidad de que este aislamiento falle con esta sobretensión es $P(U)$, por lo tanto, el riesgo de falla para esta sobretensión se puede determinar como sigue (Martínez J.A., 2008):

$$dR = f(U) \times P(U) \times dU$$

Donde:

$$f(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \times e^{-\frac{(U-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

$$P(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \times \int_{-\infty}^{\frac{U-U_{50}}{Z}} e^{-\frac{y^2}{2}} dy \approx 1 - 0.5 \left(1 + \frac{U-U_{50}}{4Z}\right)^5$$

U_{50} : Tensión soportada dieléctrica fase-tierra con una probabilidad de falla del aislamiento igual al 50%

Z : Desviación estándar de la distribución de probabilidad de falla del aislamiento, cuyo valor es igual al 3% U_{50} (impulsos tipo rayo) y 7% U_{50} (impulsos tipo maniobra)

El cálculo de riesgo total de falla del aislamiento frente a este tipo de solicitaciones dieléctricas (sobretensiones pico fase-tierra) se sustenta gráficamente con la Figura 2.4 y se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

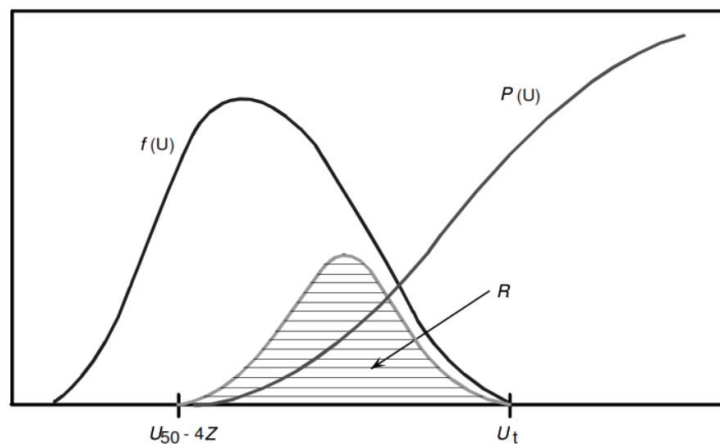


Figura 2.4 Riesgo de falla de aislamiento

Fuente: [IEC 60071-2, 1996]

La ecuación es la siguiente:

$$R = \int_{U_{50-4Z}}^{U_t} f(U) \times P(U) \times dU$$

Donde:

$f(U)$: Función densidad de probabilidad de ocurrencia de una sobretensión pico fase-tierra

- Gaussiana truncada o Weibull

$P(U)$: Función de distribución acumulada de probabilidad de interrupciones en el aislamiento

- Weibull modificada

$U_{50} - 4Z$: Valor de truncamiento de $P(U)$

U_t : Valor de truncamiento de $f(U)$

Por otro lado, la metodología determinística se aplica cuando no se tiene información estadística empírica para el cálculo de las tasas de falla de los equipos que se pondrán en servicio, es decir, no se conoce la distribución estadística de sobretensiones. En esta metodología, el aislamiento seleccionado soportará la máxima sobretensión representativa presente en el sistema.

Las IEEE Std. C62.82.1, IEEE Std 1313.2 e IEEE Std 4 es la normativa de coordinación de aislamiento y técnicas de pruebas de A.T, respectivamente, utilizadas en los EE. UU. y en países de Centro América (El Salvador, Honduras, etc.).

La normativa a utilizar depende del país en el que se va a ejecutar el proyecto de transmisión, es por ello que en países de Sur América (Perú, Chile, Uruguay, Argentina, etc.) se aplica la normativa IEC 60071 (partes 1 y 2). Generalmente, en países donde no exista normativa que exija usar cualquiera de los dos enfoques, los profesionales de ingeniería prefieren usar las normas IEC debido a que es un método más conservador, en relación a los resultados obtenidos, que las normas IEEE.

Tabla 2.2 Comparación de enfoques IEEE e IEC

Fuente: [Elaboración propia]

Norma	Diferencias	Comparación
IEEE Std. 1313	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicar esta norma implica resultados austeros en cuanto a los niveles normalizados de aislamiento del equipamiento. - La metodología descrita por esta norma tiende a ser más concisa, por ende, se tiene que poseer un conocimiento previo de los estudios de coordinación de aislamiento. - En muchos casos esta norma cita directamente a la IEC y CIGRE, con el objetivo de comparar los análisis planteados en ciertos temas de interés. - Se aplican factores de corrección atmosférica (humedad y densidad relativa del aire) y factores de seguridad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las dos metodologías son similares en cuanto a conceptos y resultados a obtener, sin embargo, son diferentes en la forma de calcular los parámetros y en el criterio de evaluación final. - Los dos enfoques indican que para sistemas eléctricos de 220 kV hacia abajo se puede utilizar sus tablas y gráficas, con lo cual se obtendría resultados conservadores, y se ahorra en costos de estudios de transitorios electromagnéticos (simulaciones en ATPDraw, EMTP o PS-CAD). Sin embargo, para sistemas eléctricos de 220 kV hacia arriba, ya no se puede utilizar las tablas y gráficas indicadas en la norma, ya que se obtendrían resultados extremadamente conservadores, y esto influiría directamente en el costo de los equipos. Es por ello que obligatoriamente se tiene que realizar los estudios de transitorios electromagnéticos, para así determinar las sobretensiones representativas que se presentan en el sistema, las cuales serán los datos de entrada del estudio de coordinación de aislamiento.
IEC 60071	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicar esta norma implica resultados conservadores en cuanto a los niveles normalizados de aislamiento del equipamiento. - La metodología descrita por esta norma tiende a ser más detallada y con variados ejemplos, para así entender en su totalidad el procedimiento de coordinación de aislamiento planteado. - Se aplican factores de corrección atmosférica por altitud y factores de seguridad. 	

2.1.4 Procedimiento de coordinación de aislamiento según la normativa IEC 60071

El procedimiento general de coordinación de aislamiento indica los pasos relevantes a seguir para la selección de los niveles normalizados de aislamiento de una S.E, conforme se visualiza en la Figura 2.5.

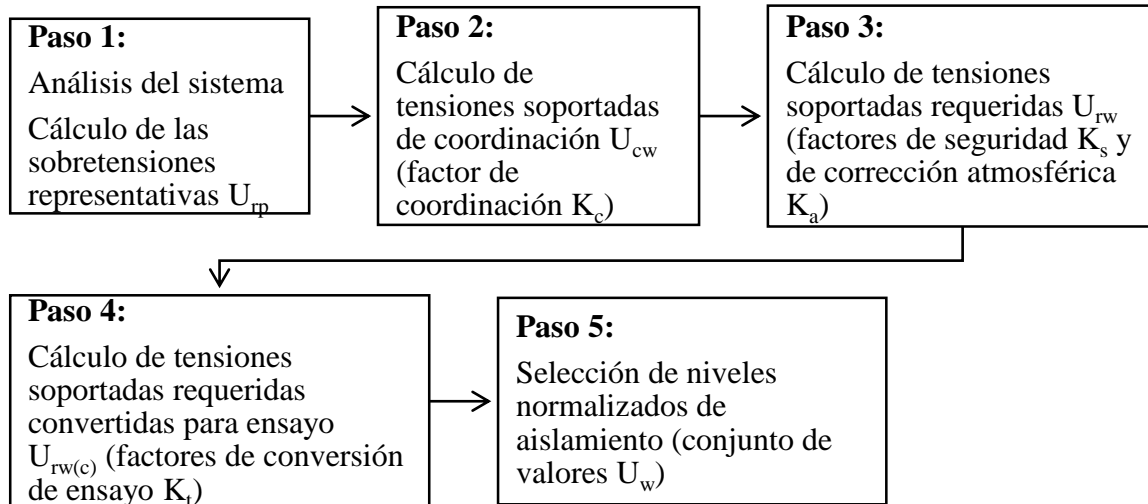


Figura 2.5 Procedimiento general de coordinación de aislamiento IEC 60071

Fuente: [Elaboración propia]

Según la figura 2.5, el diagrama de procesos de la coordinación de aislamiento de una S.E, se inicia con la selección de pararrayos y la determinación de las sobretensiones representativas U_{tp} fase-tierra y fase-fase, que llegan a la subestación (paso 1), estas sobretensiones se definen como las que causan el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las ocurridas en servicio y debidas a diferentes orígenes; para luego multiplicarlas por el factor de coordinación para así obtener las tensiones soportadas de coordinación U_{cw} (paso 2), que se definen como la tensión soportada de aislamiento que cumple el criterio de desempeño en condiciones reales de servicio; para luego multiplicarlas por factores de corrección atmosférica por altura y factores de seguridad, para así obtener las tensiones soportadas requeridas U_{rw} (paso 3), para luego multiplicarlas por el factor de conversión de ensayo para así obtener las respectivas tensiones soportadas requeridas convertidas $U_{rw(c)}$ (paso 4), definidas como las tensiones de prueba (considerando formas de ondas no estándar) que el aislamiento deberá soportar en los respectivos ensayos normalizados, y por último se selecciona los niveles de aislamiento de las tablas de la norma IEC 60071-1 (paso 5).

La corrección del aislamiento por altura se basa en el cambio de la presión barométrica en función a la altura (IEC 60071-2), y se puede determinar como sigue:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

Donde:

H : Altura del sitio de instalación (m.s.n.m)

El valor del exponente " m " depende del tipo de sobretensión, y cuyo valor se define a continuación:

$$m = \left\{ \begin{array}{l} 1.0, \text{ para tensiones soportadas de coordinación por descargas atmosféricas} \\ \text{según la Figura 3.10 para tensiones soportadas de coordinación por maniobras} \\ 1.0, \text{ para tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración (temporales)} \\ \text{sobre distancias en el aire y aisladores limpios} \end{array} \right\}$$

La IEC 60071-2 proporciona valores conservadores, conforme se visualiza en la Figura 2.6. En esta figura, se visualiza el exponente " m " como función de la tensión soportada de coordinación.

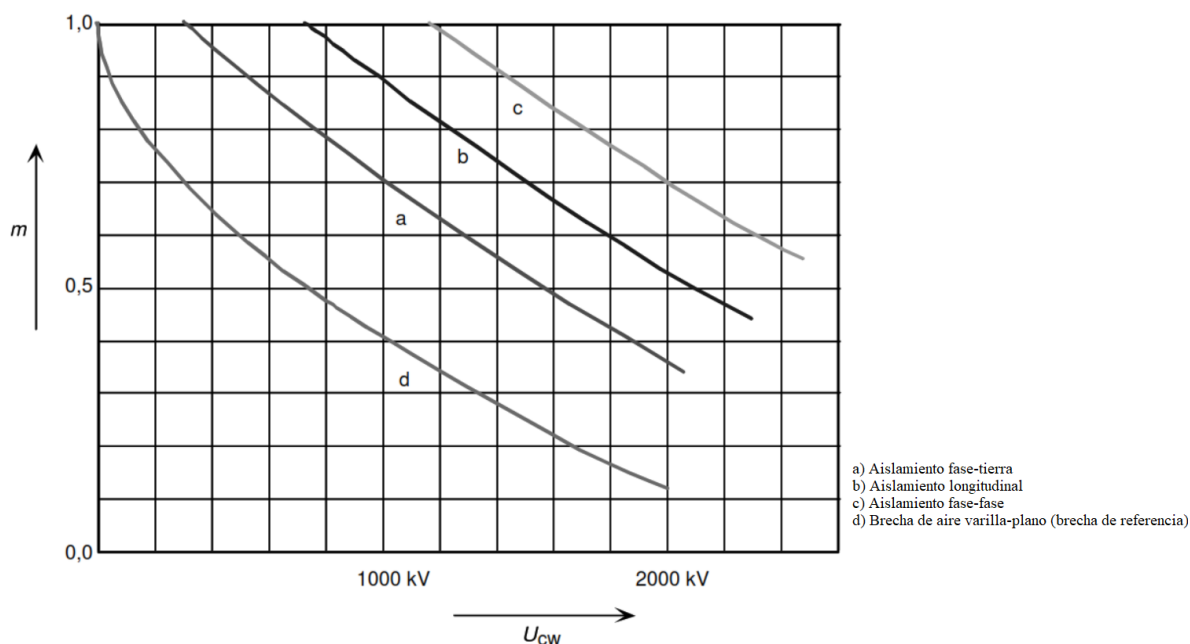


Figura 2.6 Vínculo entre el exponente " m " y la tensión soportada de coordinación por maniobras

Fuente: [Ramírez C.F, 2021]

Por otro lado, el valor de " m " es tentativo para aisladores contaminados durante pruebas de larga duración, y si es imperioso, para la tensión soportada temporal sobre aisladores polucionados, " m " puede ser tan bajo como: 0.5 para aisladores normales y 0.8 para aisladores anti-fog (anti-neblina).

El factor de corrección atmosférica (caso de aislamiento externo) tiene en cuenta las diferencias entre la presión atmosférica de servicio y la presión atmosférica normalizada. Las normas IEC 60071-2 e IEC 60060-1 describen la influencia del factor de corrección atmosférica K_a y K_1 , respectivamente, en el cálculo de las tensiones U_{rw} . En la Figura 2.7, se visualiza la dependencia de este factor de corrección con la altitud de sitio de instalación, según las normas anteriormente mencionadas (Wu et al., 2009).

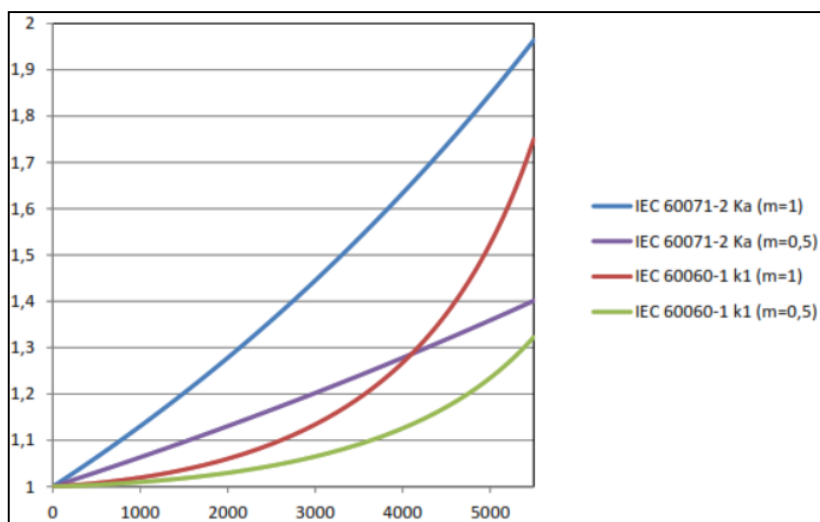


Figura 2.7 Factores de corrección por altura según la IEC
Fuente: [Elaboración propia]

De la Figura 2.7, se puede inferir que los factores de corrección atmosférica calculados por la IEC 60060-1 son menos conservadores que los calculados por la IEC 60071-2, es decir, las tensiones soportadas requeridas U_{rw} a calcular serán más conservadoras al aplicar la norma IEC 60071-2.

Por otro lado, los niveles normalizados de aislamiento son seleccionados de las tablas de tensiones de soportabilidad normalizadas, desarrolladas en la norma IEC 60071-1. Esta norma relaciona las tensiones máximas del equipo U_m , que se definen como las tensiones eficaces fase-fase más altas para las que el equipo está diseñado con respecto a su aislamiento; con las tensiones de soportabilidad normalizadas, conforme se visualiza en la Tabla 2.3 y la Tabla 2.4.

**Tabla 2.3 Niveles normalizados de aislamiento para las U_m del rango I
($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$)**

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Tensión Máxima del equipo U_m [kV] valor eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia Industrial [kV] valor eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] valor pico
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17.5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72.5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Tabla 2.4 Niveles normalizados de aislamiento para las U_m del rango II ($U_m > 245$ kV)

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Tensión Máxima del equipo U_m [kV] valor eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] valor pico
	Aislamiento Longitudinal [kV] (Valor pico)	Fase- Tierra [kV] (Valor pico)	Fase- Fase (Relación con el valor pico fase- tierra)	
300	750	750	1,5	850
	750	850	1,5	950
				1050
362	850	850	1,5	950
				1050
	850	950	1,5	1175
420	850	850	1,6	1050
				1175
	950	950	1,5	1175
				1300
525	950	1050	1,6	1300
				1425
	950	1175	1,5	1550
765	1175	1300	1,7	1675
				1800
	1175	1425	1,7	1800
				1950
				2100
1175	1550	1,6	1950	
			2100	

De la Tabla 2.3 y la Tabla 2.4 se puede concluir que para los equipos del rango I se asignan a su aislamiento, la tensión soportada normalizada ante descargas atmosféricas y la tensión soportada normalizada temporal, y para equipos del rango II se asignan a su aislamiento, la tensión soportada normalizada ante descargas atmosféricas y la tensión soportada normalizada de maniobra.

2.1.5 Distancias eléctricas según la norma IEC

La norma IEC 60071-2 especifica las distancias eléctricas mínimas en el aire (fase-fase y fase-tierra), que se definen como aquellos valores que garantizan la no ruptura dieléctrica del aire, es decir, la no generación de arcos eléctricos en una S.E ante sobretensiones tipo rayo, tipo maniobra o sobretensiones temporales; para los diferentes niveles normalizados de aislamiento, conforme se visualiza en la Tabla 2.5, la Tabla 2.6 y la Tabla 2.7.

En la Tabla 2.5, la separación mínima fase-tierra se emplea para las disposiciones punta-estructura y conductor-estructura; y la separación mínima fase-fase se emplea para la disposición punta-estructura.

Tabla 2.5 Distancias mínimas en el aire para el rango I
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Standard lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
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

De las Tablas 2.5 y 2.6, la separación mínima fase-tierra es el valor más alto de las separaciones asociadas a la disposición punta-estructura tanto para la tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas como para la tensión soportada asignada de maniobra; y de las Tablas 2.6 y 2.7, la separación mínima fase-fase es el valor más alto de las separaciones asociadas a la disposición punta-estructura tanto para la tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas como para la tensión soportada asignada de maniobra.

Tabla 2.6 Distancias mínimas fase-tierra para el rango II

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Standard switching impulse withstand voltage kV	Minimum phase-to-earth mm	
	Conductor-structure	Rod-structure
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 2.7 Distancias mínimas fase-fase para el rango II

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Standard switching impulse withstand voltage			Minimum phase-to-phase clearance mm	
Phase-to- earth kV	Phase-to-phase value	Phase-to- phase kV	Conductor-conductor parallel	Rod- conductor
	Phase-to-earth value			
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

El procedimiento para el cálculo de las distancias eléctricas (distancias de seguridad, niveles de conexión, distancia entre fases, ancho de barra, ancho de campo) se describe en la norma IEC 61936-1, y a la vez se cumple con los requerimientos del CNE-Suministro 2011.

2.1.6 Breve descripción de metodologías de cálculo de apantallamiento y SPAT

Las descargas atmosféricas que caen sobre una S.E pueden ocasionar fallas en el apantallamiento, es decir, las sobretensiones transitorias tipo rayo viajan sobre los conductores de fase, y esto puede derivar en contorneos directos (flashovers), que se definen como arcos eléctricos desde una de las fases hacia tierra, a través de las cadenas de

aisladores; y cuando no falla el apantallamiento, el cable de guarda canaliza la sobretensión transitoria hacia el SPAT, reflejándola, cuando la sobretensión transitoria reflejada presente un mayor valor de cresta, esto puede ocasionar contorneos inversos (back flashover), que se definen como arcos eléctricos desde tierra hacia una de las fases, a través de las cadenas de aisladores. El correcto dimensionamiento del apantallamiento de una S.E, es decir, el cálculo de la altura de los castilletes y el calibre del cable de guarda, se logra aplicando el método de la esfera rodante que se describe en la IEEE Std. 998 (2012) y la norma IEC 60865-1, respectivamente; y el correcto diseño de la malla profunda del SPAT de una S.E se logra aplicando una serie de pasos consecutivos, los cuales se listan a continuación:

- Aplicar la técnica de Wenner para definir la estratificación del terreno (1 capa, 2 capas, 3 capas, ..., n capas), según lo descrito en la IEEE Std. 81 (2012).
- Diseñar el SPAT (malla Cu + electrodos verticales Copperweld) según los criterios de diseño definidos para el proyecto.
- Determinar las superficies de tensión de toque y de tensión de paso del diseño planteado, mediante simulaciones con el programa Aspix v2.0
- El diseño planteado del SPAT es exitoso si los valores de tensión de toque y de tensión de paso no exceden los valores permisibles calculados con la IEEE Std. 80 (2013).

2.1.6.1 Consideraciones importantes en el diseño de un SPAT

2.1.6.1.1 Incremento de potencial de tierra (GPR)

La corriente que circula por la malla Cu (IG) es una parte de la corriente de falla monofásica, ya que existen elementos adicionales que van conectados a la malla Cu, tales como: Neutros de transformadores, cables de guarda de la bahía de llegada de L.T, etc., conforme se visualiza en la Figura 2.8. Este valor de corriente multiplicado por la resistencia de la malla Cu (R_g) define el GPR; esta tensión aparece en cualquier punto de la malla Cu (no considera el terreno) y, son más peligrosas que la V_{toque} y la V_{paso} (considera el terreno y la profundidad de instalación de la malla Cu).

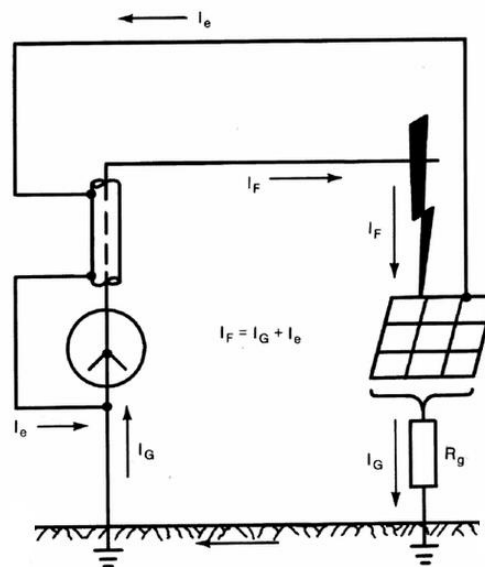


Figura 2.8 Bifurcación de corriente de falla monofásica
Fuente: [IEEE Std. 80, 2013]

2.1.6.1.2 Resistencia del SPAT

El correcto diseño del SPAT de una S.E de alta y extra-alta tensión implica cumplir con los límites de ciertos parámetros de evaluación de desempeño, entre ellos se encuentra el valor de la resistencia de la malla Cu (R_g). La IEEE Std 80 (2000) indica que para las SS.EE pequeñas o medianas el valor límite es igual a 5Ω y para SS.EE grandes el valor límite es igual a 1Ω , sin embargo en la versión actualizada de la IEEE Std 80 (2013) no indica nada sobre el máximo valor al que puede llegar la resistencia del SPAT. Por otro lado, el manual del CNE-Suministro 2011 indica que para SS.EE pequeñas, medianas o grandes, el valor límite es igual a 5Ω .

2.1.7 Factores que influyen en el dimensionamiento de cadena de aisladores y aisladores de soporte

Evitar o minimizar la posibilidad que se generen flashovers y back flashovers se sustenta en el correcto cálculo de las cadenas de platos aisladores y aisladores de soporte de la S.E, según el procedimiento descrito por las normas internacionales IEC 60815-2 (2008) e IEC 60273 (1990), respectivamente. Uno de los factores que influye predominantemente en la selección de aisladores es el cálculo de la longitud de línea de fuga, que se define como el recorrido de la corriente de fuga sobre la superficie aislante asociado a las pérdidas transversales, y está influenciada directamente por la altitud de sitio de instalación, según lo

descrito en la recomendación CIGRE del boletín técnico N° 158, conforme se visualiza en la Figura 2.9 (Wu et al., 2009).

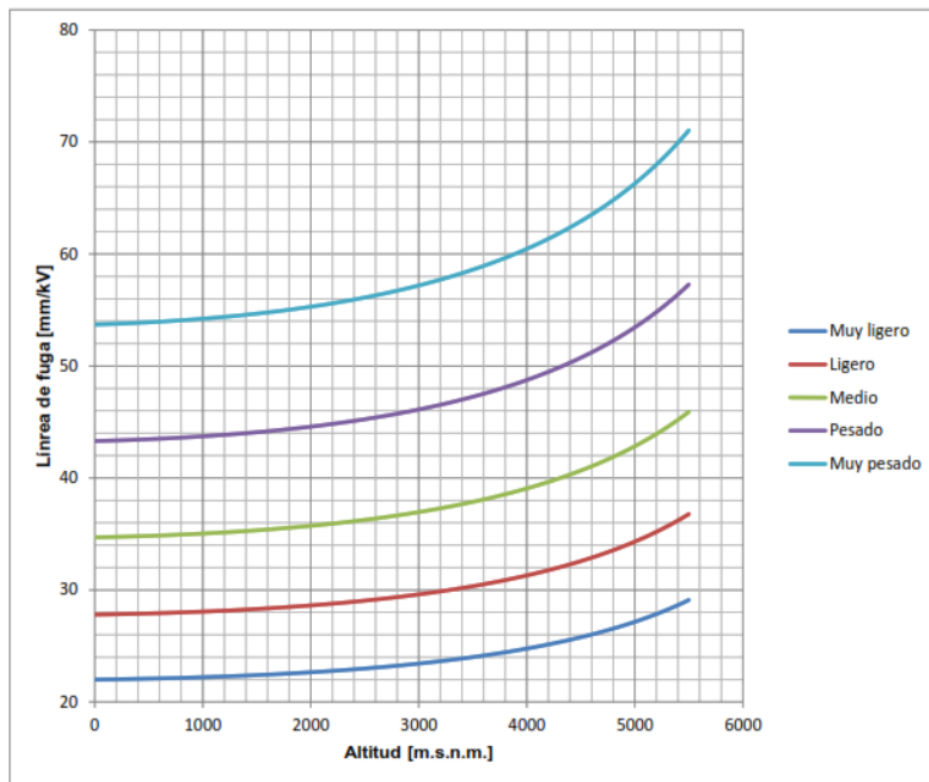


Figura 2.9 Línea de fuga vs altitud de sitio de instalación

Fuente: [Elaboración propia]

De la Figura 2.9, se puede concluir que las líneas de fuga presentan una dependencia creciente conforme se incrementa la altitud de sitio de instalación para los diferentes niveles de contaminación ambiental tipificados en la norma IEC 60815-2.

2.1.8 Breve descripción de la metodología de selección de conductor

La metodología general para la selección de conductores a instalar en los diferentes niveles de conexión (entre equipos, barrajes y templas superiores) de una subestación, se inicia conociendo la potencia aparente de diseño o intensidad de corriente eléctrica de diseño, que se calcula en el estudio de flujo de potencia. Otro punto que se debe conocer, es si el conductor a instalar es tubular rígido o flexible (HTLS o convencional), ya sea a través de matrices de evaluación o por las exigencias del cliente final; para así pre-seleccionar un conductor de determinado código o calibre del catálogo del fabricante. Posteriormente, se tiene que verificar el comportamiento térmico durante su operación normal (basado en las recomendaciones de la IEEE Std. 738), verificar el comportamiento térmico por cortocircuito (basado en la IEEE Std. 837) y verificar el efecto corona en la superficie del

conductor, ésta última evaluación se basa en las recomendaciones de la IEEE Std. 605. Adicionalmente, para conductores tubulares rígidos se realizan dos verificaciones adicionales: Vano máximo por deflexión y por fuerza, es decir, el número de aisladores de soporte por vano máximo, y requerimiento de amortiguamiento, estas últimas evaluaciones se basan en las recomendaciones de la IEEE Std. 605. Por último, después de verificar que se cumple con todas las evaluaciones anteriormente mencionadas, el conductor preseleccionado inicialmente será el conductor seleccionado, caso contrario se selecciona un conductor del mismo tipo, pero de mayor calibre (o mayores características geométricas). En la Figura 2.10, se visualiza un diagrama de procesos sobre la metodología general de modelamiento de conductores.

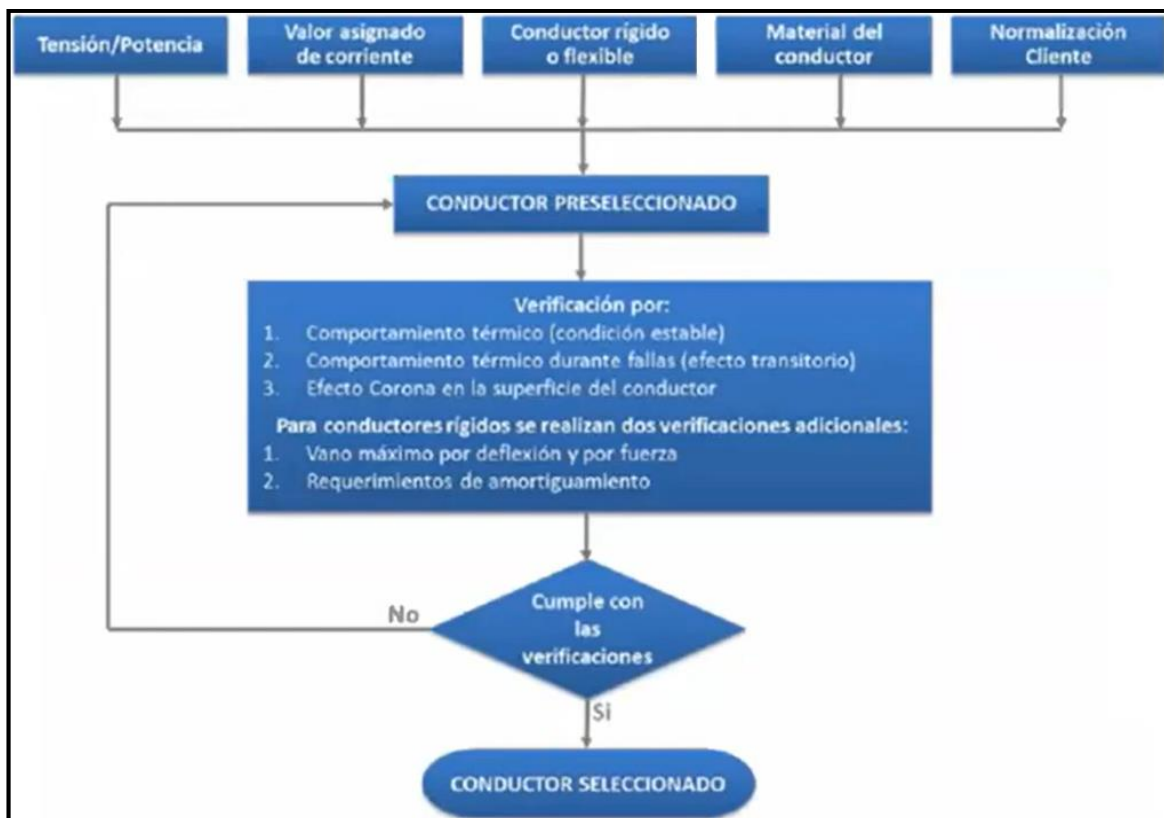


Figura 2.10 Diagrama de flujo de la metodología de selección de conductor

Fuente: [Elaboración propia]

En la Tabla 2.8, se indican los valores típicos de constantes de materiales a utilizar en la verificación de la sección del conductor AAAC 6201 por cortocircuito.

Tabla 2.8 Constantes de materiales
Fuente: [IEEE Std. 837, 2014]

Description	Material conductivity (%)	α_r factor @ 20 °C	K_0 (1/ α_0) @ 0 °C	Fusing temperature (°C)	ρ_r @ 20 °C ($\mu\Omega$ -cm)	TCAP factor effective value ($J/cm^3/°C$)
Copper, annealed Soft drawn	100.0	0.00393	234	1083	1.724	3.422
Copper, commercial Hard drawn	97.0	0.00381	242	1084	1.777	3.422
Copper-clad Steel core, wire	40.0	0.00378	245	1084	4.397	3.846
Copper-clad Steel core, wire	30.0	0.00378	245	1084	5.862	3.846
Copper bonded Steel core, rod ^a	20.0	0.00378	245	1084	8.621	3.846
Aluminum, EC grade	61.0	0.00403	228	657	2.862	2.556
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.00353	263	660	3.223	2.598
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.00347	268	660	3.284	2.598
Aluminum-clad Steel core	20.3	0.00360	258	660	8.481	2.670
Steel, No. 1020	10.8	0.0016	605	1510	15.9	3.284
Stainless steel, No. 304	2.4	0.0013	749	1400	72.0	4.032
Stainless-clad Stainless core, rod ^b	9.8	0.0016	605	1400	17.5	4.443
Zinc-coated Steel core	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.931

^aCopper-bonded steel rod based on 0.254 mm copper thickness.

^bStainless-clad steel rod based on 0.508 mm No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

2.2 Marco conceptual

a) Configuraciones de barra de una S.E

Se denomina configuración al arreglo del equipamiento de A.T como parte del patio de llaves o de igual tensión nominal de una S.E, de tal manera que a lo largo de su operación esta subestación proporciona diversos grados de fiabilidad, seguridad o flexibilidad para la gestión, transformación y distribución de la energía. A continuación, se describirán las principales configuraciones de barra utilizadas en los SEP.

a.1) Barra simple

La configuración denominada barra simple cuenta con una sola barra colectora a la cual se unen las bahías a través de un interruptor de potencia, conforme se visualiza en la Figura 2.11. Es una de las configuraciones más económicas y a su vez tiene como mayor inconveniente la falta de fiabilidad, seguridad y flexibilidad, obligando a suprimir la continuidad del servicio eléctrico en su totalidad cuando sea necesario hacer una revisión o reparación en la barra colectora, de la bahía o del interruptor de potencia (Frontin S.O, 2013).

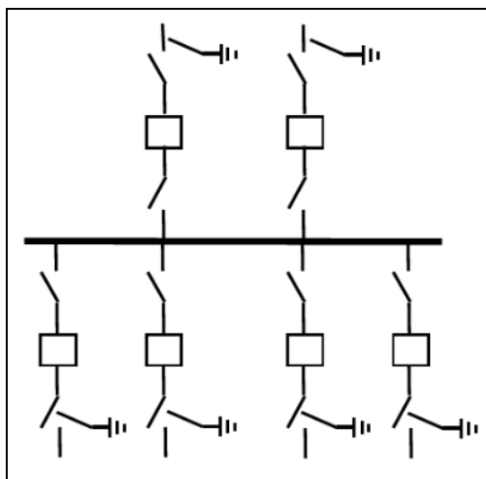


Figura 2.11 Barra simple
Fuente: [Elaboración propia]

a.2) Barra doble

La configuración denominada barra doble permite segregar alimentadores y cargas para hacer dos agrupaciones, un grupo en la barra A y otro grupo en la barra B, pudiendo trabajar la bahía de acoplamiento cerrada o abierta, que se define como el conjunto de equipamiento de maniobras que permiten conectar un circuito a una y otra barra. Además, permite hacer mantenimiento de barras sin afectar la continuidad del servicio eléctrico, conforme se visualiza en la Figura 2.12. En esta configuración, se visualiza que ambos extremos de los seccionadores de barras, tanto de los alimentadores como de las cargas, siempre se encuentran a la misma tensión cuando la bahía de acoplamiento se encuentra cerrada, es decir, no se generan arcos eléctricos cuando se realiza la transferencia de barras (Frontin S.O, 2013).

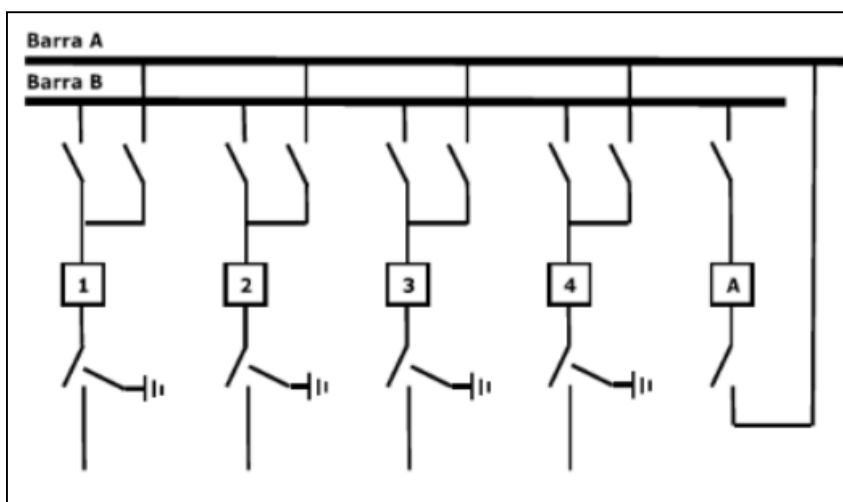


Figura 2.12 Barra doble
Fuente: [Elaboración propia]

a.3) Barra doble con seccionador de transferencia

La configuración denominada barra doble con seccionador de transferencia permite hacer mantenimiento al interruptor de potencia de una de las bahías, sin afectar su continuidad de servicio eléctrico, conforme se visualiza en la Figura 2.13. Para realizar dicho mantenimiento, en primer lugar, se cierra la bahía de acople, en segundo lugar, se conecta las bahías (a no dar mantenimiento) a la barra A, en tercer lugar, se conecta la bahía (del interruptor a dar mantenimiento) a la barra B, en cuarto lugar, se cierra el seccionador de transferencia y, por último, se desconecta la bahía del interruptor a realizar mantenimiento. Los extremos del seccionador de transferencia siempre están a la misma tensión, tanto en el cierre como en la apertura, y por ende no se generan arcos eléctricos durante dichas maniobras; estos seccionadores son tipo pantógrafo o semipantógrafo (conexión o desconexión de forma vertical) o seccionadores asentados en los pórticos de la S.E (Frontin S.O, 2013).

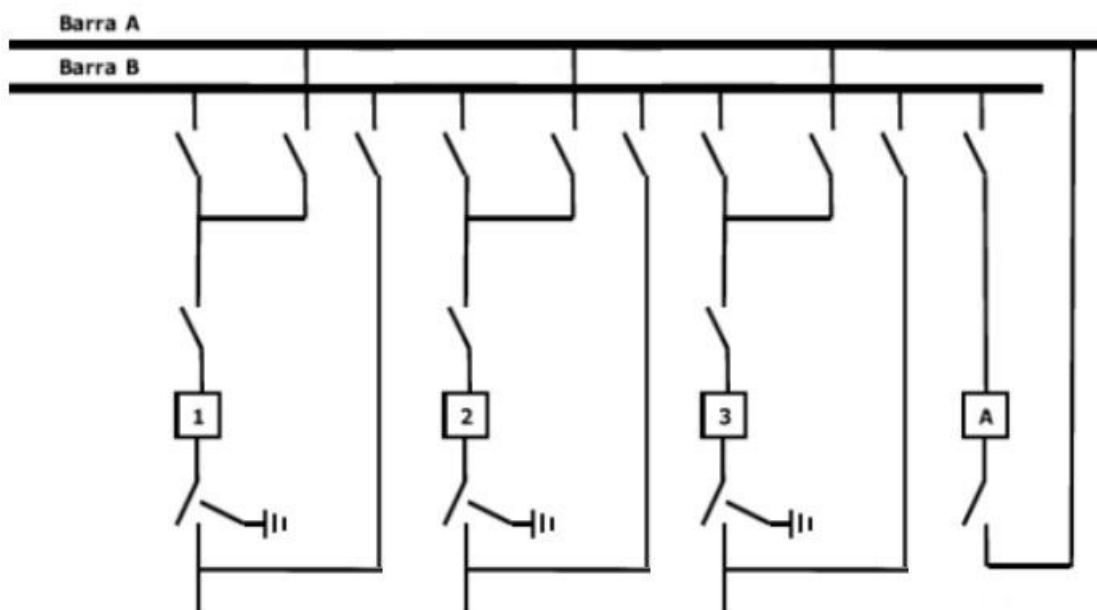


Figura 2.13 Barra doble con seccionador de transferencia
Fuente: [Elaboración propia]

a.4) Barra en anillo

La configuración de barra en anillo permite hacer mantenimiento a un interruptor de potencia, sin afectar la continuidad de servicio, ya que cada bahía tiene asociado 2 interruptores. Durante la operación normal de esta configuración, todos los interruptores deben estar cerrados, es decir, se forma un anillo cerrado; además, cuando un circuito falle en el mantenimiento al interruptor de otra bahía, la barra en anillo puede separarse y suprimir

la continuidad de servicio eléctrico para alguna de las partes. Esta configuración de barra se usa para un máximo de 6 circuitos (consideración práctica), y en el diseño de una S.E debe disponerse el cambio de configuración, de barra en anillo a barra doble - interruptor y medio, conforme se visualiza en la Figura 2.14 (Frontin S.O, 2013).

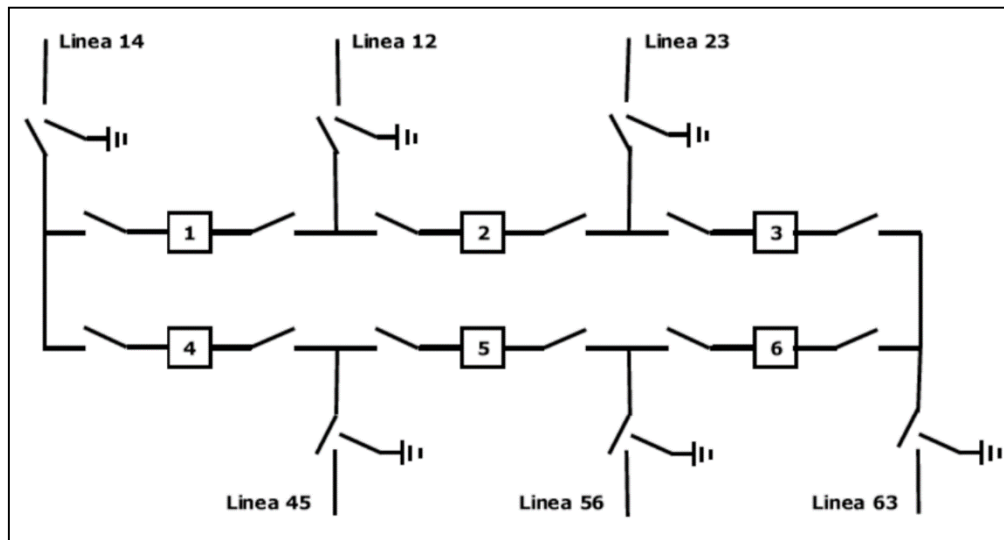


Figura 2.14 Barra en anillo
Fuente: [Elaboración propia]

a.5) Barra doble – interruptor y medio

La configuración denominada interruptor y medio tiene toda la flexibilidad operativa de la configuración barra doble, y tiene un interruptor y medio por cada uno de los circuitos para así poder hacer mantenimiento a los interruptores de potencia sin afectar la continuidad del servicio eléctrico. En esta configuración de barras al conjunto de 3 interruptores de potencia para 2 circuitos se lo denomina “diámetro” y el interruptor central es compartido por ambos circuitos, conforme se visualiza en la Figura 2.15 (Frontin S.O, 2013).

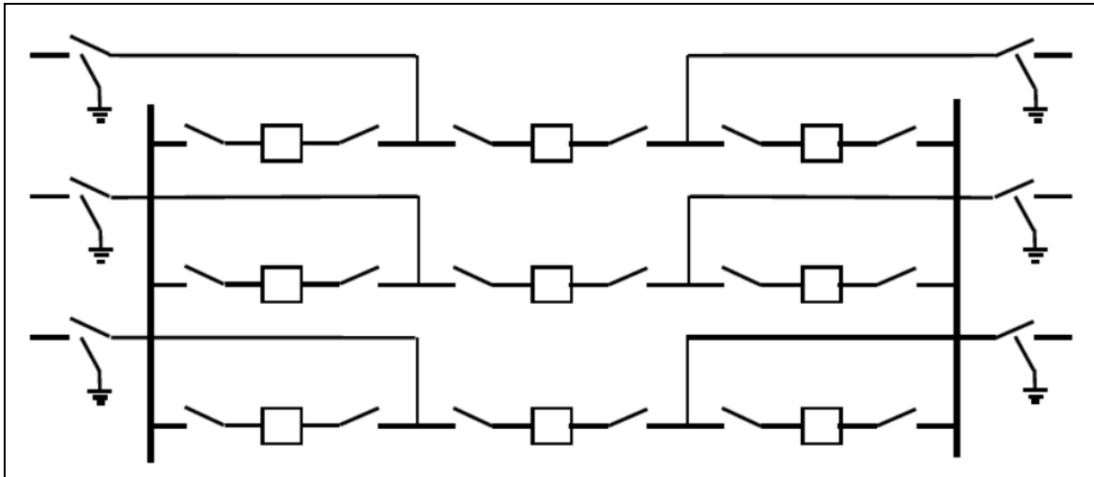


Figura 2.15 Interruptor y medio
Fuente: [Elaboración propia]

b) Terminología a utilizar en la coordinación de aislamiento de una S.E

Factor de coordinación (K_c): Para calcular la tensión soportada de coordinación, se necesita multiplicar este factor a la sobretensión representativa.

Factor de conversión de ensayo (K_t): Si la tensión soportada normalizada se elige utilizando una forma de onda no estándar, este factor de conversión se aplica a la tensión soportada requerida para determinar la tensión soportada normalizada mínima que puede utilizarse para probar el aislamiento.

Factor de corrección atmosférica por altitud (K_a): Es el factor que debe multiplicar a la tensión de coordinación soportada a fin de evidenciar la discrepancia entre la resistencia dieléctrica a la presión atmosférica de servicio (altura del sitio de instalación) y a la presión atmosférica normalizada. Este factor únicamente se aplica al aislamiento exterior.

Factor de falla a tierra (K): En un punto del sistema trifásico, para una disposición dada, este factor es igual a la proporción entre la máxima tensión fase-tierra a frecuencia industrial en una fase sana, durante una falla a tierra que afecta una o más fases en cualquier punto del sistema, y la tensión fase-tierra a frecuencia industrial obtenida en el punto dado en ausencia de la falla.

Factor de seguridad (K_s): Para calcular la tensión soportada requerida, se necesita multiplicar este factor en conjunto con el factor de corrección por altura, a la tensión de coordinación soportada. Al aplicar este factor se tiene en cuenta todas las otras discrepancias entre las condiciones de servicio y las de la prueba normalizada soportada de aislamiento.

c) Aislamiento eléctrico

c.1) Aislamiento no autoregenerable

Se denomina aislamiento no autoregenerable a aquel que después de una descarga disruptiva, queda total o parcialmente averiado. La comprobación de soporte eléctrico del aislamiento se consigue por medio de pruebas de laboratorio y, debido a las características de este tipo de aislamiento, se limita el número de tensiones de ensayo en niveles de soportabilidad normalizados, y se considera que la prueba es exitosa si no ocurren descargas disruptivas. Los aislamientos sólidos (porcelana, goma de silicona, etc.) pertenecen a este tipo de aislamiento.

c.2) Aislamiento autoregenerable

Se denomina aislamiento autoregenerable a aquel que después de una descarga disruptiva y al desaparecer las causas que lo han provocado, recobra completamente sus propiedades de aislamiento. La comprobación de soporte eléctrico de aislamiento se consigue por medio de pruebas de laboratorio y, debido a las características de este tipo de aislamiento, se puede aplicar un gran número de tensiones de prueba normalizadas; este número es únicamente limitado por la norma del ensayo y no por el aislamiento propiamente dicho, incluso ante la existencia de interrupciones. Los aislamientos líquidos (aceite, etc.) y gaseosos (aire, SF₆, etc.) pertenecen a este tipo de aislamiento.

c.3) Aislamiento mixto

Existe equipamiento de una S.E que tiene aislamiento no autoregenerable (parte externa) y aislamiento autoregenerable (parte interna) simultáneamente, a esta característica se le denomina aislamiento mixto. Por ejemplo, en los bushings de un transformador de potencia, el aislamiento interno puede ser aceite de transformador o gas SF₆ (incluido la pared interna del bushing) y el aislamiento externo puede ser porcelana o goma de silicona, algo análogo sucede con el equipamiento de medida (transformador de corriente y transformador de tensión). En este tipo de casos, las pruebas a los aislamientos autoregenerables y no autoregenerables, no se pueden realizar de forma independiente; por un lado, es necesario que no se dañe el aislamiento no autoregenerable (pocas pruebas de tensión) y, por otro lado, se busca asegurar que el ensayo discrimine adecuadamente el aislamiento autoregenerable satisfactorio y el aislamiento autoregenerable no satisfactorio (muchas pruebas de tensión).

d) Terminología a utilizar en el apantallamiento de una S.E

Distancia crítica de descarga (S_m): Distancia del último paso de la guía de una descarga atmosférica, influenciado por la atracción de la tierra o un terminal.

Corriente crítica de descarga o de retorno (I_c): Corriente que fluye entre la tierra y la nube, apenas la guía de una descarga atmosférica genera una ruta ionizada donde la tierra intenta neutralizar la carga de nube.

Altura efectiva del apantallamiento (h_e): Altura sobre la parte superior del pórtico (cable de guarda para apantallamiento), medida a partir de los puntos de instalación de las cadenas que sostienen a las fases más altas.

Altura mínima de apantallamiento ($h_{mín}$): Altura del cable de guarda sobre las partes más altas con energía, considerando una holgura de seguridad, de tal manera que, si se ubica a una menor altura, se generará una zona no apantallada en la S.E.

Tensión crítica de flashover (CFO): Valor de cresta de impulso normalizada $1.2 \times 50 \mu s$ (onda negativa), produce flameo en el aislamiento bajo ensayo en la mitad de los casos (50%).

e) Flashover y back-flashover en SS.EE

Las sobretensiones transitorias ante descargas atmosféricas que llegan a una S.E, debido a la falla de apantallamiento de una L.T, inciden sobre las cadenas de platos aisladores, en donde dependiendo de su CFO positivo, se puede generar flashover o contorneos directos; también inciden sobre el equipamiento de A.T de la subestación, que dependiendo de sus niveles normalizados de aislamiento y de las tensiones residuales de los pararrayos, también se puede generar arcos eléctricos (flashovers) a través del aire, en los aisladores de soporte del equipamiento de maniobras y en la superficie aislante de los otros equipos de A.T. Por otro lado, si las descargas atmosféricas inciden sobre el cable de guarda del apantallamiento de la subestación, este cable canaliza las sobretensiones hacia el SPAT, el cual refleja la sobretensión hacia la cadena de aisladores, en donde dependiendo de su CFO negativo, se puede generar back-flashovers o contorneos inversos, que producirá una falla monofásica en la fase afectada, y será aclarada por los relés de protección según sus ajustes; la sobretensión transitoria transmitida incidirá sobre el equipamiento de A.T, en donde se puede generar arcos eléctricos (flashovers). En contraposición, si falla el apantallamiento de la subestación, las descargas atmosféricas incidirán directamente sobre los conductores de barra o conductores de la bahía de línea, de donde las sobretensiones se dirigen nuevamente hacia las cadenas de platos aisladores, en donde dependiendo de su CFO positivo, se puede

generar flashover o contorneos directos; también inciden sobre el equipamiento de A.T de la subestación, es decir, nuevamente se puede generar arcos eléctricos (flashovers) a través del aire, en los aisladores de soporte del equipamiento de maniobras y en la superficie aislante de los otros equipos de A.T, conforme se visualiza en la Figura 2.16.

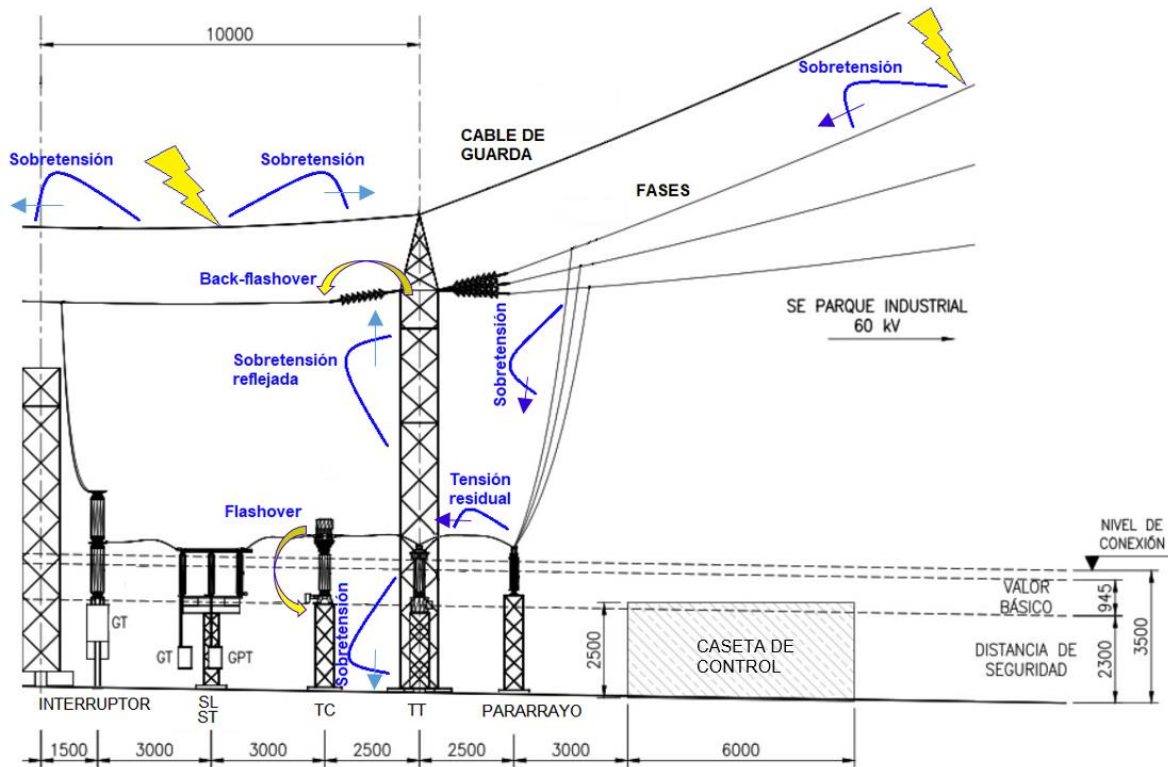


Figura 2.16 Flashovers y back-flashovers en instalaciones de una S.E
Fuente: [Elaboración propia]

f) Base normativa

f.1) PR-20 (2013)

El procedimiento técnico PR-20 del COES se usa para desarrollar los criterios de diseño de un proyecto de transmisión de alta y extra-alta tensión, es decir, indica las normas internacionales y nacionales que se deben utilizar en el diseño eléctrico primario y el diseño eléctrico secundario de SS.EE, en los estudios eléctricos en estado estacionario (flujo de potencia y cortocircuito), en el estudio de transitorios electromagnéticos ($S_{\text{trafo}} > 50 \text{ MVA}$) y en el estudio de coordinación de protecciones. Los sistemas de transmisión se clasifican en 3 tipos: Sistema de transmisión troncal nacional (STTN), sistema de transmisión troncal regional (STTR) y sistema de transmisión local (STL); en donde las pautas de diseño, las normas IEC e IEEE y los estudios eléctricos involucrados con cada uno de estos sistemas, se muestran a continuación:

Tabla 2.9 Requerimientos de diseño PR-20 para SS.EE por sistema de transmisión
Fuente: [Elaboración propia]

	STTN	STTR	STL
SS.EE	Diferencias		
	- El nivel de corriente de cortocircuito es igual a 40 kA (sistemas de 500 kV y 220 kV). Estudio de cortocircuito.	- El nivel de corriente de cortocircuito es igual a 31.5 kA (sistemas de 220 kV y 138 kV). Estudio de cortocircuito.	- Los niveles de corriente de cortocircuito serán adaptados al tamaño de la instalación (sistemas de 220 kV, 138 kV, 60 kV y otros). Estudio de cortocircuito.
	- Disposición del sistema de barraje: Doble barraje con doble interruptor (patio 500 kV) y doble barraje con interruptor y medio (500 kV y 220 kV).	- Disposición del sistema de barraje: Doble barraje, doble barraje con barraje de transferencia y doble barraje con seccionador de transferencia (patio 220 kV y 138 kV).	- La disposición del sistema de barraje será propuesta por empresa titular (patio de 220 kV, 138 kV, 60 kV y otros).
	- Criterios y características generales para equipamiento de A.T.	- Criterios y características generales para equipamiento de A.T.	- Criterios y características generales para equipamiento de A.T. Además, pueden plantearse otras pautas que serán valoradas en el EPO.
	- Conductores y barrajes tipo flexibles (solo en casos excepcionales y sustentados en el proyecto se podrá utilizar barrajes del tipo rígido).	- Conductores y barrajes tipo flexibles (solo en casos excepcionales y sustentados en el proyecto se podrá utilizar barrajes del tipo rígido).	- Conductores y barrajes tipo flexibles y/o rígidos (no existen restricciones).
	- Apantallamiento: Cable de guarda y pararrayos tipo Franklin, según la IEEE Std. 998.	- Apantallamiento: Cable de guarda y pararrayos tipo Franklin, según la IEEE Std. 998.	- Apantallamiento, únicamente en zonas de alta concentración de descargas: Cable de guarda y pararrayos tipo Franklin, según la IEEE Std. 998.
Similitudes			
<ul style="list-style-type: none"> - Coordinación de aislamiento: IEC 60071. - Línea de fuga mínima del aislamiento de las instalaciones: IEC 60815. - Distancias eléctricas en el aire y distancias de seguridad: IEC 61936. - Capacidad de corriente de conductores y barras (ampacidad): IEEE Std. 738 y estudio de flujo de potencia. - Verificación del diseño de barras por cortocircuito (sección mínima). Estudio de cortocircuito. - Verificación del efecto corona, bajo el criterio: El valor máximo de la gradiente superficial de conductores no debe superar a 18.5 kV/cm (hasta 1000 m.s.n.m; deberá corregirse para zonas con altura de instalación superior a 1000 m.s.n.m.). - Pautas de seguridad de un SPAT, señalados por el CNE: Tensiones de toque, tensiones de paso e incremento de potencial de tierra (GPR). - Sección mínima de los conductores de tierra: IEEE Std. 80; en donde el tiempo mínimo de despeje de fallas es igual a 500 ms. - Calibre del cable de guarda: IEC 60865; en donde la duración mínima de soportabilidad de corriente es igual a 500 ms. 			

Para definir las especificaciones técnicas de los equipos A.T de una S.E y así seleccionar correctamente dicho equipamiento (según lo ofertado por el fabricante), se debe realizar ciertos estudios eléctricos para así determinar correctamente los parámetros de especificación según la normativa IEC correspondiente, complementada en cuanto haya lugar con las recomendaciones ANSI y NEMA.

Tabla 2.10 Estudios eléctricos básicos para la selección de equipos
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Estudio	Parámetro de especificación
Flujo de potencia	
Interruptores de potencia	Corriente asignada de servicio continuo
Seccionadores de potencia	Tensiones máximas y mínimas de operación del sistema
Transformadores de tensión	Nivel de tensión primaria asignada
Transformadores de corriente	Corriente primaria asignada
	Nivel de tensión máxima de equipo
Cortocircuito	
Interruptores de potencia	Corriente asignada de interrupción
	Corriente asignada de cierre
Transformadores de corriente Seccionadores de potencia Trampas de onda	Corriente trifásica asignada de corta duración
	Corriente dinámica
Descargadores de sobretensiones	Capacidad de disipación límite asignada del dispositivo de alivio de presión
Transitorios Eléctromagnéticos	
Interruptores de potencia	Característica de la tensión transitoria de restablecimiento (TRV)
Descargadores de sobretensiones	Nivel de tensión de operación continua
	Nivel de tensión asignada

El detalle de la norma IEC que define los parámetros de especificación técnica de cada uno de los equipos de A.T de una S.E, se muestra en el anexo A.11.

CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

3.1 Procedimiento de Ingeniería para una S.E ubicada a más de 4500 m.s.n.m

Para lograr un correcto dimensionamiento eléctrico de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV se debe seguir un conjunto ordenado de etapas, conforme se visualiza en el siguiente diagrama:

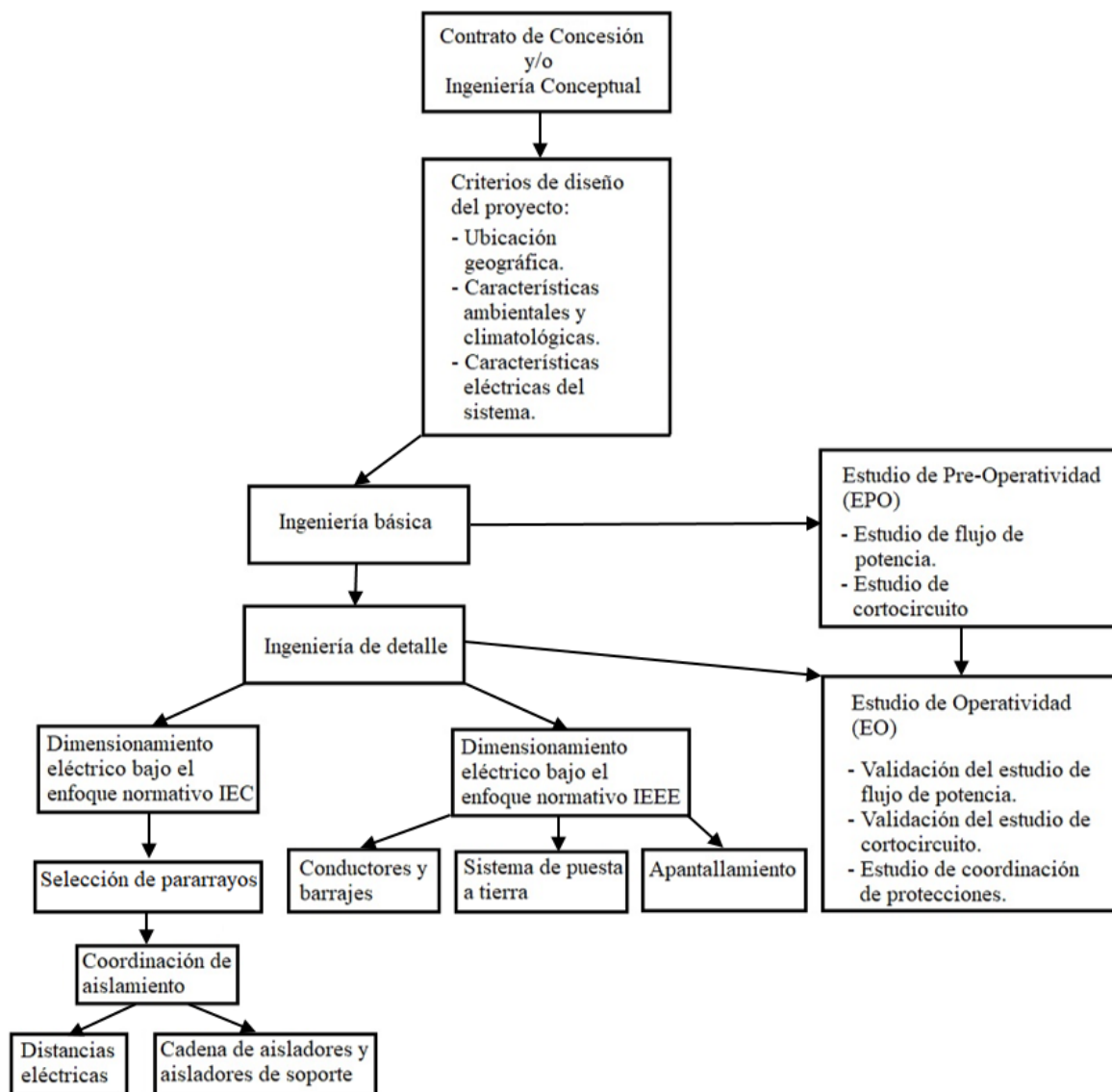


Figura 3.1 Diagrama visual de las fases del diseño eléctrico primario de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV

Fuente: [Elaboración propia]

El desarrollo del trabajo de investigación se focaliza en el dimensionamiento eléctrico primario de una subestación eléctrica de alta tensión aislado en aire (AIS) ubicado a 4660 m.s.n.m. La particularidad de la altura del sitio se centra en la detección y el análisis

minucioso de los parámetros que son sensibles ante la misma, que a su vez influyen directamente en el diseño eléctrico primario de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV; para ello se va a realizar una comparación entre los resultados correspondientes a 4660 m.s.n.m. y 1000 m.s.n.m., con la finalidad de dar conocer o acentuar las diferencias del dimensionamiento eléctrico, en base a las consideraciones técnicas del proyecto (PR-20 y CNE-Suministro 2011) que serán utilizadas en las metodologías de cálculo de las normas IEC e IEEE.

3.1.1 Antecedentes del proyecto

La empresa PAN AMERICAN SILVER PERÚ S.A.C, subsidiaria de la compañía PAN AMERICAN SILVER CORPORATION, es una empresa dedicada a la exploración y explotación minera (procesos de extracción y procesamiento minero metalúrgico). La COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A. forma parte de esta empresa, y opera la unidad minera ubicada en la zona de Morococha, Yauli, Junín.

En las zonas aledañas a la antigua ciudad de Morococha se encuentra la S.E El Amigo, propiedad de la COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A., que es alimentado mediante la línea de transmisión L-6531 proveniente de la SE Antigua Morococha, a la cual llegan las líneas L-6529A y L-6530A provenientes de la SE Pachachaca, todas en 50 kV.

Debido a la expansión de las operaciones de explotación del proyecto Toromocho de la empresa MINERA CHINALCO PERÚ S.A., esta empresa tiene la imperiosa necesidad de desenergizar y desmontar la S.E Antigua Morococha y sus líneas asociadas L-6529A, L-6530A y L-6531. Es por esto que la COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM se ve obligado a edificar una variante L.T 50 kV Pachachaca - Antigua Morococha y ampliar la S.E. El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV que recibirá a la variante de línea de transmisión L-6530B, con el objetivo de seguir suministrando de energía eléctrica a su planta concentradora Amistad para su proceso metalúrgico, y a su mina en la zona de Alapampa para su proceso de extracción.

La variante de Línea de Transmisión de 50 kV es de carácter temporal, estará constituida por una derivación en la estructura E94 de la actual L-6530A, y desde allí se proyectará con una variante de línea de 3.2 km de longitud que bordeará el lado Noreste de la carretera central hacia la Ampliación S.E. El Amigo. Esta nueva línea tendrá 19 estructuras de madera (pino amarillo) y 2 torres de celosía de acero galvanizado.

Asimismo, la Ampliación de la SE El Amigo contará con una bahía de llegada de línea, es decir, con equipos de A.T. y equipamiento de medición, control y protección; un barraje simple e instalaciones asociadas. Se estima que el inicio de sus operaciones se llevará a cabo a fines del primer trimestre del año 2021.

En la Figura 3.2, se visualiza el alcance del proyecto que ejecutará tanto la COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM como la empresa MINERA CHINALCO PERÚ.

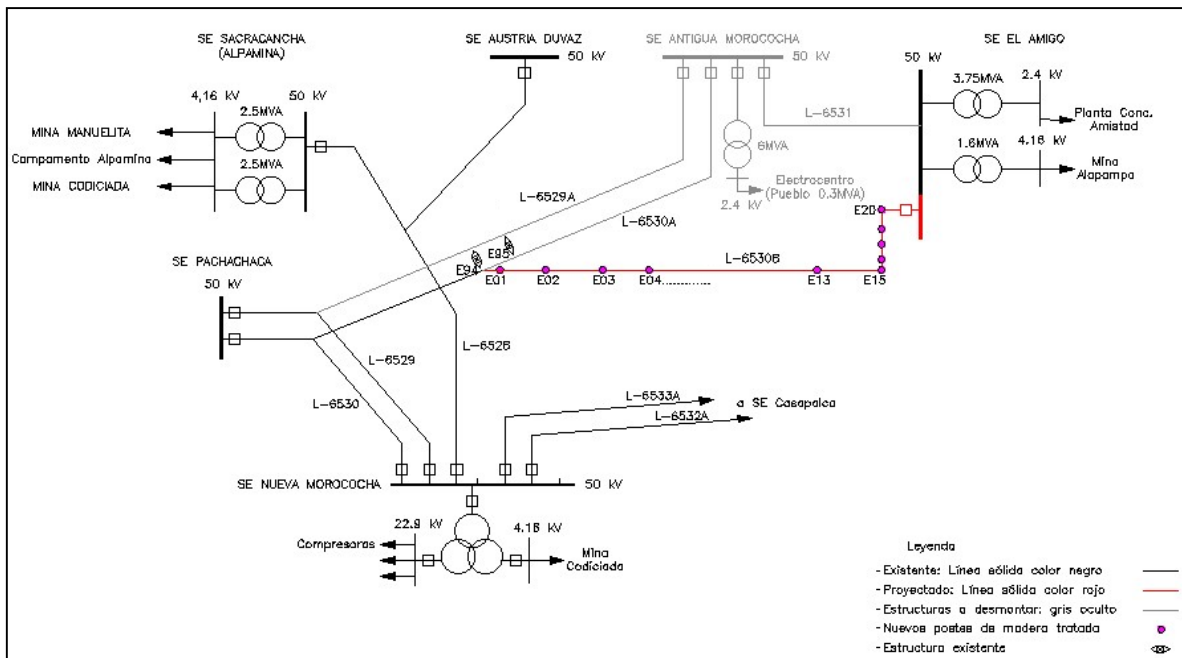


Figura 3.2 Alcance del proyecto

Fuente: [Elaboración propia]

Las instalaciones eléctricas existentes que interactúan con la subestación eléctrica El Amigo, son las siguientes: Subestación Antigua Morococha 50 kV, subestación Pachachaca 50 kV y subestación Nueva Morococha 50 kV, y las líneas de transmisión Nueva Morococha – Pachachaca 50 kV (L-6529 // L-6530), Pachachaca – Antigua Morococha 50 kV (L-6529A // L-6530A) y Antigua Morococha – El Amigo 50 kV (L-6531). Con la ejecución del actual proyecto, la AIS El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV será energizada por la variante de línea de transmisión (L-6530B), la cual interactuará únicamente con las subestaciones Pachachaca 50 kV y Nueva Morococha 50 kV, ya que la subestación Antigua Morococha 50 kV será desmontada.

La ampliación de la subestación El Amigo cuenta con un (01) patio de llaves, en el cual se implementarán una barra simple 50 kV y una bahía de llegada de variante de línea 50 kV. Estas instalaciones contarán con equipamiento convencional AIS para uso exterior.

3.2 Criterios de diseño

Cuando una empresa concesionaria de transmisión o un cliente particular en A.T (COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.) va a ejecutar algún proyecto de transmisión, ya sea debido a su respectivo plan de transmisión o a la expansión de sus plantas industriales, respectivamente; de forma implícita se sabe, que todo proyecto de transmisión abarca el desarrollo de la ingeniería, la ejecución de obra y la puesta en servicio del proyecto. El desarrollo de la ingeniería siempre parte de unos criterios básicos de diseño que se consolidan en la ingeniería conceptual, ya que intervienen algunos factores, tales como los requerimientos de diseño del cliente final, los requerimientos exigidos por la normativa del país, la experiencia de la consultora debido al desarrollo de proyectos similares, etc. Las pautas de diseño para la elaboración de ingeniería de la ampliación de la S.E. El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV se detallan a continuación:

3.2.1 Ubicación del proyecto

El proyecto “Variante de la Línea de Transmisión de 50 kV (L-6530B) y Ampliación de la Subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV” se emplaza en Morococha, Yauli, región de Junín. La subestación El Amigo se ubica a una altura aproximada de 4660 m.s.n.m. En la Figura 3.3, se visualiza la ubicación de la zona del proyecto, y en la figura 3.4, se visualiza la vista de planta general de la ampliación de la subestación El Amigo y la orientación de la bahía de llegada de la variante de línea de transmisión.

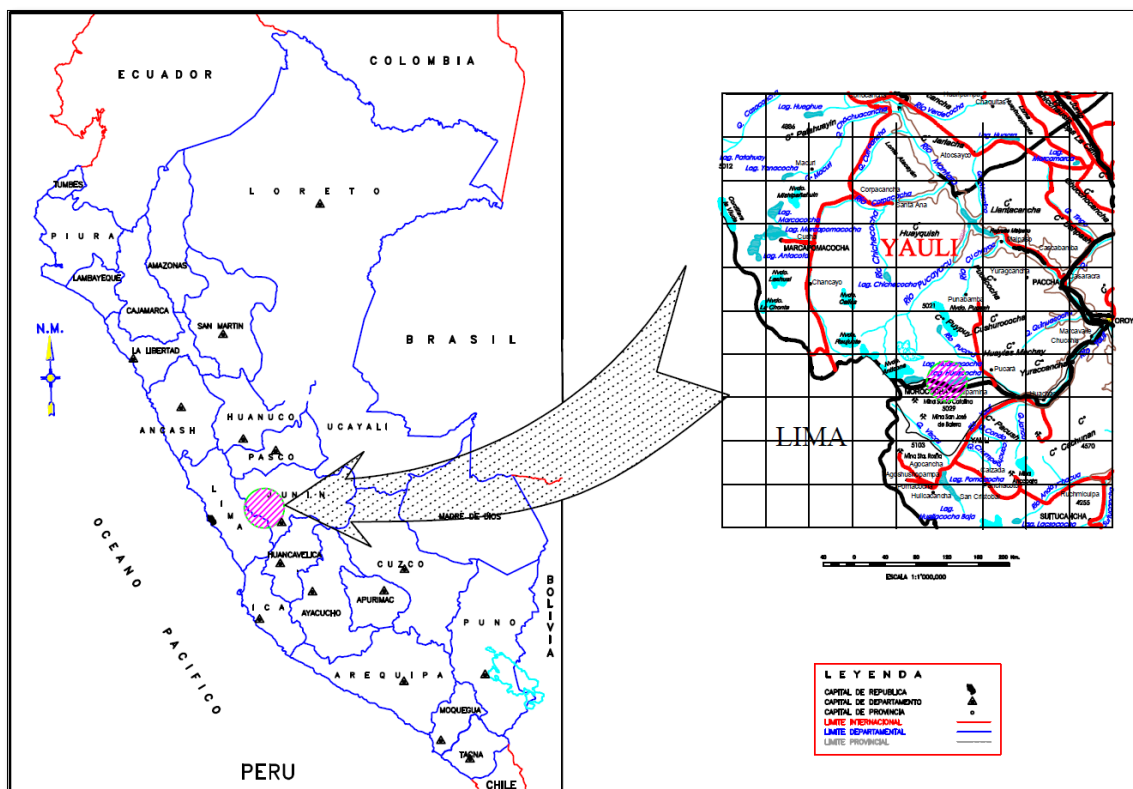


Figura 3.3 Ubicación de la zona del proyecto

Fuente: [Elaboración Propia]

La altitud promedio (m.s.n.m.) de la zona de distribución de estructuras proyectadas se encuentra entre las cotas 4509.74 m.s.n.m. y 4730.20 m.s.n.m., cuyas coordenadas UTM se muestran enseguida:

En la siguiente tabla, se visualiza las coordenadas UTM de los puntos de interés de la zona del proyecto “Variante de L.T. 50 kV y ampliación S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV”.

Tabla 3.1 Coordenadas UTM del proyecto

Fuente: [Elaboración Propia]

PUNTOS DE INTERÉS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COORDENADAS UTM WGS84 (18L)		
		Coordenada ESTE (m)	Coordenada NORTE (m)	ALTITUD (m.s.n.m.)
E94	Punto inicial	376803.88	8717438.52	4509.74
V-11 (E15)	Punto de derivación hacia Mina Alapampa	374852.32	8718042.64	4730.20
S.E. EL Amigo	Punto final	375231.56	8717573.06	4659.80

Tabla 3.2 Parámetros ambientales y meteorológicos**Fuente: [Elaboración Propia]**

CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES DEL SITIO	UNIDAD	SUBESTACIÓN EL AMIGO
a. Altitud del sitio	m.s.n.m.	4660
b. Temperatura. ⁽¹⁾		
• Mínima anual.	°C	-5
• Media anual.	°C	15
• Máxima anual.	°C	30
c. Rapidez promedio del viento. ⁽¹⁾	km/h	56
d. Rapidez máxima del viento. ⁽¹⁾	km/h	113
e. Espesor de hielo. ⁽¹⁾	mm	12 a 25
f. Nivel isocerámico. ⁽²⁾	días tormenta/año	60
g. Características sísmicas.		
• Aceleración horizontal.	g	0.5
• Aceleración vertical.	g	0.3
• Frecuencia de oscilación	Hz	10
h. Nivel de contaminación ambiental.		Muy pesado
i. Línea de fuga específica unificada referencial (RUSCD).	mm/kV _{fase-fase}	31
j. Intensidad de radiación solar	W/m ²	1063

⁽¹⁾ Tabla 250-1-B - CNE-2011.⁽²⁾ Mapa isocerámico - M.Sc. Ing. Justo Yanque.

3.2.3 Características del sistema eléctrico

En la Tabla 3.3, se visualiza las características eléctricas que se llevarán en consideración para las EE.TT del equipamiento de patio y el diseño de las instalaciones eléctricas propias de la subestación El Amigo 50 kV/ 4.16 kV/ 2.3 kV.

Tabla 3.3 Características eléctricas**Fuente: [Elaboración Propia]**

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	UNIDAD	VALOR		
a. Tensión nominal de operación.	kV	50	4.16	2.3
b. Tensión máxima de operación. ⁽¹⁾	kV	55	4.4	3.6
c. Frecuencia nominal.	Hz	60	60	60
d. Niveles normalizados de aislamiento:				
• Tensión soportada normalizada ante descargas atmosféricas (Up).	kV _{pico}	325	-	75
• Tensión soportada normalizada temporal (Ud).	kV	140	-	28
• Tensión soportada asignada de maniobra (Us).	kV _{pico}	-	-	-

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	UNIDAD	VALOR		
e. Neutro - PAT (sólido / a través de alta impedancia / aislado).	Tipo	Sólido	Aislado	Aislado
f. Corriente trifásica de corta duración admisible asignada.				
• Para EE.TT de equipos. ⁽²⁾	kA	25	-	16
• Para diseño de instalación. ⁽²⁾	kA	25	-	16
g. Corriente monofásica de corta duración admisible asignada.				
• Para diseño de instalación. ⁽²⁾	kA	2.5	-	-
h. Mínima duración admisible del cortocircuito monofásico.				
• Para diseño de instalación (malla Cu) ⁽¹⁾	ms	500	-	-
i. Mínima duración admisible del cortocircuito trifásico.				
• Para diseño de instalación (conductores y barrajes)	ms	250	-	-
• Para diseño de instalación (conductor Cu de tierra y cable de guarda) ⁽¹⁾	ms	500	-	-
j. Máxima duración admisible del cortocircuito trifásico.				
• Para EE.TT de equipos.	s	1	-	1
k. Línea de fuga específica unificada referencial (RUSCD)	mm/kV _{fase-fase}	31	-	-

⁽¹⁾ Procedimiento técnico PR-20 del COES.

⁽²⁾ Estudio de Operatividad aprobado por el COES.

3.2.4 Descripción de la subestación

La subestación El Amigo 50 kV/ 4.16 kV/ 2.3 kV presenta una configuración de barra simple para el patio de llaves de 50 kV; y presente celdas de M.T. que alimentan de energía eléctrica a las cargas mineras de 4.16 kV (proceso de extracción en la mina Alapampa) y de 2.3 kV (proceso metalúrgico de la planta concentradora).

Las bahías de A.T y celdas de M.T. que serán implementadas durante la construcción de la S.E en mención, son las siguientes:

Patio de 50 kV

- Equipamiento convencional AIS 50 kV instalado a la intemperie (configuración barra simple) con niveles de conexión y distancias eléctricas conforme a los niveles normalizados de aislamiento seleccionados (teniendo en consideración la altura del sitio y otros factores).

- Los equipos de patio 50 kV nuevos son los siguientes:
 - Tres (03) parrarayos de óxido de zinc (ZnO).
 - Tres (03) transformadores de tensión capacitivos.
 - Un (01) aislador de soporte tipo poste.
- Los equipos de patio 50 kV a reutilizar son los siguientes:
 - Un (01) interruptor de potencia.
 - Un (01) seccionador de potencia con cuchillas de PAT.
 - Tres (03) transformadores de corriente.

Celdas de 2.3 kV

- Las celdas que serán implementadas durante la construcción de la nueva caseta de control son las siguientes:
 - Una (01) celda de llegada 2.3 kV con seccionador bajo carga.
 - Una (01) celda 2.3 kV para transformador seco (servicios auxiliares).

Se construirá una (01) caseta de control en el patio de llaves de 50 kV, en la cual se instalarán los equipos de control, protección y medición.

El equipamiento AIS y las celdas M.T existentes de la subestación El Amigo 50 kV/ 4.16 kV/ 2.3 kV son las siguientes:

Patio de 50 kV

- Un (01) transformador de potencia trifásico 50 kV/ 2.3 kV de 3.75 MVA (ONAN).
- Un (01) transformador de potencia trifásico 50 kV/ 4.16 kV de 1.6 MVA (ONAN).

Celda de 4.16 kV

- Una (01) celda Metal-Clad con interruptor extraíble que alimenta de energía eléctrica a la mina Alapampa para desarrollar el proceso de extracción de minerales respectivo.

Celda de 2.3 kV

- Una (01) celda Metal-Enclosed con interruptor fijo que alimenta de energía eléctrica a la planta concentradora Amistad para desarrollar el proceso metalúrgico respectivo.

Las conexiones superiores y de circuitos de llegada serán realizadas en pórticos, conformados por columnas y vigas de estructuras de celosía de acero galvanizado (A°G°). Los soportes de los equipos también serán estructuras de celosía de A°G°.

En la siguiente figura, se visualiza el diagrama unifilar general de A.T de la subestación aislada en aire (AIS) El Amigo 50 kV/ 4.16 kV/ 2.3 kV.

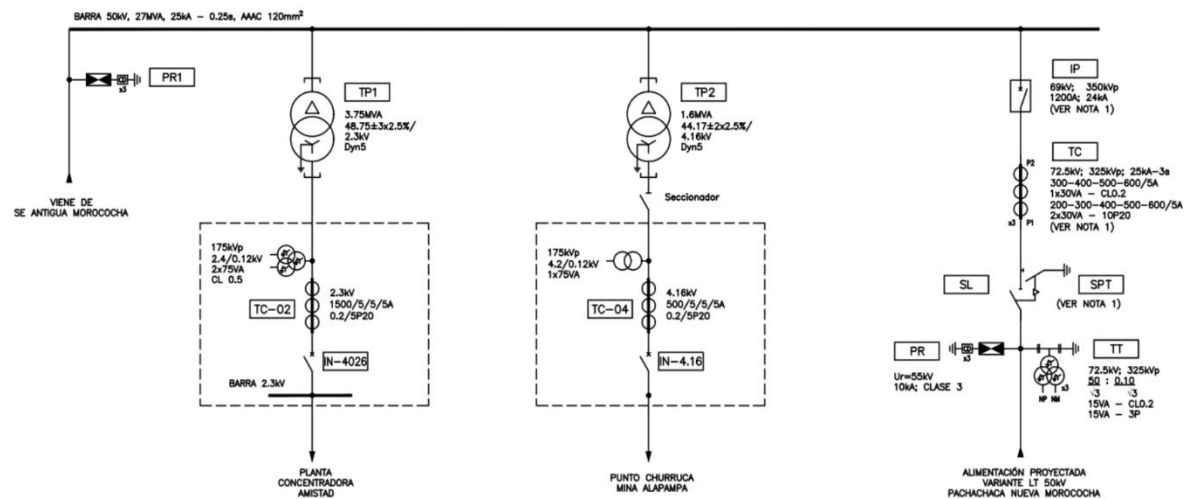


Figura 3.5 Diagrama unifilar general de alta tensión de la S.E El Amigo

Fuente: [Elaboración Propia]

3.2.5 Normas técnicas, códigos y recomendaciones

La base normativa principal para desarrollar un correcto diseño eléctrico primario de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, lo conforman el procedimiento técnico PR-20 del COES y el CNE-Suministro 2011, que a su vez se basan en normas IEC (en algunos casos citan a recomendaciones técnicas CIGRE) tales como: IEC 60099-5, IEC 60099-4, IEC 60071 (parte 1 y 2), IEC 61936-1, IEC 60815 (partes 1 y 2), IEC 60273, CIGRE TB-158, CIGRE TB-23, etc.; y normas IEEE (en algunos casos citan a normas ANSI) tales como: IEEE Std. 738, IEEE Std. 837, IEEE Std. 998, IEEE Std. 81, IEEE Std. 80, CIGRE TB-299, etc.

3.3 Desarrollo de la ingeniería primaria a nivel de detalle

La elaboración de la ingeniería de la ampliación de S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV ubicada a más de 4500 m.s.n.m, engloba memorias de cálculo, planos aprobados para la construcción y contribuye con los estudios de operatividad (flujo de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones). El dimensionamiento eléctrico se puede analizar desde 2 enfoques normativos según el área de aplicación; los cálculos justificativos que involucran

explícitamente a niveles normalizados de aislamiento serán analizados bajo el enfoque normativo IEC (en donde la altura del sitio es un factor de corrección preponderante), estos son: Selección de pararrayos, coordinación de aislamiento, distancias eléctricas y, cadena de aisladores y aisladores de soporte; y los cálculos justificativos complementarios serán analizados bajo el enfoque normativo IEEE, tales como: Conductores y barrajes, sistema de puesta a tierra y apantallamiento. En relación a los estudios de operatividad, estos engloban el análisis de flujo de carga, el análisis de cortocircuito y el análisis de coordinación de protecciones, y tienen que ser aprobados por el COES.

3.3.1 Dimensionamiento eléctrico bajo el enfoque normativo IEC

3.3.1.1 Selección de pararrayos

Este ítem es el punto de partida de los cálculos justificativos, en el cual se va a determinar las características técnicas para la selección de pararrayos, cuya ubicación típica es al inicio de la bahía de llegada de línea y adosadas sobre los transformadores de potencia. En la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV/ 4.16 kV/ 2.3 kV se va a instalar 3 pararrayos al inicio de la bahía de variante de línea 50 kV (L-6530B), cuyas características técnicas mínimas para la selección de los mismos se determinarán conforme a las normas IEC 60099-4 e IEC 60099-5.

3.3.1.1.1 Consideraciones generales

En la elección de los descargadores de sobretensiones se debe tener en cuenta que no operan ante sobretensiones temporales en SEP, es decir, ante cambios de tensión propias de la operación, sobretensiones temporales por fallas a tierra, sobretensiones temporales por pérdida de carga o energizaciones.

El pararrayos debe proteger a la instalación eléctrica de sobretensiones transitorias ante descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias por maniobras del sistema eléctrico.

3.3.1.1.2 Criterios

- Uc: Tensión de Operación Continua en kVrms.
- TOV (1s): Sobretensión Temporal por falla a tierra en kVrms.
- TOV (10s): Sobretensión Temporal por pérdida de carga en kVrms.
- Ur: Tensión nominal del pararrayos en kVrms.
- Ups y Upl: Tensiones residuales ante sobretensiones transitorias tipo maniobra y sobretensiones transitorias tipo rayo, respectivamente; estos datos son elegidos para el estudio de aislamiento, y deben ser incluidos en las características técnicas del pararrayos a seleccionar.

- Clase de descarga de línea - capacidad de disipación de energía: A mayor clase de descarga, mayor capacidad de disipación y menor tensión residual.

Para una adecuada selección, se debe cumplir lo siguiente:

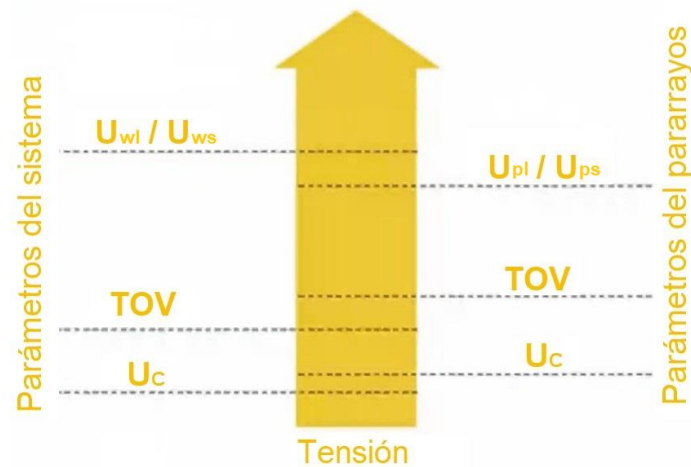


Figura 3.6 Parámetros del sistema vs parámetros del pararrayos

Fuente: [Elaboración propia]

Las sobretensiones temporales del sistema (TOV_{Sistema}) deben ser menores a las sobretensiones temporales de los descargadores ($TOV_{\text{Pararrayos}}$), y las tensiones soportadas asignadas ante sobretensiones transitorias (U_{wl} y U_{ws}) siempre son mayores a las correspondientes tensiones residuales del pararrayos (U_{pl} y U_{ps}).

3.3.1.1.3 Cálculo y selección de parámetros

En el procedimiento general de selección de pararrayos se indica las etapas a seguir para la definición de sus características técnicas mínimas, conforme se visualiza en la Figura 3.7.

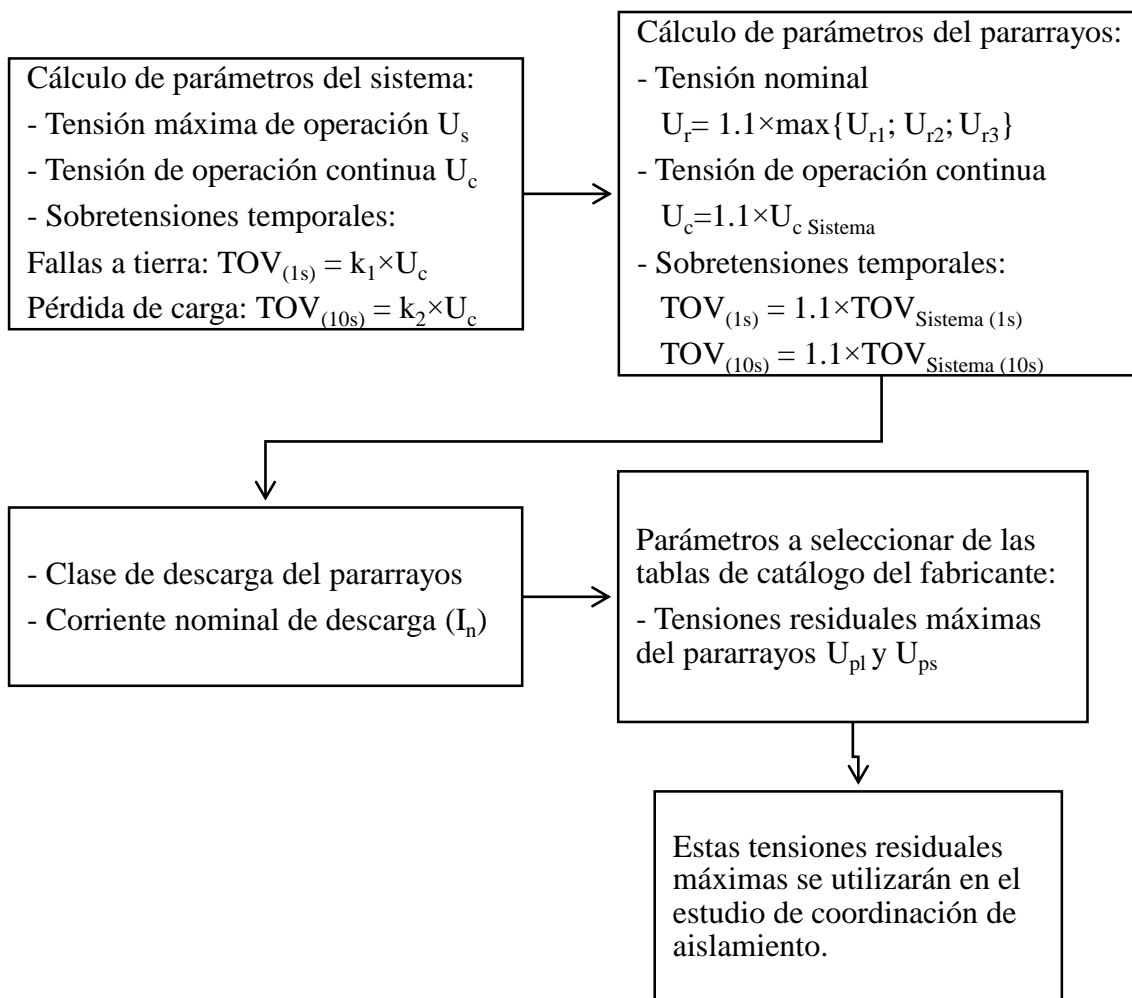


Figura 3.7 Procedimiento general de selección de pararrayos según la norma IEC

Fuente: [Elaboración propia]

El detalle de la metodología de cálculo de selección de pararrayos, conforme a las normas IEC 60099-4 e IEC 60099-5, se muestra en el anexo B.1.

3.3.1.2 Coordinación de aislamiento

Este ítem es un punto primordial del dimensionamiento de una S.E ubicada a más de 4500 m.s.n.m, en el cual se va a seleccionar los niveles normalizados de aislamiento interno y externo del equipamiento de A.T, considerando todos los factores de corrección que se deben aplicar, tales como: Factor de corrección por altura, factor de seguridad, etc., y la disposición física de los equipos de la S.E. En la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV se instalará pararrayos, transformadores de tensión capacitivos, seccionadores de línea con cuchillas de PAT, transformadores de corriente, interruptores de

potencia y aisladores de soporte tipo poste, como parte de la bahía de llegada de la variante de línea 50 kV (L-6530B); cuyo procedimiento de cálculo de la selección de los niveles normalizados de aislamiento se basa en la normativa IEC 60071 (partes 1 y 2).

3.3.1.2.1 Cálculo de sobretensiones críticas para selección de aislamiento

Este análisis corresponde a la ampliación en 50 kV de la Subestación El Amigo, el cual está compuesto por bahías con equipamiento convencional AIS para uso exterior.

En el procedimiento de cálculo de sobretensiones críticas se indica las etapas a seguir para la selección de niveles normalizados de aislamiento del equipamiento de A.T, conforme se visualiza en la Figura 3.8.

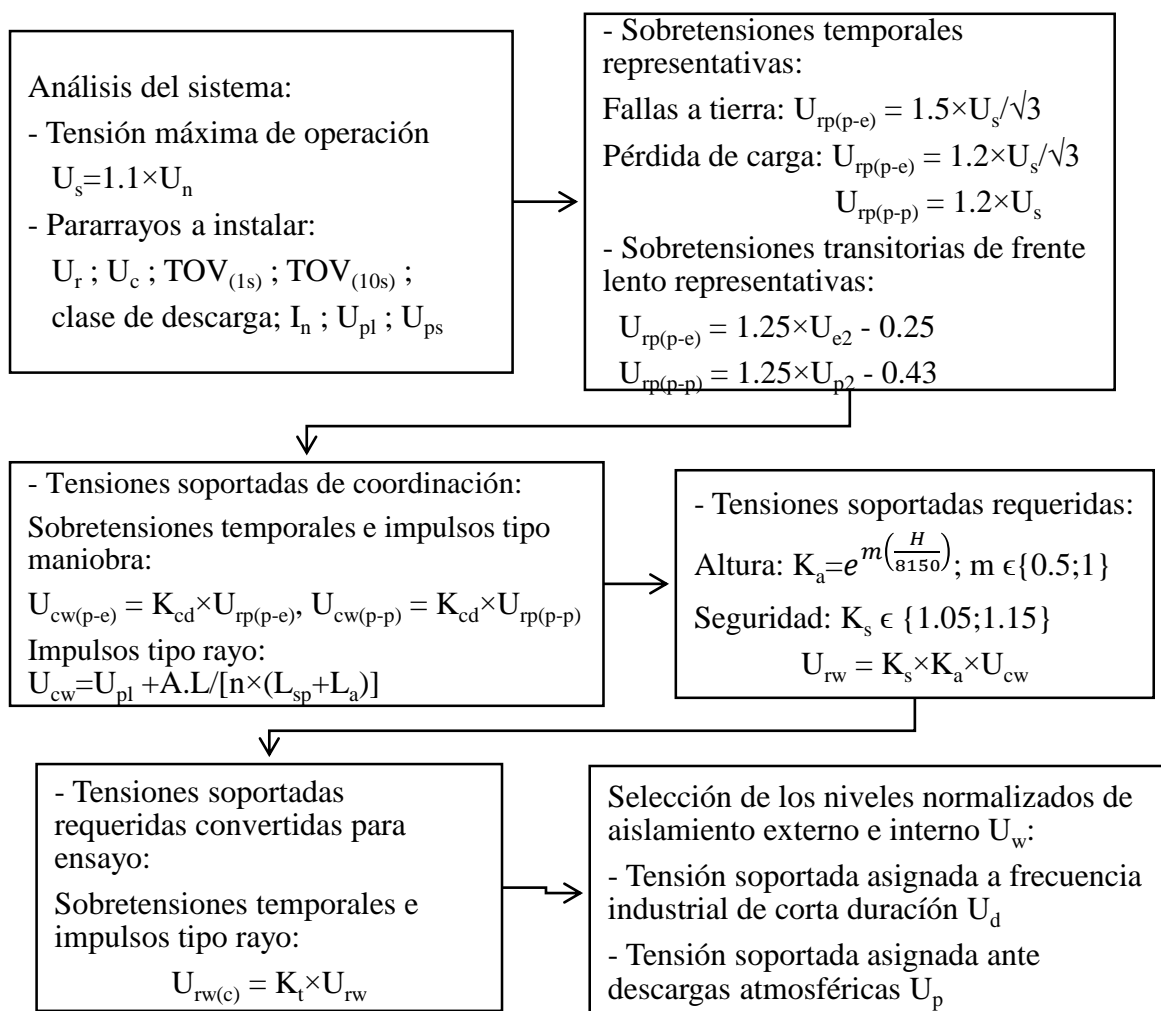


Figura 3.8 Procedimiento de selección de aislamiento según la norma IEC

Fuente: [Elaboración propia]

El detalle de la metodología de coordinación de aislamiento, conforme a la normativa IEC 60071 (partes 1 y 2), se muestra en el anexo B.2.

3.3.1.3 Distancias eléctricas

En base a los niveles normalizados de aislamiento externo seleccionados en el ítem 3.3.1.2, se tendrá acceso a las distancias eléctricas mínimas en aire a utilizar en el diseño del patio de llaves que, junto con la configuración de barras ya definido, se podrá realizar una adecuada disposición física de equipamiento de A.T. Además de ello, en este ítem se determinará la distancia de seguridad por circulación de personal y la distancia de seguridad por mantenimiento de equipamiento, para así poder definir los niveles de conexión.

El cálculo de las distancias eléctricas de seguridad, el ancho de barra, el ancho de campo y los niveles de conexión, asociado al patio de llaves de la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se realiza empleando un conjunto de pasos ordenados, conforme se visualiza en la Figura 3.9.

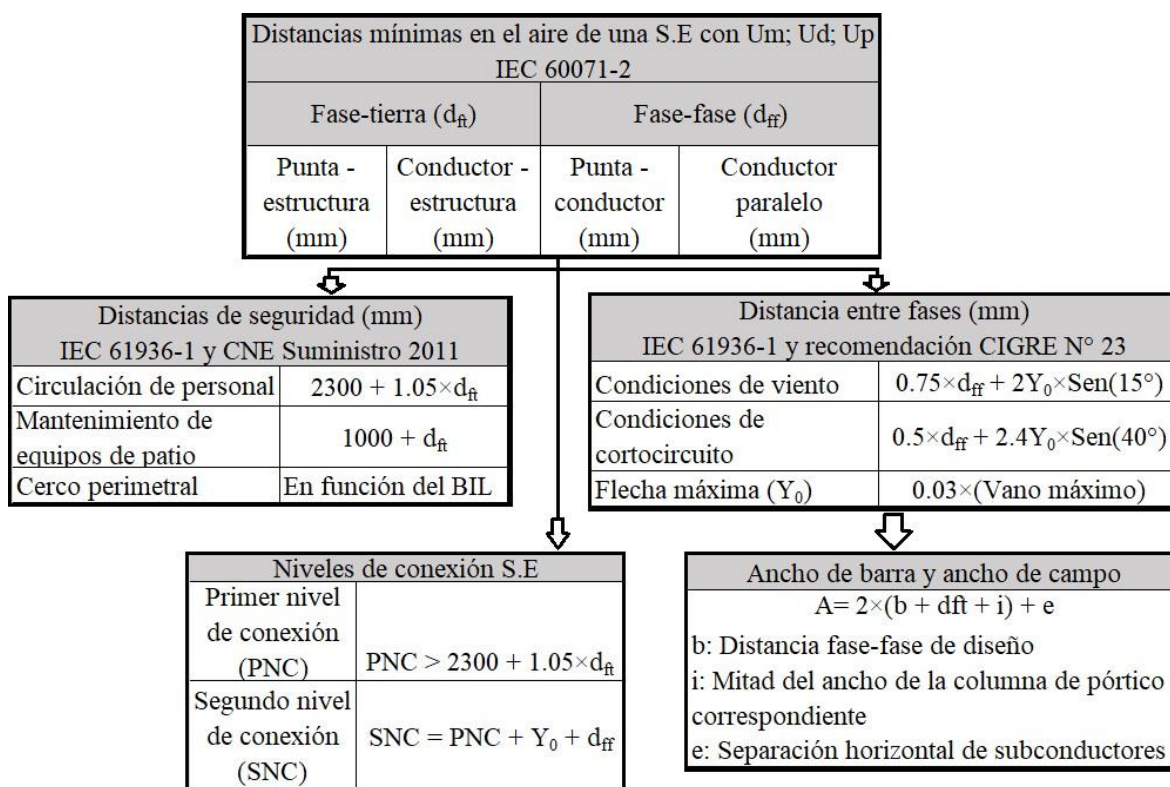


Figura 3.9 Procedimiento general de cálculo de distancias eléctricas en una S.E
Fuente: [Elaboración propia]

El detalle de la metodología de cálculo de distancias eléctricas, conforme a las normas IEC 61936-1 y el CNE Suministro 2011, se muestra en el anexo B.3.

3.3.1.4 Cadena de aisladores y aisladores de soporte

En este ítem se va a realizar todos los cálculos justificativos para definir las características eléctricas y mecánicas tanto para los platos aisladores que conforman las cadenas como para los aisladores de soporte tipo poste, a ser utilizadas en las instalaciones del proyecto. El cálculo de los platos aisladores y de los aisladores de soporte tipo poste se basan en las recomendaciones de las normas IEC 60815-2 e IEC 60273, respectivamente.

En el patio de llaves de la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se recomienda utilizar aisladores de porcelana tipo suspensión clase ANSI 52-3, similares a los existentes.

El cálculo de distancias mínimas de fuga, distancias de arco y verificación de carga mínima de falla mecánica de las cadenas de aisladores y aisladores de soporte, asociado al patio de llaves de la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se realiza empleando un conjunto de pasos ordenados, conforme se visualiza en la Figura 3.10.

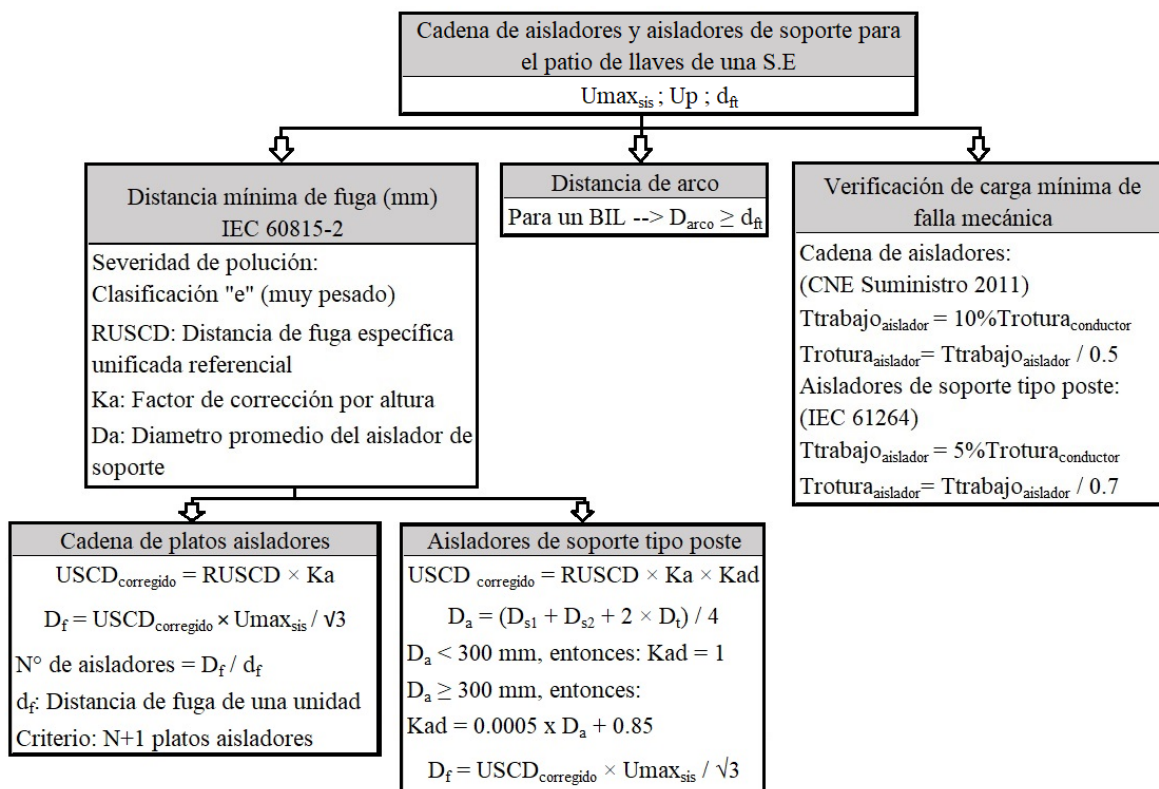


Figura 3.10 Procedimiento general de cálculo de características electromecánicas de cadena de aisladores y aisladores de soporte de una S.E

Fuente: [Elaboración propia]

El detalle de la metodología de cálculo de las características técnicas electromecánicas de las cadenas de aisladores y aisladores de soporte, conforme a las normas IEC 60815-2, IEC 61264, IEC 60273 y el CNE Suministro 2011, se muestra en el anexo B.4.

3.3.2 Dimensionamiento eléctrico bajo el enfoque normativo IEEE

3.3.2.1 Conductores y barrajes

En este ítem se va a realizar los cálculos suficientes para verificar y justificar la selección de conductores de barras y los conductores de conexionado entre equipos que se emplearán en la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV. La verificación del comportamiento térmico de los conductores (ampacidad) y la verificación de la sección mínima por cortocircuito se basan en las recomendaciones de las IEEE Std. 738 e IEEE Std. 837, respectivamente; además la IEEE Std. 605 se utiliza para verificar el efecto corona en los conductores, únicamente de ser necesario.

3.3.2.1.1 Criterios

Los criterios a tener en cuenta para la verificación de conductores en todos los niveles de conexión son los siguientes:

- La capacidad de conducción a la máxima temperatura de operación debe ser mayor a la potencia de diseño, definido en el estudio de operatividad aprobado.
- Se debe cumplir con la capacidad de cortocircuito trifásico, definido en el estudio de operatividad aprobado, durante un cierto tiempo mínimo de falla.

3.3.2.1.2 Verificación de capacidad térmica en estado estacionario

3.3.2.1.2.1 Cálculos

- Datos de entrada:

Diámetro exterior del conductor (D), subconductores por fase, temperatura máxima de operación del conductor ($T_{cond.}$), temperatura máxima promedio anual del ambiente ($T_{amb.}$), altitud del conductor (H_c), rapidez del viento en el conductor, ángulo de incidencia del viento sobre el conductor (ϕ), tipo de atmósfera, latitud del conductor, azimuth de la línea (Z_l), hora del día, día del año, coeficiente de absorción solar del conductor (α), coeficiente de emisividad del conductor (ϵ), resistencia AC del conductor @ 20°C, resistencia AC del conductor @ 75°C.



- Cálculo de parámetros iniciales:

Densidad del aire (ρ_f), viscosidad dinámica del aire (μ_f), coeficiente de conductividad térmica del aire (k_f), factor de dirección del viento (K_{angle}), ángulo horario (ω), factor de corrección solar por altitud (K_{solar}), altitud del Sol (H_s), flujo total de calor irradiado por el Sol (Q_s), ángulo efectivo de incidencia de los rayos del Sol sobre el conductor (θ), área proyectada del conductor sobre un plano horizontal por unidad de longitud (A), flujo total de calor irradiado por el Sol corregido por altitud (Q_{sc}), azimuth del Sol (Z_s), variable de azimuth solar (X).



- Cálculo de pérdidas de calor:

$$\text{Convección natural: } q_{cn} = 0.0205 \times \rho_f^{0.5} \times D^{0.75} \times (T_{cond.} - T_{amb.})^{1.25}$$

Convección forzada para vientos bajos:

$$q_{c1} = \left[1.01 + 0.0372 \times \left(\frac{D \times \rho_f \times V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] \times k_f \times K_{angle} \times (T_{cond.} - T_{amb.})$$

Convección forzada para vientos altos:

$$q_{c2} = 0.0119 \times \left(\frac{D \times \rho_f \times V_w}{\mu_f} \right)^{0.6} \times k_f \times K_{angle} \times (T_{cond.} - T_{amb.})$$

Se define: $q_c = \max\{q_{cn}; q_{c1}; q_{c2}\}$

Irradiación del conductor:

$$q_r = 0.0178 \times D \times \epsilon \times \left[\left(\frac{T_{cond.} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{amb.} + 273}{100} \right)^4 \right]$$

- Cálculo de ganancias de calor:

$$\text{Radiación solar: } q_s = \alpha \times q_{se} \times \sin \theta \times A'; \text{ Efecto Joule: } I^2 \times R_{(Tc)}$$



- Evaluación térmica:

$$\text{Ampacidad del conductor @ 75°C: } I = \sqrt{(q_c + q_r - q_s) / R_{(75^\circ\text{C})}}$$

Intensidad de corriente eléctrica de diseño: $I_{diseño}$

Si $I > I_{diseño}$ → El conductor cumple con la capacidad térmica en estado estacionario.

Figura 3.11 Procedimiento general de evaluación térmica de conductores en estado estacionario según norma IEEE

Fuente: [Elaboración propia]

El detalle de la metodología de verificación de capacidad térmica en estado estacionario de conductores y barrajes flexibles, conforme a la IEEE Std. 738, se muestra en el anexo B.5.

3.3.2.1.3 Verificación de capacidad térmica por cortocircuito

El cálculo de la capacidad térmica de un conductor por efecto de una corriente de cortocircuito, se fundamenta en la verificación de la sección mínima del conductor, la cual debe ser menor a la sección del conductor pre-seleccionado, para no afectar las características electromecánicas del conductor. La determinación del calibre mínimo del conductor depende de la corriente de cortocircuito trifásico, la duración de la falla, las características del material del conductor y condiciones ambientales, conforme a la ecuación indicada en la norma IEEE Std. 837 que a continuación se presenta:

$$I = A \times \sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \times \alpha_r \times \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Donde:

T_m	: Temperatura admisible máxima durante el cortocircuito en °C
T_a	: Temperatura ambiente máxima promedio anual en °C
T_r	: Temperatura de referencia para constantes de materiales en °C
α_0	: Coeficiente de resistividad térmica del conductor a 0 °C
α_r	: Coeficiente de resistividad térmica del conductor a T_r
ρ_r	: Resistividad eléctrica del conductor a T_r en $\mu\Omega \cdot \text{cm}$
K_0	: Constante numérica igual a $1/\alpha_0$ en °C
t_c	: Duración de la falla en segundos (s)
TCAP	: Factor de capacidad térmica del conductor en $\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot \text{°C})$

3.3.2.1.4 Verificación de efecto corona

La verificación por efecto corona en los conductores de los diversos niveles de conexionado sujetos a condiciones de sitio, no se realizará, ya que para sistemas en donde la $U_n \leq 220 \text{ kV}$ y la $H < 4700 \text{ m.s.n.m}$, el efecto corona no se presenta (según experiencia de diseño), es decir, la intensidad de campo eléctrico disruptivo corregido por altura ($E_0 < 18.5 \text{ kV/cm}$) es mayor que la intensidad del campo eléctrico máximo ($E_{\text{máx}}$) que irradia el conductor, y la tensión crítica fase-tierra de disrupción (U_0) está por encima de la tensión nominal fase-tierra ($U_{\text{f-t}}$). Es preciso indicar que la altura del sitio de instalación de una S.E influye directamente en el cálculo del campo eléctrico disruptivo (E_0), ya que éste último presenta un comportamiento decreciente cuando se incrementa la altura del sitio, por lo tanto, existe una mayor posibilidad de que se presente las descargas del tipo “Corona”, sin embargo, existen acciones que pueden evitar la presencia del ese fenómeno, o en su defecto, disminuir

las pérdidas de potencia, tales como: Incrementar el diámetro del conductor y/o el número de sub-conductores por fase (Ramírez C.F, 2021).

3.3.2.2 Sistema de puesta a tierra

Este ítem es un punto muy importante en el dimensionamiento eléctrico de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, ya que un sistema de puesta a tierra correctamente diseñado asegura la protección del personal técnico de trabajo. Un sistema de puesta a tierra (SPAT) se divide en 2 partes: SPAT profunda y SPAT superficial; el inicio de los cálculos justificativos a realizar engloba la estratificación del terreno (número de capas, profundidad de capa y resistividad de capa), sustentado en las recomendaciones de la IEEE Std. 81, luego se tiene que determinar el calibre del conductor Cu desnudo, para así definir la cuadrícula de la malla Cu y los electrodos verticales a instalar, siempre teniendo como limitante los valores de tensión de toque y de tensión de paso permisibles (ante una falla monofásica) calculados por la IEEE Std. 80, para ello se realizan simulaciones con softwares especializados (Aspix v2.0). Además de ello, se tiene que asegurar que la resistencia del SPAT se encuentre dentro del rango indicado por el manual del CNE-Suministro 2011.

3.3.2.2.1 Criterios

Se emplearán los siguientes criterios para el diseño de la malla de PAT:

- El modelado de la malla Cu se realizará con un programa especializado.
- Se empleará una duración mínima de falla para el cálculo de la sección del conductor de tierra, las tensiones de toque y/o paso máximas permitidas para una persona.
- Se empleará una corriente de diseño para materiales (instalaciones).
- Se empleará una corriente de diseño para verificación de tensiones peligrosas de toque y de paso.
- Espesor de grava.

3.3.2.2.2 Procedimiento de diseño de un SPAT

El proceso de diseño del SPAT de SS.EE de alta y extra-alta tensión se basa en las recomendaciones de la IEEE Std 80 (2013) y el manual del CNE-Suministro 2011, conforme se visualiza en la Figura 3.12.

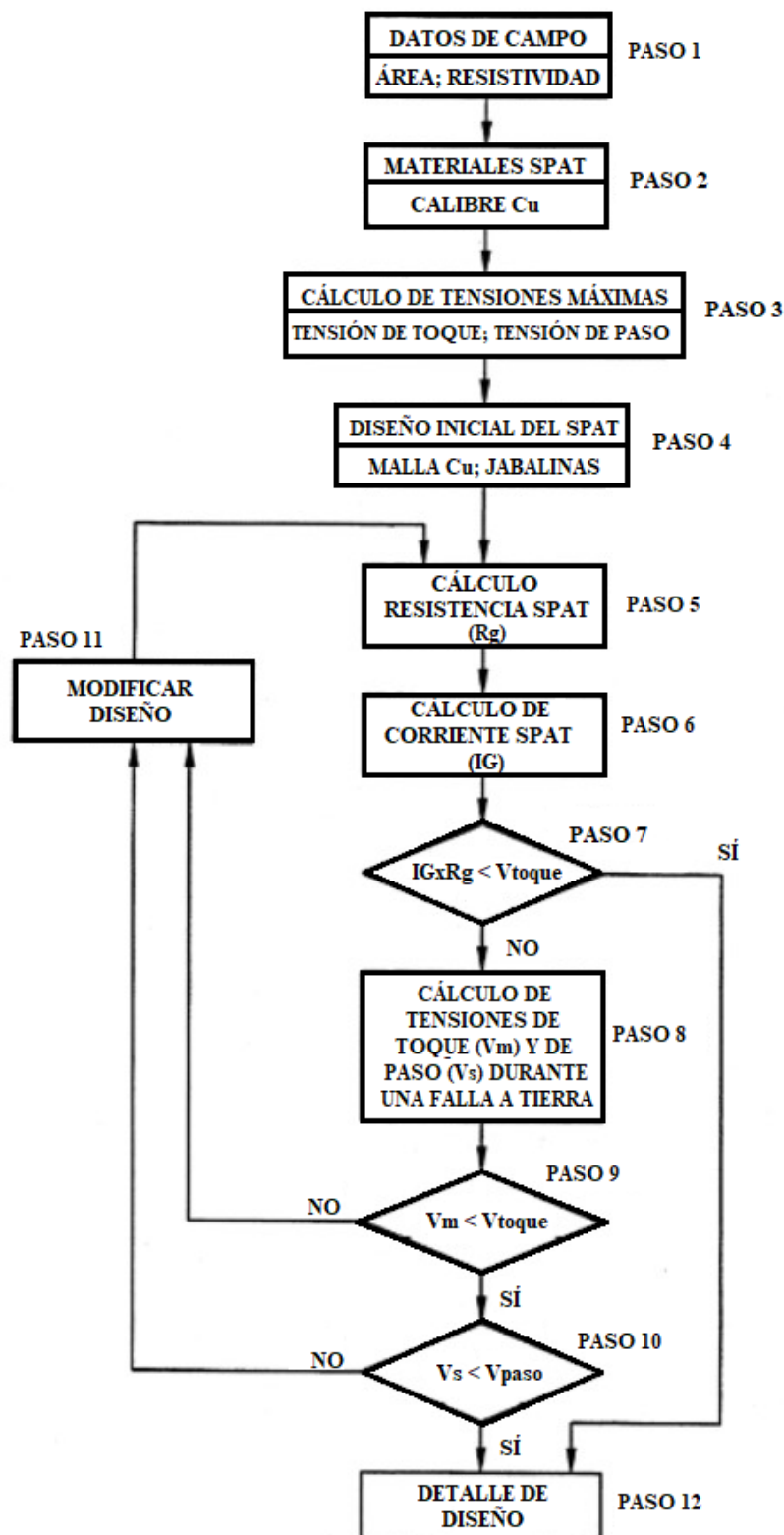


Figura 3.12 Diseño de un SPAT
Fuente: [Elaboración propia]

Paso 1: Se determina el emplazamiento de la subestación y su respectiva área (m^2), y las mediciones de resistividad del terreno aplicando el método de Wenner. A partir de estas

mediciones se realiza la estratificación del terreno (número de capas, profundidad de capa y resistividad de capa).

Paso 2: Se define los materiales a utilizar para la implementación del sistema de puesta a tierra (SPAT), tales como: Calibre del conductor de Cu (depende de la corriente de cortocircuito trifásica proyectada, la duración de la falla, etc.), las dimensiones de los electrodos verticales (jabalinas) de Cu o Copperweld, etc.

Paso 3: Se determina las tensiones máximas permisibles de toque y de paso, las cuales serán los criterios de seguridad a cumplir para un correcto diseño del SPAT. Estas tensiones dependen de la duración de la falla, masa de la persona, el espesor de la grava, etc.

Paso 4: Se define la cuadrícula de conductor Cu, es decir, los metros lineales de Cu; la ubicación de las jabalinas verticales (neutro de transformador, pararrayos, interconexión del cable de guarda de apantallamiento con el SPAT, etc.), y otras consideraciones.

Paso 5: Partiendo del diseño inicial definido en el paso 4, se utiliza un software de ingeniería para evaluar el desempeño del mismo, por lo tanto, se determina la resistencia del SPAT (R_g), cuyo valor no debe ser mayor a 5Ω (límite permitido indicado por el manual del CNE-Suministro 2011).

Paso 6: Se determina la corriente que circula por la malla Cu (I_G), la cual es diferente a la corriente de falla a tierra (cortocircuito monofásico proyectado), ya que existen elementos adicionales que van conectados a la malla Cu, tales como: Neutros de transformadores, cables de guarda de la bahía de llegada de L.T, etc. El valor de I_G depende de parámetros tales como: Factor de división, factor de decremento, corrientes remotas (falla monofásica), etc.

Paso 7: Se compara el valor de $GPR = I_G \times R_g$ con la tensión de toque máxima permisible (definida en el paso 3); si $GPR < V_{toque}$, el diseño inicial definido en el paso 4 es correcto, y se pasaría al paso 12; caso contrario, se continúa en el paso 8.

Paso 8: Partiendo de la corriente I_G determinado en el paso 6, se calcula las tensiones de toque (V_m) y de paso (V_s), desarrolladas por dicha corriente.

Paso 9: Se compara el valor de V_m con la tensión de toque máxima permisible (definida en el paso 3); si $V_m < V_{toque}$, se continúa al siguiente paso; caso contrario, se pasaría al subsiguiente paso.

Paso 10: Se compara el valor de V_s con la tensión de paso máxima permisible (definida en el paso 3); si $V_s < V_{paso}$, se continúa al subsiguiente paso; caso contrario, se pasaría al siguiente paso.

Paso 11: Se modifica el diseño inicial definido en el paso 4, es decir, se disminuye el tamaño de las cuadrículas de la malla de Cu, lo cual implica aumentar los metros lineales de Cu, y se aumenta el número de jabalinas verticales a instalar. Esta modificación del diseño de malla Cu es evaluada en los pasos 5,6,7,8,9 y 10.

Paso 12: Se plasma los detalles del diseño en memorias de cálculo y planos de ingeniería.

El detalle de los cálculos relacionados al diseño de un SPAT, conforme a la IEEE Std. 80 y al manual del CNE-Suministro 2011, se muestra en el anexo B.6

3.3.2.3 Apantallamiento

En este ítem se va a realizar los cálculos suficientes para determinar los requisitos mínimos de apantallamiento del equipamiento y edificaciones contra rayos directos en la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV. El diseño del apantallamiento se realizará aplicando el método electrogeométrico (esfera rodante) para determinar la altura de los castilletes sobre los cuales está instalado el cable de guarda, y se realizará el cómputo de riesgo de falla del apantallamiento, de acuerdo a la IEEE Std. 998 y el CNE-Suministro 2011. Además de ello se realizará una verificación de apantallamiento de edificaciones según lo indicado en la IEC 62305.

3.3.2.3.1 Parámetros requeridos para el diseño

Para el apantallamiento de una S.E, se necesita las dimensiones proyectadas de la misma, determinadas en el ítem 3.3.1.3, conforme se visualiza en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Dimensiones proyectadas para una S.E
Fuente: [Elaboración propia]

Descripción
Altura del tercer nivel de conexión (templás superiores)
Altura del segundo nivel de conexión (conexión de barras)
Altura del primer de conexión (conexión de equipos)
Ancho de campo o ancho de barras
Longitud de vano mas largo

3.3.2.3.2 Apantallamiento del patio de conexiones de la S.E

El apantallamiento del patio de conexiones se realizará con cables de guarda localizados en la cúspide de los castilletes de los pórticos.

El método del modelo electrogeométrico, descrito por la norma IEEE Std. 998, se basa en el hecho de que los rayos son atraídos hacía los elementos apantalladores en vez que a los equipos protegidos. Esto se logra determinando la distancia de descarga S_m , que a su vez determina la posición de la estructura apantalladora (cable de guarda) con respecto a los objetos que se quieren proteger, tomando en cuenta la altura de cada uno con respecto a tierra.

En la práctica, el método consiste en visualizar una esfera de radio igual a la distancia crítica de descarga S_m , rodar alrededor de la superficie y equipos a proteger. Cualquier objeto por debajo de los arcos de circunferencia, quedará protegida, y cualquier objeto que sea tocado por el arco o sobre éste, estará expuesto a descargas directas, conforme se visualiza en la Figura 3.13.

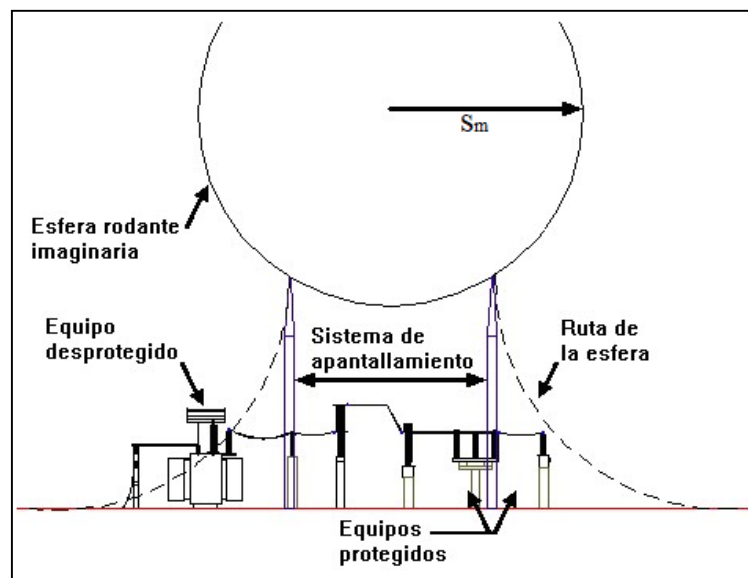


Figura 3.13 Apantallamiento

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Este método, permitirá calcular la altura efectiva del apantallamiento, teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos, las alturas de conexión y longitud de vanos dentro de la subestación.

El cálculo de la altura mínima de apantallamiento y el dimensionamiento de los castilletes, se realiza empleando un conjunto de pasos ordenados, conforme se visualiza en la Figura 3.14.

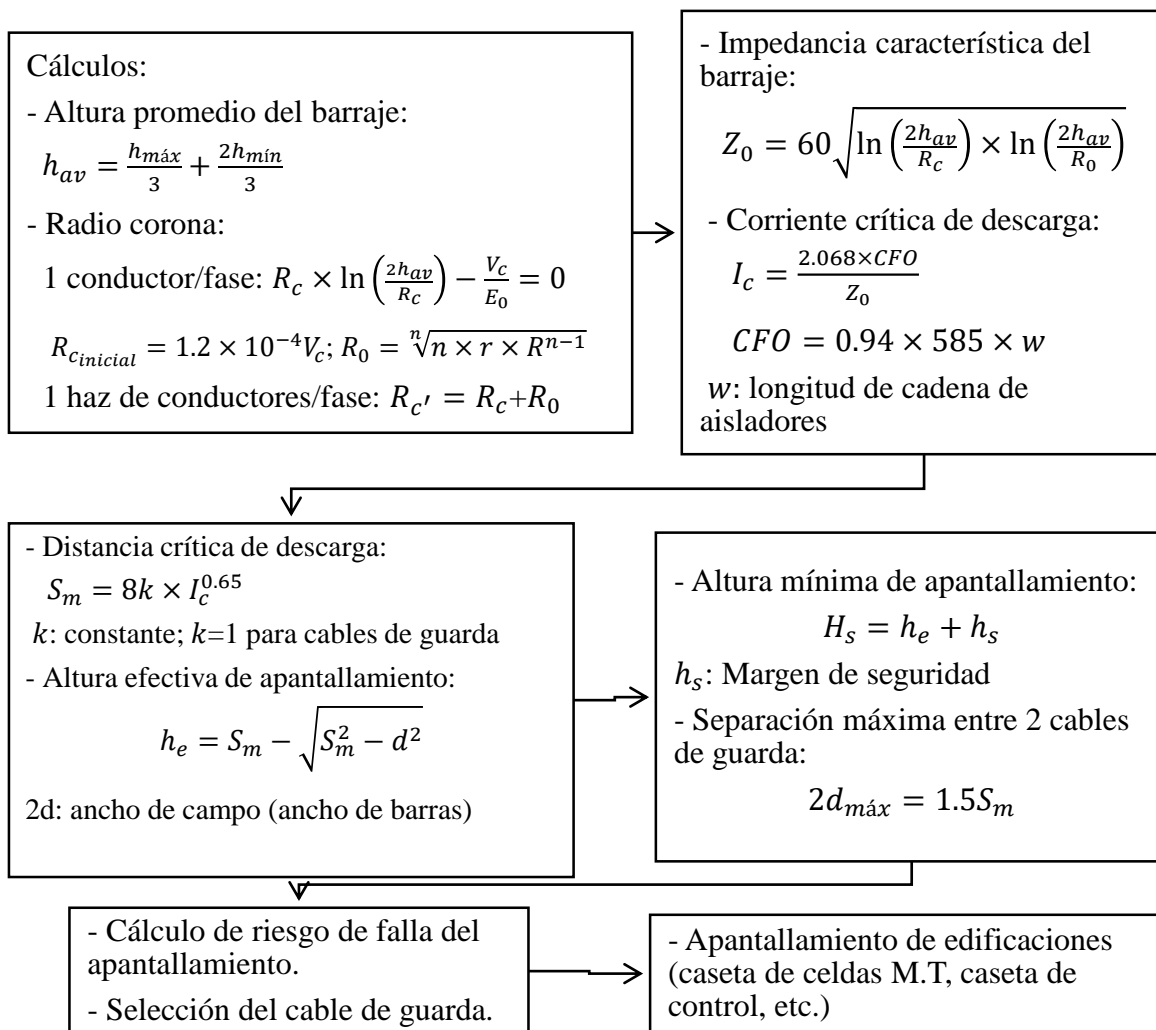


Figura 3.14 Procedimiento de cálculo de la altura mínima de apantallamiento de SS.EE con cables de guarda según la norma IEEE

Fuente: [Elaboración propia]

El detalle de los cálculos relacionados al apantallamiento de subestaciones, conforme a la IEEE Std. 998, se muestra en el anexo B.7.

3.3.2.3.3 Apantallamiento de edificaciones

La subestación contará con las siguientes edificaciones:

- Una (01) caseta de control.
- Una (01) caseta de celdas M.T (existente).

El sistema de apantallamiento del patio de conexiones de la S.E con cable de guarda debe cumplir con el criterio de diseño de apantallamiento de casetas, caso contrario se tendría que realizar la evaluación de riesgos ante descargas atmosféricas directas en edificaciones, según las recomendaciones de la norma IEC 62305-2, conforme se muestra en el anexo B.7.5.

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Selección de pararrayos

4.1.1 Parámetros del sistema eléctrico

- Tensión de operación continua

Tensión Nominal	Un	50 kV
Aterramiento del sistema		Y
Rango de operación	±	10%
Tensión máxima de operación	Um	55 kV
Tensión de operación continua	Uc	32 kV

En 50 kV, se tiene una tensión máxima de operación de +10% o 55 kV conforme al procedimiento técnico PR-20 del COES.

- Sobretenación temporal por falla a tierra

Tensión de operación continua	Uc	32 kV
Factor de falla a tierra	K ₁	1.4
Sobretenacion temporal	TOV	44 kV

Esta sobretenación tiene una duración máxima aproximada de 1 s.

- Sobretenación temporal por pérdida de carga

Tensión de operación continua	Uc	32 kV
Factor de pérdida de carga	K ₂	1.3
Sobretenacion temporal	TOV	42 kV

Se considera un factor de sobretenación por pérdida de carga igual a 1.3, conforme a la recomendación indicada en la norma IEC 60071-2 (detallado en la norma IEC 60099-5), para sistemas moderadamente extensos (LL.TT moderadamente largas).

Esta sobretenación tiene una duración máxima aproximada de 10 s.

4.1.2 Parámetros de pararrayos

- Tensión nominal

$$U_{r1} = 40 \text{ kV}_{rms}$$

$$U_{r2} = 42 \text{ kV}_{rms}$$

$$U_{r3} = 39 \text{ kV}_{rms}$$

La tensión nominal del pararrayos (U_r) es igual al máximo valor de U_{r1} , U_{r2} y U_{r3} ; y además de ello, se asignará un factor de seguridad de 10% a aplicar a cada uno de los parámetros del sistema, para definir las características técnicas mínimas del pararrayos. Por lo tanto, el valor calculado de la $U_r = 42 \times 1.1 = 46 \text{ kV}_{rms}$, sin embargo, de la tabla de tensiones nominales, se define la $U_r = 48 \text{ kV}_{rms}$.

- Tensiones residuales máximas

El nivel de protección al impulso tipo maniobra (U_{ps}) y al impulso tipo rayo (U_{pl}) son iguales a 101 kV_p (30/60 μ s 2 kA_p) y 107 kV_p (8/20 μ s 5 kA_p), respectivamente; dichas características forman parte de los valores típicos ofrecidos por el fabricante.

- Las características técnicas de los pararrayos adquiridos para el patio de conexiones de 50 kV, cubrieron con creces los requerimientos técnicos calculados. Pararrayos marca ZZE, tipo Y10W-55, con tensión nominal $U_r = 55 \text{ kV}$, $U_c = 44 \text{ kV}$, clase 3, corriente nominal 10 kA_p (mostradas en el anexo C.1).

Descripción	Parámetro	Requerido	Adquirido	
Tensión nominal	U_r	48	55	kV
Tensión de operación continua	U_c	35	44	kV
Sobretensión temporal a 10s	TOV_{10s}	46	-	kV
Sobretensión temporal a 1s	TOV_{1s}	49	49	kV
Clase de descarga	-	3	3	-
Corriente nominal de descarga	I_n	5	10	kA_p

En este proyecto, no existiría inconveniente técnico alguno si los pararrayos adquiridos tuvieran características técnicas menores, y por ende un menor costo. Por ejemplo: Pararrayos de ZnO, con tensión nominal $U_r = 51 \text{ kV}$, $U_c = 44 \text{ kV}$, clase 3, corriente nominal 5 kA_p ; esto permitiría un mejor análisis técnico-económico, es decir, cubrir las expectativas técnicas a menor costo.

4.2 Coordinación de aislamiento

En la Figura 4.1, se visualiza el cálculo de las sobretensiones críticas a presentarse en la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV ubicado a 4660 m.s.n.m. El procedimiento de cálculo aplicado se muestra en el ítem 3.3.1.2.

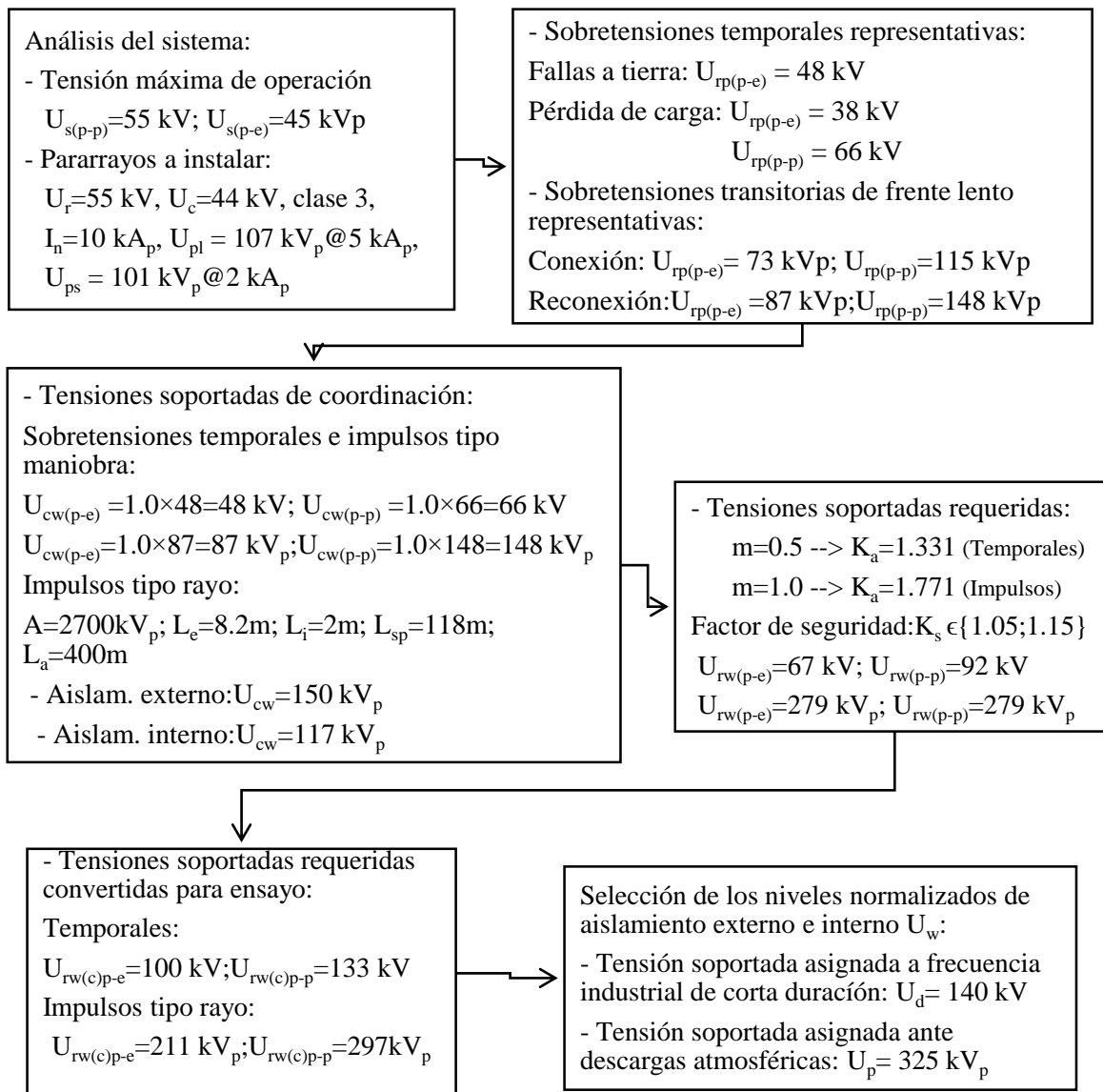


Figura 4.1 Cálculo de sobretensiones críticas

Fuente: [Elaboración propia]

4.2.1 Resumen de resultados

En seguida, se muestran los resultados de las sobretensiones calculadas para la S.E El Amigo 50 kV/4.16 kV/2.3 kV ubicado a más de 4660 m.s.n.m.

Valores de Urw: - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra/rayo		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno		Aislamiento Seleccionado	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos				Externo	Interno
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)		
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra	67	100	67	84	55	50	140	140
	fase - fase	92	171	92	133	76	85	140	140
Impulso tipo maniobra	fase - tierra	162	-	136	-	100	-	-	-
	fase - fase	275	-	215	-	170	-	-	-
Impulso tipo rayo	fase - tierra	279	211	279	177	135	110	325	325
	fase - fase	279	297	279	231	135	187	325	325

Urw(s): Tensión de soportabilidad requerida

Urw(c): Tensión de soportabilidad requerida convertida

4.2.2 Aislamiento mínimo seleccionado

- Aislamiento interno – equipos en aceite

El mayor valor encontrado de sobretensiones fase –tierra a frecuencia industrial de corta duración y de impulso tipo rayo son 55 kV y 135 kVp, respectivamente; por lo tanto, se considera un aislamiento normalizado respectivo de 140 kV y 325 kVp. Respecto al aislamiento fase-fase, el mayor valor encontrado de sobretensiones a frecuencia industrial de corta duración y de impulso tipo rayo son 85 kV y 187 kVp, respectivamente; por lo tanto, se considera un aislamiento normalizado respectivo de 140 kV y 325 kVp.

- Aislamiento externo

El mayor valor encontrado de sobretensiones fase –tierra a frecuencia industrial de corta duración y de impulso tipo rayo son 100 kV y 279 kVp, respectivamente; por lo tanto, se considera un aislamiento normalizado respectivo de 140 kV y 325 kVp. Respecto al aislamiento fase-fase, el mayor valor encontrado de sobretensiones a frecuencia industrial de corta duración y de impulso tipo rayo son 171 kV y 297 kVp, respectivamente; por lo tanto, se considera un aislamiento normalizado respectivo de 140 kV a una distancia fase-fase adecuada, y 325 kVp.

Se recomiendan los siguientes niveles normalizados de aislamiento para los equipos A.T, cadenas de platos aisladores y aisladores de soporte, de la S.E del proyecto:

Equipos de patio de 72.5 kV / 140 kV / 325 kVp (mostrados en el anexo C).

4.2.3 Niveles normalizados de aislamiento por altura del sitio de instalación

Los niveles normalizados de aislamiento de equipamiento AIS de uso exterior para una tensión máxima de equipo igual a 55 kV y a una altura de sitio de instalación menor o igual a 1000 m.s.n.m son cubiertos por las tensiones soportadas asignadas indicadas en las tablas de la norma IEC 60071-1, sin embargo, la S.E. El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV se ubica a 4660 m.s.n.m, y bajo las condiciones de sitio, se obtuvieron niveles normalizados de aislamiento correspondientes a equipos de 72.5 kV, conforme se visualiza en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Comparación de niveles normalizados de aislamiento
Fuente: [Elaboración propia]

Equipamiento convencional AIS de uso exterior			
Altura del sitio de instalación	Tensión máxima de equipo (Um)	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (Up)	Tensión soportada asignada a frecuencia industrial de corta duración (Ud)
Hasta 1000 m.s.n.m	55 kV	250 kVp	95 kV
4660 m.s.n.m	72.5 kV	325 kVp	140 kV

4.2.4 Ensayos de equipos de alta tensión

Los laboratorios de ensayos de equipos de A.T, con certificación internacional, son los encargos de realizar las pruebas FAT para liberarlos. Entre una gama de pruebas a realizar (mostradas en el anexo D), se encuentran las pruebas de soportabilidad eléctrica de aislamiento; en estas pruebas se utilizan los generados de sobretensiones transitorias, denominados Bobinas de Tesla, que reproducen las sobretensiones de impulso tipo rayo y/o tipo maniobra normalizados, cuyos valores de cresta se encuentran definidos por las tensiones de soportabilidad convertidas para ensayo (fase-tierra y fase-fase). En el estudio de coordinación de aislamiento de este proyecto se obtuvieron sobretensiones de impulso tipo rayo fase-tierra con valores de cresta igual a 279 kV_p (1.2/50 μs) y sobretensiones fase-fase

con valores de cresta igual a 297 kV_p (1.2/50 μs); por otro, el equipamiento debe cumplir con la soportabilidad de sobretensiones normalizadas a frecuencia industrial de corta duración fase-tierra y fase-fase con valores eficaces iguales a 100 kV (60 s) y 133 kV (60 s), respectivamente.

4.3 Distancias eléctricas

En la Figura 4.2, se visualiza el cálculo de las distancias eléctricas asociadas a la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV ubicado a 4660 m.s.n.m. El procedimiento de cálculo aplicado se muestra en el ítem 3.3.1.3.

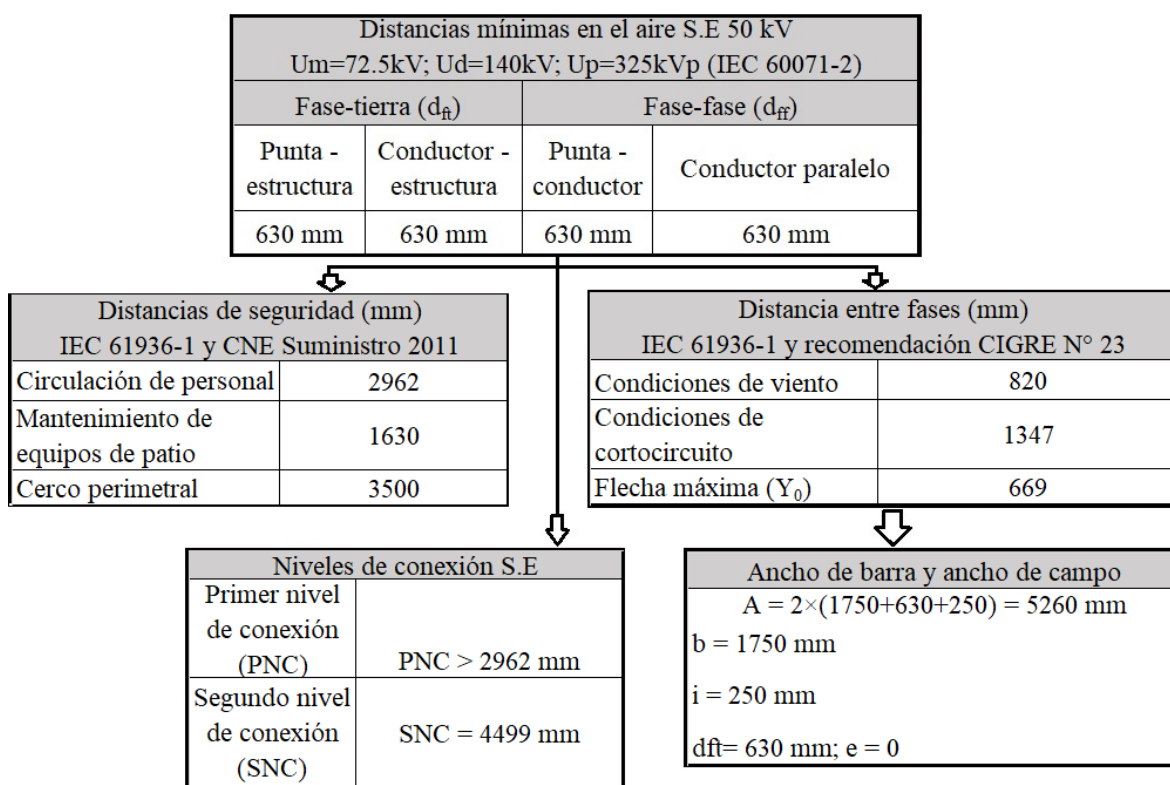


Figura 4.2 Distancias eléctricas calculadas para una S.E ubicado a 4660 m.s.n.m

Fuente: [Elaboración propia]

La altura de diseño del SNC será de 10000 mm, el cual es superior a la distancia de seguridad calculada y tiene relación con las instalaciones existentes. En la Figura 4.3, se ilustra los niveles de conexión, y en la Tabla 4.2, se muestran los valores conseguidos de cálculo y diseño.

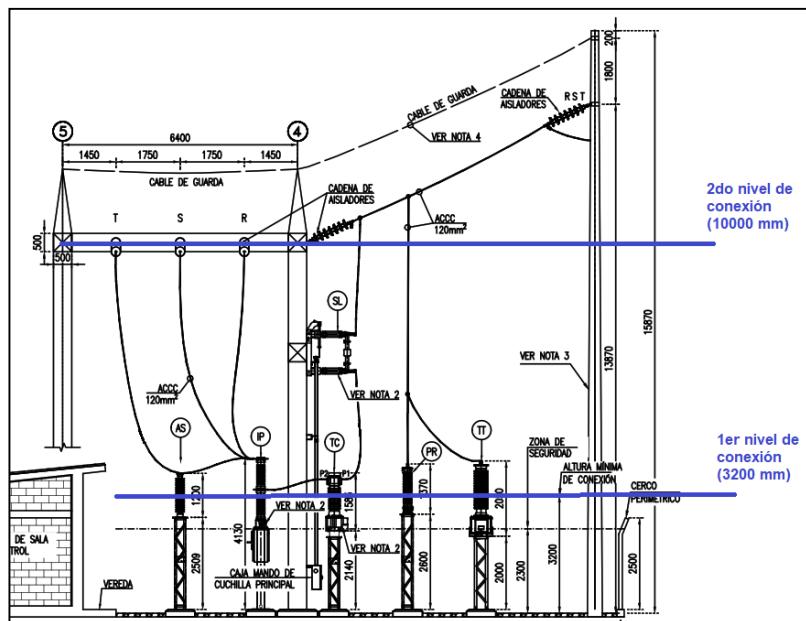


Figura 4.3 Niveles de conexión

Fuente: [Elaboración propia]

Para poder visualizar la influencia de la altitud del sitio de instalación (m.s.n.m.) en el cálculo de las distancias eléctricas, éstas también serán calculadas para 1000 m.s.n.m.

4.3.1 Resumen de distancias eléctricas

Las distancias eléctricas y/o distancias de seguridad obtenidas de los cálculos, se sintetiza en la siguiente tabla:

Tabla 4.2 Síntesis de distancias eléctricas

Fuente: [Elaboración propia]

Distancia eléctrica verificada	Calculado (mm)	Diseño (mm)	El diseño cumple lo requerido
Distancia mínima entre fases por viento	820	1750	Sí
Distancia mínima entre fases por cortocircuito	1347		Sí
Distancia de seguridad hacia equipos en mantenimiento (Dv)	1630	1630	Sí
Distancia de seguridad para instalación de cerco perimétrico (R)	3500	3500	Sí
Ancho de barra	5260	6400	Sí
Ancho de campo	5260	6400	Sí
Primer nivel de conexión	2962	3200	Sí
Segundo nivel de conexión	4499	10000	Sí

4.3.2 Distancias eléctricas por altura del sitio de instalación

El criterio utilizado para determinar las distancias mínimas en el aire se basa en las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, ya que ésta considera el factor de corrección atmosférica por altura en la selección de niveles normalizados de aislamiento, conforme se visualiza en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Comparación de distancias eléctricas mínimas en el aire

Fuente: [Elaboración propia]

Altura del sitio de instalación	Tensión máxima de equipo (Um)	Tensión soportada asignada a frecuencia industrial de corta duración (Ud)	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (Up)	Distancias mínimas			
				Fase-tierra	[mm]	Fase-fase	[mm]
1000 m.s.n.m	55 kV	95 kV	250 kV _{pico}	punta - estructura	480	punta - conductor	480
				conductor - estructura		conductor paralelo	
4660 m.s.n.m	72.5 kV	140 kV	325 kV _{pico}	punta - estructura	630	punta - conductor	630
				conductor - estructura		conductor paralelo	

A partir de las distancias eléctricas mínimas en el aire, visualizadas en la Tabla 4.3, y la metodología de cálculo descrita en el ítem 3.3.1.3, las distancias eléctricas y/o distancias de seguridad por altura de sitio de instalación, se sintetizan en la siguiente tabla:

Tabla 4.4 Comparación de distancias eléctricas

Fuente: [Elaboración propia]

Distancias eléctricas de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV				
Descripción	1000 m.s.n.m		4660 m.s.n.m	
	Calculado (mm)	Diseño (mm)	Calculado (mm)	Diseño (mm)
Distancia mínima entre fases por viento	707	1650	820	1750
Distancia mínima entre fases por cortocircuito	1272		1347	
Distancia de seguridad hacia equipos en mantenimiento (Dv)	1480	1480	1630	1630
Distancia de seguridad para instalación de cerco perimétrico (R)	3300	3300	3500	3500
Ancho de barra	4760	5800	5260	6400
Ancho de campo	4760	5800	5260	6400
Primer nivel de conexión	2804	3000	2962	3200
Segundo nivel de conexión	4149	9500	4499	10000

De la Tabla 4.4, se puede concluir que si la S.E hubiese sido instalado hasta los 1000 m.s.n.m, la distancia eléctrica entre fases sería menor en 100 mm, la distancia de seguridad (Dv) sería menor en 150 mm, la distancia de seguridad (R) sería menor en 200 mm, el ancho de campo (ancho de barra) sería menor en 600 mm, el primer nivel de conexión sería menor en 200 mm y el segundo nivel de conexión sería menor en 500 mm. Esto influiría directamente en ahorro de costos de suministros (pórticos) y de obras civiles.

4.3.3 Relación entre las distancias eléctricas fase-fase y las tensiones soportadas requeridas convertidas para ensayo a frecuencia industrial de corta duración

En la coordinación de aislamiento se determinó que la tensión soportada requerida convertida para ensayo a frecuencia industrial de corta duración fase-fase es igual a 171 kV (proviene de una tensión soportada requerida fase-fase por maniobras igual a 275 kV_p), este valor es mayor al nivel normalizado de aislamiento seleccionado (140 kV); si bien los niveles normalizados de aislamiento seleccionados deben cubrir todos los requerimientos calculados, este punto se logró subsanar al asignar distancias eléctricas de diseño entre fases de la S.E que sean mayores a las distancias calculadas (8.2 m y 1.347 m), que para este proyecto es igual a 1.75 m.

4.3.4 Influencia del número de conductores por fase en el ancho de barra y campo

En subestaciones de alta y extra-alta tensión se suele utilizar más de un conductor por fase en el barraje debido a la ampacidad que debe soportar, según el estudio de operatividad respectivo; es por ello que los valores calculados de ancho de campo y de ancho de barra, se diferencian por la separación horizontal de los subconductores de barra (e), conforme se visualiza en la Figura 4.4. Sin embargo, en el diseño se considera un único valor que cubra los requerimientos calculados. En este proyecto se utilizó un conductor por fase tanto para el barraje como para la bahía de la variante de línea, es por ello que el ancho de barra y el ancho de campo calculados son iguales a 5.26 m; y el valor de diseño es igual a 6.4 m.

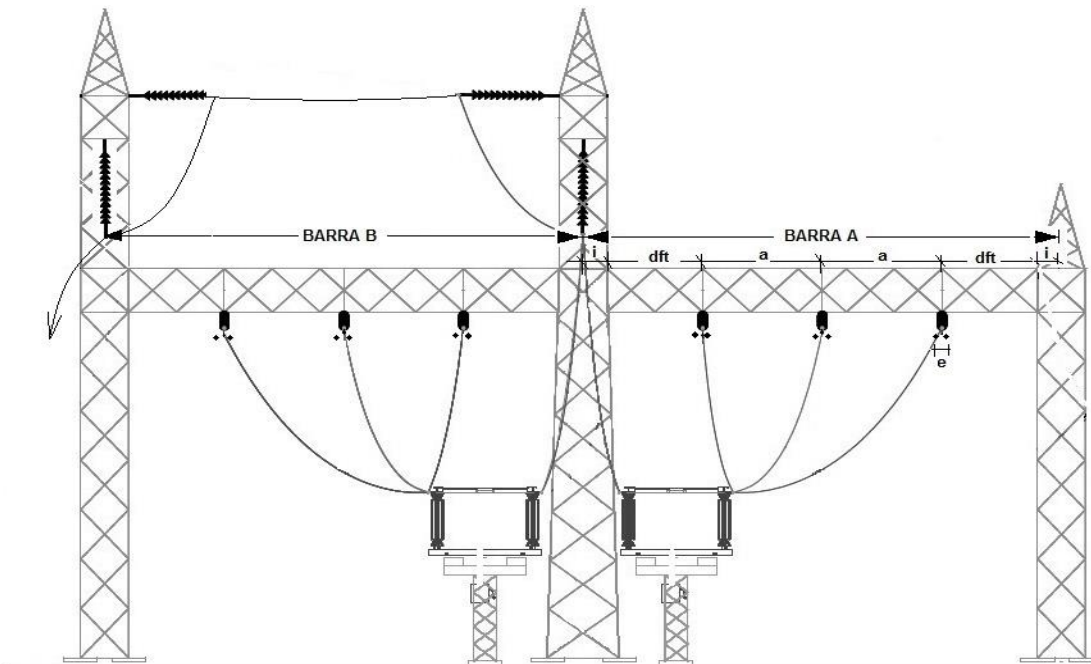


Figura 4.4 SS.EE con barrajes de 2 conductores por fase
Fuente: [Elaboración propia]

4.4 Cadena de aisladores y aisladores de soporte

En la Figura 4.5, se visualiza el cálculo de las particularidades electromecánicas de las cadenas de aisladores y aisladores de soporte, asociado a la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV ubicado a 4660 m.s.n.m. El procedimiento de cálculo aplicado se muestra en el ítem 3.3.1.4.

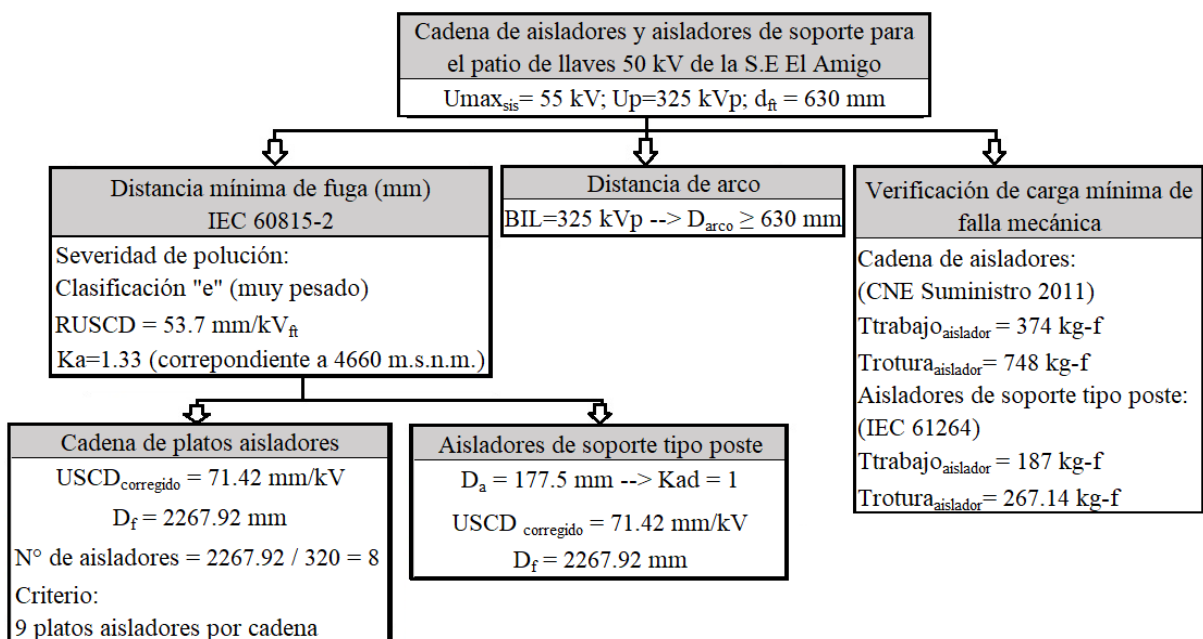


Figura 4.5 Características técnicas electromecánicas calculadas de cadenas de aisladores y aisladores de soporte tipo poste para una S.E ubicado a 4660 m.s.n.m
Fuente: [Elaboración propia]

- Especificaciones mínimas requeridas para cadena de aisladores de porcelana

Tensión máxima de operación del sistema (kV)	Tensión crítica de flashover ante impulso atmosférico (kV _p)	Distancia de fuga mínima (mm)	Distancia de arco (mm)	Tensión de rotura mínima (kN)
55	325	≥ 2 267.92	≥ 630	≥ 7.33

En los planos de disposición física y de detalles de cadenas de aisladores, se muestran la ubicación y, ensamble y despiece de las cadenas de aisladores, respectivamente.

- Especificaciones mínimas requeridas para aisladores de soporte tipo poste en 50 kV

Ítem	Conexión	Tipo de instalación	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (kV _p)	Distancia de fuga mínima (mm)	Distancia de arco (mm)	Denominación aislador IEC 60273
1	Conexiones sobre patio de llaves	Vertical	325	≥ 2 267.92	≥ 630	C6 – 325

4.4.1 Suministros seleccionados

- Cadena de aisladores

Las características técnicas de las cadenas de aisladores a instalar en la subestación se indican en la Tabla 4.5. Las cadenas de aisladores serán implementadas durante la ejecución de obra, conforme se muestra en el anexo E.6.

**Tabla 4.5 Características de cadena de aisladores de porcelana
clase ANSI 52-3 para 50 kV
Fuente: [Elaboración propia]**

Tensión máxima de operación del sistema (kV)	Cantidad de aisladores por cadena	Longitud de la cadena (mm)	Distancia de fuga de la cadena (mm)	Tensión de rotura (kN)
55	9	1314	2880	70

- Aisladores de soporte tipo poste

Las características técnicas del aislador de soporte tipo poste a instalar en la subestación se indican en la Tabla 4.6 (mostradas en el anexo C.3).

Tabla 4.6 Características de aislador de soporte tipo poste para 50 kV

Fuente: [Elaboración propia]

Tipo de instalación	Clase	Distancia de fuga (mm)	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (kV _p)	Distancia de arco (mm)
Vertical	C8	$\geq 2\ 267.92$	325	1200

4.4.2 Relación entre K_a y el nivel de polución del sitio de instalación

El dimensionamiento de aisladores para un proyecto, está directamente influenciado por el tipo de atmósfera (clara o industrial) del sitio de instalación. En zonas claras (aisladores limpios), el exponente “m” del factor de corrección atmosférica por altura es igual a 1, pero en zonas industriales (aisladores contaminados), el exponente “m” es igual a 0.5 o 0.8. Si en los criterios de diseño se indica que se va a utilizar aisladores normales, “m” sería igual a 0.5, pero si indican que se va a utilizar aisladores anti-fog (anti-neblina), “m” sería igual a 0.8; todo lo anteriormente mencionado en conjunto con la altura del sitio de instalación, define el factor K_a , por lo tanto, las tensiones soportadas temporales requeridas en el sistema son menores en una atmósfera industrial (pesada o muy pesada) que en una atmósfera clara (muy ligera, ligera o media). Además de ello, el perfil de un aislador anti-fog proporciona una mayor longitud de línea de fuga que el perfil de un aislador normal, por lo tanto, la longitud de la cadena o del aislador soporte sería menor.

4.4.3 Influencia de la altura del sitio de instalación en la selección de suministros

La altura del sitio de instalación influye directamente en los 2 criterios de selección (distancia de fuga mínima y distancia de arco) de cadena de aisladores e aisladores de soporte, ya que estos consideran el factor de corrección atmosférica por altura (K_a) y la distancia eléctrica mínima en el aire fase-tierra, conforme se visualiza en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 Comparación de factores y/o criterios de inicio
Fuente: [Elaboración propia]

Tensión máxima de operación del sistema (Us)	Altura del sitio de instalación (H)	Factor de corrección atmosférica por altura (Ka)	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (Up)	Distancia eléctrica mínima en el aire
				Fase-tierra
55 kV	1000 m.s.n.m	1.06	250 kV _{pico}	480 mm
55 kV	4660 m.s.n.m	1.33	325 kV _{pico}	630 mm

A partir de los factores y/o criterios de inicio determinados por altura de sitio de instalación, conforme se visualiza en la Tabla 4.7, y la metodología de cálculo descrita en el ítem 3.3.1.4, la comparación de la selección de cadenas de aisladores y de aisladores de soporte tipo poste, se resume en las Tablas 4.8 y 4.9.

Tabla 4.8 Comparación de cadenas de aisladores
Fuente: [Elaboración propia]

Tensión máxima de operación del sistema (Us)	Altura del sitio de instalación (H)	Número de platos aisladores por cadena	Longitud de la cadena	Distancia de fuga de la cadena	Tensión de rotura
55 kV	1000 m.s.n.m	7	1022 mm	2240 mm	70 kN
55 kV	4660 m.s.n.m	9	1314 mm	2880 mm	70 kN

De la Tabla 4.8, se puede concluir que si la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV hubiese sido instalado hasta los 1000 m.s.n.m, en el patio de 50 kV se instalaría cadenas de 7 platos aisladores de porcelana clase ANSI 52-3 y de 1.022 m de longitud. Esto último influiría directamente en los costos de suministros y montaje electromecánico, ya que se ahorra 2 platos aisladores y aproximadamente 30cm de longitud por cadena.

Tabla 4.9 Comparación de aisladores de soporte tipo poste
Fuente: [Elaboración propia]

Tensión máxima de operación del sistema (Us)	Altura del sitio de instalación (H)	Tipo de instalación	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (Up)	Distancia de fuga mínima	Distancia de arco	Denominación del aislador IEC 60273
55 kV	1000 m.s.n.m	Vertical	250 kV _{pico}	≥ 1807.52 mm	≥ 480 mm	C6-250
55 kV	4660 m.s.n.m	Vertical	325 kV _{pico}	≥ 2267.92 mm	≥ 630 mm	C6-325

De la Tabla 4.9, se puede concluir que si la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV hubiese sido instalado hasta los 1000 m.s.n.m, en el patio de 50 kV se instalaría aisladores de soporte tipo poste C6-250 de 1807.5 mm de distancia de fuga mínima y de 480 mm de distancia de arco mínima. Esto último influiría directamente en los costos de suministros, ya que se ahorra aproximadamente 0.5 m de distancia de fuga mínima y 15 cm de distancia de arco mínima.

4.4.4 Tensión crítica flashover (CFO) y tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración de una cadena de aisladores de porcelana clase ANSI 52-3

En el dimensionamiento de las cadenas de aisladores a instalar en el patio de conexiones de 50 kV de la S.E El Amigo, se llevó en consideración de forma implícita, la verificación de las CFO's positivo y negativo (cadena de aisladores), asociados a los flashovers y back-flashovers ante descargas atmosféricas, respectivamente. El CFO positivo siempre es menor que el CFO negativo; por lo tanto, la tensión soportada asignada de impulso tipo rayo fase-tierra es igual a 325 kV_p y es cubierto con tan solo 4 platos de aisladores de porcelana clase ANSI 52-3, conforme se visualiza en la Tabla 4.10. Por otro lado, la tensión soportada asignada a frecuencia industrial de corta duración (U_d) es igual a 140 kV; se sabe que las U_d en condiciones secas presentan mayores valores a ser atendidos que en condiciones húmedas, y en este proyecto pueden ser atendidos con tan solo 3 platos aisladores.

Tabla 4.10 Características eléctricas de una cadena de aisladores clase ANSI 52-3
Fuente: [Elaboración propia]

Number of units	Power frequency withstand voltage (kV)		Critical impulse flashover voltage (kV)	
	DRY	WET	+	-
2	145	90	220	225
3	205	130	315	320
4	270	170	410	420
5	325	215	500	510
6	380	255	595	605
7	435	295	670	695

De la Tabla 4.10, las características eléctricas de las cadenas son las siguientes: $U_d=270$ kV (condiciones secas), $U_d=170$ kV (condiciones húmedas), CFO positivo = 410 kV_p y CFO negativo = 420 kV_p, es decir, con 4 platos aisladores se pueden cubrir con creces las tensiones soportadas asignadas en la coordinación de aislamiento, sin embargo, los criterios de dimensionamiento nos indican que siempre se utiliza un plato aislador más, como margen de seguridad, por ende, con 5 platos aisladores

se estaría cumpliendo todo lo anteriormente mencionado. Esta verificación no se suele realizar de forma explícita, ya que los parámetros que gobiernan la selección de cadenas de aisladores son las distancias de fuga corregidas por altura y las distancias de arco.

4.5 Conductores y barrajes

Los conductores a utilizarse en la ampliación de la subestación eléctrica El Amigo 50 kV ubicado a 4660 m.s.n.m., serán los siguientes:

- Barra simple en 50 kV: 1 conductor/fase – AAAC 120 mm²
- Conexión entre equipos en 50 kV: 1 conductor/fase – AAAC 120 mm²

Los criterios a tener en cuenta para la verificación de conductores en todos los niveles de conexión son los siguientes:

- Capacidad de conducción a la máxima temperatura de operación (75°C) debe ser mayor a la potencia de diseño igual a 27 MVA (311.77 A), definido en el estudio de operatividad aprobado.
- Capacidad de cortocircuito trifásico igual a 25 kA, definido en el estudio de operatividad aprobado, durante 0.25 s.

En la Tabla 4.11, se indica las características mecánicas y eléctricas del conductor a instalar en la ampliación de la subestación.

Tabla 4.11 Características de conductor AAAC

Fuente: [The Aluminum Association, 1989]

Características	AAAC-120mm ²
Tipo	AAAC 6201
Normas	ASTM
Sección nominal (mm ²)	119.51
Diámetro exterior (mm)	14.15
Coefficiente de dilat. térmica lineal (1/°C)	23.0E-06
Peso total (kg/km)	327.9
Tiro de rotura (kg)	3740
Módulo de elasticidad (N/mm ²)	55000
Resistencia AC @ 20°C (ohm/km)	0.279
Coef. de resistividad térmica @ 20°C (1/°C)	0.00347

4.5.1 Verificación de capacidad térmica en estado estacionario

El cálculo de la capacidad térmica se ha realizado para una temperatura máxima de operación del conductor igual a 75°C, una temperatura máxima de ambiente igual a 30°C, una velocidad de la corriente de aire sobre el conductor igual a 0.61 m/s, un factor de emisividad del conductor igual a 0.7 y un factor de absorción solar igual a 0.8. En la Figura 4.6, se

visualiza el cálculo de la capacidad térmica (ampacidad) del conductor AAAC-6201 de 120 mm². El procedimiento de cálculo aplicado se muestra en el ítem 3.3.2.1.

- Datos de entrada:

$D = 14.15 \text{ mm}$; $N_{\text{subcond.fase}}=1$; $T_{\text{max}_{\text{cond.}}} = 75^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{max}_{\text{amb.}}} = 30^{\circ}\text{C}$; $H_e=4660 \text{ m.s.n.m.}$;
 $V_w = 0.61 \text{ m/s}$; $\varphi = 90^{\circ}$; tipo de atmósfera: Industrial; $\text{latitud}_{\text{cond.}} = -13.2^{\circ}$; $Z_l = 90^{\circ}$;
 hora del día = 12 horas; día del año = 175 días; $\alpha = 0.8$; $\varepsilon = 0.7$; $R_{(20^{\circ}\text{C})} = 0.2790 \text{ } \Omega/\text{km}$;
 $R_{(75^{\circ}\text{C})} = 0.2793 \text{ } \Omega/\text{km}$.



- Cálculo de parámetros iniciales:

$\rho_f = 0.6044 \text{ kg/m}^3$; $\mu_f = 1.9642 \times 10^{-5} \text{ Pa.s}$; $k_f = 0.0281 \text{ W/(m.}^{\circ}\text{C)}$, $K_{\text{angle}} = 1$, $\omega = 0^{\circ}$; K_{solar}
 $= 1.294$; $H_c = 53.3679^{\circ}$; $Q_s = 741.7341 \text{ W/m}^2$; $\theta = 90^{\circ}$; $A' = 0.01415 \text{ m}^2/\text{m}$; $Q_{\text{se}} =$
 960.0704 W/m^2 , $Z_c = 180^{\circ}$, $X = 0$.



- Cálculo de pérdidas de calor:

Convección natural: $q_{cn} = 13.5520 \text{ W/m}$

Convección forzada para vientos bajos: $q_{c1} = 32.4599 \text{ W/m}$

Convección forzada para vientos altos: $q_{c2} = 27.0909 \text{ W/m}$

Se define: $q_c = \max\{q_{cn}; q_{c1}; q_{c2}\} = 32.4599 \text{ W/m}$

Irradiación del conductor:

$q_r = 10.9968 \text{ W/m}$

- Cálculo de ganancias de calor:

Radiación solar: $q_s = 10.8679 \text{ W/m}$

Efecto Joule: $I^2 \times R_{(T_c)}$



- Evaluación térmica:

Ampacidad del conductor @ 75°C: $I = 341.5854 \text{ A}$

Intensidad de corriente eléctrica de diseño: $I_{\text{diseño}} = 311.7691 \text{ A}$

Se cumple $I > I_{\text{diseño}} \rightarrow$ El conductor cumple con la capacidad térmica en estado estacionario.

Figura 4.6 Cálculo de la ampacidad de conductores AAAC-6201 de 120 mm² en estado estacionario según norma IEEE
Fuente: [Elaboración propia]

Como se puede observar, el conductor AAAC-6201 de 120mm² tiene una capacidad de 341.59 A (29.6 MVA) a 75°C de temperatura de operación, lo cual cumple con el criterio de diseño.

4.5.2 Verificación de capacidad térmica por cortocircuito

El cálculo de la sección mínima del conductor AAAC para cumplir con la capacidad térmica por cortocircuito, se ha realizado cumpliendo los criterios de diseño del proyecto, es decir, para una temperatura ambiente máxima promedio anual igual a 30 °C, temperatura máxima admisible del conductor durante el cortocircuito igual a 250 °C, corriente de cortocircuito trifásico igual a 25 kA y una duración mínima de falla igual 250 ms. En la Tabla 4.12, se visualiza los resultados del cálculo de la evaluación térmica del conductor por cortocircuito.

Tabla 4.12 Resultados de verificación de capacidad térmica por cortocircuito

Fuente: [Elaboración propia]

Datos	Valor	Unidad
U_n	50	kV
Conductor	AAAC 6201	-
Sección nominal del conductor	119.51	mm ²
Subconductores por fase	1	-
I_{cc}	25	kA
t_c	0.25	s
T_m	250	°C
T_a	30	°C
T_r	20	°C
α_0	0.0037313	1/°C
K_0	268	°C
α_r a 20°C	0.00347	1/°C
ρ_r a 20°C	3.284	$\mu\Omega.cm$
TCAP a 20°C	2.598	J/(cm ³ .°C)
Resultados	Valor	Unidad
Sección mínima por cortocircuito	108.16954	mm ²
Corriente de cortocircuito trifásico que soporta el conductor pre-seleccionado	27.620993	kA
Evaluación térmica	Cumple con el criterio de corriente de cortocircuito a 0.25 s	

De la Tabla 4.12, se puede concluir que el diseño determina para un tiempo mínimo de falla igual a 250 ms, que el conductor AAAC-6201 de 119.5 mm^2 puede soportar una corriente máxima de falla igual a 27.6 kA, siendo ésta mayor a la corriente de cortocircuito trifásico real estimada (25 kA). La sección mínima por cortocircuito es igual a 108 mm^2 , siendo ésta menor a la sección del conductor pre-seleccionado (119.5 mm^2), por lo tanto, se cumple con la capacidad térmica por cortocircuito.

4.5.3 Verificación de efecto corona

En los sistemas eléctricos donde la $U_n \leq 220 \text{ kV}$, no se presenta el efecto corona. La sustentación técnica-teórica de los factores que permiten que no se desarrolle las descargas del tipo “Corona” se encuentra descrita en el ítem 3.3.2.1.5.

4.5.4 Relación entre la temperatura de operación del conductor flexible convencional y la potencia de transmisión

Una potencia de transmisión calculada a 30 años, debido al estudio de máxima demanda, se alcanza a cierta temperatura de operación del conductor; si la temperatura para la potencia de diseño es menor a 75°C , eso quiero decir que aún hay un margen de corriente o potencia de transmisión que se puede utilizar ante un aumento de la máxima demanda o potencia (p.ej. si alguna línea contigua que llega a la S.E, está desenergizada debido a alguna contingencia). Existen 2 posibilidades, una es que el margen de potencia sea suficiente para cubrir dicha sobrecarga y se siga sin superar los 75°C , y la otra es que los conductores trabajen sobrecargados, es decir, por encima de los 75°C y por debajo de los 90°C . Los fabricantes de conductores recomiendan que la sobrecarga, únicamente debe estar presente durante 3 horas, ya que de lo contrario los conductores afectan negativamente sus propiedades electromecánicas (tiro de rotura, etc.). Por otro lado, la temperatura de operación no debe ser mayor o igual a 93°C , ya que a esa temperatura los conductores desarrollan el denominado proceso de anelamiento o resquebrajamiento, es decir, pierden sustancialmente sus propiedades electromecánicas (disminución del tiro de rotura, etc.). En el patio de conexiones de 50 kV de la S.E El Amigo, el conductor AAAC-6201 de 119.5 mm^2 tiene una capacidad de 341.59 A (29.6 MVA) a 75°C , ésta es superior a la capacidad de diseño solicitada 311.77 A (27 MVA) a 69.62°C , por lo tanto, existen 29.82 A (2.6 MVA) que pueden ser cubiertos sin sobrecargar los conductores, conforme se visualiza en la Figura 4.7.

Datos	Conductor AAAC 6201-120 mm ²							
Temperatura del conductor (Tc) en °C	46	50	54	58	62	66	69.6	72.5
Corriente de transmisión (I) en A	121	168	205	236.6	264.7	290	311.7	328

Datos	Conductor AAAC 6201-120 mm ²							
Temperatura del conductor (Tc) en °C	75	77.5	80	82.5	85	87.5	90	
Corriente de transmisión (I) en A	341.6	354.7	367.4	379.7	391.8	403.6	415	

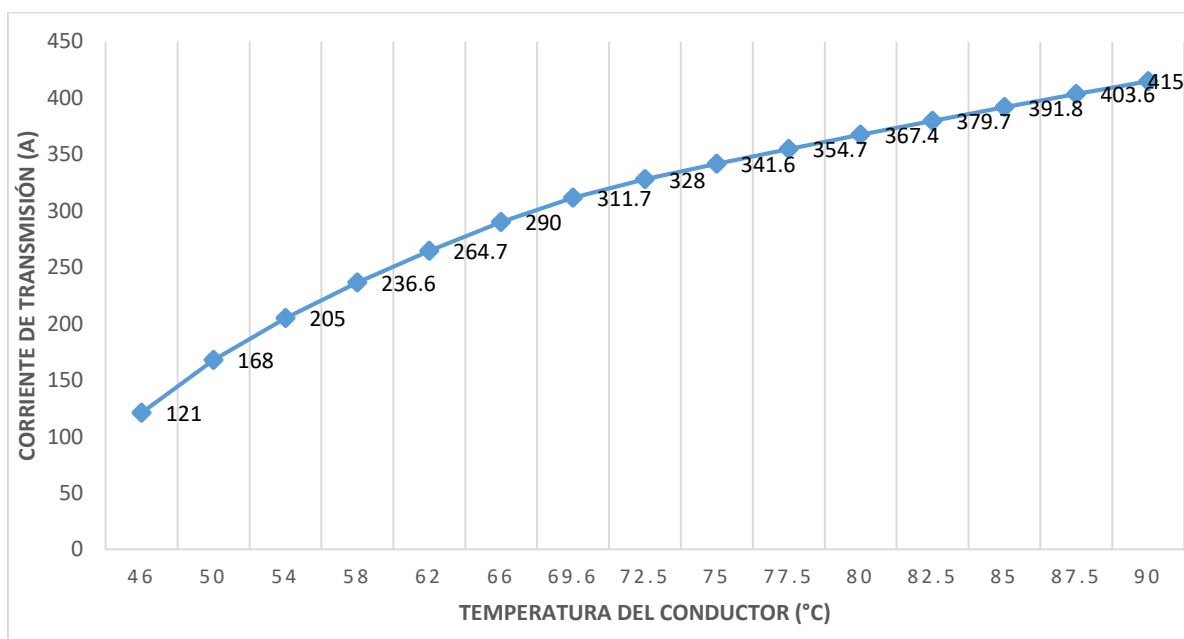


Figura 4.7 Corriente vs temperatura del conductor AAAC-6201 de 120 mm²
Fuente: [Elaboración propia]

4.5.5 Relación entre la altitud del sitio de instalación y la ampacidad del conductor a 75° C

La altitud de los conductores sobre el nivel del mar, influye directamente en la ampacidad del conductor a 75°C. Del análisis descrito, en el capítulo 3, sobre los parámetros que influyen en la ecuación de balance térmico, se pudo concluir claramente que la densidad del aire y el factor de corrección solar varían directamente con la altitud del sitio de instalación,

y a su vez estos influyen en el cálculo de las pérdidas de calor por convección (natural o forzada) y la ganancia de calor por radiación solar. Por lo tanto, debido a que la ganancia de calor por radiación solar es mayor que las pérdida de calor por convección, a medida que aumenta la altitud de sitio de instalación, la ampacidad del conductor disminuye; conforme se visualiza en la Figura 4.8.

Datos	Conductor AAAC 6201-120 mm ² a 75 °C						
Altura de instalación (H _e) en m.s.n.m	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000
Ampacidad (I) en A	391.0	383.6	376.3	369.2	362.4	355.8	349.5

Datos	Conductor AAAC 6201-120 mm ² a 75 °C						
Altura de instalación (H _e) en m.s.n.m	4500	4660	5000	5500	6000	6500	7000
Ampacidad (I) en A	343.4	341.6	337.8	332.5	327.6	323.2	319.3

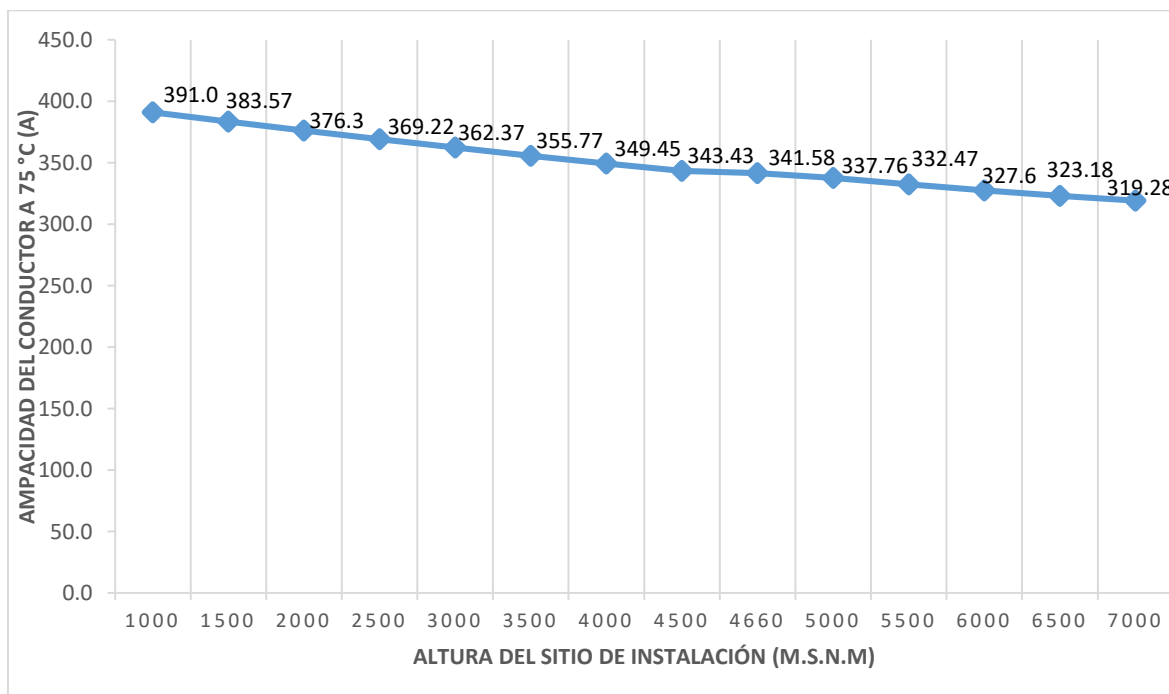


Figura 4.8 Ampacidad del conductor vs altura de instalación
Fuente: [Elaboración propia]

4.5.6 Relación entre la duración de la falla trifásica y la sección mínima del conductor

La duración de la falla trifásica influye directamente en el cómputo del calibre mínimo del conductor por cortocircuito. La corriente de cortocircuito trifásico que debe soportar el conductor está definida en el respectivo estudio de operatividad aprobado; este valor puede ser soportado por varios calibres de conductor, cuya selección depende del tiempo de falla al cual va a estar sometido, puede ser: 0.25 s, 0.5 s o 1 s. A medida que el tiempo de falla sea mayor, la sección mínima del conductor será mayor. En el patio de conexiones de 50 kV de la S.E El Amigo, las características eléctricas del sistema indican que el conductor AAAC 6201-120 mm² debe soportar una falla trifásica de 25 kA durante 0.25 s, y esto se logra con una sección mínima de 108.169 mm²; si trabajáramos a 0.5 s o 1 s, la sección mínima por cortocircuito sería mayor, conforme se visualiza en la Figura 4.9.

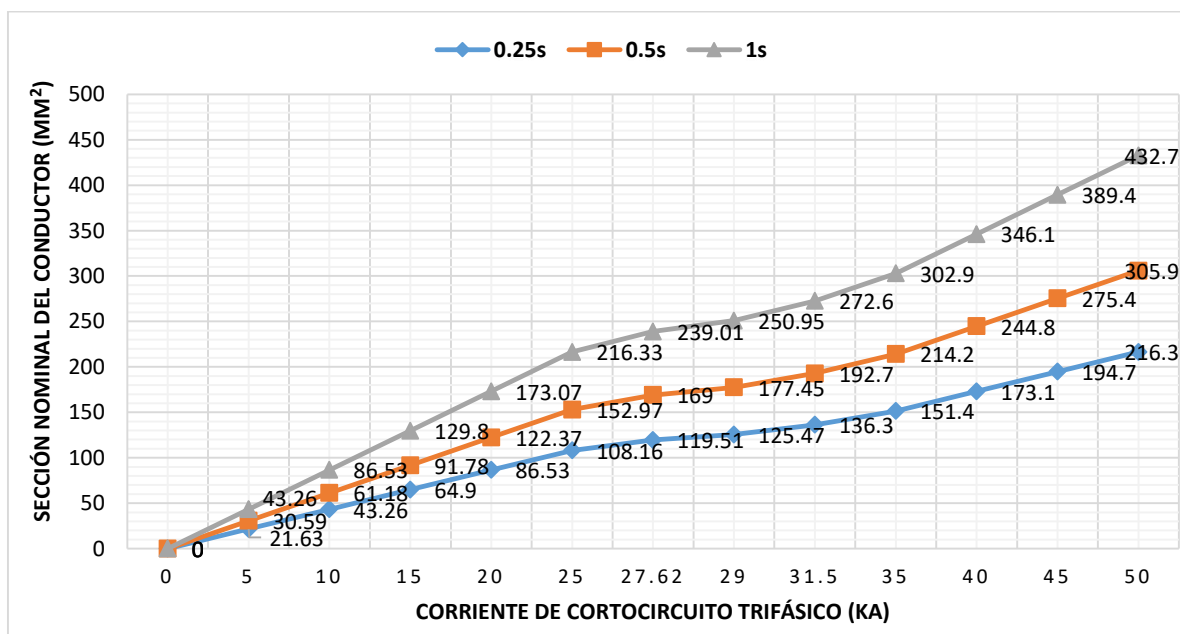


Figura 4.9 Corriente de cortocircuito trifásico vs sección mínima del conductor
Fuente: [Elaboración propia]

De la Figura 4.9, se puede concluir que la sección nominal mínima de un conductor para cierta soportabilidad de corriente de cortocircuito, depende de la duración de la misma. Por ejemplo: Para la $I_{cc}=25$ kA, si ésta dura 0.25s, 0.5s o 1s, le corresponde una sección mínima igual a 108.16 mm², 152.97 mm² o 216.33 mm², respectivamente.

4.6 Sistema de puesta tierra

Se emplearán los siguientes criterios para el diseño de la malla de puesta a tierra:

- El modelado de la malla de Cu se realizará con el programa Aspix v2.0.
- Se empleará una duración mínima de falla igual a 500 ms para el cálculo de la sección del conductor de tierra y, las tensiones de toque y de paso máximas permitidas para una persona.
- Se empleará una corriente de diseño igual a 25 kA para materiales (instalaciones).
- Se empleará una corriente de diseño igual a 2.5 kA para verificación de tensiones peligrosas de toque y de paso.
- Espesor de grava igual a 100 mm.

4.6.1 Resistividad del terreno

4.6.1.1 Mediciones de campo

Se realizaron mediciones de resistencia y resistividad del terreno en el área proyectada de la S.E El Amigo, conforme se visualiza en la Figura 4.10.

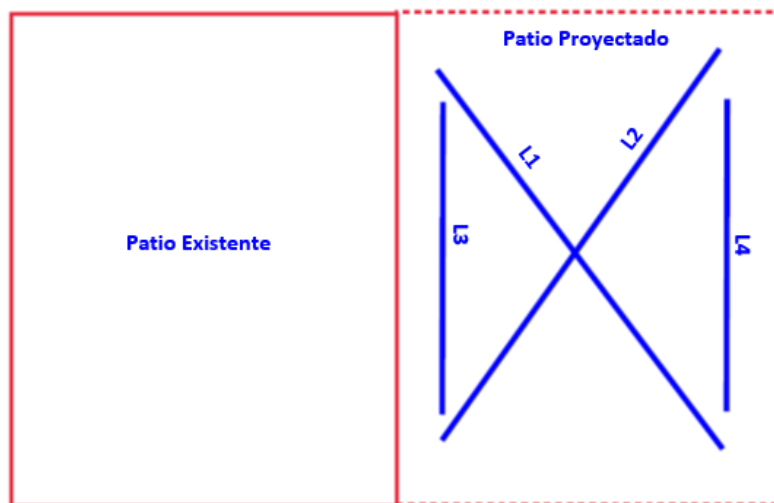


Figura 4.10 Disposición de ejes de medición

Fuente: [Elaboración propia]

En la Tabla 4.13, se indica el valor de las mediciones obtenidas en campo según los ejes de medición anteriormente detallados.

Tabla 4.13 Mediciones de campo
Fuente: [Elaboración propia]

Punto de medida	Dist.	Mediciones de campo	
	a(m)	ohm	ohm-m
L1	1	7.79	54.5
	2	2.38	30.8
	4	1.65	41.6
	6	1.89	71.3
	8	1.25	62.4
L2	1	7.51	51.9
	2	3.27	42.1
	4	2.72	68.9
	6	0.92	32.9
	8	0.83	42.6
L3	1	6.38	44.1
	2	4.14	53.4
	4	2.05	52.4
	6	1.89	72.5
	8	1.25	62.7
L4	1	7.52	52.1
	2	4.95	63.9
	4	2.69	68.1
	6	1.65	62.7
	8	1.24	61.8

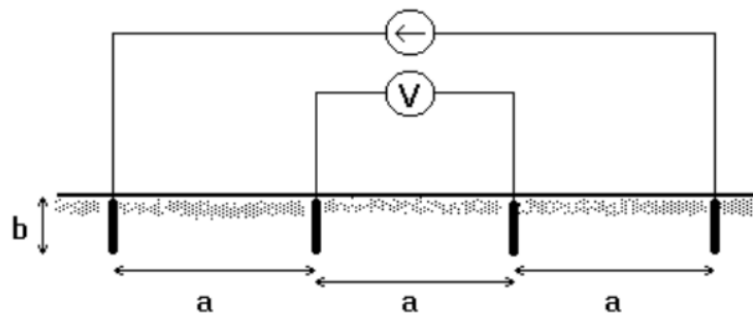


Figura 4.11 Técnica de Wenner
Fuente: [Elaboración propia]

4.6.1.2 Modelamiento del terreno

Considerando las mediciones de campo, se obtiene la siguiente curva creciente con un valor de resistividad eléctrica inicial de $48 \Omega \cdot m$

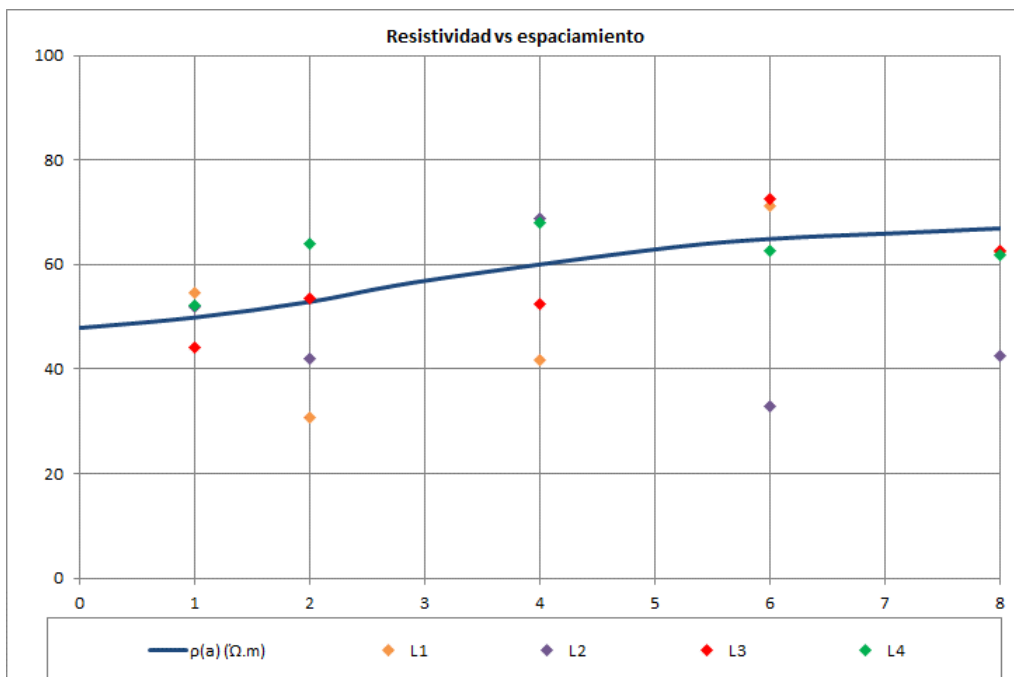


Figura 4.12 Gráfica de resistividad promedio
Fuente: [Elaboración propia]

A partir de los valores de la curva de resistividad planteada, escogeremos valores de $a=2$ y $a=6$ con sus respectivos valores de resistividad para determinar las tablas k vs h .

Tabla 4.14 Tabulaciones k vs h
Fuente: [Elaboración propia]

a =	2	K	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
$\rho_1/\rho(a_1)=$	0.906	h/a	0.48	0.82	1.02	1.20	1.34	1.46	1.57	1.67	1.77	1.87
		h (m)	0.96	1.64	2.04	2.40	2.68	2.92	3.14	3.34	3.54	3.74
a =	6	K	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
$\rho_1/\rho(a_1)=$	0.738	h/a	0.00	0.25	0.47	0.61	0.73	0.83	0.91	0.99	1.06	1.14
		h (m)	0.00	1.50	2.82	3.66	4.38	4.98	5.46	5.94	6.36	6.84

Los valores de (h/a) son obtenidos de la gráfica de valores “ k ” positivos.

A partir de las tablas determinadas para cada valor de “ a ” se graficarán las curvas correspondientes para determinar la intersección de las mismas y obtener el valor de h (profundidad de la primera capa), conforme se visualiza en la Figura 4.13.

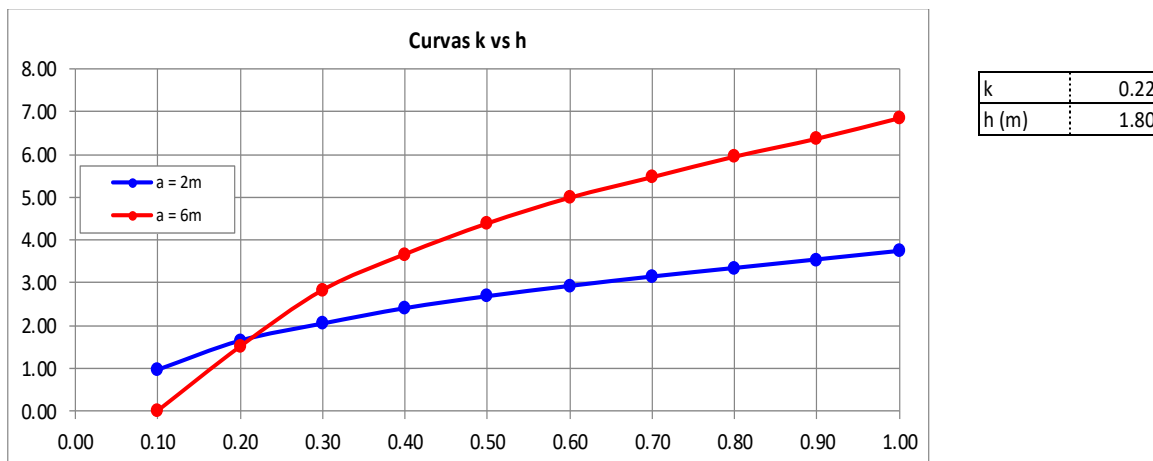


Figura 4.13 Gráfica k vs h
Fuente: [Elaboración propia]

La resistividad de la segunda capa es determinada por la expresión $\rho_2 = \rho_1 \cdot (1+k)/(1-k)$, obteniendo la siguiente estratificación del terreno.

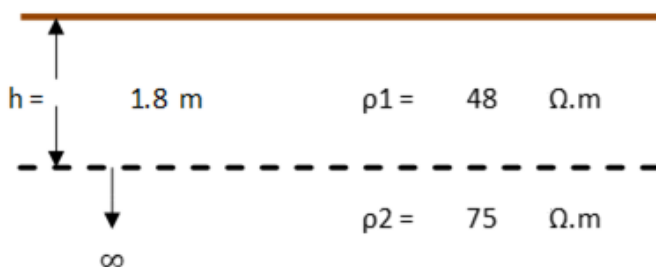


Figura 4.14 Modelo de 2 capas
Fuente: [Elaboración propia]

4.6.2 Corrientes de falla a tierra

Se determina la corriente de falla a tierra a partir de los cálculos de cortocircuito monofásicos en barra de 50 kV, desarrollados en el estudio de operatividad; el resumen se presenta en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Corrientes de cortocircuito monofásico
Fuente: [Elaboración propia]

Escenario	I _{cc} 1Ø total (kA)	Aportes de cortocircuito (kA)				Ratio X/R
		Corrientes remotas (desde LLTT)		Corrientes locales (desde SSEE)		
Av. Max. D 2023	2.460	2.46	100%	0.00	0%	-
Es. Max. D 2023	2.460	2.46	100%	0.00	0%	-
Valor considerado	2.500	2.50	100%	0.00	0%	10

De la Tabla 4.15, se puede concluir que para la S.E se tiene un 100% de corrientes remotas en caso de fallas en 50 kV.

No se consideran corrientes de cortocircuito en otros niveles de tensión (4.16 kV y 2.3 kV), debido a que se tratan de fallas con corrientes locales (corrientes parásitas).

4.6.3 Cálculo del calibre mínimo de conductor de tierra

La malla de puesta a tierra será elaborado con conductor de Cu recocido de temple blando, debido a su alta conductividad y resistencia a la corrosión al ser enterrado, y a su comportamiento catódico respecto a otros metales; además de ello, las conexiones (en T, en cruz, conductor-varilla, etc.) en la malla son de soldadura exotérmica.

El cálculo de la sección mínima del conductor Cu para cumplir con la soportabilidad de corriente de cortocircuito, se ha realizado cumpliendo los criterios de diseño del proyecto, es decir, para una temperatura ambiente máxima promedio anual igual a 30 °C, temperatura máxima admisible del conductor igual a 1083°C, corriente de cortocircuito trifásico igual a 25 kA y una duración mínima de falla igual 500 ms. En la Tabla 4.16, se visualiza los resultados del cálculo de sección mínima del conductor de tierra.

Tabla 4.16 Resultados del cálculo de la sección del conductor de tierra

Fuente: [Elaboración propia]

Datos	Valor	Unidad
U_n	50	kV
Conductor de tierra	Cu recocido temple blando	-
I_{cc}	25	kA
t_c	0.5	s
T_m	1083	°C
T_a	30	°C
T_r	20	°C
α_0	0.0042652	1/°C
K_0	234.45	°C
α_r a 20°C	0.00393	1/°C
ρ_r a 20°C	1.72	$\mu\Omega.cm$
TCAP a 20°C	3.4	J/(cm ³ .°C)

Resultados	Valor	Unidad
Sección mínima del conductor de tierra	60.43	mm ²
Sección nominal del conductor de tierra seleccionado	67.42	mm ²
Corriente de cortocircuito trifásico que soporta el conductor seleccionado	27.89	kA
Evaluación	Cumple con el criterio de soportabilidad de corriente de cortocircuito durante 500 ms	

De la Tabla 4.16, se puede concluir que el diseño determina para un tiempo mínimo de falla igual a 500 ms, que el conductor Cu recocido de temple blando 67.42 mm² (2/0 AWG) puede soportar una corriente máxima de falla igual a 27.89 kA, siendo ésta mayor a la corriente de cortocircuito trifásico real estimada (25 kA). La sección mínima por cortocircuito es igual a 60.43 mm², siendo ésta menor a la sección del conductor seleccionado (67.42 mm²), por lo tanto, se cumple con la capacidad de corriente requerida.

Para el proyecto se há definido lo siguiente:

Malla Cu de tierra profunda: 70 mm² (2/0 AWG)

Malla Cu de tierra superficial: 70 mm² (2/0 AWG)

4.6.4 Tensiones máximas admisibles

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 4.17 Tensiones máximas admisibles
Fuente: [Elaboración propia]

Resistividad de la grava	3000	ohm-m
Altura de la grava	0.1	m
Factor de reducción Cs	0.69	
Tiempo durac. de falla	500	ms
<hr/>		
Peso de operario	50	kg
Tensiones de toque máx.	677	V
Tensiones de paso máx.	2215	V
<hr/>		
Peso de operario	70	kg
Tensiones de toque máx.	916	V
Tensiones de paso máx.	2998	V

4.6.5 Diseño del sistema de puesta a tierra

4.6.5.1 Consideraciones

Los cálculos de la malla a tierra han sido desarrollados mediante el uso de los criterios de la IEEE Std. 80 “Guide for safety in AC Substations Grounding” y la aplicación del programa ASPIX v2.0.



Se considerará los siguientes datos de instalación y materiales:

Profundidad de instalación	: 0.6 m
Conductor de malla de tierra	: 70 mm ² de Ø 10.8mm
Varillas	: 2.4 m de largo y Ø 16mm

4.6.5.2 Datos iniciales

Los datos de entrada requeridos para el diseño de la malla son:

Tabla 4.18 Datos de entrada ASPIX para fallas en 50 kV

Fuente: [Elaboración propia]

Project Name	SE El Amigo
Upper layer resistivity (Ohm_m)	48
Lower layer resistivity (Ohm_m)	75
Upper layer thickness (m)	1.8
Crushed rock resistivity (Ohm_m)	3000
Thickness of crushed rock surfacing (m)	0.1
Fault duration (s)	0.5
Maximum ground fault current (A)	2500
Remote Current Contribution (%)	100
System Frequency (Hz)	60
Parallel Equivalent Impedance (Ohm)	6.540+ j 1.370

La malla Cu completa de la SE El Amigo ha sido modelada en el programa Aspix v2.0. Este SPAT será implementado durante la ejecución de obra, conforme se muestra en el anexo E.2.

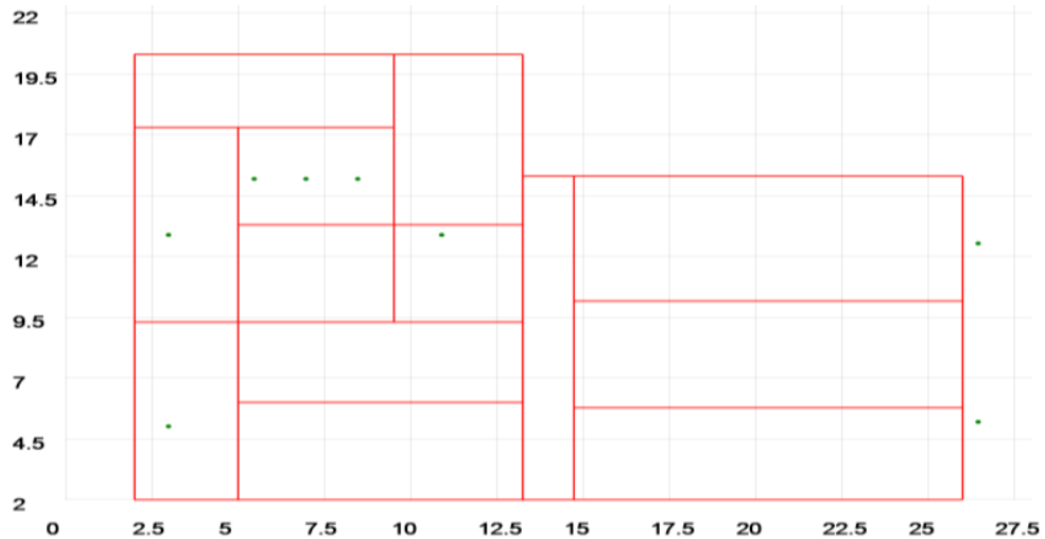


Figura 4.15 Modelado en Aspix v2.0
Fuente: [Elaboración propia]

4.6.5.3 Cálculo de impedancia equivalente en paralelo

4.6.5.3.1 Factor de decremento (D_f)

El factor de decremento depende del valor X/R , la frecuencia natural de la red (60 Hz) y del tiempo de falla; su valor será determinado conforme a lo indicado por la IEEE Std. 80. El valor de X/R es igual a 10 para fallas en 50 kV.

Tabla 4.19 Valores típicos de factor de decremento (D_f)

Fuente: [IEEE Std. 80, 2013]

Fault duration, t_f		Decrement factor, D_f			
Seconds	Cycles at 60 Hz	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

De la Tabla 4.19, se selecciona el valor de D_f según lo siguiente:

En 50 kV: $D_f = 1.026$

4.6.5.3.2 Impedancia en paralelo

El cálculo de la impedancia en paralelo conectada a la malla de la subestación se realizará considerando las resistencias de los sistemas de puesta a tierra de líneas de transmisión y/o distribución conectados a la malla de puesta a tierra de la subestación; se tienen los siguientes valores de impedancia equivalente de cables de guarda de líneas de transmisión:

Conexión de L.T 50 kV

Considerando los valores de impedancia de las líneas indicadas, se puede obtener un valor de impedancia equivalente de los elementos, conforme a lo indicado por la IEEE Std. 80.

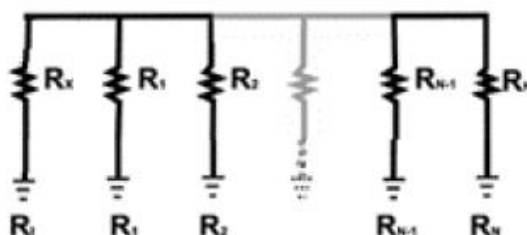


Figura 4.16 Impedancias de LL.TT a conectar a la malla Cu
Fuente: [Elaboración propia]

Tabla 4.20 Valores de impedancia equivalente (cable de guarda + R_{SPAT}) de LL.TT
Fuente: [Elaboración propia]

Líneas de transmisión	Impedancia equivalente de cable de guarda más p.a.t.	Valor de impedancia
2LT + 1LD	$2.180 + j0.422$	2.22
1LT + 1LD	$3.270 + j0.652$	3.33
1LT	$6.540 + j1.370$	6.68

El valor de la impedancia equivalente será incrementado por el factor de decremento para considerar la componente DC de la corriente de falla. Por lo tanto, se tiene lo siguiente:

$Z_{LT\ 50kV}$	6.68	Ω
Factor D_f	1.026	
$Z_{PARALELO}$	6.855	Ω

4.6.5.4 Resistencia de malla Cu de la subestación

El cálculo ha sido desarrollado por el programa ASPIX v2.0, el cual se presenta a continuación:

Tabla 4.21 Resultados de cálculo ASPIX para fallas en 50 kV

Fuente: [Elaboración propia]

Grounding grid resistance (Ohm)	1.478
Ground Potential Rise GPR (V)	3035.393
Grid Current (A)	2053.648
Fault Current Division Factor Sf	0.821
Tolerable Touch Voltage - 70 kg person (V)	916.056
Tolerable Touch Voltage - 50 kg person (V)	676.831
Touch Voltage (V)	624.441
Tolerable Step Voltage - 70 kg person (V)	2998.130
Tolerable Step Voltage - 50 kg person (V)	2215.179
Step Voltage (V)	379.941
Total length of the conductor (m)	195.310
Total number of rods	8

De la Tabla 4.21, se puede concluir que la resistencia de SPAT (malla Cu) de la subestación es aproximadamente igual a 1.478 Ω (valor verificado en el protocolo de medición de resistencia del SPAT, conforme se muestra en el anexo D.13)

El factor de división (S_f), que corresponde al porcentaje de la corriente de falla a tierra que circula por la malla de la subestación durante una falla a tierra, tiene un valor de 82.1%, cuyo valor es resultado de la resistencia de la malla Cu a tierra y de la impedancia en paralelo que a su vez depende de las conexiones de puesta a tierra unidas a la malla de la subestación y sus valores de resistencia.

Tabla 4.22 Resultados de factor de división

Fuente: [Elaboración propia]

R_{MALLA}	1.478	Ω
$Z_{PARALELO}$	6.855	Ω
$Z_{SISTEMA}$	1.216	Ω
% corriente remota	100%	
Factor S_f	82%	
Corriente de falla	2.5	kA
Corriente en la malla	2.06	kA

4.6.6 Verificación de tensiones de toque y tensiones de paso

Se realizará una validación en el área que corresponde al proyecto, de las tensiones de toque y paso para una corriente de falla de 2.5 kA, considerando las siguientes líneas de evaluación:

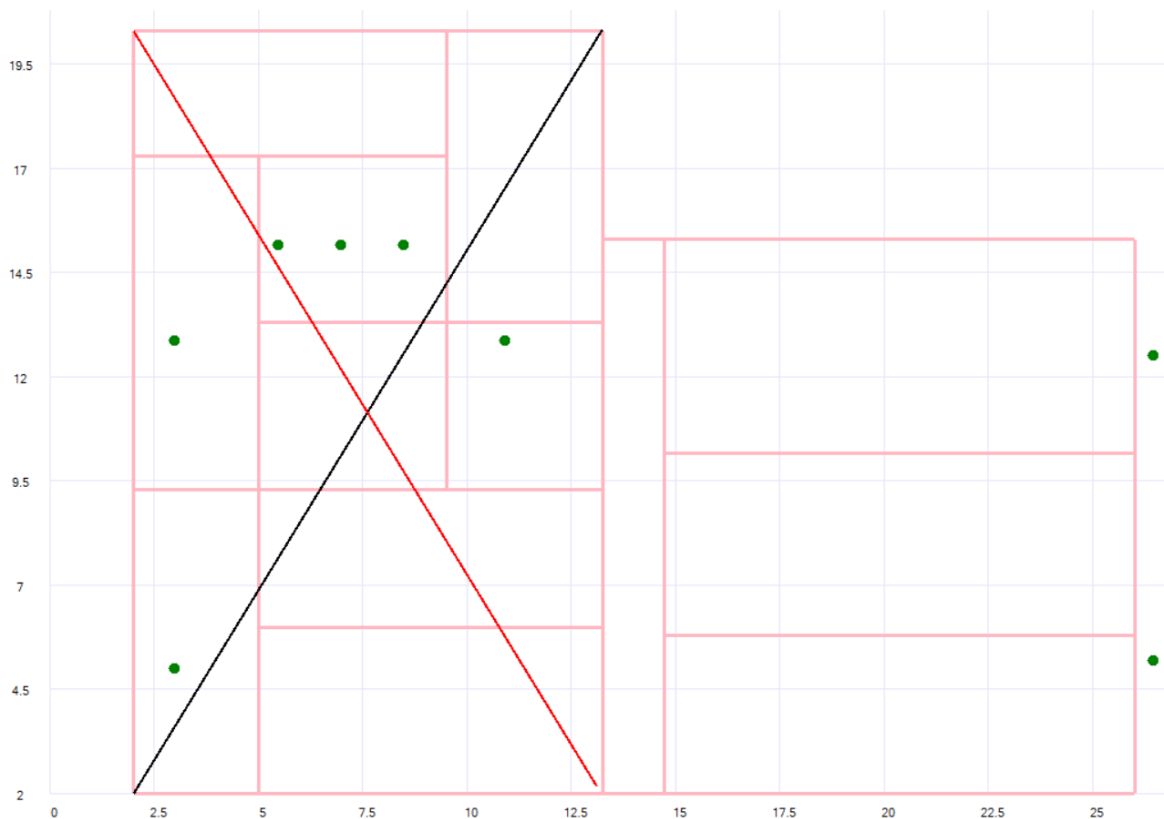


Figura 4.17 Líneas de evaluación

Fuente: [Elaboración propia]

Las tensiones de toque y las tensiones de paso máximas permisibles son las siguientes:

Peso de operario	50	kg
Tensiones de toque máx.	677	V
Tensiones de paso máx.	2215	V
<hr/>		
Peso de operario	70	kg
Tensiones de toque máx.	916	V
Tensiones de paso máx.	2998	V

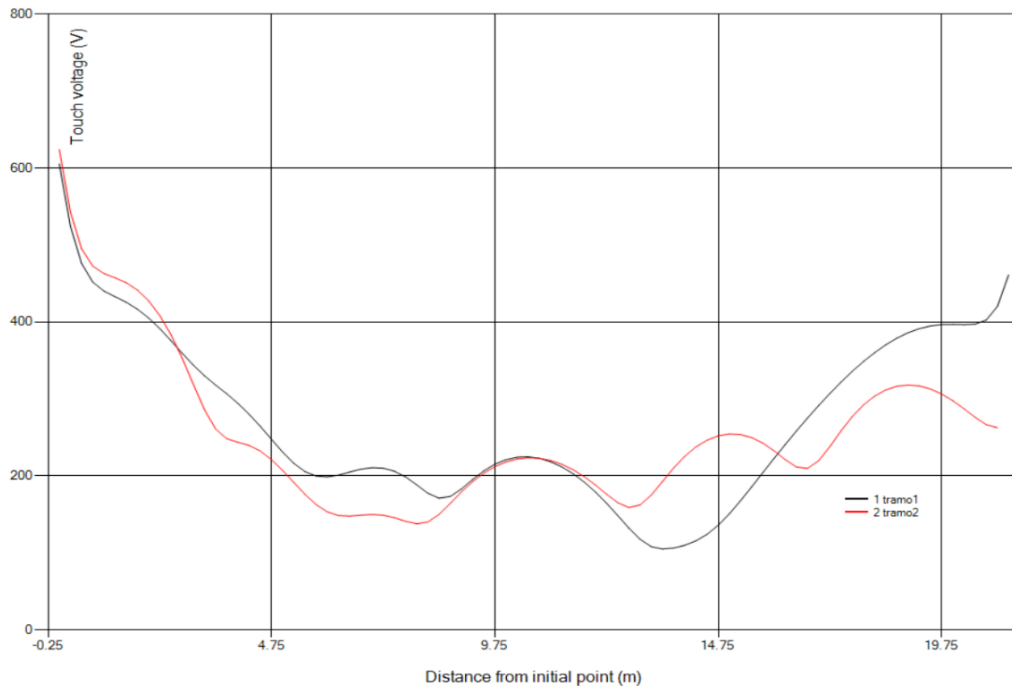


Figura 4.18 Tensión de toque
Fuente: [Elaboración propia]

De la Figura 4.18, se puede concluir que las tensiones de toque no superan los valores máximos permitidos para fallas en 50 kV, en la zona en donde se ubican los equipos de patio. En la siguiente figura se visualizará las tensiones de toque en toda el área de la malla de puesta a tierra.

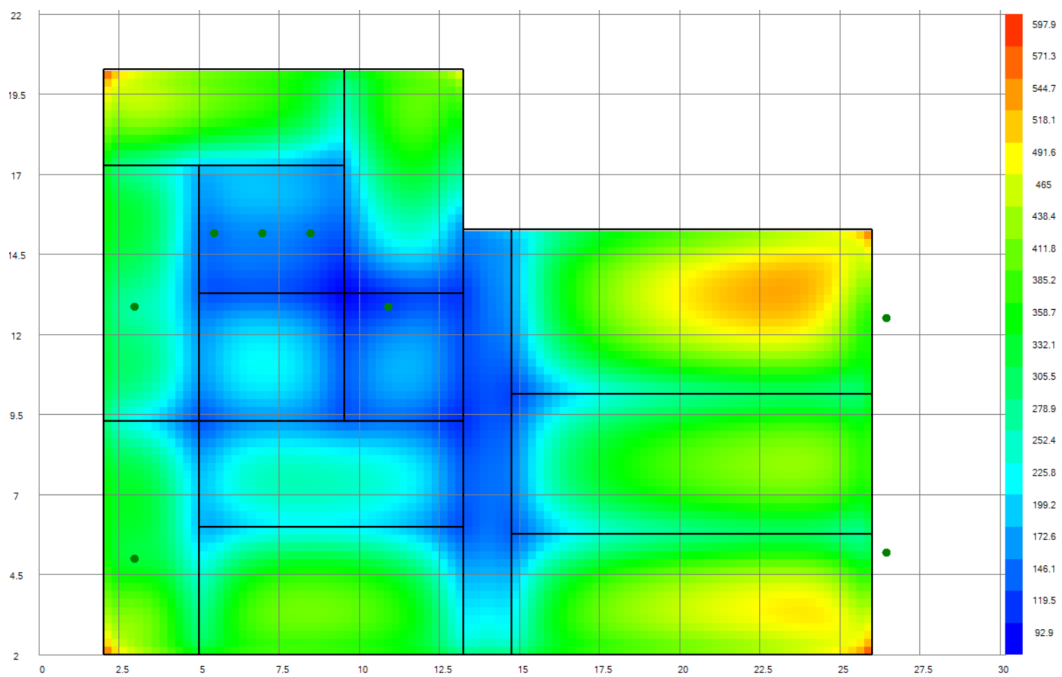


Figura 4.19 Tensión de toque en el área de la subestación
Fuente: [Elaboración propia]

A continuación, se evaluarán las tensiones de paso en la zona en donde se ubican los equipos de patio.

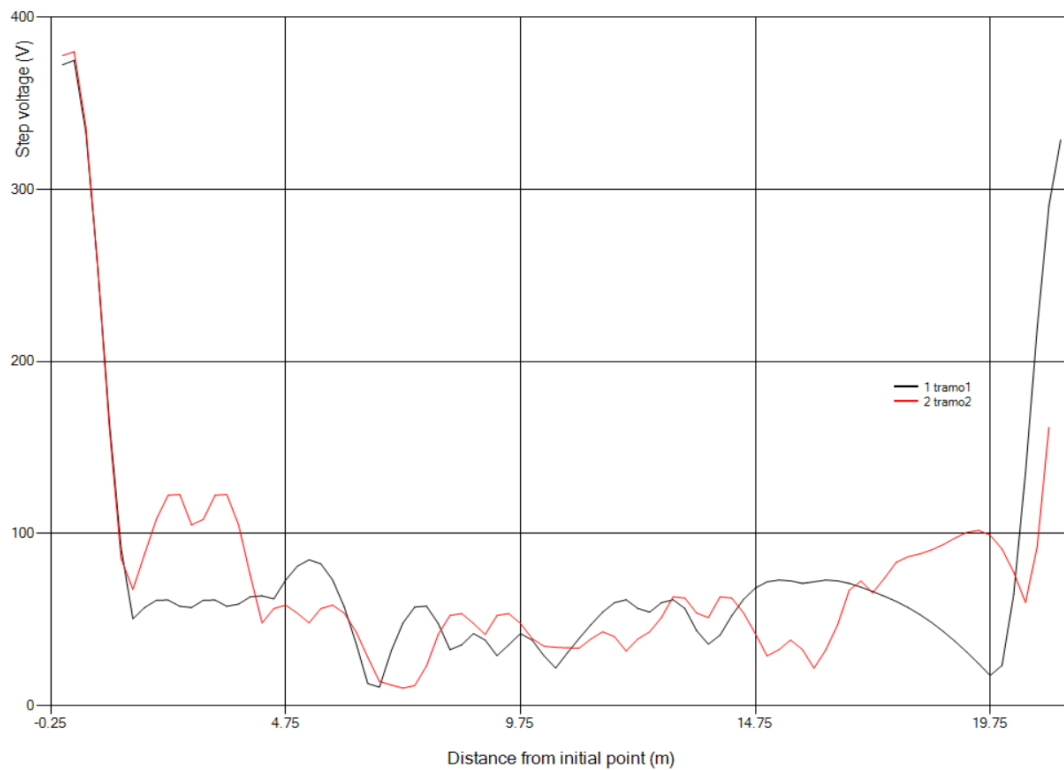


Figura 4.20 Tensión de paso
Fuente: [Elaboración propia]

De la Figura 4.20, se puede concluir que las tensiones de paso no superan los valores máximos permitidos para fallas en 50 kV, en la zona en donde se ubican los equipos de patio. En la siguiente figura se visualizará las tensiones de paso en toda el área de la malla de puesta a tierra.

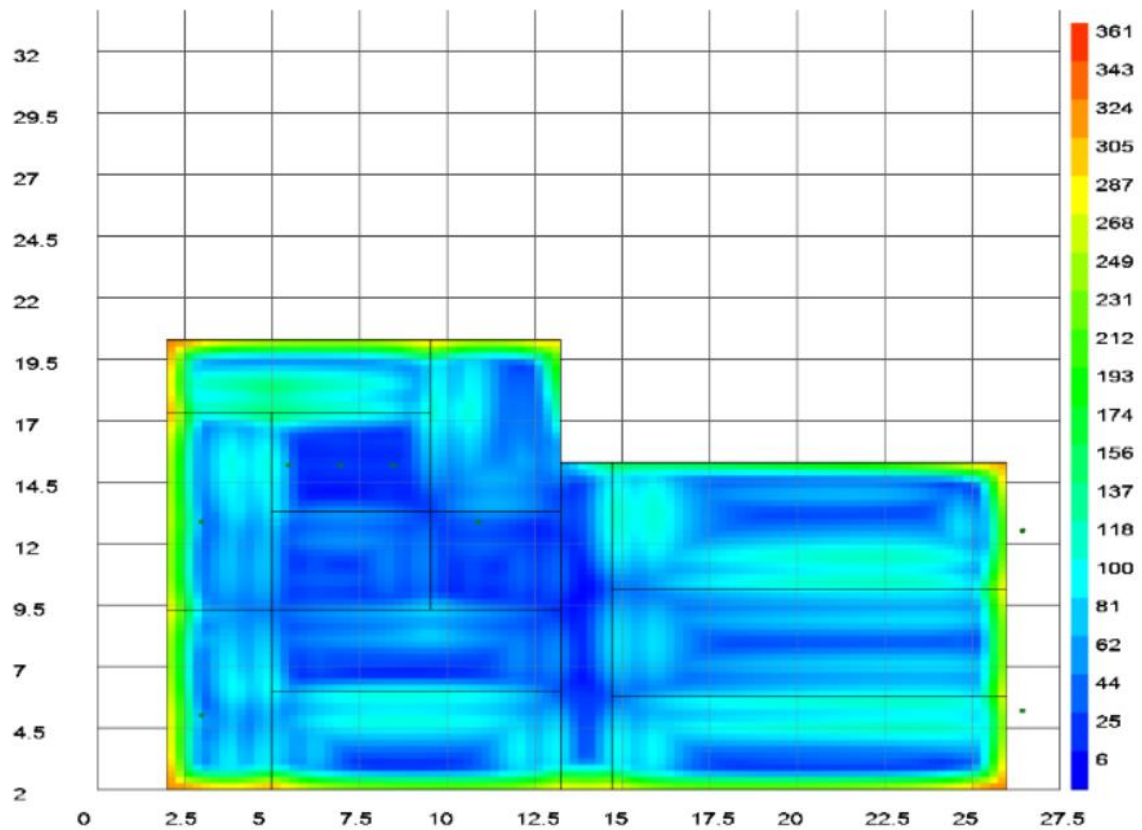


Figura 4.21 Tensión de paso en el área de la subestación
Fuente: [Elaboración propia]

4.6.7 Conclusiones

De los resultados conseguidos puede inferirse lo siguiente:

- Ante una falla a tierra, y considerando las conexiones de las puestas a tierra de las líneas de transmisión, el factor de dispersión para la malla de la subestación es de 82%.
- Las tensiones de toque y paso durante una falla a tierra son menores a las tensiones máximas permitidas.

Tabla 4.23 Resultados de tensión de toque y tensión de paso
Fuente: [Elaboración propia]

Tensiones	Permitida 50kg	En falla
V_{TOQUE} (V)	677	625
V_{PASO} (V)	2215	380

4.7 Apantallamiento

En esta sección se plasmará todos los resultados de los cálculos del diseño e ingeniería primaria concernientes al apantallamiento de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, tales como: Altura de diseño de los castilletes, probabilidad de exceder la corriente crítica de descarga, nivel de exposición de apantallamiento, riesgo de falla de apantallamiento, selección de cable de guarda y apantallamiento de edificaciones.

Para el apantallamiento de la S.E, se necesita las dimensiones proyectadas de la misma, determinadas en el ítem 4.3, conforme se visualiza en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24 Dimensiones proyectadas para la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV
Fuente: [Elaboración propia]

Descripción	Unidad	Valor
Altura del segundo nivel de conexión (conexión de barras)	m	10.0
Altura del primer de conexión (conexión de equipos)	m	3.2
Ancho de campo o ancho de barras	m	6.4
Longitud de vano mas largo	m	22.9

4.7.1 Apantallamiento del patio de conexiones

En la Tabla 4.25, se visualiza los resultados del cálculo de la altura de diseño de los castilletes de la S.E.

Tabla 4.25 Resultados del apantallamiento con cable de guarda
Fuente: [Elaboración propia]

Datos	Valor	Unidad
Conductor	AAAC 6201	-
Sección nominal del conductor	119.51	mm ²
Diámetro exterior del conductor	14.15	mm
Subconductores por fase	1	-
Radio del haz de conductores	0	m
Tensión crítica flashover (CFO)	722.568	kV _{pico}
Altura del conductor a proteger ($h_{m\acute{a}x}$)	10	m
Flecha como porcentaje de vano máximo	3	%
Longitud del vano máximo	22.93	m

Distancia efectiva entre cables de guarda (2d)	6.4	m
Margen de seguridad	0.5	m
Resultados	Valor	Unidad
Altura promedio de los conductores de barra (h_{av})	9.5	m
Radio corona (R_C)	0.066	m
Impedancia característica del barraje (Z_0)	401	Ω
Corriente crítica de descarga (I_c)	2.9	kA
Distancia crítica de descarga (S_m)	16	m
Altura efectiva del apantallamiento (h_e)	0.3	m
Altura mínima del apantallamiento (H_s)	0.8	m
Probabilidad de que la sobrecorriente de rayo exceda I_c	97	%

Considerando un margen de seguridad de 0.5m para una mejor efectividad del apantallamiento con cable de guarda, de la Tabla 4.23, se puede concluir que la altura mínima de apantallamiento es igual a 0.8 m, siendo menor a la altura de diseño de los castilletes (1.75m) que se visualiza en los planos As-Build del proyecto, por lo tanto, se cumple con los requerimientos mínimos de apantallamiento del patio de conexiones de la S.E.

En la Tabla 4.26, se visualiza los resultados del cálculo de probabilidad de no exceder I_c .

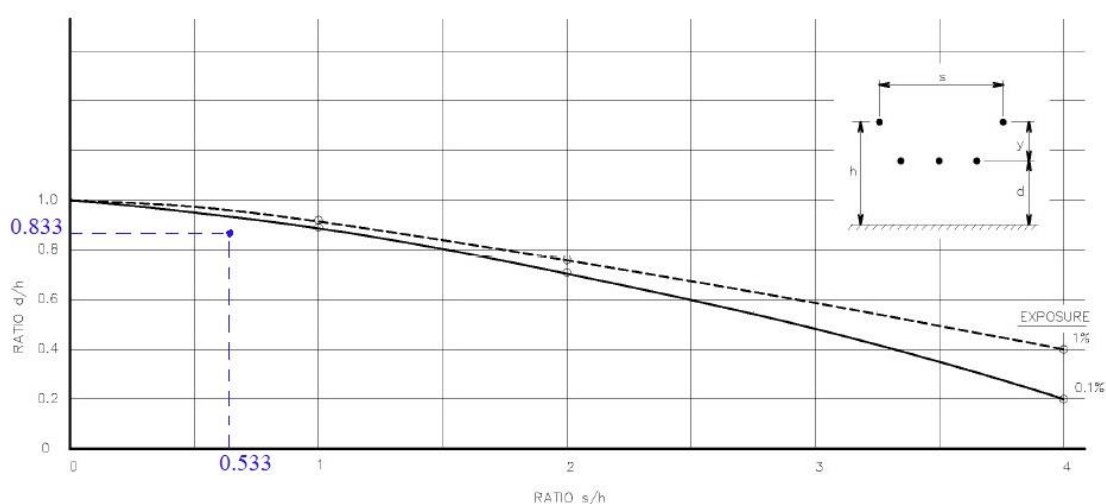
Tabla 4.26 Cuadro resumen de cálculo de probabilidad de descarga
Fuente: [Elaboración propia]

Nivel de tensión	I_c (kA)	$P(I_c)$	$1-P(I_c)$	$1-P(I_c)$ (%)
50 kV	2.9	0.997	0.003	0.3 %

En la Tabla 4.27 y la Figura 4.22, se visualizan los resultados de cálculo del nivel de exposición del apantallamiento.

Tabla 4.27 Par ordenado del nivel de exposición del apantallamiento**Fuente: [Elaboración propia]**

Descripción	Valor	Unidad
Separación entre C.G o ancho de campo ($2d=S$)	6.4	m
Altura de los conductores de barra ($h_{m\acute{a}x}=d_e$)	10	m
Altura de conexión del C.G (h)	12	m
Resultados	Valor	Unidad
S/h	0.533	-
de/h	0.833	-

**Figura 4.22 Curva empírica de apantallamiento con dos conductores de guarda****Fuente: [Elaboración propia]**

De la Figura 4.22, se puede concluir que el par ordenado (0.533;0.833) está más próximo a la curva de nivel de exposición del apantallamiento (P_e) igual a 0.1%.

En la Tabla 4.28, se visualiza los resultados del cálculo de riesgo de falla del apantallamiento.

Tabla 4.28 Resultados de riesgo de falla del apantallamiento**Fuente: [Elaboración propia]**

Descripción	Valor	Unidad
Nivel isocerámico (N_i)	60	días de tormenta/año
Área del patio de conexiones de la S.E (A)	490.25	m ²
Nivel de exposición del apantallamiento (P_e)	0.1	%
Resultados	Valor	Unidad
Densidad de rayos a tierra (GFD)	7.2	descargas/km ² .año

Número de descargas en el patio de la S.E (N_s)	0.00352	descargas/año
Número de descargas no apantalladas (SP)	3.52E-06	descargas/año
Años entre fallas de apantallamiento (N_f)	283302	años/descargas

De la Tabla 4.28, se puede concluir que cada 283302 años una descarga atmosférica penetra el apantallamiento de la S.E, esto se debe al alto nivel isocerámico de la zona del proyecto que es igual a 60 días de tormenta/año.

4.7.2 Distribución del cable de guarda

En la Figura 4.23, se visualiza la trayectoria del cable de guarda (cable de A°G° 5/16" grado EHS) a instalar en las cúspides de todos los castilletes de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV. El apantallamiento será implementado durante la ejecución de obra, conforme se muestra en el anexo E.3.

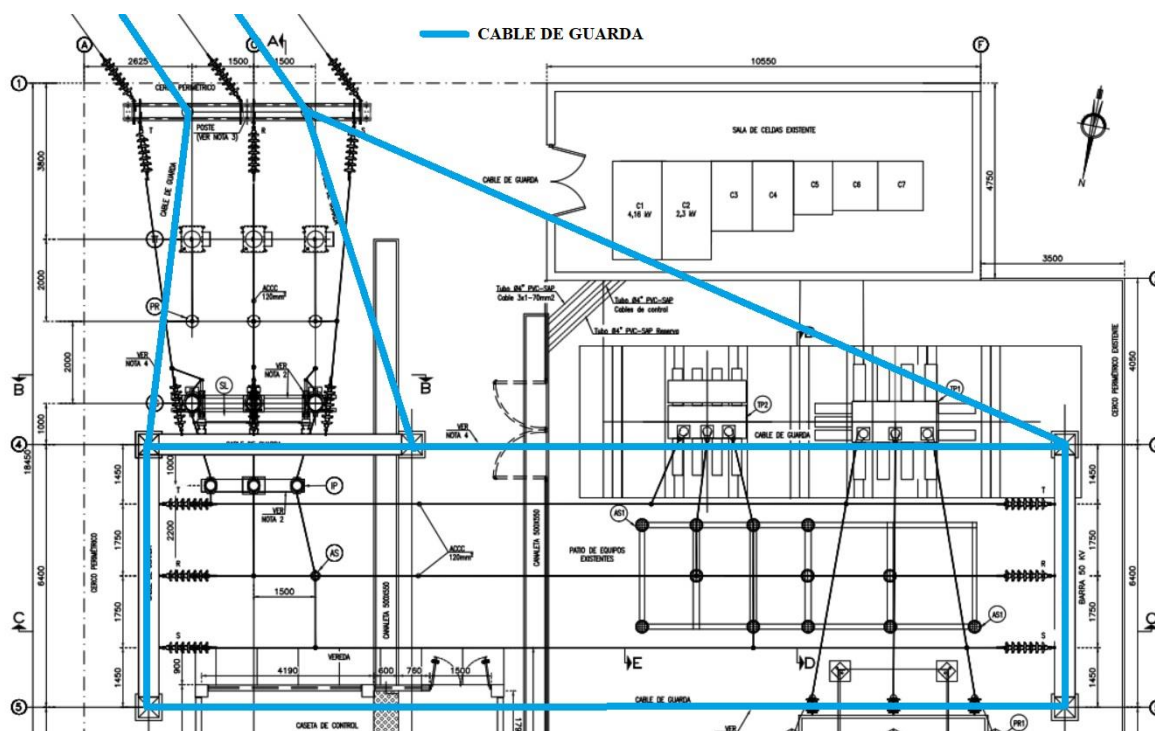


Figura 4.23 Trayectoria del cable de guarda
Fuente: [Elaboración propia]

En la Tabla 4.29, se visualiza los resultados de la evaluación de la soportabilidad de corriente del cable de guarda.

Tabla 4.29 Resultados de verificación de capacidad de corriente de C.G**Fuente: [Elaboración propia]**

Datos	Valor	Unidad
U_n	50	kV
Conductor	Cable de guarda A°G° grado EHS	-
Sección (A_c)	0.4948	cm ²
t_c	0.5	s
θ_e	400	°C
θ_b	30	°C
α a 20°C	0.0035	1/°C
ρ_c a 20°C	13.4	$\mu\Omega \cdot \text{cm}$
k_{cp}	0.118	cal/g.°C
ρ	6.66	g/cm ³
Resultados	Valor	Unidad
Corriente eficaz (I)	5.5	kA
Corriente crítica de descarga (I_c)	2.9	kA
Evaluación de soportabilidad de corriente	El cable de guarda de A°G° grado EHS 5/16" pre-seleccionado cumple con la capacidad de corriente requerida	

De la Tabla 4.29, se puede concluir que la corriente eficaz “I” que es capaz de soportar el cable de acero galvanizado tipo EHS de 5/16” es igual a 5.5 kA, valor superior a la corriente crítica de descarga (I_c) de 2.9 kA, lo que verifica que este cable de guarda cumple con la capacidad de corriente requerida.

4.7.3 Apantallamiento de edificaciones

La subestación cuenta con las siguientes edificaciones:

- Una (01) caseta de control.
- Una (01) caseta de celdas M.T (existente)

- Apantallamiento de las casetas

La caseta de control y la caseta de celdas M.T (existente) no requieren de la instalación de puntas pararrayos tipo Franklin en sus cubiertas, debido a que se encuentran dentro de la zona de apantallamiento del patio de conexiones, conforme se visualiza en las Figuras 4.24 y 4.25. Los cables de guarda (A°G° grado EHS de 5/16") de la S.E, se inician en la estructura terminal correspondiente a la llegada de la variante de L.T y, se dirigen hacia el pórtico de llegada y los pórticos de barra de la subestación.

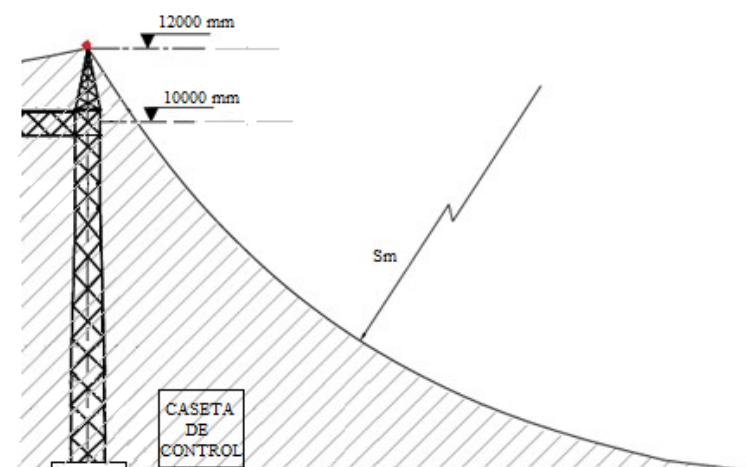


Figura 4.24 Apantallamiento de la caseta de control
Fuente: [Elaboración propia]

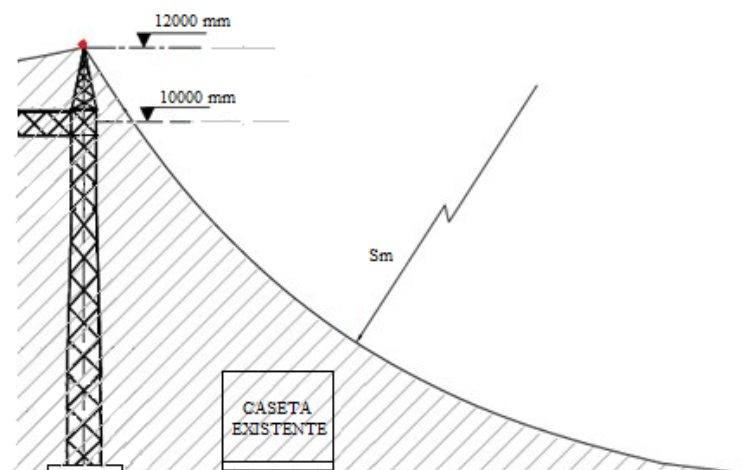


Figura 4.25 Apantallamiento de la caseta de celdas M.T (existente)
Fuente: [Elaboración propia]

Cada una de las bajantes que forman parte del sistema de apantallamiento irán conectadas a la malla Cu del SPAT a través de una varilla Copperweld $\phi = 5/8'' \times L = 2.4$ m, estas últimas servirán como un elemento disipador de sobrecorriente de rayo a través del terreno.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La altura del sitio de instalación de una S.E influye en su dimensionamiento eléctrico. Para el caso de la S.E El Amigo 50 kV, esto se evidenció al realizar los cuadros comparativos de dimensionamiento a 1000 m.s.n.m. y 4660 m.s.n.m. Los niveles normalizados de aislamiento del sistema se incrementaron de $U_p=250 \text{ kV}_p$ y $U_d=95 \text{ kV}$, a $U_p=325 \text{ kV}_p$ y $U_d=140 \text{ kV}$, respectivamente, es decir, en el patio de conexiones de 50 kV se instaló equipamiento de A.T de 72.5 kV; la distancia eléctrica entre fases se incrementó de 1650 mm a 1750 mm; el número de platos aisladores de porcelana clase ANSI 52-3 por cadena se incrementó de 7 a 9; y la ampacidad a 75° C del conductor flexible convencional AAAC-6120 de 120 mm^2 se redució de 391 A a 341.6 A.
- Las tensiones residuales (U_{pl} y U_{ps}) de los pararrayos son de vital importancia en la selección de los niveles de aislamiento del equipamiento A.T de una S.E, es por ello que estas tensiones se seleccionan de la tabla del fabricante (para cierto nivel de tensión máxima de operación del sistema, para cierta clase de descarga del pararrayos y para cierta corriente nominal del pararrayos) bajo el criterio que a mayor valor de tensión residual, menor margen de protección del equipamiento. Por otro lado, si bien los pararrayos seleccionados podrían tener mejores características técnicas [U_r , U_c , $TOV_{(1s)}$ y $TOV_{(10s)}$] para una misma clase de descarga, sin embargo, las tensiones residuales serían mayores y perjudicarían al margen de protección del equipamiento a proteger, es decir, aumentaría el nivel de riesgo de falla de equipo. Los pararrayos instalados en el patio de conexiones de 50 kV de la S.E El Amigo, presentan las siguientes características técnicas: $U_r = 55 \text{ kV}$, $U_c = 44 \text{ kV}$, $TOV_{1s} = 49 \text{ kV}$, $TOV_{10s} = 46 \text{ kV}$, $U_{pl} = 107 \text{ kV}_p$ ($8/20 \mu\text{s}$ 5 kA_p) y $U_{ps} = 101 \text{ kV}_p$ ($30/60 \mu\text{s}$ 2 kA_p).
- La tensión residual o de protección del equipamiento a proteger ($U_{pl_{eq}}$), siempre que la bahía de llegada de la variante de línea este abierta, es mayor a la tensión residual de impulso tipo rayo de pararrayos, debido a la refracción y reflexión de ondas viajeras de sobretensión, y además de ello, a medida que se incrementa la distancia

- de protección del pararrayos (L) hacia el equipo a proteger, la tensión residual de éste último se incrementa. El valor máximo de la tensión residual del equipamiento ($U_{pl_{eq}}$) es igual al doble de la tensión residual de pararrayos (U_{pl}), siempre que éste último sea menor al doble del valor pico de la onda de sobretensión tipo rayo (U_{surge}).
- La coordinación de aislamiento en proyectos de SS.EE de extra y alta tensión, siempre tiene la necesidad de cubrir todos los requerimientos calculados, sin embargo, existe una particularidad sobre las tensiones soportadas requeridas convertidas $U_{cw(c)}$ para ensayos a frecuencia industrial de corta duración fase-fase y/o de impulso atmosférico fase-fase, ya que estos provienen de la tensión soportada requerida de impulso tipo maniobra, y generalmente esas tensiones convertidas no son cubiertas por los niveles normalizados de aislamiento seleccionados (U_d), pero dicho punto se logra subsanar al asignar distancias eléctricas de diseño entre fases de la S.E que sean mayores a las distancias calculadas. En el patio de conexiones de 50 kV de la S.E El Amigo, la tensión soportada temporal seleccionada es igual a 140 kV, sin embargo, la $U_{cw(c)} = 171$ kV; es por ello que la separación entre fases de la S.E es igual a 1.75 m, el cuál es mayor a las distancias eléctricas calculadas (8.2 m en condiciones de viento y 1.347 m en condiciones de cortocircuito), y esto subsana el requerimiento inicial no cubierto.
 - En el dimensionamiento de las cadenas de aisladores; la verificación de las tensiones críticas de flashover CFO's (positivos y negativos) ante descargas atmosféricas y las tensiones soportadas asignadas temporales U_d (condiciones secas y húmedas), no se suele realizar de forma explícita, porque el número de platos aisladores que se determinan con estos parámetros son mucho menores a lo que realmente se necesita debido a que los parámetros que gobiernan la selección de las cadenas de aisladores son las distancias de fuga corregidas por altura y las distancias de arco. En el patio de conexiones de 50 kV de la S.E El Amigo, la $U_p = 325$ kVp y la $U_d = 140$ kV fueron inicialmente cubiertos con 4 platos aisladores de porcelana tipo suspensión clase ANSI 52-3, sin embargo, esto no fue suficiente para cubrir las demandas de distancia de fuga corregida por altura (≥ 2267.92 mm) y de distancia de arco (≥ 630 mm), es por ello que en la memoria de cálculo correspondiente se determina que la cadena de aisladores a instalar en la S.E consta de 9 platos aisladores de porcelana tipo suspensión clase ANSI 52-3.

- La máxima potencia o corriente de transmisión (ampacidad) se consigue con la temperatura máxima de operación de la superficie del conductor que por lo general es igual a 75 °C, y esta debe cubrir la máxima demanda estimada a 30 años; además de ello, la sensibilidad de la ampacidad de un conductor disminuye a medida que se incrementa la altura de instalación de la S.E. El proyecto de ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV se ubica a una altura aproximada de 4660 m.s.n.m y sus conductores AAAC-6201 de 120 mm² presentan una ampacidad de 341.59 A (29.6 MVA) a 75 °C que cubre la capacidad de diseño solicitada 311.77 A (27 MVA) a 69.62 °C.
- Como parte del procedimiento de diseño de un SPAT, a partir del cálculo de la resistencia de SPAT (R_g) y de corriente que circula por la malla Cu (I_G), asociados al diseño SPAT inicialmente planteado, se verifica que el incremento de potencial de tierra ($GPR = R_g \times I_G$), no sea mayor a la máxima tensión de toque permisible (V_{toque}), ya que esto ahorraría horas-hombre que devendría en un menor costo del recurso humano, debido a que el siguiente paso sería plasmar el diseño en las memorias de cálculo y los planos de ingeniería de detalle. Caso contrario, se tendría que seguir realizando cálculos y verificaciones adicionales, tales como: La tensión de toque (V_m) y la tensión de paso (V_s) generadas por la I_G , que podrían modificar el diseño SPAT inicial, y se tendría que recalcular R_g , I_G y GPR, para así realizar nuevamente todas las verificaciones anteriormente mencionadas. Durante el diseño del SPAT de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se determinó que $R_g = 1.478 \Omega$, $I_G = 2053.6 A$, $GPR = 3035.39 V$, $V_{toque} = 676.83 V$, $V_{paso} = 2215.179 V$, $V_m = 624.44 V$ y $V_s = 379.94 V$, con lo cual se verificó que el $GPR > V_{toque}$, $V_{toque} > V_m$ y $V_{paso} > V_s$; y se procedió a la implementación en campo de la malla Cu (instalado a 0.6 m de la superficie del terreno).
- En el método electrogeométrico (esfera rodante) de apantallamiento de SS.EE, la distancia crítica de descarga S_m (radio de la esfera rodante) se incrementa a medida que la corriente crítica de descarga I_c aumenta; y por ende, la altura efectiva de apantallamiento h_e es menor, ya que dicha esfera rodante genera una superficie de apantallamiento de mayor área, es decir, el cable de guarda apantalla con mayor holgura las instalaciones de la S.E. Si S_m disminuye, h_e aumenta, y por lo tanto, la

altura de diseño de los castilletes sería mayor. Durante el diseño del apantallamiento de la ampliación de la S.E El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se determinó que $S_m = 16$ m, $h_e = 0.3$ m y $H_s = 0.8$ m, para los cuales se definió una altura de castilletes igual a 1.75 m, y con ello se consiguió apantallar el patio de conexiones de 50 kV, la caseta existente de celdas M.T y la nueva caseta de control.

RECOMENDACIONES

- Realizar los estudios de transitorios electromagnéticos, para así determinar las sobretensiones críticas representativas del sistema, que serán los datos de entrada para el estudio de coordinación de aislamiento de SS.EE de alta y extra-alta tensión.
- Instalar pararrayos adicionales, en el patio de llaves, antes del seccionador de línea con cuchillas de puesta a tierra, con ello se podría disminuir considerablemente los niveles normalizados de aislamiento del equipamiento de maniobras (seccionadores de potencia e interruptores de potencia) y de los transformadores de potencia (devanado primario), sin disminuir el margen de protección del equipamiento de A.T.
- Hasta el 2017, la IEC 62271-1 contenía 2 referencias para el cálculo de tensiones soportadas requeridas (U_{rw}), a altitudes por encima de 1000 m.s.n.m, éstas son: IEC 60071-2 e IEC TR 62271-306, las cuales estaban en conflicto, ya que el factor de corrección por altura en la primera inicia a nivel del mar, y en la segunda inicia a 1000 m.s.n.m; por ende, aún se seguía utilizando $K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$. Sin embargo, a mediados del 2021, se adicionó una (01) hoja de interpretación técnica asociada a la IEC 62271-1, en donde se aclara las divergencias sobre el factor de corrección por altura K_a . Por lo tanto, se recomienda que a partir de la fecha se utilice la siguiente fórmula: $K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)}$, para la coordinación de aislamiento y, para la selección de cadena de aisladores y aisladores de soporte, de proyectos de SS.EE de alta y extra-alta tensión ubicadas a una altura por encima de los 1000 m.s.n.m.
- En muchos proyectos de alta y extra-alta tensión se recomienda utilizar los conductores flexibles HTLS (High Temperature Low Sag), ya que estos trabajan a una temperatura máxima de operación de 180°C (Aluminum Conductor composite Core), 200°C (Aluminum Conductor Steel Supported) o 210°C (Aluminum Conductor Composite Reinforced), superando la ampacidad de los conductores flexibles convencionales. Además de ello, las prestaciones mecánicas que se trasladan a los pórticos son menores a las del caso convencional.
- Para el cálculo de riesgo de falla de apantallamiento de una S.E de alta y extra-alta tensión, se recomienda utilizar la base de datos (2013-2018) de densidad de rayos a tierra (descargas/km².año) de todo el territorio peruano que

provee el OSINERGMIN a través de su página web, ya que contiene información actualizada y verídica.

- Complementar el apantallamiento de una caseta de control con la denominada “Jaula de Faraday”, para así atenuar o anular las consecuencias de las ondas electromagnéticas sobre el correcto funcionamiento de los equipos de control, protección y medición.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Coba L. A. (2012). *Diseño, montaje y puesta en servicio para la ampliación de la Nueva Subestación Bellavista 15 MVA, 138 kV/ 10 kV*. Tesis de pre-grado FIM-UNI, Lima, Perú.
- Enríquez G. (2010). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México: Editorial Limusa.
- Frontin S. O. (2013). *Equipamentos de alta tensão—prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. Brasília: Teixeira, Vol. 2000.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2003). *Std. C37.32. American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications*. vol., no., pp.1-42, 2 June 2003, doi: 10.1109/IEEESTD.2003.7116714.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2012). *Std. 738. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*. vol., no., pp.1-72, 23 Dec. 2013, doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6692858.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2013). *Std. 80. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. vol., no., pp.1-226, 15 May 2015, doi: 10.1109/IEEESTD.2015.7109078.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2014). *Std. 837. IEEE Standard for Qualifying Permanent Connections Used in Substation Grounding*. vol., no., pp.1-59, 14 Oct. 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6922156.

- International Electrotechnical Commission (1996) 60071-2. *Insulation co-ordination - Part 2: Application guide*. Edition 3.0. December 1996.
- International Electrotechnical Commission (2008) 60815-2. *Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems*. Edition 1.0. October 2008.
- International Electrotechnical Commission (2010) 62305-2. *Protection against lightning - Part 2: Risk management*. Edition 2.0. December 2010.
- International Electrotechnical Commission (2013) 60099-5. *Surge arresters – Part 5: Selection and application recommendations*. Edition 2.0. May 2013.
- International Electrotechnical Commission (2014) 60099-4. *Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*. Edition 3.0. June 2014.
- Kindermann G. & Campagnolo J.M. (2010). *Aterramiento Eléctrico – 1ª edición en español*. UFSC – LabPlan, Florianópolis, Brasil.
- Martínez J.A. (2008). *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. Madrid, España: Mc Graw-Hill.
- Ramírez C. F. (2021). *Subestaciones de alta y extra alta tensión - Guía práctica de diseño – Tercera edición*. HVM Ingenieros Ltda. Bogotá, Colombia: Imprenta: Concepto y Color.
- Raúll J. (2000). *Diseño de subestaciones eléctricas – 2ª edición*. Facultad de Ingeniería, División de Ingeniería Eléctrica - UNAM, Distrito Federal, México.
- The Aluminum Association (1989). *The Aluminum Electrical Conductor Handbook – Third Edition*. Larry Kirkpatrick, Electrical Consultant. Washington D.C., USA.

Wu D., Li M. & Kvarngren M. (2009). *Uncertainties in the Application of Atmospheric and Altitude Corrections as Recommended in IEC Standards*. In the 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, 2009.

Yanque J. H. (2013). *Mapa de niveles isoceráunicos del Perú* [Imagen]. Scribd. <https://www.scribd.com/document/393099942/MAPA-Td-Isoceraunico-Del-Peru-2013>

ANEXOS

ANEXO A: ASPECTOS IMPORTANTES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

A.1 Topología de un SEP

El sistema de transmisión de energía eléctrica engloba los componentes más importantes dentro de un SEP, y se utiliza para conectar centrales eléctricas con cargas industriales, más allá de las grandes distancias entre ellas. En las SS.EE se deben maniobrar equipos de A.T y controlar variables eléctricas (tensión, corriente y potencia), con el objetivo de asegurar que el servicio eléctrico sea de buena calidad, confiable y económico. Bajo este contexto, el diseño eléctrico de una S.E depende de la topología de un SEP, el cuál puede ser: Radial, en anillo o tipo malla.

A.1.1 SEP radial

Un SEP radial conecta una barra del sistema de generación con una o más cargas industriales, las cuáles son alimentadas a través de una L.T de forma radial, conforme se visualiza en la Figura 5.1.

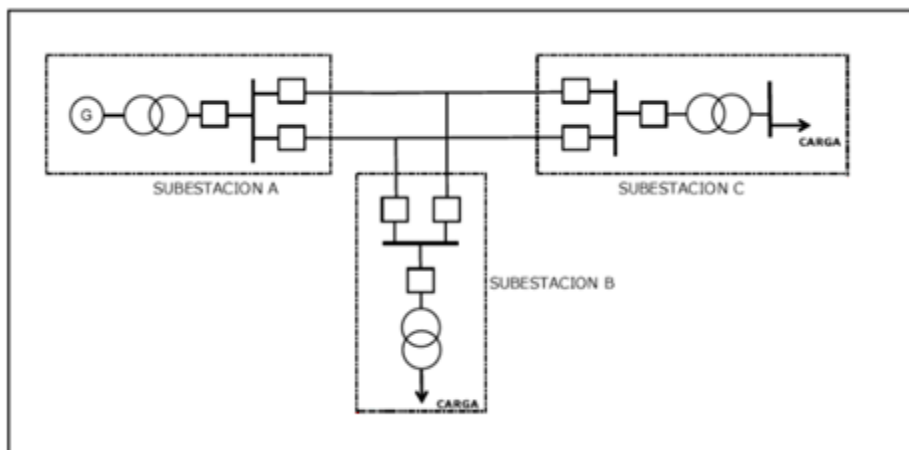


Figura 5.1 SEP radial

Fuente: [Elaboración propia]

A.1.2 SEP en anillo

Un SEP en anillo permite la continuidad del servicio eléctrico ante una falla eléctrica en una de las LL.TT, por lo tanto, es más confiable que un SEP radial, conforme se visualiza en la Figura 5.2.

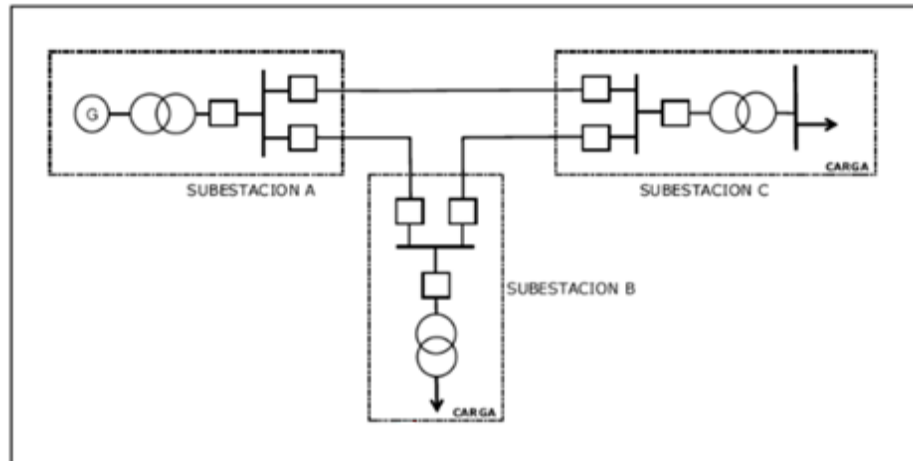


Figura 5.2 SEP en anillo
Fuente: [Elaboración propia]

A.1.3 SEP tipo malla

Un SEP tipo malla asegura más de un camino para los flujos de potencia y permite reducir las impedancias, es decir, se limitan las excesivas caídas de tensión y hacen que el sistema sea más estable. Este tipo de topología permite trabajar con o sin unidades de generación en las barras, es por ello que en la mayoría de SEP's se trata de hacer una malla o formar anillos cada 3 subestaciones, con la finalidad de obtener un servicio eléctrico de mejor calidad y confiabilidad. Por lo tanto, es más confiable que un SEP en anillo, conforme se visualiza en la Figura 5.3.

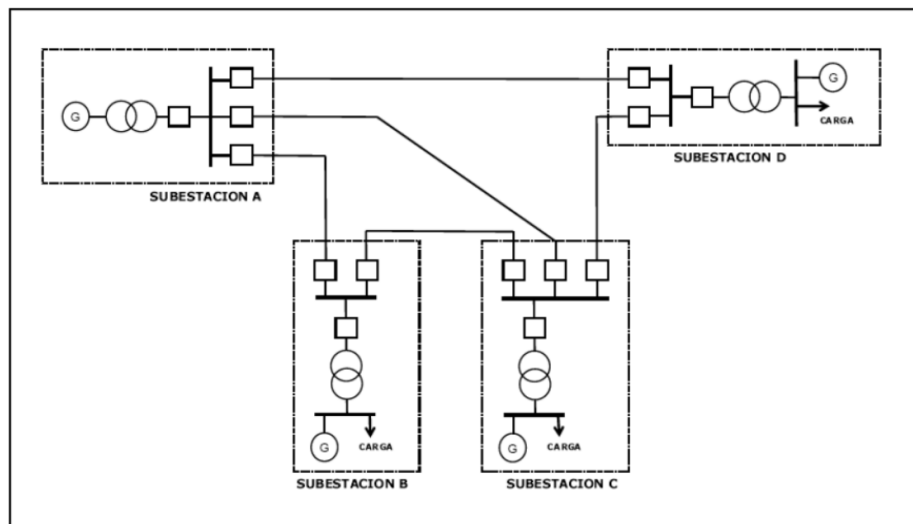


Figura 5.3 SEP tipo malla
Fuente: [Elaboración propia]

A.2 Evolución de las configuraciones de barras en SS.EE

Las subestaciones eléctricas de alta y extra-tensión tienen una amplia gama de configuraciones de barra, y para una selección criteriosa de las mismas se tiene que llevar en cuenta la confiabilidad, seguridad y flexibilidad que ofrecen, sin dejar de tomar en consideración el aspecto económico. A lo largo de la vida útil de una S.E, el SEP en el cuál ella está insertada sufrirá las consecuencias de esa selección. Las configuraciones de barras se pueden dividir en dos grandes grupos: Configuración con conexión concentrada, tales como: Barra simple, barra doble, barra doble con seccionador de transferencia, etc.; y configuración con conexión distribuida, tales como: Anillo simple, barra doble con interruptor y medio, etc. (Frontin S.O., 2013). Debido a la evolución de las configuraciones de barras, conforme se visualiza en la Figura 5.4 y la Figura 5.5, se debe aplicar alguna metodología existente (matriz de evaluación) para la selección de dichas configuraciones.

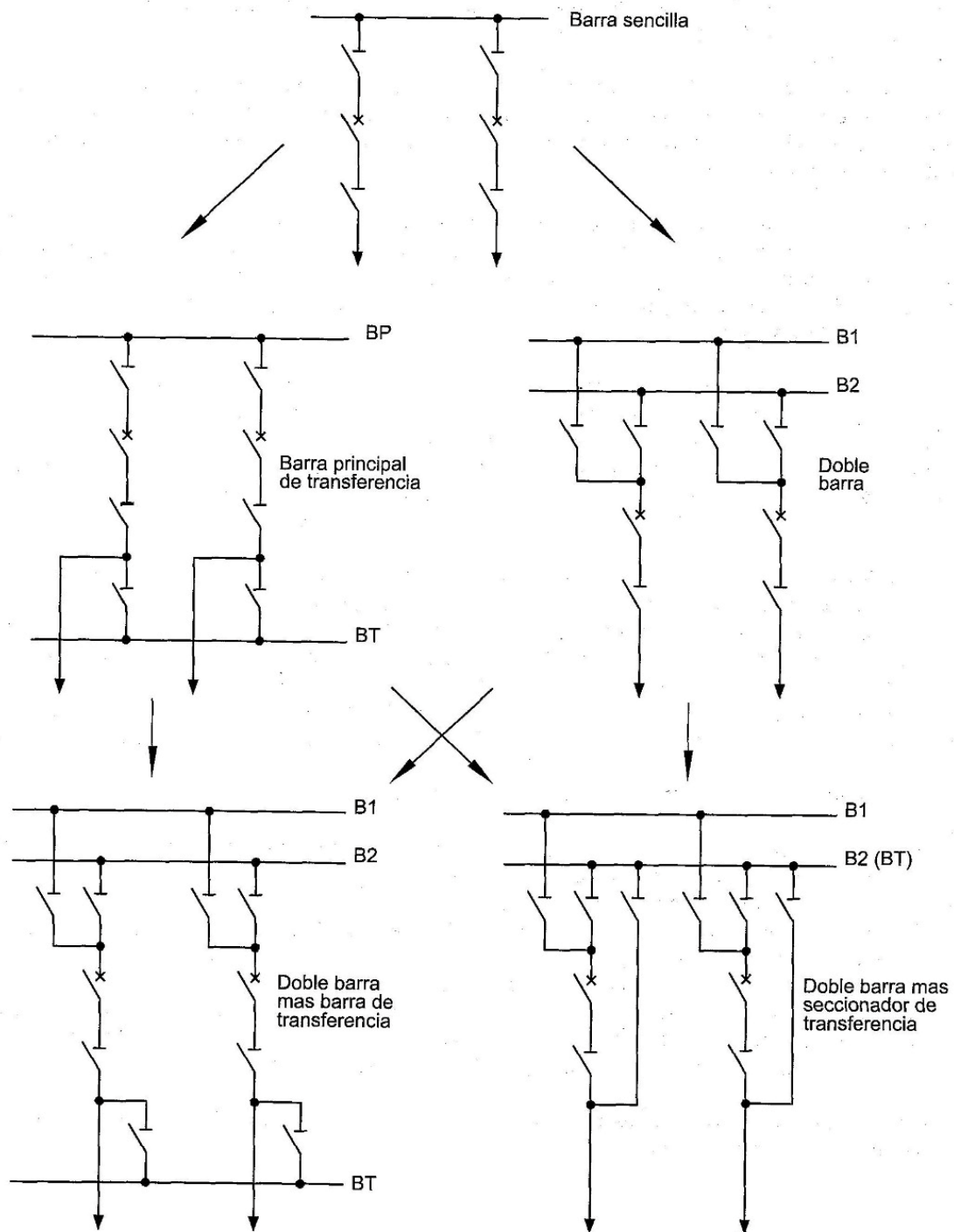


Figura 5.4 Evolución de configuración con conexión concentrada
Fuente: [Ramírez C.F, 2021]

La selección de las configuraciones de barra de una S.E incide directamente en el cálculo de los niveles normalizados de aislamiento del equipamiento.

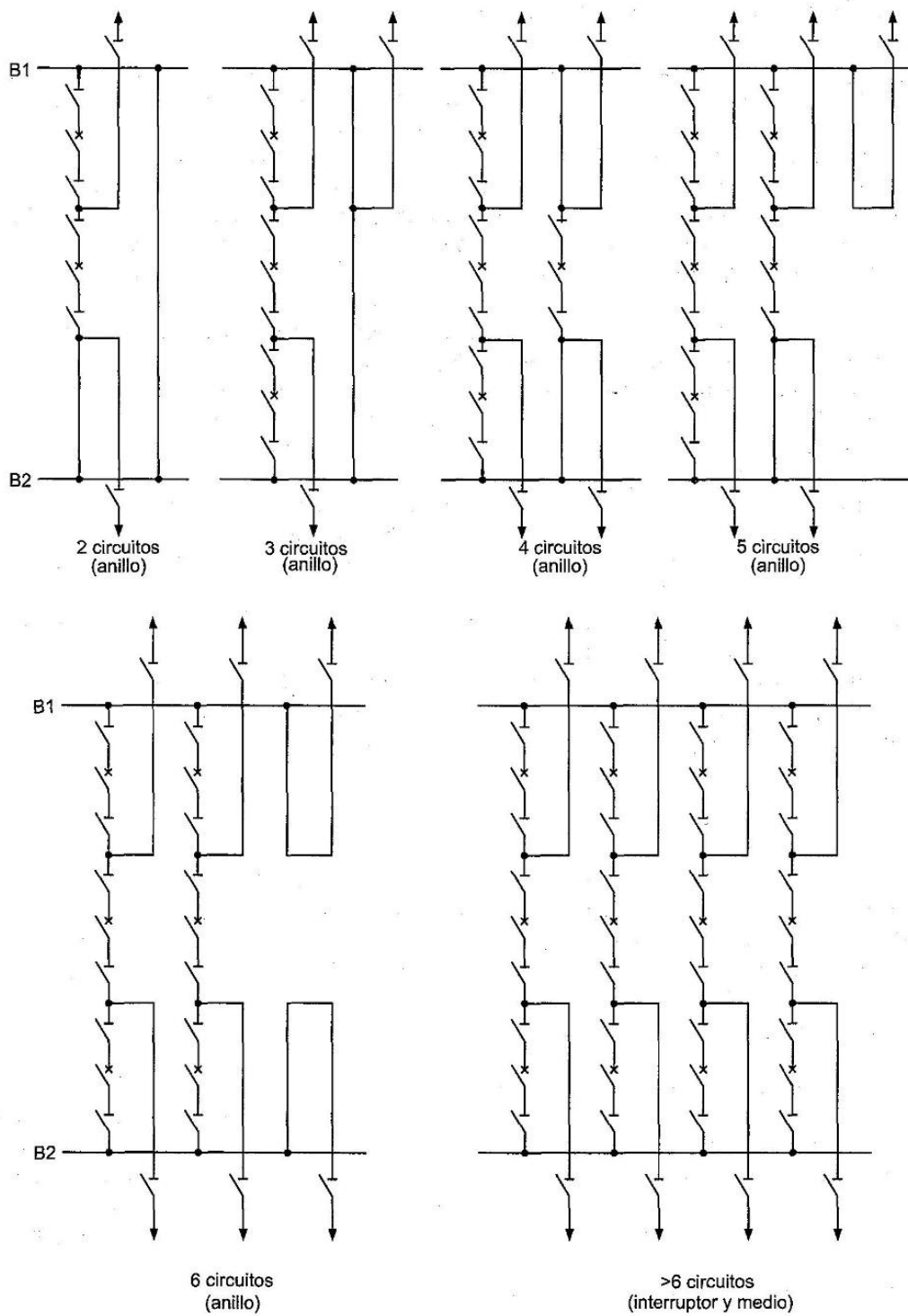


Figura 5.5 Evolución de configuración con conexión distribuida
Fuente: [Ramírez C.F, 2021]

A.3 Equipamiento AIS

A.3.1 Interruptor de potencia

El interruptor de potencia en una S.E se define como el equipo de maniobra más importante, no solo por ser un dispositivo de conmutación capaz de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales y anormales (cortocircuito), sino también por su alto costo como suministro. Este equipo de A.T conecta o desconecta bahías de LL.TT, bahías de transformadores de potencia, bahía de reactores, bahía de acoples, etc.; y consta de las siguientes partes: 1 o 2 cámaras de extinción de arco, cámaras de capacitores con resistores de pre-inserción, cajas de mando, cajas de mecanismo de operación, depósito del medio aislante, aisladores de soporte y base de acero galvanizado. Los interruptores de potencia se clasifican conforme a lo que se visualiza en la Figura 5.6.

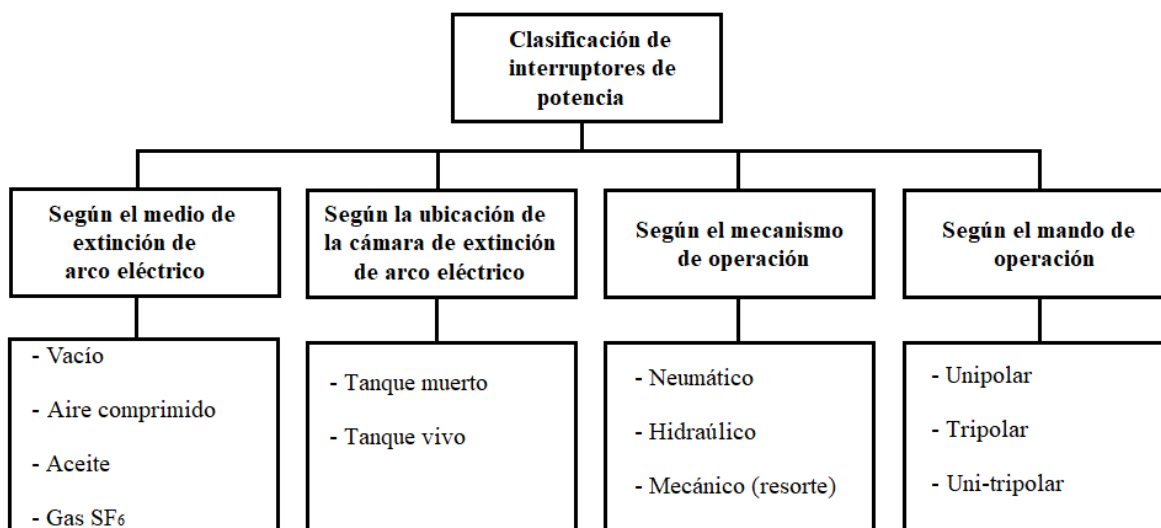


Figura 5.6 Clasificación de interruptores de potencia

Fuente: [Elaboración propia]

En un interruptor de potencia de tanque vivo, la cámara de extinción de arco (polos) se ubica sobre soportes aislantes; en donde los polos están conectados directamente al circuito de alta tensión, por lo tanto, están a un potencial superior al de tierra (compartimiento sin aterrizar). En contraposición, en un interruptor de potencia de tanque muerto, la cámara de extinción de arco se encuentra autosoportada en un tanque que contiene el medio de extinción (compartimiento aterrizado) y a través de la misma pasan buchings de porcelana (transformador de corriente integrado) para conectarse al circuito de A.T, conforme se visualiza en la Figura 5.7 y Figura 5.8.

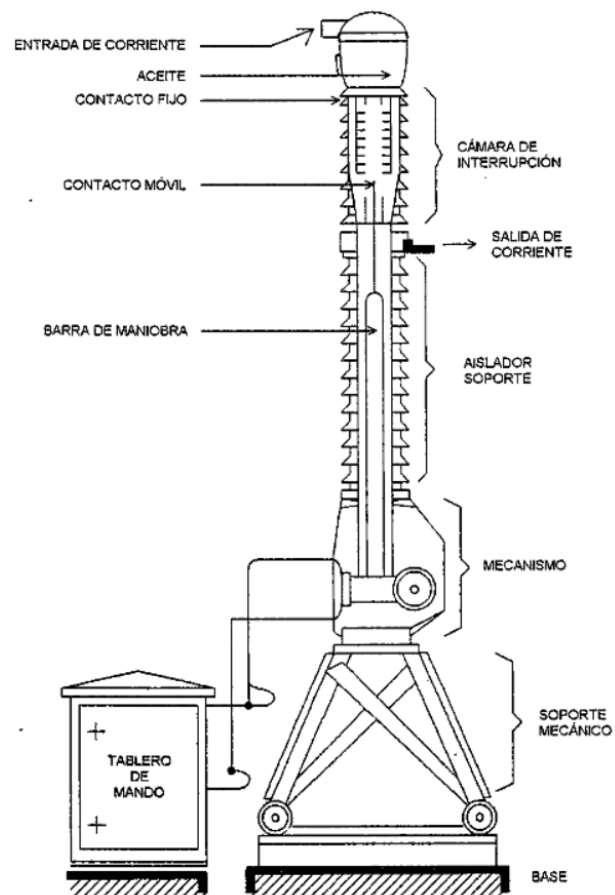


Figura 5.7 Interruptor de potencia tipo tanque vivo
Fuente: [Frontin S.O, 2013]

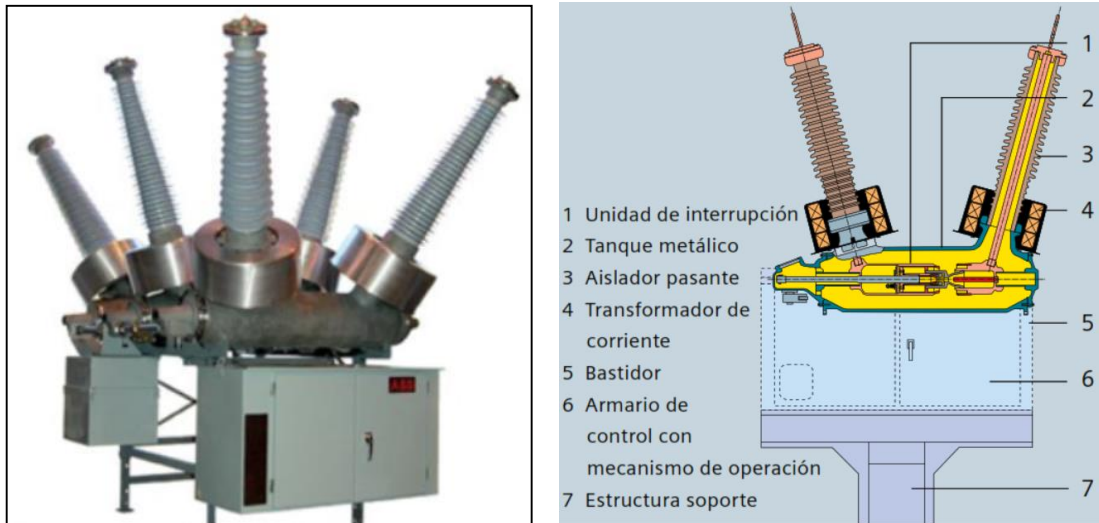


Figura 5.8 Interruptor de potencia tipo tanque muerto
Fuente: [Frontin S.O, 2013]

A.3.2 Seccionador de potencia

Los seccionadores de potencia seccionan o aíslan circuitos por necesidades de operación o por necesidades de mantenimiento del equipamiento de las bahías de línea o de transformación, etc. Los terminales de alta tensión de seccionadores abiertos están diseñados para soportar los esfuerzos dieléctricos que aparecen en un SEP, para que así los operarios de campo realizan el mantenimiento del equipamiento en condiciones adecuadas de seguridad. Los seccionadores de potencia se clasifican conforme a lo que se visualiza en la Figura 5.9, y es preciso indicar que la correcta selección de estos está relacionada con la disposición física a implementar en una S.E.

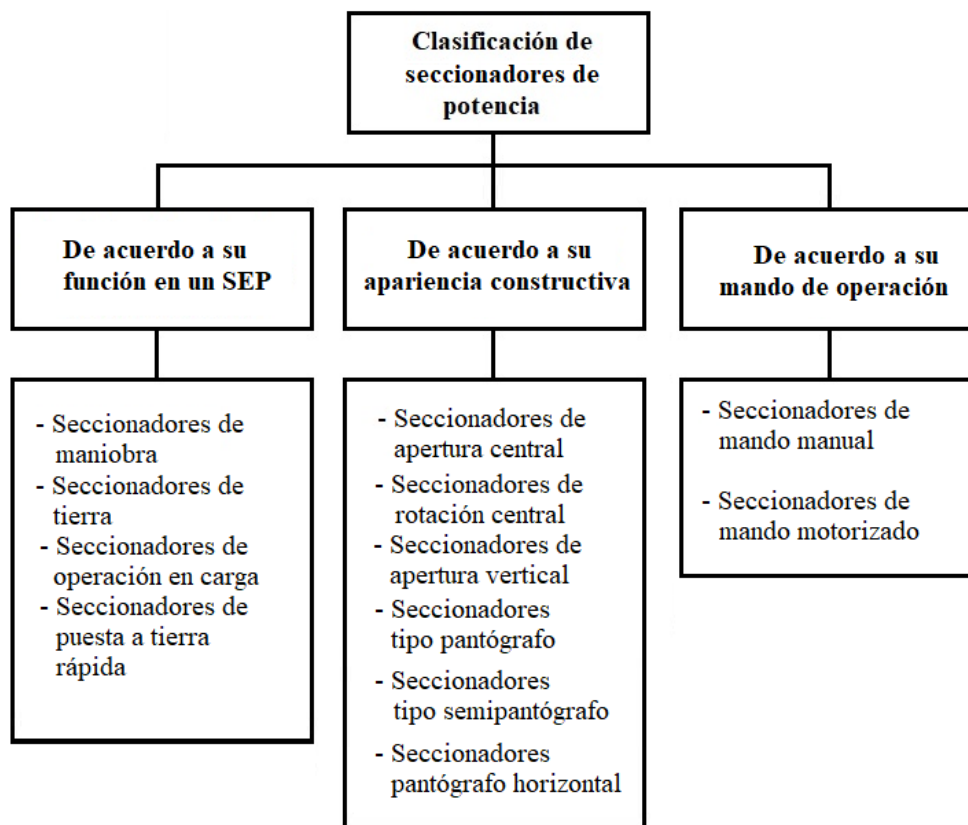


Figura 5.9 Clasificación de seccionadores de potencia

Fuente: [Elaboración propia]

Los seccionadores de apertura central son los más económicos pero determinan un mayor ancho de campo, ya que una de sus cuchillas por fase queda energizada (en posición abierto), y por ende se requiere una mayor área para la S.E. Cuando el seccionador está abierto, la longitud de las cuchillas es una limitante para su utilización en sistemas eléctricos con tensiones máximas por encima de 245 kV, conforme se visualiza en la Figura 5.10. En contraposición, los seccionadores de rotación central son más costosos que los anteriores, pero ocupan menos espacio y presentan menos inconvenientes desde el punto de vista de distancias eléctricas requeridas, permitiendo la reducción del ancho de campo de la S.E, ya que todas sus cuchillas quedan desenergizadas (en posición abierto).

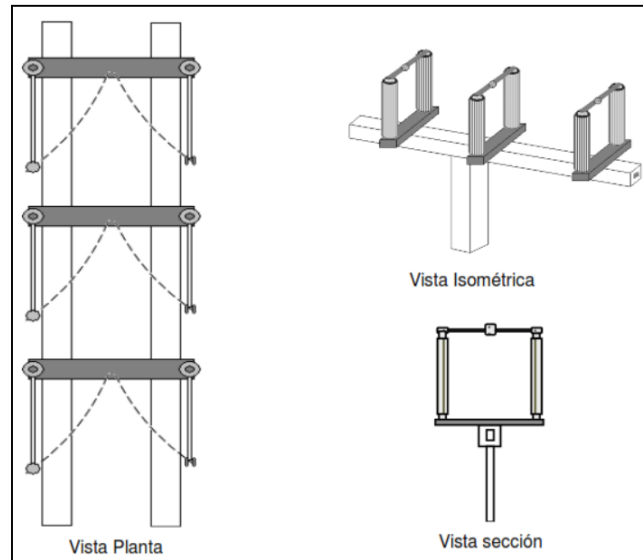


Figura 5.10 Seccionador de apertura central
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Los seccionadores tipo pantógrafo y los seccionadores tipo semipantógrafos ejecutan la conexión o desconexión en forma vertical entre 2 niveles de conexión. Estos seccionadores se pueden utilizar en sistemas eléctricos de cualquier nivel tensión, pero preferentemente para tensiones máximas desde los 245 kV hacia adelante, y son los que determinan una menor área para las SS.EE, lo cual implica estructuras de acero galvanizado más reducidas, sin embargo, son las más costosas.

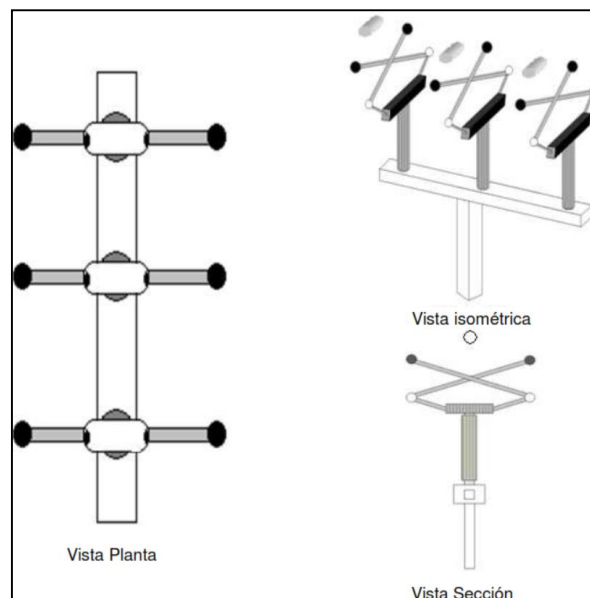


Figura 5.11 Seccionador tipo pantógrafo
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

A.3.3 Transformador de potencia

Los transformadores de potencia son máquinas estáticas y reversibles de corriente alterna (elevadoras o reductoras), que hacen modificar el nivel de tensión de operación y la corriente de servicio continuo, a una potencia aparente dada y manteniendo la frecuencia de red, por medio del flujo magnético confinado que conecta las bobinas de alambre Cu enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético y el desarrollo del fenómeno de inducción electromagnética. Los transformadores de tensión se clasifican conforme a lo que se visualiza en la Figura 5.12.

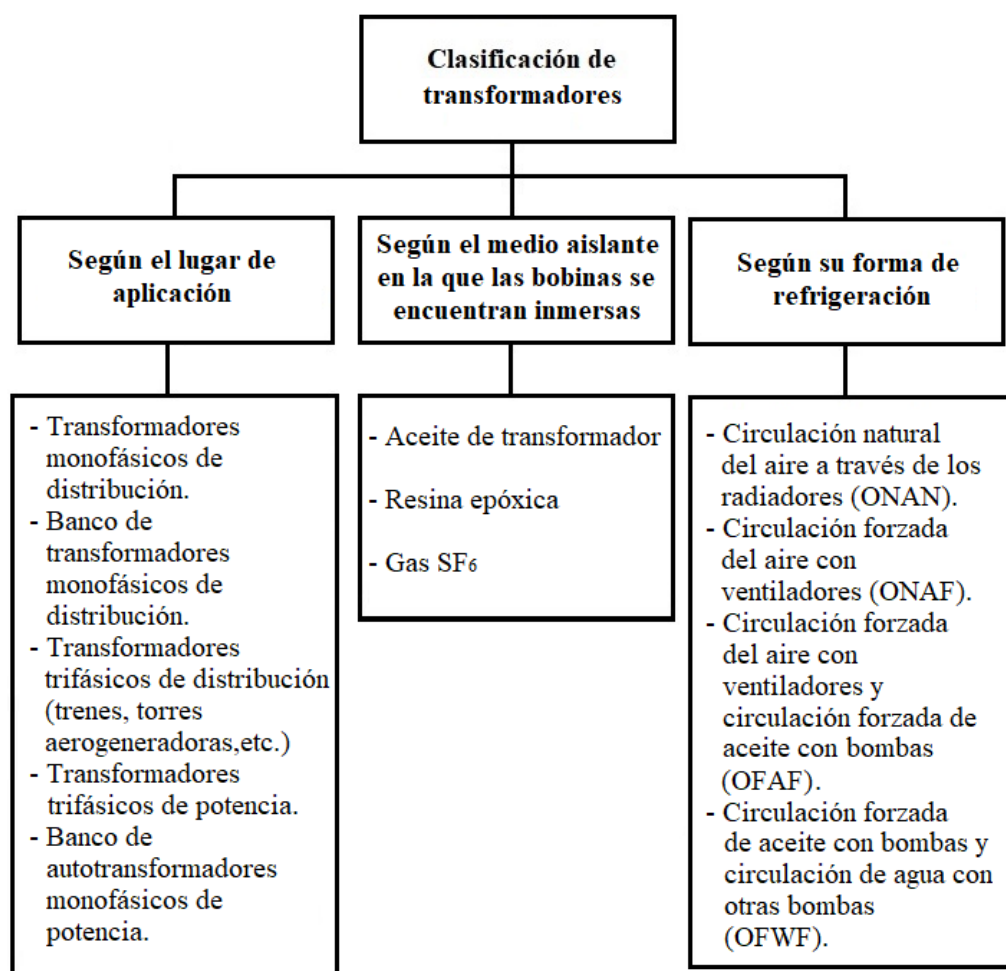


Figura 5.12 Clasificación de transformadores

Fuente: [Elaboración propia]

Las pérdidas de potencia aparente en un transformador están asociados a las pérdidas en el núcleo ferromagnético (corrientes parásitas o Foucault, y ciclo de histéresis) y a las pérdidas en las bobinas de Cu (efecto Joule). Para disminuir dichas pérdidas se tiene que laminar el núcleo ferromagnético lo más delgado posible, el nivel de impurezas debe ser mínima, las

imperfecciones superficiales deben ser mínimas, etc. En la Figura 5.13 se detalla las partes de un transformador trifásico de potencia.

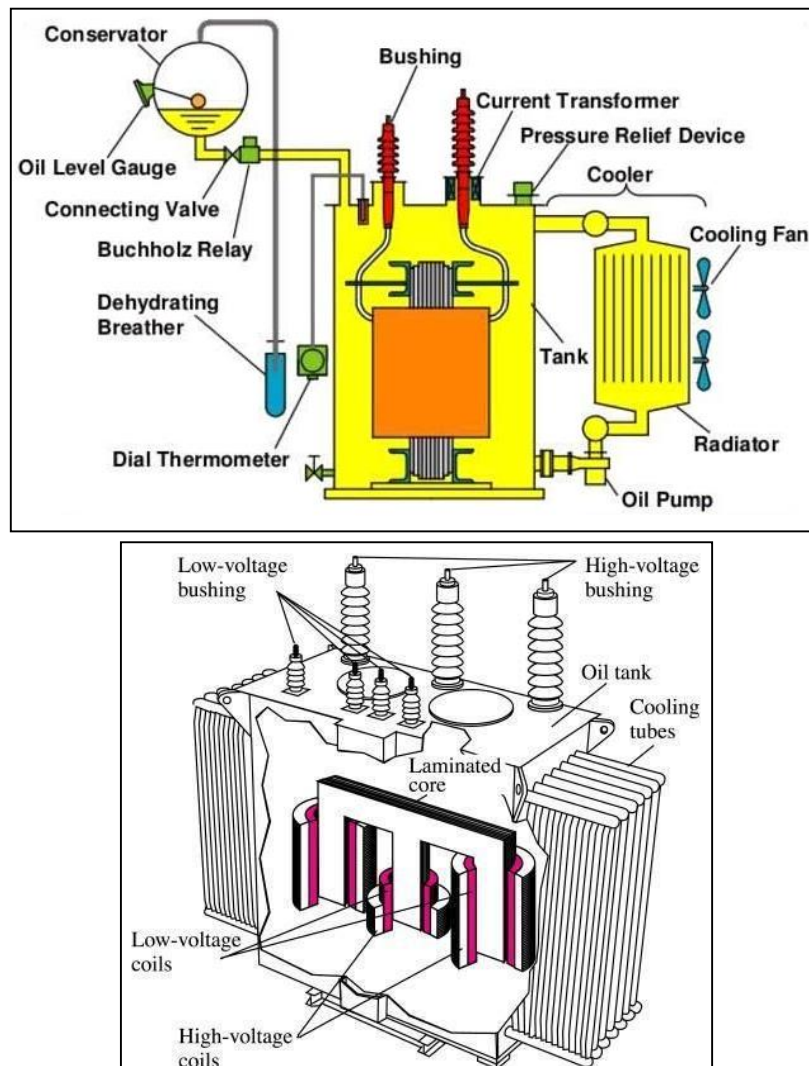


Figura 5.13 Transformador trifásico de potencia
Fuente: [Elaboración propia]

A medida que se incrementa el nivel nominal de tensión, es más ventajoso implementar un proyecto de A.T con un banco de autotransformadores monofásicos en comparación con un transformador trifásico, debido a que siempre se tiene que instalar un equipo A.T de reserva, y es muchísimo más económico comprar un autotransformador monofásico que un transformador trifásico. Por otro lado, a medida que se incrementa la potencia aparente del transformador trifásico, la forma de refrigeración del medio aislante de sus bobinas se hace más sofisticada (ONAN, ONAF, OFAF y OFWF).

A.3.4 Transformador de tensión

Los transformadores de tensión son equipos de medida que reproducen lo más fielmente posible la forma de onda de tensión aplicada al circuito de alta tensión (devanado primario), en el circuito de baja tensión (devanado secundario) pero de un valor reducido en su magnitud, ya sea durante los efectos de los transitorios electromagnéticos y de régimen permanente (fallas eléctricas). Los transformadores de tensión se clasifican conforme a lo que se visualiza en la Figura 5.14.

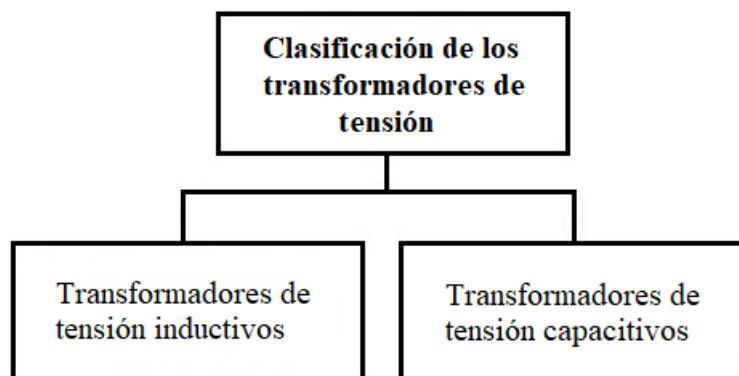


Figura 5.14 Clasificación de transformadores de tensión
Fuente: [Elaboración propia]

Los transformadores de tensión inductivos se construyen para conexión fase-tierra (1 polo aislado) o para conexión fase-fase (2 polos aislados), estos últimos se utilizan primordialmente en las celdas de media tensión, para llevar las señales de tensión hacia los medidores multifuncionales y/o relés de protección. Este tipo de transformadores de tensión son usados para tensiones máximas comprendidas entre 600 V y 72.5 kV, ya que el sistema de telecomunicaciones normalmente no utiliza onda portadora PLC y su costo es inferior al de los transformadores capacitivos; y para tensiones máximas superiores a 72.5 kV y hasta 145 kV no existe preferencia en su utilización, pero es normal utilizar onda portadora PLC.

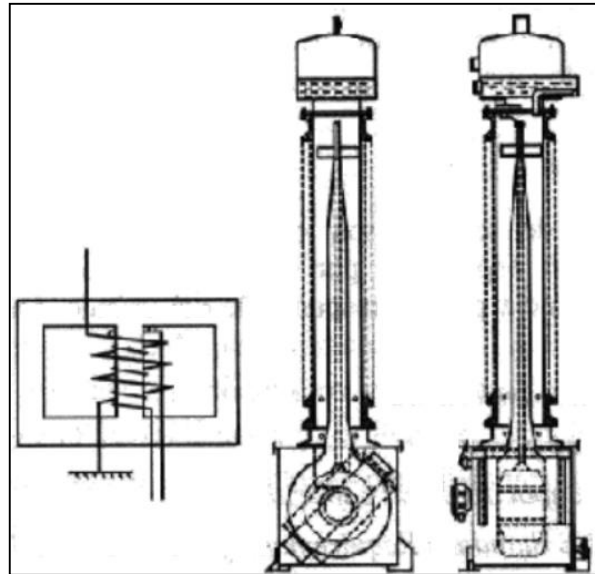


Figura 5.15 Transformador de tensión inductivo

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

En los sistemas de telecomunicaciones donde se emplea la comunicación por onda portadora PLC, el uso de transformadores de tensión capacitivos se hace necesario. En sistemas eléctricos con tensiones máximas por encima de 145 kV estos equipos son predominantes, y tradicionalmente se usa papel impregnado en aceite para el aislamiento de las bobinas, conforme se visualiza en la Figura 5.16. Además de ello, se sabe que a partir de 245 kV el precio de los transformadores de tensión inductivos son muy superiores al de los capacitivos.

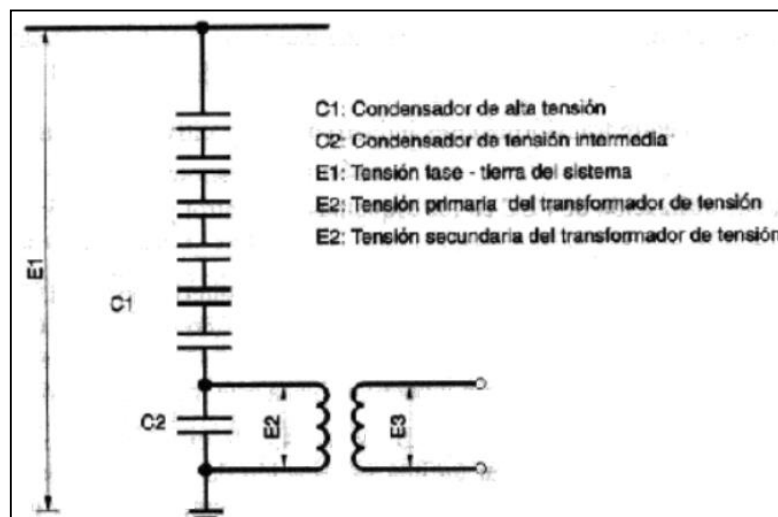


Figura 5.16 Transformador de tensión capacitivo

Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

A.3.5 Transformador de corriente

Los transformadores de corriente son equipos de medida cuyo devanado primario está conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente vista desde el lado del devanado primario, es muy pequeña comparada con la del SEP en el cual está inmerso, por lo tanto, la corriente eléctrica que circulará por el devano primario del equipo en cuestión estará determinada por el estudio de flujo de carga del SEP mencionado anteriormente. Los transformadores de corriente se clasifican conforme a lo que se visualiza en la Figura 5.17.

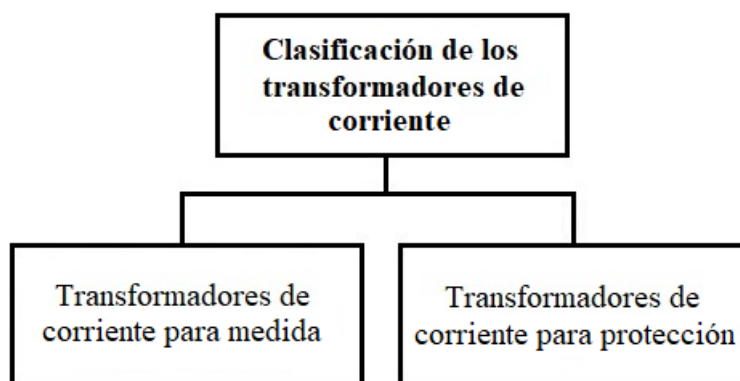


Figura 5.17 Clasificación de los transformadores de corriente

Fuente: [Elaboración propia]

Los transformadores de corriente presentan núcleos tanto de medición como de protección. Los núcleos de medición alimentan a contadores de energía de inducción o electrónicos en B.T, y alimentan a los medidores multifuncionales de las celdas M.T y de los tableros de protección, control y medición de la S.E; por otro lado los núcleos de protección alimentan o llevan señales a los relés de protección de las cargas y de la barra ubicados en las celdas M.T, y llevan señales a los relés de protección de las bahías de línea, de las bahías de transformación, etc., ubicados en los tableros de protección, control y medición de la S.E. A los núcleos de los transformadores de corriente se les asocia 2 características técnicas importantes como son la clase de precisión (p.ej. 10P20 para el núcleo de protección y 0.2S para el núcleo de medición) y la potencia de precisión (VA), que depende de las cargas que alimentan (relés de protección o medidores de energía). En la Figura 5.18 se detalla las partes de un transformador de corriente.

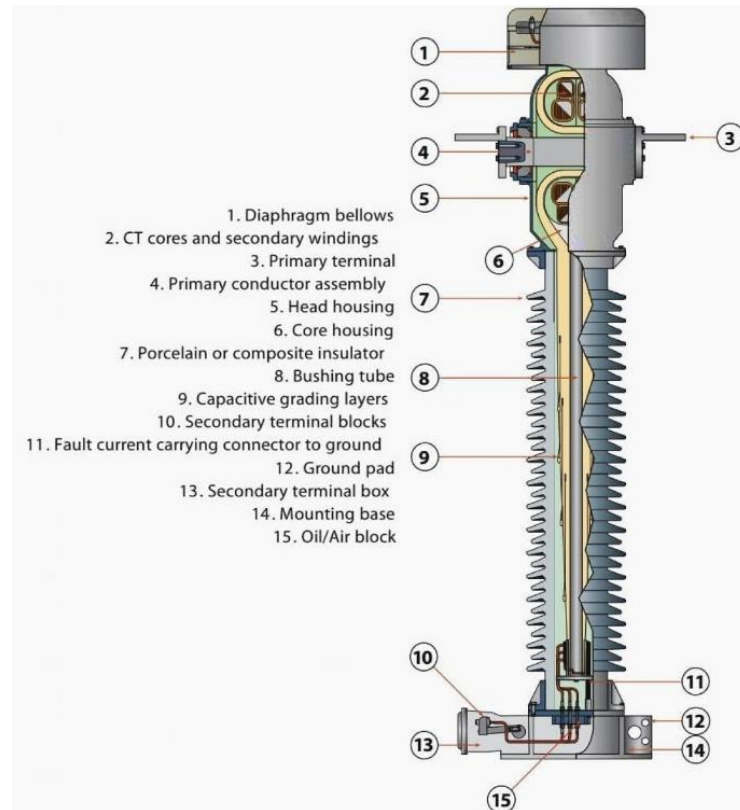


Figura 5.18 Transformador de corriente
Fuente: [Frontin S.O, 2013]

A.3.6 Pararrayos

Los pararrayos son dispositivos de protección que limitan las sobretensiones transitorias (kV_{pico}) a tensiones residuales (U_{pl} y U_{ps}), con el objetivo de evitar la falla del equipamiento de una S.E y la interrupción del servicio eléctrico. Inicialmente los pararrayos convencionales se fabricaban con explosores (gaps) o descargadores de extinción controlada de arco, y resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), conforme se visualiza en la Figura 5.19; pero con la llegada de los pararrayos de óxido de zinc sin explosores, los pararrayos convencionales desaparecieron del mercado. Estos nuevos pararrayos utilizan como elementos activos a varistores semiconductores de óxido de zinc, ensamblados en serie, en uno más cuerpos (columnas), dentro de bujes de porcelana, conforme se visualiza en la Figura 5.20.

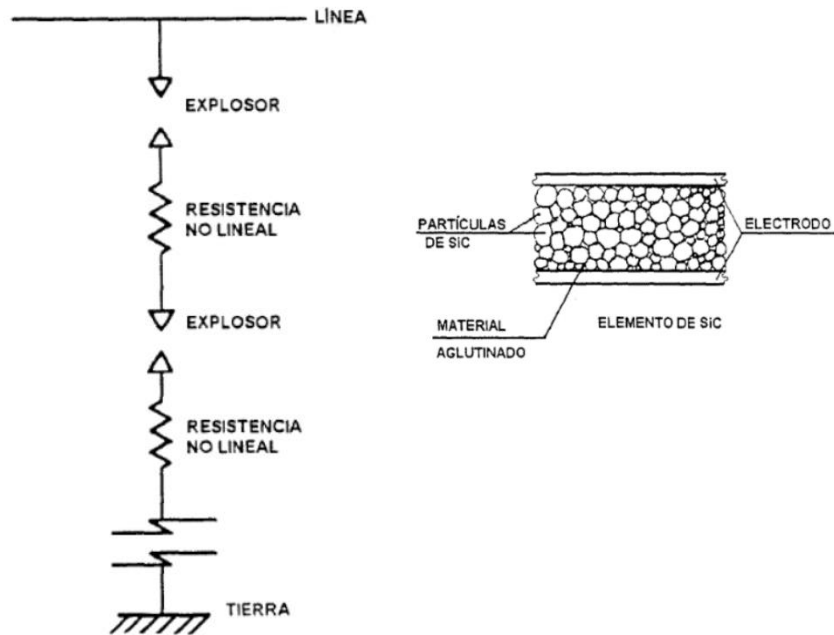


Figura 5.19 Pararrayos de carburo de silicio (SiC)
Fuente: [Raúll J., 2000]

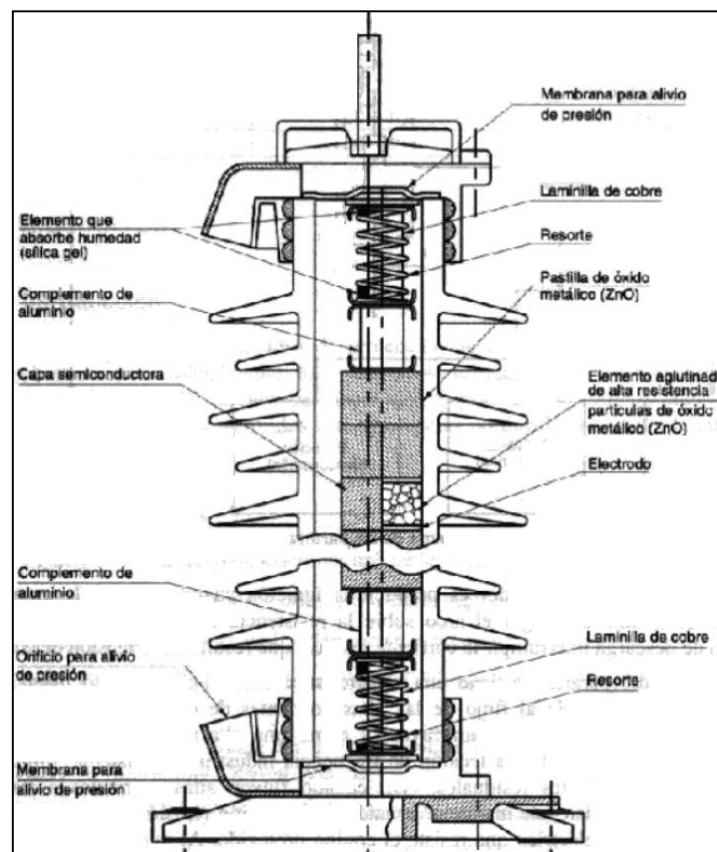


Figura 5.20 Pararrayos de óxido metálico (ZnO)
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Un correcto cálculo de la longitud de línea de fuga requerida mínima, evita alteraciones en la distribución de tensiones en la superficie aislante (porcelana), las cuales pueden producir

sobrecalentamientos en los varistores de ZnO por hacerse más conductores (incremento de la corriente de fuga interna) debido a un aumento del gradiente de tensión; otro punto que influye en la distribución de tensiones en la porcelana es la distancia entre pararrayos y, entre estos y la estructuras de celosía de acero galvanizado (columnas y vigas de pórticos). Las características de los varistores de ZnO se modifican con el tiempo y, por lo tanto, es necesario efectuar mediciones periódicas de las corrientes de fuga y reemplazar el pararrayos cuando se llegue a valores que pongan en peligro su capacidad térmica; por otro lado, para la protección de las instalaciones de la S.E y del personal de trabajo, todos los pararrayos deberán estar equipados con un dispositivo de alivio de presión. Es normal proveer estos equipos con un contador de descargas para realizar un registro del número de sus operaciones.

A.4 Comportamiento de un medio aislante

La base teórica del origen y características de los arcos eléctricos se sustenta en la rigidez dieléctrica del medio aislante (aire o gas SF₆) y en las distancias eléctricas entre las partes energizadas, en las que se desenvuelven los mismos.

La rigidez dieléctrica de un aislamiento depende de la forma de onda de tensión aplicada, de la polaridad, de las condiciones atmosféricas (caso de aislamiento externo) y finalmente del estado físico que pueden llegar a tener los equipos A.T. Además, la descarga disruptiva de un aislamiento es un fenómeno de naturaleza estadística. Esto significa que un mismo aislamiento puede aguantar unas cuantas veces y fallar otras veces cuando es sometido de forma repetitiva a la misma onda de tensión, manteniendo la polaridad y las condiciones atmosféricas (humedad, presión y contaminación). El comportamiento de un aislamiento gaseoso o líquido se puede describir mediante las curvas tensión vs tiempo, conforme se visualiza en la Figura 5.21 (Martínez J.A., 2008).

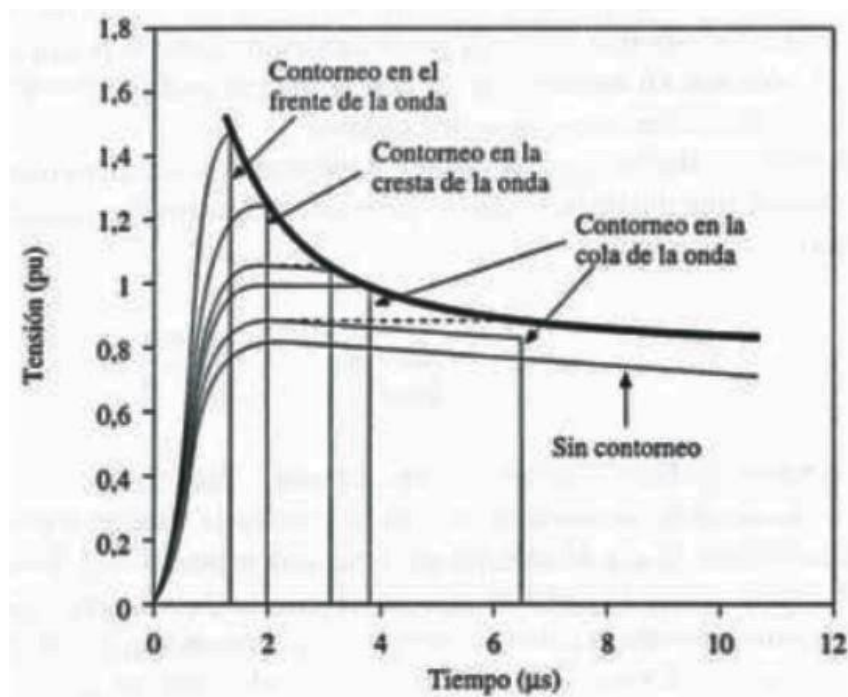


Figura 5.21 Característica de tensión disruptiva de un aislamiento (tensión vs tiempo)
Fuente: [Martínez J.A., 2008]

A.5 Barrajes de SS.EE

La elección de qué tipo de barraje (flexible o rígido) se debe utilizar en un proyecto de transmisión, es efectuado por un grupo de ingenieros especialistas que a través de una matriz de evaluación en la que están plasmadas características cuantificadas como: Ubicación, nivel de tensión nominal de operación, costo de obra, perdidas por efecto corona, perdidas por efecto Joule, capacidad de cortocircuito, complejidad de instalación, etc.; esta evaluación técnica-económica no es simple y toma un tiempo considerable (aprox. 1 semana).

A.5.1 Barrajes rígidos (conductores tubulares rígidos Al o Cu)

El barraje rígido en SS.EE pueden ser de Al o aleación de Al, o Cu (casos particulares). El conductor tubular de Al presenta una mayor capacidad de corriente a transmitir (ampacidad), pero presenta una desventaja en la rigidez mecánica, ya que la distancia entre aisladores de soportes es mucho menor (evitando la flexión mecánica), es decir, un conductor tubular rígido de aleación de Al necesita una cantidad muchísima menor de aisladores soportes en los cuales conectarse. La IEEE Std. 605 es la que se usa para realizar los cálculos asociados a los conductores tubulares rígidos.



Figura 5.22 Barraje rígido de aleación de Al
Fuente: [Elaboración propia]

A.5.2 Barrajes flexibles

El barraje flexible en SS.EE se utiliza según su configuración, ya que existen configuraciones en donde los barrajes flexibles se adaptan mejor (p.ej. doble barra – interruptor y medio, doble barra – doble interruptor, etc.) que los barrajes rígidos (p.ej. barra simple, barra doble, etc.). La forma de calcular las prestaciones mecánicas que se trasladan a las estructuras debido a un barraje flexible, es diferente a si se tuviera un barraje rígido; además, si después de una evaluación técnica-económica (ampacidad, pérdidas por efecto corona, perdidas por efecto joule, etc.) se decide que el conductor a usar en el barraje flexible es el de alta temperatura (baja flecha) y no el conductor convencional, esto contribuye aún más a que las estructuras A°G° sean menos robustas. La IEEE Std. 738 es la que se usa para realizar los cálculos asociados a los conductores flexibles.



Figura 5.23 Barraje flexible de AAC
Fuente: [Elaboración propia]

A.6 Apantallamiento de SS.EE

El apantallamiento de una S.E engloba las siguientes definiciones:

- **Nivel isoceráunico.-** Indica el número de días de tormenta por año que se produce en determinadas zonas del Perú. Estos niveles se clasifican en curvas de nivel, y se visualizan en el mapa isoceráunico del Perú que a continuación se presenta en la Figura 5.24.
- **Cable de guarda.-** Cable que protege o apantalla las instalaciones de una S.E ante descargas atmosféricas (Equipamiento A.T, conductores de fase, caseta de celdas M.T, caseta de control, personal de trabajo, etc.). Por lo general, el cable de guarda se asegura, con los herrajes adecuados, en la cúspide de todos los castilletes de la S.E; existen varios tipos de cable de guarda, tales como: Cable OPGW (cable óptico de puesta a tierra), fibra óptica de 24 o 48 hilos, cable A°G° grado EHS, etc.
- **Castillete.-** Estructura superior de las columnas de pórticos, a partir del segundo nivel de conexión hacia arriba. La altura mínima del mismo se calcula utilizando el procedimiento de la IEEE Std 998.
- **Herrajes de cable de guarda.-** Son aquellos componentes que se utilizan para fijar o derivar el cable de guarda que se tiende desde la estructura terminal de la L.T de

llegada hacia la S.E, incluido la derivación hacia la conexión con la malla Cu. Existen 2 tipos de herrajes para cables de guarda, tales como: Herrajes tipo suspensión (grapas de suspensión de A°G°) y herrajes tipo anclaje (grapas de anclaje tipo pistola de A°G°).

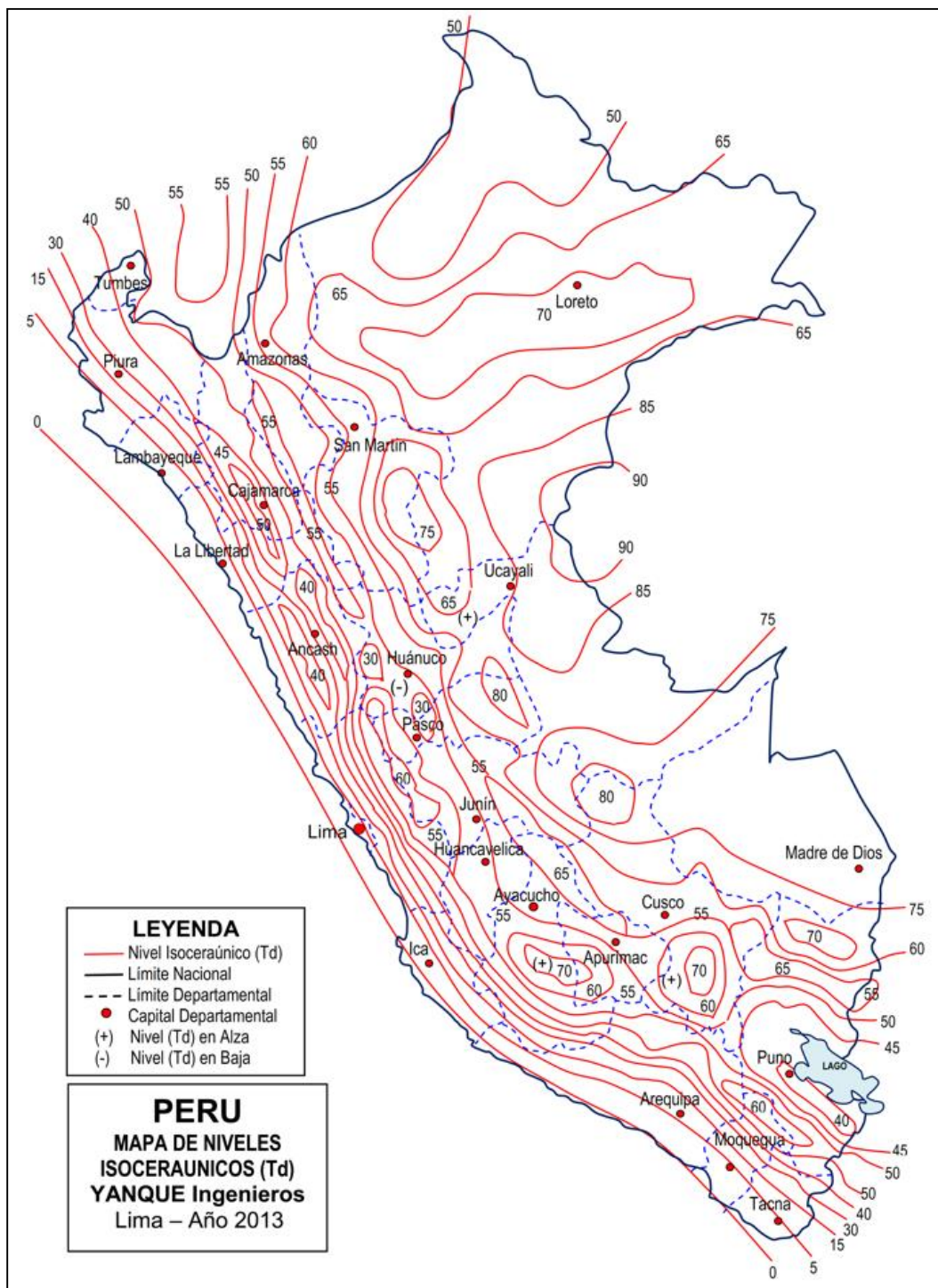


Figura 5.24 Mapa isoceraúnico del Perú
 Fuente: [Yanque J.H., 2013]

A.7 SPAT de SS.EE

El sistema de puesta a tierra (SPAT) de una subestación eléctrica de potencia se divide en 2 partes: SPAT profunda y SPAT superficial, estos engloban las siguientes definiciones:

A.7.1 SPAT profunda

- **Técnica de Wenner.-** Está técnica indica que debemos usar 4 electrodos de Cu o Copperweld, empotrados una profundidad “b” y separados una distancia “a”, con el objetivo de realizar mediciones con el telurómetro digital (a 270 Hz) y a diferentes valores de “a”, sobre por lo menos 4 ejes en el área de la S.E.
- **Resistividad eléctrica del terreno multicapa.-** El terreno donde se va a instalar el SPAT profunda generalmente es de 1 capa, 2 capas o 3 capas. El procesamiento, basado en la IEEE Std 81, de los datos obtenidos de las mediciones realizadas con la técnica de Wenner darán como resultado las resistividades y la profundidad de cada una de las capas.
- **Malla Cu.-** Cuadrícula de Cu desnudo blando, cuyas características geométricas varían según el proyecto. Por experiencia de diseño en alta tensión, el calibre mínimo del conductor Cu es de 70 mm^2 , la malla Cu se ubica en la capa de menor resistividad, el tamaño de la cuadrícula disminuye a medida que no se cumpla con la resistencia SPAT exigida por la norma; a medida que mayor sea el área de la S.E entonces se obtiene valores más pequeños de resistencia SPAT, etc.

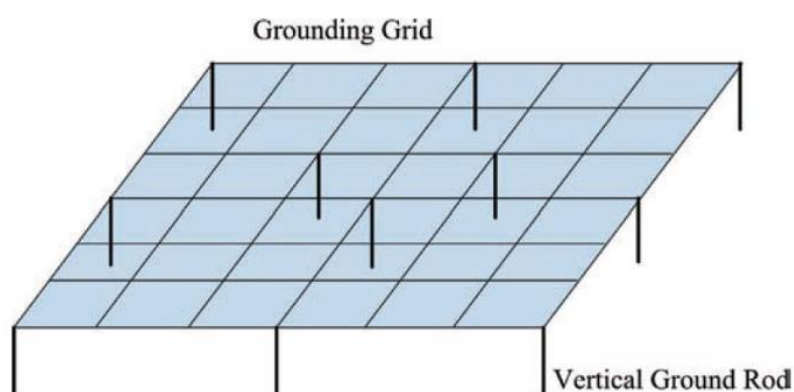


Figura 5.25 Malla Cu
Fuente: [Elaboración propia]

- **Electrodo vertical.-** Electrodos que forman parte del SPAT profunda, estos pueden ser de Cu o de Copperweld (acero revestido de Cu). Se utilizan junto con los pararrayos, con el objetivo de facilitar un camino de drenaje para las sobrecorrientes

transitorias (descargas atmosféricas o maniobras); también se utilizan como parte de la conexión entre el cable de guarda A°G° grado EHS y la malla Cu con el objetivo de facilitar un camino de drenaje para las sobrecorrientes transitorias ante descargas atmosféricas que llegan a la S.E; también se utilizan para aterrizar el cerco perimétrico (malla de hierro galvanizado); etc.

- **Tensión de paso.-** Máxima diferencia de potencial entre los dos puntos de apoyo de los pies (zapatos dieléctricos) del personal técnico que se encuentra parado sobre la grava del patio de conexiones, separados a una distancia de 1 m en la dirección y el sentido del gradiente de potencial, durante una falla monofásica muy cercana a la S.E o un flashover en la S.E. El valor de la tensión de paso es mayor a medida que la persona se encuentre más cerca del punto de incidencia de falla.
- **Tensión de toque.-** Máxima diferencia de potencial entre el punto de contacto de una de sus manos o de las dos manos (guantes dieléctricos) del personal técnico al tocar la estructura de soporte de uno de los equipos A.T y el punto de contacto de los pies (zapatos dieléctricos) del mismo que se encuentra parado sobre la grava del patio de conexiones, a una distancia horizontal máxima de 1 m, durante una falla monofásica muy cercana a la S.E o un flashover en la S.E, y en donde la corriente eléctrica que circula por la malla Cu se disipa a través del terreno hacia el neutro de uno de los devanados del transformador de potencia.

A.7.2 SPAT superficial

- **Colas.-** Uniones (conductor de Cu desnudo blando) entre los terminales de puesta a tierra y la malla Cu, entre los perfiles rectos de la estructura de soporte de celosía de acero y la malla Cu, entre las cajas del equipamiento A.T (agrupamiento, mando y mecanismo de operación, contactos auxiliares, etc.) y la malla Cu.
- **Conectores Cu estañado.-** Fijan las colas a la estructura de soporte de celosía de acero, a las cajas del equipamiento A.T, a la base de los equipos A.T, etc. Estos conectores se dividen en: CT1 (conectores de compresión), CT2 (conectores de doble vía) y CT3 (conectores de 1 vía).

A.8 Celdas de M.T

Las celdas de M.T engloban equipamiento de maniobra (interruptor M.T extraíble, seccionador M.T que trabaja bajo carga o seccionador M.T que trabaja sin carga), equipamiento de medición (transformadores de corriente tipo toroidal monofásicos o

transformadores de tensión tipo bloque monofásicos), relés de protección de sobrecorriente (50, 51, 50N, 51N), medidores multifuncionales, paneles mímicos, etc. Estas celdas (aisladas en aire o aisladas en gas SF₆) deben tener una caja de borneras de fácil acceso, ya que en ellas se concentrarán las señales de corriente, señales de tensión, señales de apertura y señales de cierre; por otro lado, las celdas de M.T están presentes en las plantas generadoras, subestaciones de transmisión, subestaciones de sub-transmisión y en los sistemas de utilización de M.T.

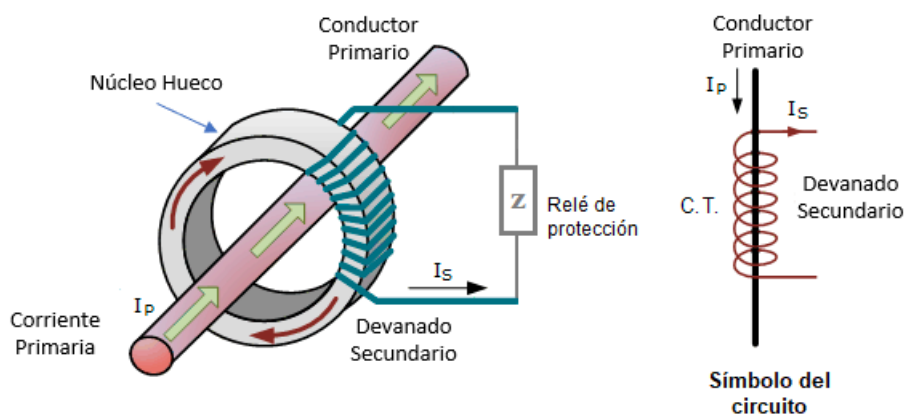


Figura 5.26 Transformadores de corriente monofásicos toroidales
Fuente: [Elaboración propia]

A.9 Sistema de servicios auxiliares en AC

El sistema de servicios auxiliares en AC engloba la alimentación en B.T (sistema estrella 380/220 Vac, sistema delta 220 Vac, etc.) del tablero de SS.AA en AC por el devanado secundario del transformador de SS.AA, los relés de protección (relés de aislamiento, relés de sobretensión, relés de sobretensión transitoria, etc.), los circuitos secundarios del tablero de SS.AA en AC que energizan el tablero de distribución de la caseta de control, el equipo rectificador-cargador, el tablero de CPM (extractor, calefactor, relés de protección con controlador de bahía, medidores multifuncionales, etc.), el sistema de iluminación exterior, las cajas del equipamiento A.T, etc.

A.10 Sistema de servicios auxiliares en DC

El sistema de servicios auxiliares en DC engloba la alimentación en B.T (110 Vdc F-T, 115 Vdc F-T, etc.) del tablero de SS.AA en DC por el equipo rectificador-cargador, los relés de protección (relés de aislamiento, relés de sobretensión, etc.), los circuitos secundarios del tablero de SS.AA en DC que energizan al tablero de CPM (relés de protección con

controlador de bahía, medidores multifuncionales, etc.), a los motores DC de las cajas de mecanismo de operación del equipamiento de maniobra, etc. Además de ello, el equipo rectificador-cargador también alimenta a un banco de baterías con el objetivo de ser el sistema de emergencia DC ante un black-out “aguas arriba” (desenergización en AC), es decir, debe ocurrir la transferencia automática.

Por otro lado, en el diseño eléctrico secundario de los SS.AA (tanto en AC como en DC) se determinan los tipos de interruptores a utilizar (caja moldeada regulable, caja moldeada fija o riel din), las capacidades de corriente y el poder de ruptura de esos interruptores, el tipo y el calibre de los cables, los relés de protección a instalar, el número de voltímetros y amperímetros digitales a instalar, etc.

A.11 Sistema de control, protección y medición

El sistema de control engloba el tendido y conexionado de cables de control entre las borneras ubicadas en las cajas de los equipos de maniobra A.T (interruptor de potencia y seccionadores de potencia), las borneras ubicadas en las cajas de agrupamiento del equipamiento de medida (transformador de corriente y transformador de tensión), las borneras del equipamiento de medición celdas M.T y las borneras del equipamiento maniobra celdas M.T; todas éstas y las borneras seccionables ubicadas en el tablero CPM, asociadas a los relés de protección y a los medidores multifuncionales. Por lo general, los relés asociados a la protección de las bahías de línea, pueden ser los de sobrecorriente (50, 51, 50N, 51N), diferencial de línea (87L) o distancia (21), esto depende básicamente de la longitud de la L.T (plasmado en la pre-ingeniería o ingeniería conceptual); los relés asociados a la protección de las bahías de los transformadores de potencia, pueden ser los de diferencial de transformador con funciones de sobrecorriente (87T, 50, 51, 50N, 51N).

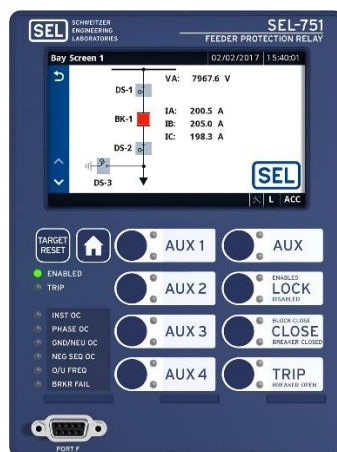


Figura 5.27 Relé de protección de sobrecorriente con controlador de bahía (SEL-751)
Fuente: [Elaboración propia]

A.12 Normativa IEC para definir los parámetros de especificación técnica del equipamiento de A.T de una S.E

A.12.1 IEC 60071-1

Normativa que se aplica para las definiciones, principios y reglas asociadas al estudio de coordinación de aislamiento de SS.EE de alta y extra alta tensión. Aquí se presentan las tablas de los niveles normalizados de aislamiento (sobretensiones a frecuencia industrial de corta duración, sobretensiones de impulso tipo rayo y sobretensiones de impulso tipo maniobra) asociadas con la tensión más alta de equipo, el procedimiento general de coordinación de aislamiento, etc.

A.12.2 IEC 60071-2

Normativa que brinda una guía de aplicación de coordinación de aislamiento de SS.EE, utilizando cada una de las metodologías (estadística y determinística) descritas en la misma. Brinda una metodología ordenada que considera algunos factores, tales como: Factores de coordinación (K_c), factores de corrección atmosférica por altitud (K_a), factores de seguridad (K_s), factores de conversión de ensayo (K_t) y, factores de falla a tierra y/o pérdida de carga (k); cuya aplicación y cuyos valores dependen de si se está analizando subestaciones aisladas en aire (AIS) o subestaciones aisladas en gas (GIS). Después de ello, se selecciona los niveles normalizados de aislamiento asociados a una tensión máxima de equipo, utilizando las tablas proporcionadas por la norma IEC 60071-1.

A.12.3 IEC 62271-1 (2017)

Esta norma indica las especificaciones técnicas comunes para el equipamiento de maniobras de corriente alterna (interruptor de potencia y seccionadores). Las condiciones de servicio normal para el equipamiento de uso exterior están limitadas a un rango de -25 °C a 40 °C , y para el equipamiento de uso interior están limitadas a un rango de -5 °C a 40 °C ; además de ello, se adoptan las especificaciones de la IEC 60071-2 para factores de corrección de altitud superiores a 1000 m.s.n.m. Las características técnicas comunes, tales como: tensión asignada (U_r), niveles de aislamiento asignados (U_d , U_p y U_s), frecuencia asignada (f_r), corriente asignada de servicio continuo (I_r), corriente asignada de corta duración (I_k), duración asignada de cortocircuito (t_k), corriente soportada asignada de cresta (I_p) y tensión asignada de alimentación (U_a); se adicionarán a los parámetros particulares de especificación definidos según la norma IEC de cada uno de los

equipos de A.T, para así desarrollar las tablas de datos técnicos que serán demandadas a los diferentes fabricantes.

A.12.4 IEC 62271-100 (2008)

Norma con la cual se determinan los parámetros de especificación técnica de los interruptores de potencia, tales como: Corriente o poder de corte asignado en cortocircuito (I_{sc}), corriente o poder de cierre asignada en cortocircuito, corriente dinámica asignada (I_{dyn}), tiempo total asignado de apertura de contactos, secuencia asignada de operación, presión asignada del gas SF₆, comportamiento de tensión transitoria de restablecimiento (TRV) para determinar la resistencia de pre-inserción, etc. Además de ello, en esta norma se describe métodos directos de pruebas para los ensayos de cierre-apertura de un interruptor de potencia.

A.12.5 IEC 62271-102 (2001)

Norma con la cual se determinan los parámetros de especificación técnica de los seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra, tales como: Corriente o poder de cierre asignada en cortocircuito (I_{ma}), corriente dinámica asignada (I_{dyn}), tensión asignada de alimentación (U_a) de circuitos de control (dispositivos de cierre y de apertura) y de los circuitos auxiliares, etc. Además de ello, en esta norma se describen las pruebas de rutina y las pruebas tipo que se realizan a los seccionadores de potencia.

A.12.6 IEC 60869-5 (2011)

Norma con la cual se determinan los parámetros de especificación técnica de los transformadores de tensión capacitivos monofásicos para $U_m \geq 72.5\text{kV}$ a $15\text{ Hz} < f_r < 100\text{ Hz}$, que pueden o no estar equipados con accesorios de onda portadora para aplicación de onda portadora en línea (PLC) a frecuencias portadoras comprendidas entre 30 kHz y 500 kHz; tales como: Tensión primaria asignada (V_P), tensión secundaria asignada (V_S), relación de transformación asignada (K_R), cantidad de devanados secundarios (núcleos de protección y de medición), potencia de precisión, clase de precisión, etc. Además de ello, en esta norma se describen las pruebas de rutina y las pruebas tipo que se realizan a esos transformadores.

A.12.7 IEC 61869-2 (2012)

Norma con la cual se determinan los parámetros de especificación técnica de los transformadores de corriente, tales como: Corriente primaria asignada (I_P), corriente

secundaria asignada (I_S), corriente asignada de corta duración (I_k), duración asignada de cortocircuito (t_k), corriente dinámica asignada (I_{dyn}), relación de transformación asignada, cantidad de devanados secundarios (núcleos de protección y de medición), potencia de precisión, clase de precisión, factor límite de precisión, etc. Además de ello, en esta norma se describen las pruebas de rutina y las pruebas tipo que se realizan a esos transformadores.

A.12.8 IEC 60099-5 (2013) e IEC 60099-4 (2014)

Normas con las cuales se determinan los parámetros de especificación técnica de los pararrayos (descargadores de sobretensiones), tales como: Tensión asignada o nominal (U_r), tensión de operación continua (U_c), sobretensiones temporales (TOV_{10s} y TOV_{1s}), corriente nominal de descarga, clase de descarga de línea, capacidad límite de disipación de energía, etc. Además de ello, en esta norma se describen las pruebas de rutina y las pruebas tipo que se realizan a esos pararrayos.

A.12.9 IEC 60076

Norma con la cual se determinan los parámetros de especificación técnica de los transformadores de potencia, tales como: Potencia asignada (S_r), medio aislante de los arrollamientos (aceite, resina epóxica o gas SF₆), modo de refrigeración (ONAN, ONAF, OFAF o OFWF), tensión más elevada para el material (U_m), conexión de arrollamientos (grupo de conexión), nivel de ruido asignado, tensión de toma, tensión máxima de toma, corriente de toma, potencia de toma, impedancia de cortocircuito, etc. Además de ello, en esta norma se describen las pruebas de rutina y las pruebas tipo que se realizan a esos transformadores.

ANEXO B: METODOLOGÍAS DE CÁLCULO PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE SUBESTACIONES SEGÚN NORMAS IEC E IEEE

B.1 Selección de pararrayos

B.1.1 Cálculo de parámetros del sistema eléctrico

B.1.1.1 Tensión de operación continua (U_c)

Considerando la tensión nominal del sistema eléctrico y su rango de operación, a continuación se define la tensión de operación continua fase-tierra como sigue:

$$U_c = \frac{Um_{sistema}}{\sqrt{3}}$$

B.1.1.2 Sobretensiones temporales por falla a tierra

Las sobretensiones temporales que provienen de fallas a tierra dependen del aterramiento del sistema eléctrico. La selección de los valores de factor de aterramiento (k_1) se basa en las recomendaciones de la norma IEC 60099-5 y el CNE-Suministro 2011, conforme se visualiza en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Valores comunes de factor de aterramiento
Fuente: [Elaboración propia]

Sistema eléctrico	Factor de aterramiento
Multi-aterado	1.3
Eficazmente aterrado	1.4
No eficazmente aterrado	1.73
Isolado	> 1.73 (1.90)

Conforme al Código Nacional de Suministro - 2011, los sistemas multi-aterados son aquellos sistemas en los que el conductor neutro es intencional y sólidamente puesto a tierra a intervalos específicos, lo cual corresponde a líneas de transmisión con cable de guarda, como es el caso de la variante de línea de transmisión del proyecto.

El sistema eléctrico asociado a la ampliación de la S.E El Amigo se considera eficazmente aterrado, a continuación se define la sobretensión temporal como sigue:

$$TOV_{sistema} = k_1 \cdot U_c$$

B.1.1.3 Sobretensiones temporales por pérdida de carga

En caso de las sobretensiones que provienen de pérdida o rechazo de carga (usualmente son desconexiones trifásicas), se tiene lo siguiente:

$$TOV_{sistema} = k_2 \cdot U_c$$

B.1.2 Cálculo de parámetros principales de pararrayos

Las tensiones de operación continua y sobretensiones temporales calculadas en el ítem anterior corresponden al sistema eléctrico. Para determinar las correspondientes al pararrayos inicialmente requeridas, es necesario calcular la tensión nominal del equipo de patio.

La norma IEC 60099-5 indica que la tensión nominal del pararrayos (U_r) está definida a 10 s, y a su vez, es igual al mayor valor encontrado entre la tensión de operación continua y las sobretensiones temporales, partiendo de los cálculos realizados en el ítem anterior, conforme se describe a continuación:

$$U_{r1} = \frac{U_c}{0.8}$$

$$U_{r2} = TOV_{(10s)}$$

$$U_{r3} = \frac{TOV_{(1s)}}{T_r}$$

La tensión nominal del pararrayos (U_r) es igual al máximo valor de U_{r1} , U_{r2} y U_{r3} ; y además de ello, se asignará un factor de seguridad de 10% a aplicar a cada uno de los parámetros del sistema, para definir las características técnicas mínimas del pararrayos. Así mismo, la norma IEC 60099-4 describe rangos de niveles de tensión nominal de pararrayos (U_r), es por ello que el valor nominal requerido se debe ajustar a un valor nominal inmediato superior normalizado, conforme se visualiza en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Tensiones nominales de pararrayos

Fuente: [IEC 60099-4, 2014]

Range of rated voltage kV r.m.s.	Steps of rated voltage kV r.m.s.
< 3	Under consideration
3 – 30	1
30 – 54	3
54 – 96	6
96 – 288	12
288 – 396	18
396 – 756	24

NOTE Other values of rated voltage may be accepted, provided they are multiples of 6.

Para poder terminar de seleccionar adecuadamente los pararrayos del proyecto, es necesario seleccionar las tensiones residuales máximas (U_{pl} y U_{ps}) de la tabla de fabricantes de los pararrayos. Estos parámetros son de vital importancia, ya que discriminan las características técnicas no apropiadas de las tablas del fabricante; las tensiones residuales de los pararrayos a seleccionar estarán asociadas a una clase de descarga igual a 3 (recomendación de la norma IEC 60099-5) y a una corriente nominal de descarga igual a 5 kA_p (recomendación de la norma IEC 60099-4); ambas características técnicas adicionales y las tensiones residuales máximas a seleccionar se sustentarán en la coordinación de aislamiento de la subestación.

B.2 Coordinación de aislamiento

B.2.1 Tensión más elevada de operación del sistema (Us)

Se tiene una tensión máxima de operación de +10% ó 55 kV conforme a lo indicado en el procedimiento técnico PR-20 del COES.

B.2.2 Tensiones representativas (U_{rp})

B.2.2.1 Sobretensiones temporales

Se considera el procedimiento de cálculo de sobretensiones temporales (incluyendo los factores de falla a tierra y pérdida de carga) descrita por la norma IEC 60071-2.

B.2.2.2 Sobretensiones de frente lento

Así mismo, para el cálculo de sobretensiones de frente lento (p.u) debido a la energización, desconexión y re-energización de líneas, se aplicará el método fase-cresta, según las recomendaciones de la norma IEC 60071-2 asociadas a la Figura 5.28 y a la Figura 5.29.

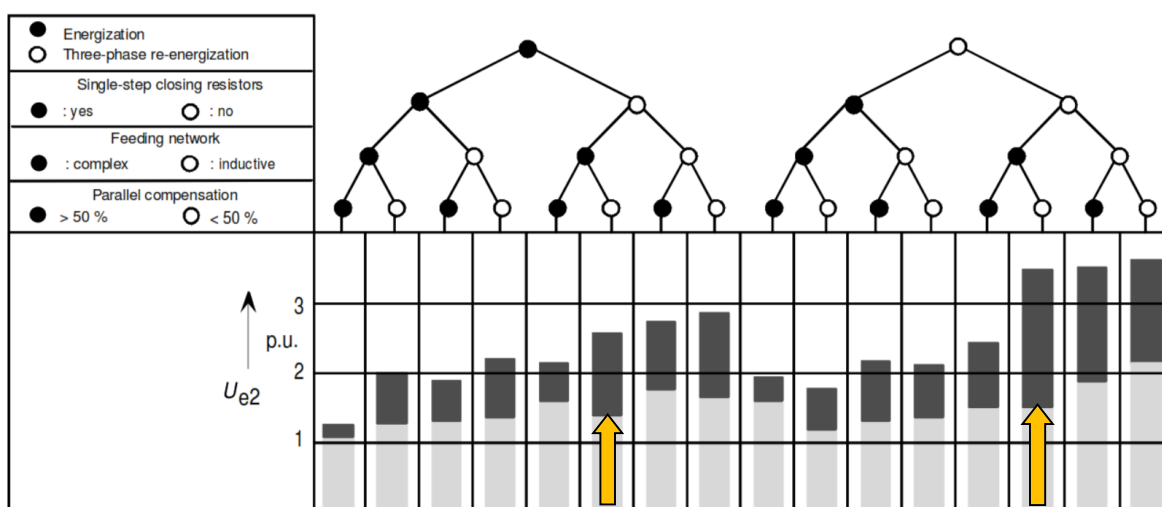


Figura 5.28 Rango de sobretensiones de frente lento 98% de ocurrencia en el extremo de recepción debido a la energización y re-energización de línea

Fuente: [Ramírez C.F, 2021]

De la Figura 5.28 se puede concluir lo siguiente:

U_{e2} para equipos de entrada de línea – maniobras en SE Remota: 1.75 p.u (Recierre)

U_{e2} para otros equipos – maniobras en SE Local: 1.50 p.u (energización o des-energización)

Haciendo uso de las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, se pueden obtener los valores fase-fase (U_{p2}) para cada sobretensión U_{e2} , conforme se visualiza en la Figura 5.29.

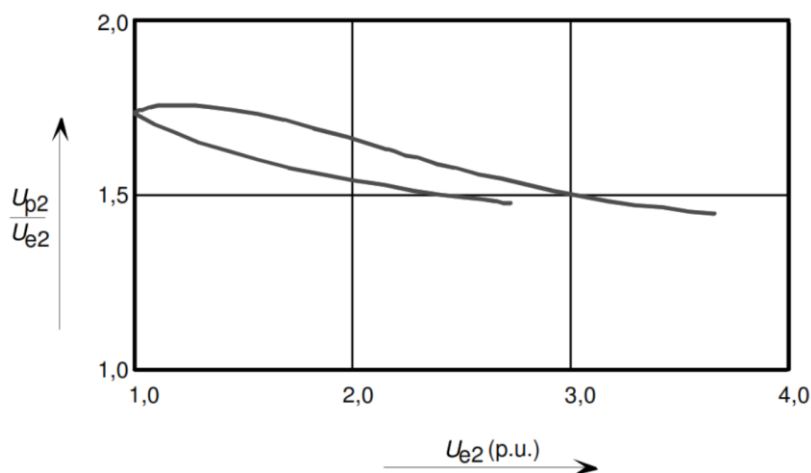


Figura 5.29 Relación entre los valores de 98% de ocurrencia de sobretensiones de frente lento fase-fase y fase-tierra
Fuente: [Ramírez C.F, 2021]

En la Figura 5.29 se debe tener en cuenta que la parte superior en el rango indicado debe ser aplicado a re-energizaciones trifásicas, y la parte inferior a energizaciones. Por lo tanto, se puede concluir lo siguiente:

U_{p2} para equipos de entrada de línea – maniobras en SE Remota: 2.975 p.u (Recierre)

U_{p2} para otros equipos – maniobras en SE Local: 2.40 p.u (energización o des-energización)

Por otro lado, se debe llevar en consideración el uso de pararrayos en la entrada de la variante de línea, con tensión de operación nominal $U_r = 55\text{kV}$, clase de descarga igual a 3 (según las recomendaciones de la norma IEC 60099-5), conforme se visualiza en la Tabla 5.3; además de ello, la corriente nominal de descarga es igual a 5 kA_p (según las recomendaciones de la norma IEC 60099-4), conforme se visualiza en la Tabla 5.4, y las tensiones residuales máximas (U_{pl} y U_{ps}) son valores típicos de protección (tabla del fabricante) basada en sus características técnicas mínimas; con el objetivo de verificar el cálculo de los niveles normalizados de aislamiento de la S.E ubicada a más de 4500 m.s.n.m.

Tabla 5.3 Clase de descarga mínima (valores típicos)
Fuente: [IEC 60099-5, 2013]

Line discharge class	U_s
1	≤ 245
2	≤ 300
3	≤ 420
4	≤ 550
5	≤ 800

En la Tabla 5.3, se visualiza las clases de descarga de los pararrayos asociados al nivel de tensión máxima de operación del sistema. Las recomendaciones de la norma IEC 60099-5 indica que se tiene que se tiene que seleccionar como mínimo una clase inmediata superior, sin embargo, debido a alta frecuencia de eventos (sobretensiones por descargas atmosféricas y sobretensiones por maniobras), se recomienda usar como mínimo una clase de descarga 3.

Tabla 5.4 Corriente nominal de descarga (valores típicos)
Fuente: [IEC 60099-4, 2014]

2.5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
$U_r \leq 36 \text{ kV}$	$U_r \leq 132 \text{ kV}$	$3 \text{ kV} \leq U_r \leq 360 \text{ kV}$	$360 \text{ kV} < U_r \leq 756 \text{ kV}$

Para complementar los cálculos efectuados de sobretensiones representativas de frente lento, se debe utilizar los datos típicos de coordinación de aislamiento, es decir, el nivel de protección al impulso tipo maniobra (U_{ps}) y el nivel de protección al impulso tipo rayo (U_{pl}), que son iguales a 101 kV_p ($30/60 \mu\text{s}$ 2 kA_p) y 107 kV_p ($8/20 \mu\text{s}$ 5 kA_p), respectivamente. Estos valores forman parte de las características técnicas típicas ofrecidas por el fabricante.

Ur	55 kV	$U_{ps} =$	101 kVp	nivel de protección a maniobra @ 2kA
Clase	3	$U_{pl} =$	107 kVp	nivel de protección contra rayos @ 5kA

Con el uso de pararrayos, las sobretensiones representativas de frente lento pueden ser directamente dadas por U_{ps} (fase-tierra) o $2 U_{ps}$ (fase-fase), si estos valores de protección son inferiores a las correspondientes solicitudes máximas representativas de sobretensión de frente lento. Esto es aplicable para cualquier equipo, excepto para equipos instalados entre fases, y en la entrada de línea (banco de capacitores o banco de reactores).

B.2.3 Tensiones de coordinación (U_{cw})

B.2.3.1 Sobretensiones temporales

Para determinar las tensiones temporales de coordinación, se debe aplicar los factores de coordinación sugeridos en la norma IEC60071-2, es decir, el factor de coordinación $K_c = 1.0$

B.2.3.2 Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de coordinación de frente lento se determinan en función a los factores de coordinación, estas sobretensiones también dependen del uso de pararrayos en el sistema eléctrico y del valor de las sobretensiones representativas; los factores de coordinación (K_{cd}) se determinan según lo indicado en la norma IEC 60071-2, es decir, conforme se visualiza en la Figura 5.30.

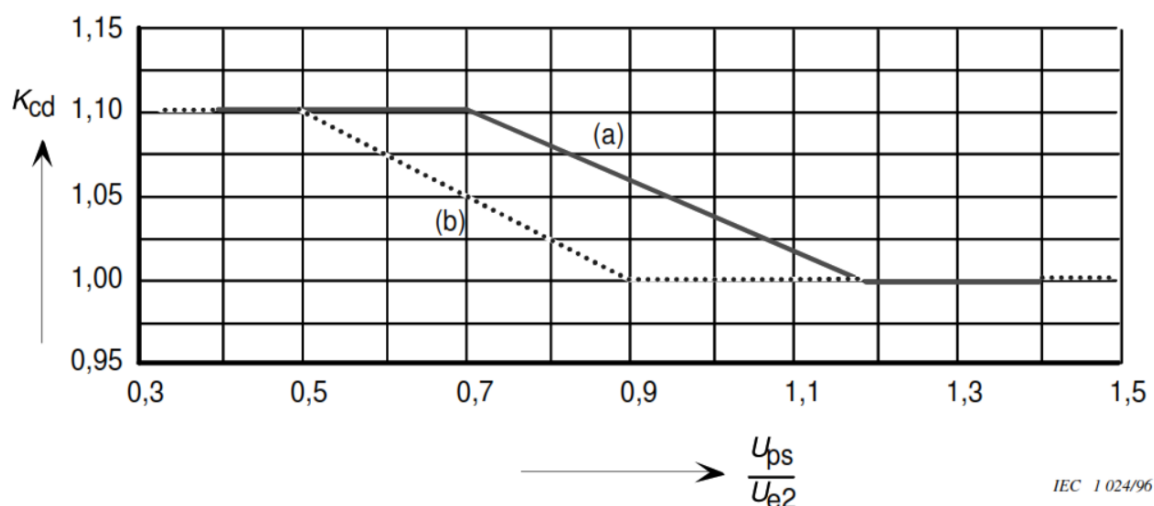


Figura 5.30 Evaluación del factor de coordinación determinística K_{cd}
Fuente: [Ramírez C.F, 2021]

En la Figura 5.30, la relación U_{ps} / U_{e2} determina el factor de coordinación para obtener la tensión soportada de coordinación fase-tierra (también aplica a la configuración de aislamiento longitudinal), asociada a la curva (a), y la relación $2U_{ps} / U_{p2}$ determina el factor de coordinación para obtener la tensión soportada de coordinación fase-fase, asociada a la curva (b).

B.2.3.3 Sobretensiones de frente rápido

La metodología simplificada descrita en la norma IEC 60071-2, indica que las sobretensiones de coordinación de frente rápido son determinadas en función de tasas de

fallas, tanto para líneas conectadas a la subestación, así como para equipos (probabilidad aceptable de falla debido a sobretensiones tipo rayo) instalados en la subestación.

En caso de línea de 50 kV se considera una tasa de fallas de 1/100 km.año

En caso de los equipos de 50 kV se considera una tasa de fallas de equipos de 1/250 años

Considerando adicionalmente un vano promedio de la línea igual a 150 m y las distancias desde el pararrayos hacia los últimos equipos A.T, según la configuración de la subestación.

En la Figura 5.31, se visualiza las distancias desde el pararrayos hacia el transformador de tensión (distancia de protección interna L_i) y desde el pararrayos hacia el aislador soporte tipo poste (distancia de protección externa L_e).

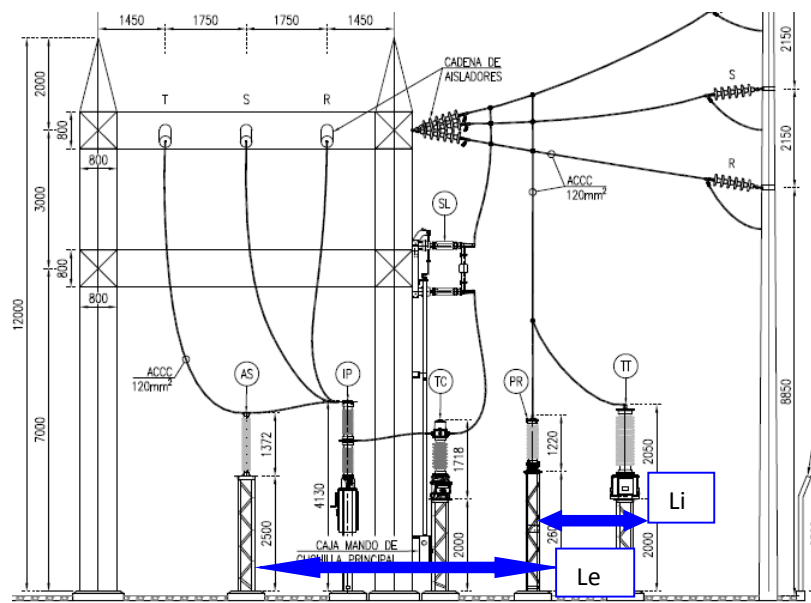


Figura 5.31 Longitudes de protección del pararrayos
Fuente: [Elaboración propia]

Para calcular las sobretensiones de coordinación de frente rápido se usa las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, conforme se visualiza en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5 Valores del parámetro A
Fuente: [IEC 60071-2, 1996]

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4500
– double conductor bundle	7000
– four conductor bundle	11000
– six and eight conductor bundle	17000

Las tensiones soportadas de coordinación ante impulsos tipo rayo, se calculan de la siguiente manera:

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A \cdot L}{n(L_{SP} + L_a)}$$

L_{SP} : Longitud del primer vano desde la S.E

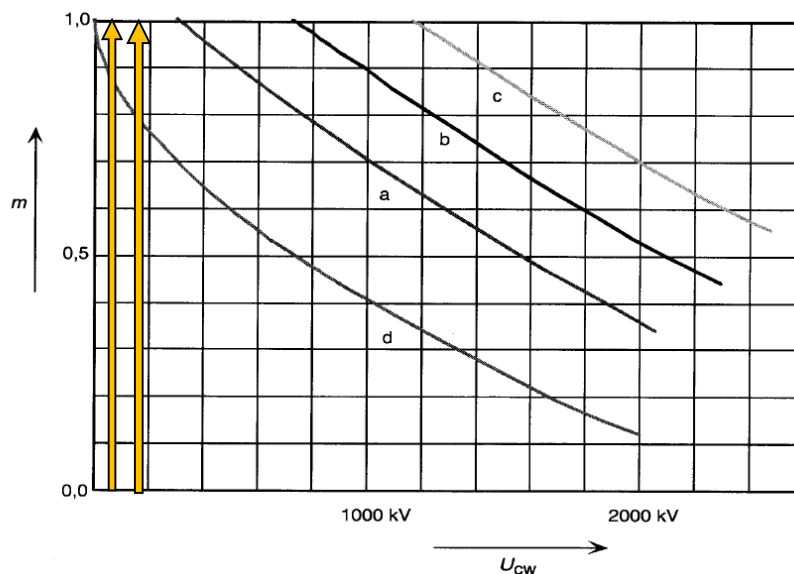
L_a : Longitud equivalente de línea con número de fallas igual a la tasa de fallas de equipos

n : Cantidad mínima de bahías conectadas

B.2.4 Tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

Según las recomendaciones de la norma IEC 60071-2 se debe considerar un factor de seguridad de 1.15 y 1.05 para el aislamiento interno y externo, respectivamente; además de ello, también se considera la altitud del sitio de instalación que es igual a 4660 m.s.n.m y los valores de " m ".

El valor de " m " para calcular la tensión de soportabilidad requerida a frecuencia industrial de corta duración, será igual a 0.5, debido a que la zona del proyecto presenta un nivel de contaminación ambiental muy pesado (polución minera). Los valores de " m " que influyen en la determinación de las tensiones soportadas requeridas por maniobras dependen de sus respectivas tensiones soportadas de coordinación, y son seleccionados a partir de la siguiente gráfica:



- a) aislamiento fase - tierra
 b) aislamiento longitudinal
 c) aislamiento entre fases
 d) intervalo en el aire punta - plano (intervalo de referencia)

El valor de las tensiones constituidas por dos componentes es la suma de los valores de las componentes.

B.2.5 Conversiones de BSL a FI (Frecuencia Industrial) y BIL

Las recomendaciones de la norma IEC 60071-2 permite utilizar factores de conversión que se aplica a una tensión de soporte requerida por maniobras para seleccionar una tensión de soporte de diferente forma (frecuencia industrial de corta duración y BIL) de tal manera que se obtenga la tensión de soporte con que debe realizarse el ensayo al equipamiento; en este caso se convierte las tensiones requeridas de maniobra a valores equivalentes de FI y BIL, conforme se visualiza en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Factores de conversión de pruebas para rango I
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
– air clearances and clean insulators, dry:		
– phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
– phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
– clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
– GIS	0,7	1,25
– liquid-immersed insulation	0,5	1,10
– solid insulation	0,5	1,00
NOTE – U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
¹⁾ The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

En la Tabla 5.6, se visualiza las fórmulas de los factores de conversión de ensayo que se aplican (casos más críticos) a las tensiones soportadas requeridas de impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra, de donde se obtienen las tensiones soportadas requeridas convertidas para ensayos normalizados (impulsos tipo rayo y sobretensiones a frecuencia industrial de corta duración).

B.3 Distancias eléctricas

B.3.1 Selección de distancias eléctricas mínimas en el aire

Las distancias de seguridad, el ancho de campo, ancho de barra y los niveles de conexión son determinados en base a la distancia mínima en el aire fase-tierra y fase-fase, correspondiente a los niveles normalizados de aislamiento calculados en el estudio de coordinación de aislamiento.

El criterio utilizado para determinar las distancias mínimas en aire se basa en las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, conforme se visualiza en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Distancias eléctricas mínimas en el aire

Fuente: [Elaboración propia]

Tensión máxima de equipo (Um) [kV]	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (Ud) [kV]	Tensión soportada asignada ante descargas atmosféricas (Up) [kVpico]	Distancias mínimas			
			Fase-Tierra	[mm]	Fase - Fase	[mm]
72.5	140	325	punta – estructura	630	punta – conductor	630
			conductor – estructura		conductor paralelo	

B.3.2 Distancias de seguridad

El cálculo de las distancias de seguridad se basa en las recomendaciones de la norma IEC 61936-1 y los requerimientos del CNE-Suministro 2011.

La distancia de seguridad para circulación de personal es igual a la suma de los siguientes valores:

- **Valor básico:** Relacionado con el nivel normalizado de aislamiento, el cual determina una "zona de guarda" alrededor de las partes energizadas. Se asume como la distancia mínima fase– tierra incrementado en 5 %.
- **Zona de seguridad:** Valor en función de movimientos del personal de mantenimiento, así como del tipo de trabajo y la maquinaria utilizada. Esto determina una "zona de

seguridad" dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro de contacto con puntos energizados, conforme se visualiza en la Figura 5.32 y la Figura 5.33.

B.3.2.1 Cálculo del valor básico

El valor básico garantiza una distancia en el aire adecuada para prevenir los flashovers bajo condiciones extremas de operación de la subestación.

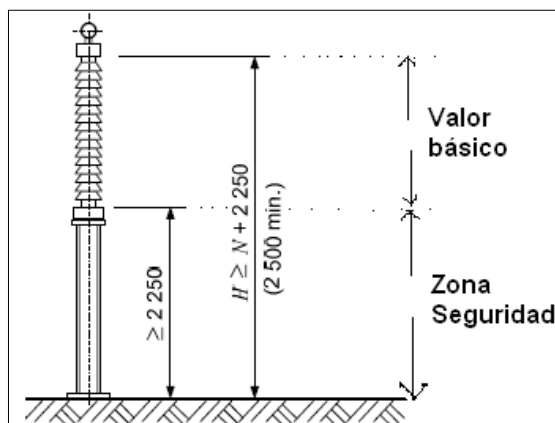


Figura 5.32 Valor básico y zona de seguridad

Fuente: [Elaboración propia]

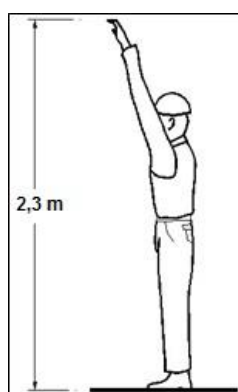


Figura 5.33 Zona de seguridad

Fuente: [Elaboración propia]

B.3.2.2 Cálculo de la distancia de seguridad para circulación de personal

Para garantizar la seguridad de las personas dentro de la subestación, se considera la altura de los operadores, conforme se visualiza en la Figura 5.33.

La zona de seguridad es igual a la altura de un hombre de tamaño promedio, estando de pie en el piso de la subestación, con los brazos levantados sin ninguna herramienta de tamaño considerable en la mano. Esta altura determina la zona mínima de seguridad y se considera

igual a 2300 mm; y al incrementarle el valor básico se obtiene la distancia de seguridad para circulación de personal.

B.3.2.3 Cálculo de la distancia de seguridad para trabajos de mantenimiento

Para realizar trabajos de mantenimiento ubicados sobre equipos o bajo conductores energizados, conforme se visualiza en la Figura 5.34, es necesario prever una zona de protección. Esta se determinará con base a lo indicado en la norma IEC 61936-1.

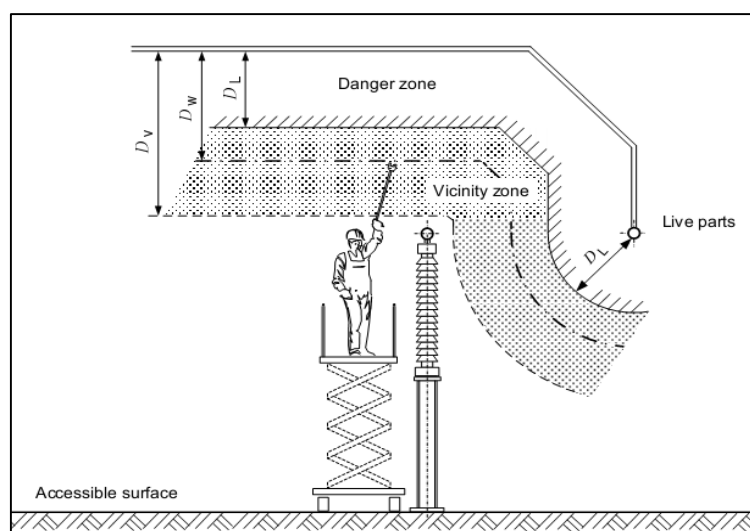


Figura 5.34 Distancia de seguridad para trabajos de mantenimiento sobre equipos
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

D_L : Distancia mínima fase – tierra de Tabla 5.7.

D_W : Distancia de seguridad para trabajos; se asume como el valor de la distancia mínima fase– tierra incrementado en 5 %.

D_V : Distancia de seguridad hacia equipos en mantenimiento.

$D_V = D_L + 1\,000$ mm, correspondiente a tensiones ≤ 110 kV según la norma IEC 61936-1.

B.3.3 Distancias de seguridad al cerco perimetral

El cerco o barrera para el personal no autorizado debe instalarse de tal forma que esté lo suficientemente alejado de las partes con tensión, es decir, cumpla con de las distancias de seguridad. Para establecer las distancias de seguridad al cerco perimetral se tomará en consideración las recomendaciones indicadas en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011.

El Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 describe las distancias de seguridad estándares de cercos perimetrales a partes energizadas de acuerdo a la tensión nominal o al nivel normalizado de aislamiento, conforme se visualiza en la Tabla 5.8. El valor o la dimensión “R” mostrada en la Figura 5.35, indica la distancia horizontal mínima del cerco perimetral a los equipos de la S.E; además de ello, la distancia vertical mínima está dada por $1.5 + R$ (en metros).

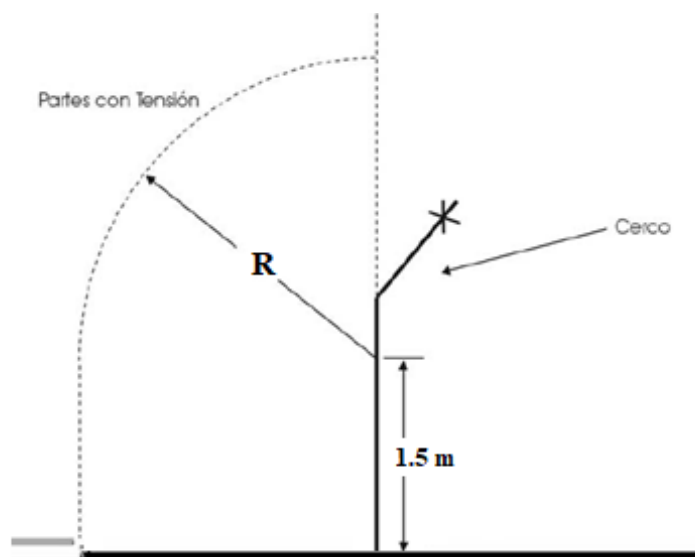


Figura 5.35 Distancia de seguridad a cercos perimetrales

Fuente: [Elaboración propia]

La Tabla 5.8 contiene valores de tensión nominal y de aislamiento, que están relacionadas a distancias de seguridad estándares de cercos perimetrales a partes energizadas.

Tabla 5.8 Valores estándares para distancias de seguridad “R”

Fuente: [Elaboración propia]

Tensión nominal entre fases (V)	BIL Típico (kV)	Dimensión "R" (m)
151 – 7 200	95	3,0
13 800	110	3,1
23 000	150	3,1
34 500	200	3,2
46 000	250	3,3
69 000	350	3,5
115 000	550	4,0
138 000	650	4,2
161 000	750	4,4
230 000	825	4,5
230 000	900	4,7
345 000	1 050	5,0
345 000	1 175	5,3
345 000	1 300	5,5
500 000	1 550	6,0
500 000	1 800	6,6

B.3.4 Distancias eléctricas de la subestación

B.3.4.1 Distancias mínimas entre fases en condiciones de viento

La distancia mínima entre fases en condiciones de viento “b”, conforme se visualiza en la Figura 5.36, está determinada por el desplazamiento angular de los conductores debida a la acción del viento. En esta condición, se debe cumplir que la distancia mínima entre fases “a”, sea mayor al 75 % de la distancia mínima fase-fase requerida de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 61936-1.

El valor de “b” debe ser mayor que la distancia mínima fase-fase indicada en la Tabla 5.7 y está dado por la siguiente expresión:

$$b = a + 2Y_k = a + 2Y_0 \text{ Sen}(15^\circ)$$

Donde:

a : Distancia mínima fase-fase inicial para esta condición.

Y_0 : Flecha máxima; 3 % de la longitud total del vano máximo existente en la subestación.

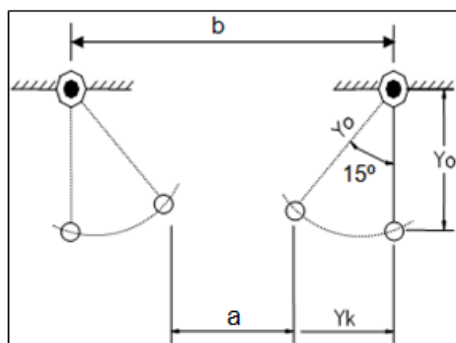


Figura 5.36 Distancia mínima fase-fase (condiciones de viento)

Fuente: [Elaboración propia]

B.3.4.2 Distancias mínimas entre fases en condiciones de cortocircuito

En condiciones de cortocircuito, conforme se visualiza en la Figura 5.37, se ha considerado que el desplazamiento angular máximo que tendrá el conductor será de 40° con respecto a la vertical y que dicho conductor incrementará su longitud en un 20 %.

Según se indica en la norma IEC 61936-1 y en la recomendación CIGRE del comité N° 23, se debe cumplir que la distancia mínima entre fases (a_{\min}) en condiciones de cortocircuito, sea mayor que el 50 % de la distancia mínima fase-fase requerida.

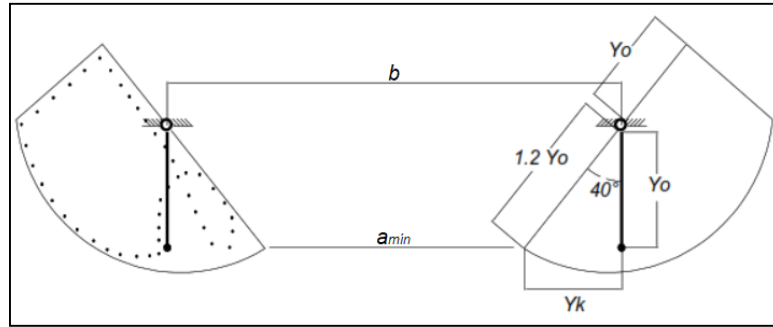


Figura 5.37 Distancia mínima fase-fase (condiciones de cortocircuito)

Fuente: [Elaboración propia]

El valor de “b” está dado por la siguiente expresión:

$$b = a_{\min} + 2 \times 1,2 \times Y_o \times \text{Sen}(40^\circ)$$

Donde:

a_{\min} : Máximo desplazamiento horizontal.

Y_o : Flecha máxima; 3 % de la longitud total del vano máximo existente en la subestación.

B.3.4.3 Ancho de barra y ancho de campo

El ancho de barra y el ancho de campo, de acuerdo con lo ilustrado en la Figura 5.38, queda determinado por:

$$A = 2 \times (a + d_{ft} + i)$$

Donde:

A : Ancho de barra y ancho de campo

a : Separación de fases de diseño.

d_{ft} : Distancia mínima fase-tierra de Tabla 5.7.

i : Mitad del ancho de la columna a nivel de conexión de cadena de aisladores.

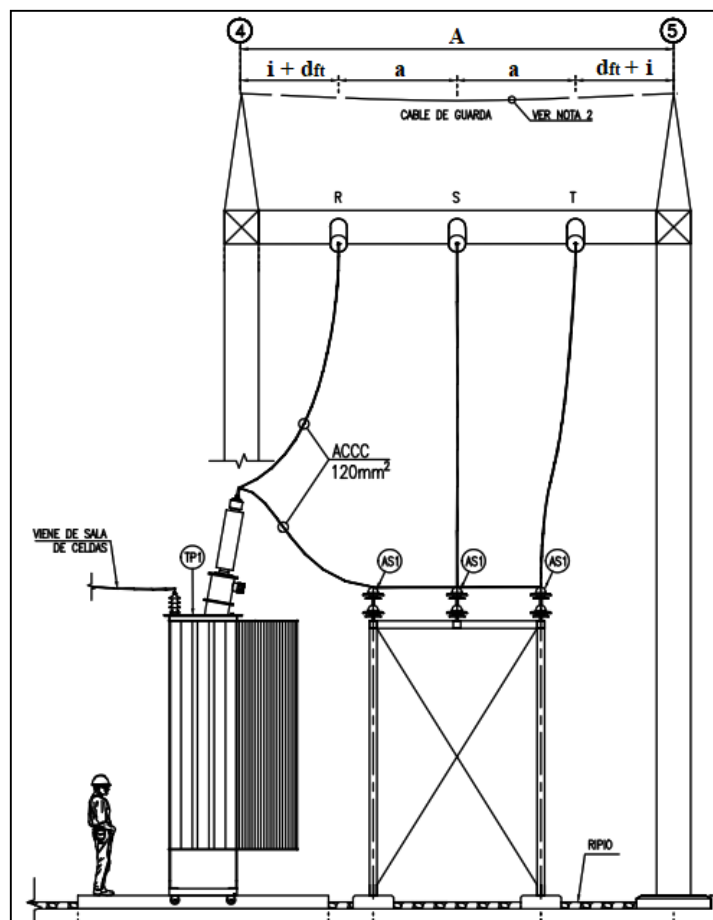


Figura 5.38 Ancho de barra
Fuente: [Elaboración propia]

B.3.5 Alturas de conexión

Está determinada principalmente por el número de niveles de conexión que requiere la configuración del sistema y la distancia de seguridad que debe existir entre ellas.

B.5.1 Primer nivel de conexión

El primer nivel de conexión (PNC) es el correspondiente al nivel de conexión entre equipos, el cual debe ser mayor a la distancia de seguridad calculada en el anexo B.3.2.2.

B.5.2 Segundo nivel de conexión

El segundo nivel de conexión (SNC) es el correspondiente al nivel de conexión de barras, estará en función de la altura de los equipos de campo y la flecha del vano de las barras, bajo la siguiente expresión:

$$\text{SNC} = \text{PNC} + a + d_{ff}$$

Donde:

PNC : Primer nivel de conexión.

a : Flecha máxima del vano de las barras, 3 % de la longitud total del vano máximo existente en la subestación.

d_{ff} : Distancia mínima fase – fase de Tabla 5.7

B.4 Cádena de aisladores y aisladores de soporte

B.4.1 Criterios

Los criterios a tener en cuenta para la selección de las cadenas de aisladores e aisladores de soporte tipo poste son las siguientes:

- Longitud de línea de fuga mínima requerida
- Distancia de arco

En el patio de llaves de la ampliación de la subestación El Amigo 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV, se recomienda utilizar aisladores de porcelana tipo suspensión clase ANSI 52-3, similares a los existentes.

Tabla 5.9 Plato aislador de porcelana clase ANSI 52-3

Fuente: [Elaboración propia]

Características eléctricas y mecánicas	Valor	Und
Paso de aislador (S)	146	mm
Diámetro de aislador (D)	255	mm
Longitud de línea de fuga	320	mm
Peso de aislador	3.6	kg
Ensamble	Ball & Socket	-
Sobretensión soportada a frecuencia industrial de corta duración (seco)	80	kV
Sobretensión soportada a frecuencia industrial de corta duración (húmedo)	50	kV
Tensión crítica de flashover ante impulso atmosférico	125	kVp
Carga de rotura nominal	70	kN

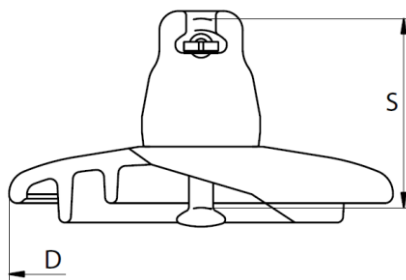


Figura 5.39 Perfil de aislador de porcelana clase ANSI 52-3
Fuente: [Elaboración propia]

B.4.2 Cálculo de distancia de fuga mínima

La distancia de fuga mínima se determina en base a las recomendaciones de las normas IEC 60815-1 e IEC 60815-2, es decir, con base en la distancia de fuga nominal para el nivel de contaminación seleccionado, la tensión máxima de operación del sistema y las características geométricas del perfil del aislador. En los criterios de diseño del proyecto, se indica el nivel de contaminación de la zona como “Muy pesado”, de acuerdo con la norma IEC 60815-2, la definición de la SPS (severidad de polución en el sitio), le corresponde la clasificación tipo “e”.

En la Figura 5.40, se visualiza el valor de RUSCD (distancia de fuga específica unificada de referencia) en función de la SPS.

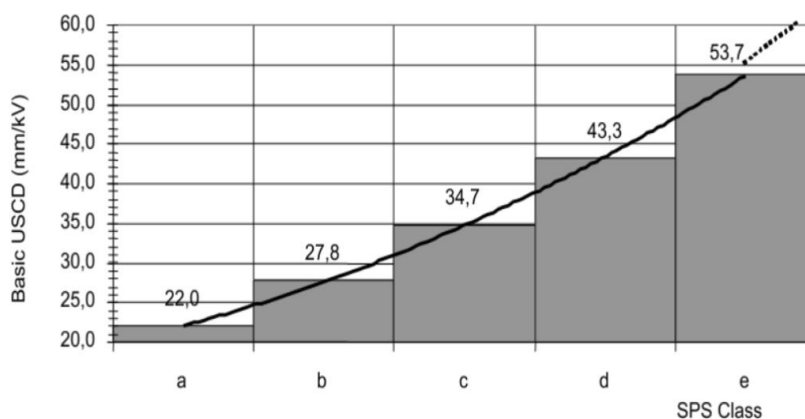


Figura 5.40 Valor del RUSCD en función de la clasificación SPS
Fuente: [IEC 60815-2, 2008]

Según la altitud de la zona ubicación de la subestación y las características geométricas de los aisladores, se realiza la corrección del RUSCD como se indica a continuación:

$$USCD_{\text{corregido}} = RUSCD \times K_a \times K_{ad}$$

Donde:

RUSCD : Distancia de fuga específica referencial (fase – tierra).

- K_a : Factor de corrección por altitud.
 K_{ad} : Factor de corrección por diámetro promedio
 (aplica solo para aisladores de soporte).

Para obtener el valor de la constante K_{ad} (para aisladores soporte tipo poste); se halla el valor del diámetro promedio según lo indicado por la norma IEC 60815-2, conforme se visualiza en la Figura 5.41

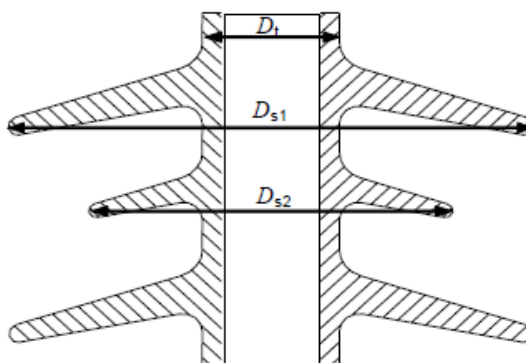


Figura 5.41 Aislador soporte tipo poste, diámetro promedio
Fuente: [IEC 60815-2, 2008]

Para el cálculo el valor del diámetro promedio D_a :

$$D_a = (D_{s1} + D_{s2} + 2 \times D_t) / 4$$

Si $D_a < 300$ mm, entonces: $K_{ad} = 1$

Si $D_a \geq 300$ mm, entonces: $K_{ad} = 0.0005 \times D_a + 0.85$

B.4.3 Distancia de arco

La distancia de arco, es la distancia mínima fase-tierra requerida por el nivel normalizado de aislamiento del sistema.

B.4.4 Cadena de aisladores

B.4.4.1 Cálculo de cantidad de platos aisladores

Partiendo de la distancia de fuga calculada y la distancia de fuga de un aislador componente de la cadena, se calcula la cantidad de aisladores que conformarán las cadenas de aisladores para suspensión, por medio de la siguiente expresión:

$$N = \frac{Df}{df}$$

Donde:

N : Número de unidades de la cadena requerida por distancia de fuga.

D_f : Distancia de fuga requerida.

d_f : Distancia de fuga de una unidad (según catálogo del fabricante).

Las cadenas de aisladores se conformarán con “N” aisladores como mínimo. En el diseño del proyecto se considerarán “N+1” unidades por cadena para cumplir los requerimientos mínimos ante ruptura de una de las unidades.

Con la cantidad de aisladores obtenida se realizará la verificación de la longitud de la cadena de aisladores, verificando que se cumpla con la distancia mínima fase-tierra requerida.

B.4.4.2 Verificación de carga de falla mecánica mínima

Los aisladores deben soportar las cargas ejercidas por el conductor de las templas de salida de línea y/o templas de barra. El criterio que se debe cumplir, descrito por el CNE-Suministro 2011, indica que la relación entre la carga de trabajo y la carga de rotura de los aisladores debe ser 50% como máximo. Así mismo, el esfuerzo total debido a los esfuerzos estáticos y dinámicos en las templas, que se transmite a los aisladores, se limitará al 10% del tiro de rotura del conductor.

B.4.5 Aisladores de soporte tipo poste

B.4.5.1 Verificación de carga de falla mecánica mínima

Los aisladores tipo poste deben soportar las cargas ejercidas por el conductor de las conexiones; las cuales están en el orden del 5% del tiro de rotura del conductor. El criterio que se debe cumplir, descrito por la norma IEC 61264, indica que la relación entre la carga de trabajo y la carga cantilever de los aisladores de soporte debe ser 70% como máximo.

B.5 Cálculo de capacidad térmica de conductores y barrajes flexibles

B.5.1 Fundamento para la verificación térmica (ampacidad)

Se calcula la capacidad térmica de los conductores, para determinar que potencia se podrá transmitir sin afectar las características electromecánicas del conductor.

La potencia de transmisión de un conductor por capacidad térmica depende del nivel de tensión a la cual se va energizar, tipo de material, sección del conductor, antigüedad, altitud de instalación, condiciones ambientales y su ubicación geográfica.

El cálculo de la capacidad térmica de un conductor se fundamenta en su balance térmico, el cual debe de existir bajo las condiciones de equilibrio.

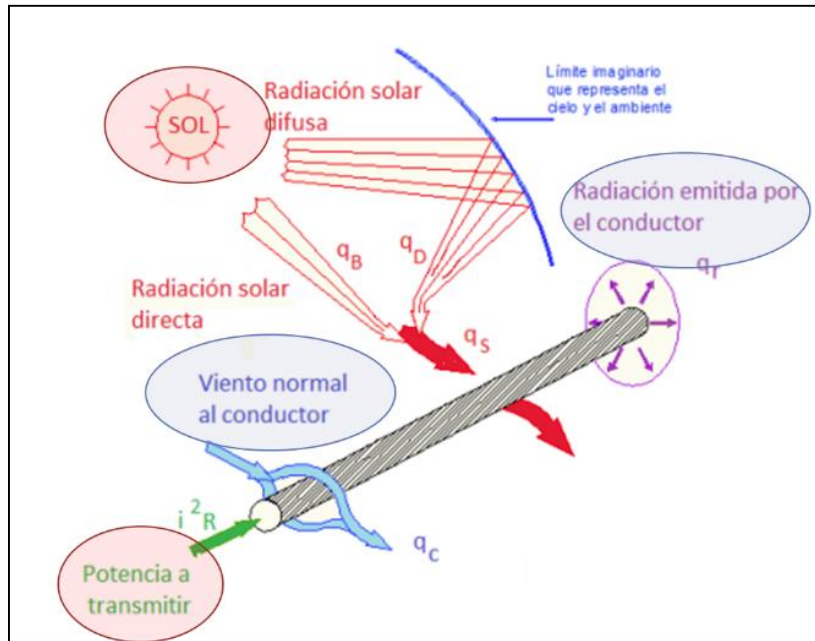


Figura 5.42 Balance térmico
Fuente: [Elaboración propia]

El balance térmico se representa de acuerdo a la siguiente ecuación:

Calor perdido = Calor ganado

$$q_c + q_r = q_s + I^2 \cdot R_{(T_c)}$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R_{(T_c)}}}$$

Donde:

$R_{(T_c)}$: Resistencia eléctrica a la temperatura de conductor

$I^2 R_{(T_c)}$: Calor ganado debido al efecto Joule

q_s : Calor ganado debido a la radiación solar

q_c : Potencia calorífica disipada por convección

q_r : Potencia calorífica disipada por irradiación de conductor

Las formulas para determinar los valores de calor ganado y perdido se indican en la IEEE Std. 738.

Inicialmente se calcula ciertos parámetros (densidad del aire, viscosidad dinámica del aire, coeficiente de conductividad térmica del aire, etc.) que sirven como base para determinar las pérdidas y ganancias de calor que se reemplazaran en la ecuación de balance térmico.

Densidad del aire:

$$\rho_f = \frac{1.293 - 1.525 \times 10^{-4} \times H_e + 6.379 \times 10^{-9} \times H_e^2}{1 + 0.00367 \times T_{film}}$$

Viscosidad dinámica del aire:

$$\mu_f = \frac{1.458 \times 10^{-6} \times (T_{film} + 273)^{1.5}}{T_{film} + 383.4}$$

Conductividad térmica del aire:

$$k_f = 2.424 \times 10^{-2} + 7.477 \times 10^{-5} \times T_{film} - 4.407 \times 10^{-9} \times T_{film}^2$$

Factor de dirección del viento:

$$K_{angle} = 1.194 - \cos \varphi + 0.194 \times \cos 2\varphi + 0.368 \times \sin 2\varphi$$

Factor de corrección solar por altitud:

$$K_{solar} = 1 + 1.148 \times 10^{-4} \times H_e - 1.108 \times 10^{-8} \times H_e^2$$

Declinación solar:

$$\delta = 23.4583 \times \sin\left[\frac{(284 + N) \times 360}{365}\right]$$

Altitud del sol:

$$H_c = \sin^{-1}[\cos(\text{latitud}) \times \cos \delta \times \cos \omega + \sin(\text{latitud}) \times \sin \delta]$$

Donde:

H_e : Altitud del conductor sobre el nivel del mar

$$T_{film} = \frac{T_{\max cond.} + T_{\max amb.}}{2}$$

φ : Ángulo de incidencia del viento con el eje del conductor

N : Número de días totales hasta la fecha de evaluación

ω : Ángulo horario

$$\omega = (\text{hora del día} - 12) \times 15$$

Azimuth del sol:

$$Z_c = C + \tan^{-1}(X)$$

$$X = \frac{\sin \omega}{\sin(\text{latitud}) \times \cos \omega - \cos(\text{latitud}) \times \tan \delta}$$

En la Tabla 5.10, se indica la forma de seleccionar la constante de azimuth solar “C”.

Tabla 5.10 Constante de azimuth solar “C”

Fuente: [IEEE Std. 738, 2012]

“Hour Angle,” ω (degrees)	C if $\chi \geq 0$ (degrees)	C if $\chi < 0$ (degrees)
$-180 \leq \omega < 0$	0	180
$0 \leq \omega \leq 180$	180	360

Ángulo efectivo de incidencia de los rayos del sol:

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(H_c) \times \cos(Z_c - Z_l)]$$

Flujo de calor total irradiado por el sol:

$$Q_s = A + BxH_c + CxH_c^2 + DxH_c^3 + ExH_c^4 + FxH_c^5 + GxH_c^6$$

En la Tabla 5.8, se indica la forma de seleccionar los coeficientes “A”, “B”, “C”, “D”, “E”, “F” y “G”.

Tabla 5.11 Coeficientes según tipo de atmósfera

Fuente: [IEEE Std. 738, 2012]

Clear atmosphere	
A	-42.2391
B	63.8044
C	-1.9220
D	3.46921×10^{-2}
E	-3.61118×10^{-4}
F	1.94318×10^{-6}
G	-4.07608×10^{-9}
Industrial atmosphere	
A	53.1821
B	14.2110
C	6.6138×10^{-1}
D	-3.1658×10^{-2}
E	5.4654×10^{-4}
F	-4.3446×10^{-6}
G	1.3236×10^{-8}

Flujo de calor total irradiado por el sol, corregido por altitud:

$$Q_{se} = Q_s \times K_{solar}$$

Luego de realizar el cálculo de los parámetros iniciales, estos se reemplazan en las ecuaciones de pérdidas y ganancias de calor del conductor, con la finalidad de calcular la ampacidad de la misma, conforme se indica a continuación:

Pérdida de calor por convección natural en el conductor:

$$q_{cn} = 0.0205 \times \rho_f^{0.5} \times D^{0.75} \times (T_{\max cond.} - T_{\max amb.})^{1.25}$$

Pérdida de calor por convección forzada para vientos bajos en el conductor:

$$q_{c1} = \left[1.01 + 0.0372 \times \left(\frac{D \times \rho_f \times V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] \times k_f \times K_{angle} \times (T_{\max cond.} - T_{\max amb.})$$

Pérdida de calor por convección forzada para vientos altos en el conductor:

$$q_{c2} = 0.0119 \times \left(\frac{D \times \rho_f \times V_w}{\mu_f} \right)^{0.6} \times k_f \times K_{angle} \times (T_{\max cond.} - T_{\max amb.})$$

Luego, se define: $q_c = \text{valor máximo}\{q_{cn}; q_{c1}; q_{c2}\}$

Pérdida de calor por irradiación de conductor:

$$q_r = 0.0178 \times D \times \epsilon \times \left[\left(\frac{T_{\max cond.} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{\max amb.} + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Ganancia de calor por radiación solar:

$$q_s = \alpha \times Q_{se} \times \sin \theta \times A'$$

Ampacidad de conductor a 75°C

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R_{(75^\circ C)}}}$$

B.6 Sistema de puesta a tierra

B.6.1 Estratificación del terreno

Para el modelamiento del terreno se empleará el método de intersección de curvas, que utiliza las mediciones de campo realizadas con el método de Wenner (4 electrodos auxiliares).

Usando las teorías de electromagnetismo, solo con 2 capas horizontales es posible resolver un modelo matemático que con ayuda de las medidas efectuadas, posibilita encontrar la resistividad de la primera y segunda capa, con su respectiva profundidad (Kindermann et al., 2010).

$$\frac{\rho(a)}{\rho_1} = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n \frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2n \frac{h}{a})^2}} \right]$$

De la formulación anterior, se pueden obtener para diferentes valores específicos de K, familias de curvas con abscisas (h/a) y ordenadas ($\rho_1/\rho(a)$), conforme se visualiza en la Figura 5.43.

El procedimiento a seguir, para la estratificación del terreno mediante 2 capas es el siguiente:

- Trazar una gráfica $\rho(a)$ vs (a), a partir de las medidas de campo.
- Dividir la curva en tramos ascendentes y/o descendentes.
- Prolongar la curva $\rho(a)$ vs (a), hasta cortar el eje de ordenadas de la gráfica, escogiendo un valor de resistividad arbitrario (ρ_1). Valor de resistividad de la primera capa.
- Observando el comportamiento de la curva $\rho(a)$ vs (a), se determina el valor de “K” ascendente “+” o descendente “-”.

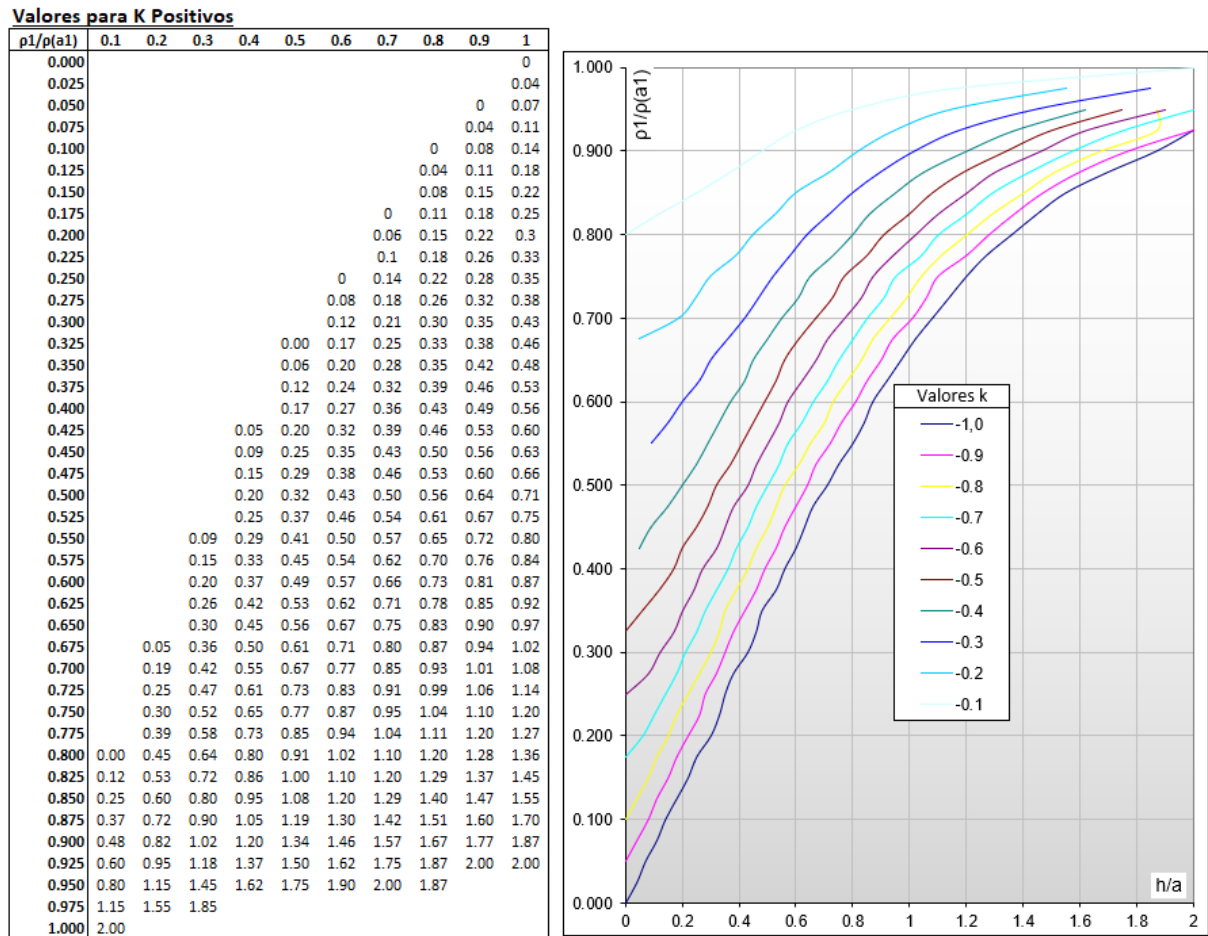


Figura 5.43 Valores K positivos
Fuente: [Kindermann et al., 2010]

- ✓ Se escoge un valor arbitrario de a_1 y su correspondiente valor de $\rho(a_1)$.
- ✓ Como el valor de $\rho_1/\rho(a_1)$ obtenido, entre las curvas teóricas correspondientes se traza una línea paralela al eje de la abscisa. Esta recta corta las distintas curvas de K. Luego procedemos a leer todos los valores específicos de K y (h/a) correspondientes.
- ✓ Multiplicar los valores obtenidos de (h/a) en el paso anterior por el valor a_1 , generando una tabla con los valores correspondientes de K y h.
- ✓ Graficar la curva K vs h de los valores obtenidos de la tabla generada.
- ✓ Se escoge otro valor a_2 arbitrariamente diferente a_1 y se repite todo el proceso, resultando una nueva curva K vs h.
- ✓ Se grafica esta nueva curva K vs h en la misma gráfica del antepenúltimo paso, recientemente mencionado.
- ✓ La intersección de las dos curvas K vs h en un punto resultará los valores reales de K y h_1 .

✓ El valor de ρ_2 se obtiene por: $\rho_2 = \rho_1 \cdot (1+k)/(1-k)$

B.6.2 Sección mínima de conductor de tierra

La sección mínima del conductor Cu de puesta a tierra (malla), se determina en base a las tablas y ecuaciones descritas en la IEEE Std 80, y a los requerimientos de diseño indicados en el procedimiento PR-20 del COES. El cálculo se realiza considerando un criterio conservativo; para ello, los datos de entrada más importantes son la corriente de cortocircuito trifásico proyectada, definido en el estudio de operatividad, y la duración mínima de falla; además de las características de material del conductor y las condiciones ambientales. La sección del conductor se determina con la siguiente ecuación:

$$I = A \times \sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \times \alpha_r \times \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}$$

Donde:

I	: Corriente de falla trifásica en kA
A	: Sección nominal del conductor en mm ²
T _m	: Temperatura máxima admisible del conductor (fusión) en °C
T _a	: Temperatura ambiente máxima promedio anual en °C
T _r	: Temperatura de referencia para constantes de materiales en °C
α_0	: Coeficiente de resistividad térmica del conductor a 0 °C
α_r	: Coeficiente de resistividad térmica del conductor a T _r
ρ_r	: Resistividad eléctrica del conductor a T _r en $\mu\Omega \cdot \text{cm}$
K ₀	: Constante numérica igual a $1/\alpha_0$ en °C
t _c	: Duración de la falla en segundos (s)
TCAP	: Factor de capacidad térmica del conductor en J/(cm ³ ·°C)

En la tabla 5.12, se indican los valores de las constantes de materiales típicos a utilizar en el cálculo de la sección mínima del conductor Cu recocido de temple blando (conductor de tierra).

Tabla 5.12 Constantes de materiales de puesta a tierra

Fuente: [IEEE Std. 80, 2013]

Description	Material ^a conductivity (% IACS)	α_r factor ^a at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0°C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	Resistivity ^a at 20 °C ρ_r ($\mu\Omega$ -cm)	Thermal ^a capacity $TCAP$ [J/(cm ³ · °C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.4
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.4
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084 ^e	4.40	3.8
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084 ^e	5.86	3.8
Copper-clad steel rod	17.0	0.003 78	245	1084 ^e	10.1	3.8
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.561
Steel, 1020	10.8 ^b	0.003 77	245	1510	15.90	3.8
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.003 77	245	1400 ^e	17.50	4.4
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419 ^e	20.10	3.9
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.0

^aMaterial constants for copper, steel, stainless steel, and zinc are from *The Metals Handbook* by the American Society for Metals.

^bCopper-clad steel rods based on nominal 5/8 in rod, 0.010 in soft-drawn copper thickness over No. 1020 steel.

^cStainless-clad steel rod based on nominal 5/8 in rod, 0.020 in No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

B.6.3 Tensiones máximas admisibles de toque y de paso

Las máximas tensiones de toque y paso están dadas por fórmulas descritas en la IEEE Std. 80, conforme se visualiza en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13 Fórmulas para el cálculo de tensiones máximas

Fuente: [IEEE Std. 80, 2013]

Peso de persona	Tipo de tensión	Ecuación	Referencia
50kg	Toque	$(1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$	Ecuación (32) de IEEE 80
50kg	Paso	$(1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$	Ecuación (29) de IEEE 80
70kg	Toque	$(1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$	Ecuación (33) de IEEE 80
70kg	Paso	$(1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$	Ecuación (30) de IEEE 80

Donde:

- t_s : duración de la corriente de falla (s)

- C_s : factor de reducción, depende de características de la capa de grava.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

- ρ : resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)
- ρ_s : resistividad de la grava ($\Omega \cdot m$)
- h_s : altura o espesor de la capa de grava (m)

B.7 Apantallamiento

B.7.1 Cálculos

- Cálculo de la altura promedio del barraje h_{av} de 50 kV

$$h_{av} = \frac{1}{3} h_{\max} + \frac{2}{3} h_{\min}$$

Donde:

h_{\max} : Altura de los conductores de barra (m)

h_{\min} : Altura a mitad de vano máximo (m). Considerando una flecha igual al 3% de la longitud del vano máximo

- Cálculo del radio corona

Para el caso de un solo conductor por fase, el radio corona R_c , se encuentra definido mediante la solución de la ecuación:

$$R_c \times \ln \left(\frac{2h_{av}}{R_c} \right) - \frac{V_c}{E_o} = 0$$

Donde:

R_c : Radio corona para un solo conductor (m)

E_o : Gradiente de potencial en la superficie del conductor (kV/m)

V_c : Máxima tensión soportada por el aislamiento de los aisladores (kV)

La solución de R_c , se encuentra aplicando el método de Newton-Raphson, tomando la siguiente solución inicial:

$$R_c = 1,2 \times 10^{-4} V_c$$

Para encontrar el radio equivalente R_0 de un haz de conductores, se aplica la siguiente ecuación:

$$R_0 = \sqrt[n]{n \times r \times R^{n-1}}$$

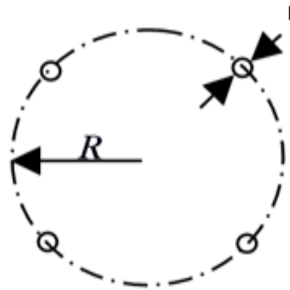


Figura 5.44 Radio de haz de conductores

Fuente: [Elaboración propia]

Donde:

r: Radio del conductor (m)

R: Radio del haz de conductores (m)

n: Número de conductores en el haz

Para el cálculo del radio corona de un haz de conductores:

$$R_c' = R_c + R_0$$

Donde:

R_c : Radio corona para un solo conductor (m)

R_c' : Radio corona para el haz de conductores (m)

R_0 : Radio equivalente del haz de conductores (m)

- Cálculo de la impedancia característica del barraje Z_0

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2h_{av}}{R_c} \ln \frac{2h_{av}}{r}} \quad (\Omega)$$

Donde:

h_{av} : Altura promedio (m)

R_c : Radio corona de un conductor ó calculado para un haz de conductores (m)

r: Radio del conductor (para fase conformada por un conductor) o radio equivalente R_0 para un haz de conductores (m)

- Cálculo de la corriente crítica de descarga I_c

La IEEE Std. 998, indica dos expresiones para su cálculo. Tomando en cuenta que el apantallamiento protege un barraje soportado por cadenas de aisladores, el cálculo se realizará con la tensión crítica de flashover (CFO) de las cadenas.

$$I_c = \frac{2.068 \times CFO}{Z_o} \text{ (kA)}$$

Donde:

Z_o : Impedancia característica del barraje a proteger (Ω)

CFO: Tensión crítica de flameo de la cadena de aisladores (kV_p)

El valor CFO puede ser estimado por la fórmula de Anderson:

$$CFO = 0.94 \times 585 \times w \text{ (kV}_p\text{)}$$

Donde:

w: Longitud de la cadena de aisladores (m)

- Cálculo de la distancia crítica de descarga S_m (radio de la esfera)

$$S_m = 8k \times I_c^{0.65} \text{ (m)}$$

Donde:

k: Constante, (k=1 para cables de guarda y k=1.2 para mástiles)

- Determinación de la altura efectiva del apantallamiento (h_e)

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} \text{ (m)}$$

Donde:

S_m : Distancia crítica de descarga

2d: Ancho del campo (ancho de barras)

La altura efectiva del apantallamiento h_e con cable de guarda, es la altura de éste último sobre el sistema que está protegiendo, conforme se visualiza en la Figura 5.45 y la Figura 5.46.

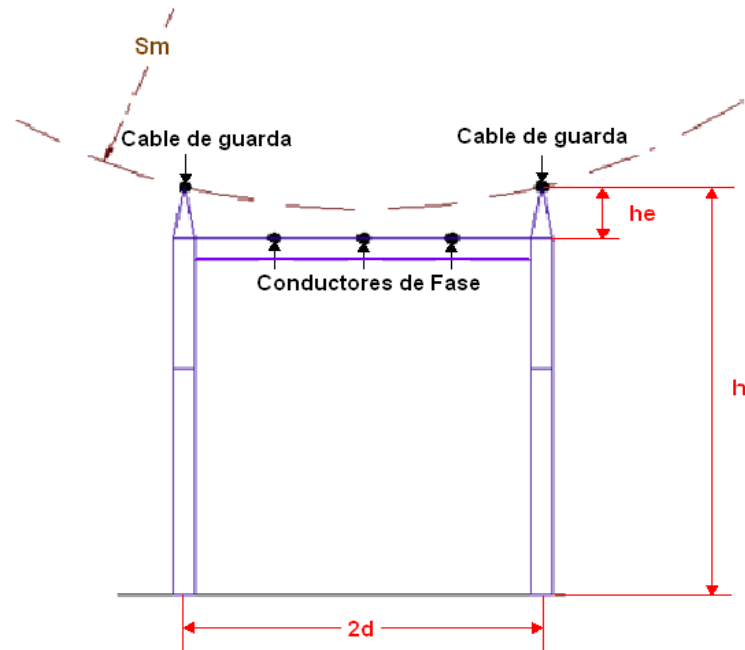


Figura 5.45 Altura efectiva del apantallamiento
Fuente: [Elaboración propia]

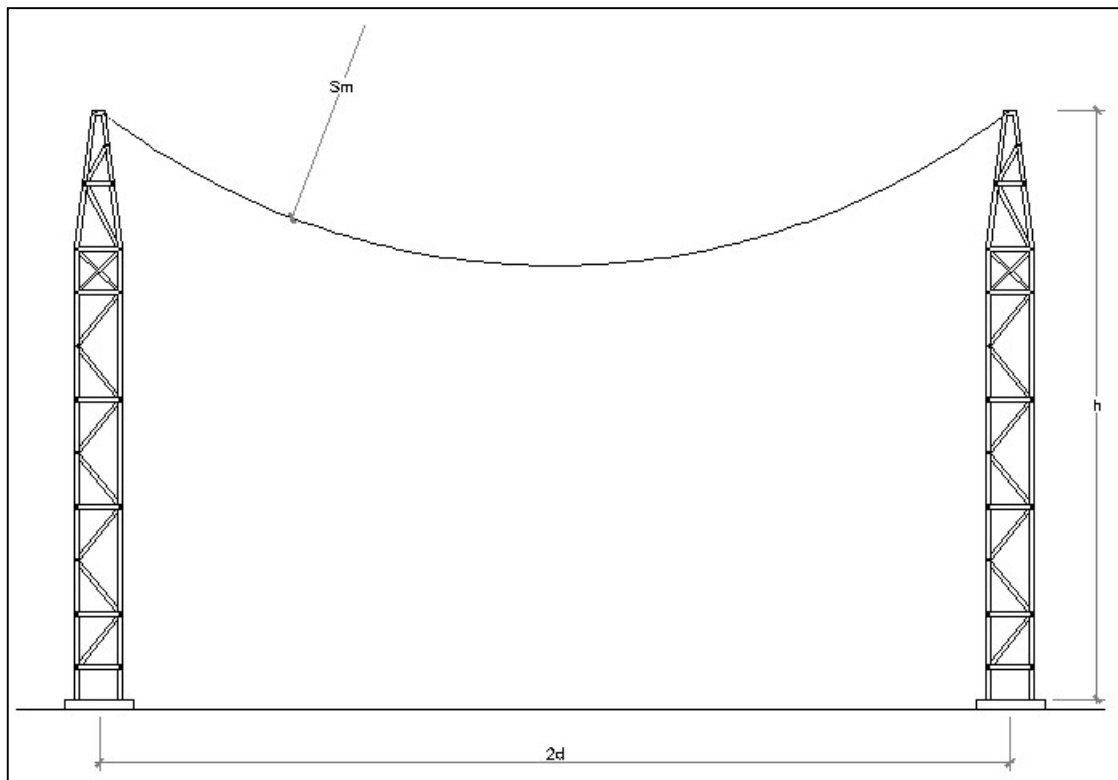


Figura 5.46 Separación entre cables de guarda
Fuente: [Elaboración propia]

- Altura mínima de apantallamiento

La altura mínima de diseño del sistema de protección H_s , está dado por:

$$H_s = h_e + h_s \text{ (m)}$$

Donde:

hs: Margen de seguridad para una mejor efectividad del apantallamiento

- Separación máxima entre cables de guarda $2d_{m\acute{a}x}$

Existe un límite práctico de diseño para la separación máxima entre cables de guarda adyacentes, y está determinado por:

$$2d_{m\acute{a}x} = 1.5S_m \text{ (m)}$$

B.7.2 Cálculo de probabilidad de descarga

Con el valor de corriente crítica de descarga I_c , se estima la probabilidad de que el valor de corriente crítica I_c , sea excedido por la sobrecorriente de rayo. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2.6}}$$

Para calcular la probabilidad que la corriente crítica I_c no sea excedida, se utiliza la siguiente ecuación:

$$1 - P(I_c)$$

B.7.3 Cálculo de riesgo de falla de apantallamiento

El riesgo de falla de apantallamiento se define como el número de años durante los que se espera no ocurra una falla del mismo. El riesgo de falla del apantallamiento de una subestación de alta y extra alta tensión, se calcula de la siguiente forma:

- Se calcula el número promedio de descargas a tierra por unidad de área y unidad de tiempo (GFD), en el sitio de la subestación, empleando la expresión:

$$GFD = 0.12Ni$$

Donde:

N_i : Nivel isocerámico (días de tormenta/año)

GFD: Densidad de rayos a tierra (descargas/km².año)

- Se calcula el número de descargas en el patio de conexiones de la subestación (N_s), empleando la siguiente ecuación:

$$N_s = \frac{GFD \times A}{1000^2}$$

Donde:

N_s : Número de descargas en el área de la subestación (descargas/año)

A : Área del patio de conexiones de la subestación (m^2)

- c. Luego, se calcula el número de descargas por año que penetran el apantallamiento (SP), empleando la siguiente ecuación:

$$SP = N_s \times Pe$$

Donde:

SP : Número de descargas que penetran el apantallamiento (descargas/año)

Pe : Nivel de exposición del apantallamiento del patio de conexiones (%)

Para hallar el valor de Pe , se utiliza la altura del cable de guarda h y, las relaciones S/h y d/h . Dichas relaciones se ubican como par ordenado en la Figura 5.47, según las recomendaciones de la IEEE Std. 998, con el objetivo de definir el nivel de exposición Pe más próximo a dicho punto.

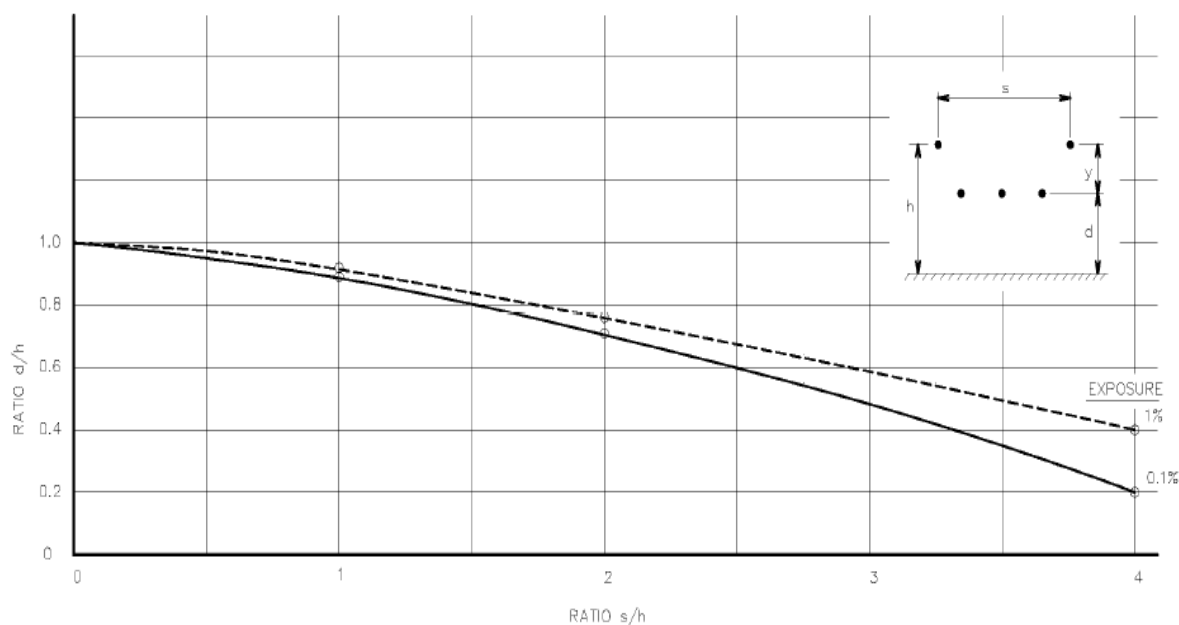


Figura 5.47 Curva empírica de apantallamiento con dos conductores de guarda
Fuente: [Ramírez C.F., 2021]

- d. Finalmente, se calcula el número de años en el que una descarga penetra el apantallamiento (N_f) de la subestación empleando la siguiente ecuación:

$$N_f = \frac{1}{SP}$$

Donde:

N_f : Número de años en el que una descarga penetra el apantallamiento (años/descarga)

B.7.4 Selección de cable de guarda

La selección del cable de guarda se realiza en base a los criterios de tensionado, corrosión y soportabilidad, ante las sobrecorrientes originadas por descargas atmosféricas.

El factor que debe tenerse en cuenta para la selección del cable de guarda, desde un punto de vista técnico, es su capacidad de soportabilidad ante las sobrecorrientes. A medida que la corriente fluye a través de los cables de guarda, las pérdidas $I^2 \times R$ hacen que el material del cual fue construido se caliente, en donde por encima de cierta temperatura y dependiendo del material, el conductor fallará y/o perderá resistencia mecánica.

Para el apantallamiento de la subestación El Amigo 50 kV/ 4.16 kV / 2.3 kV se plantea el uso del cable de acero galvanizado tipo EHS de 5/16", para lo cual se realizará una verificación de su capacidad de soportabilidad de corriente, según las recomendaciones de la norma IEC 60865-1, mediante la siguiente ecuación característica:

$$I = \sqrt{\frac{A_c^2 \times 4.185 \times k_{cp} \times \rho \times \ln[1 + \alpha(\theta_e - \theta_b)]}{t_k \times \alpha \times \rho_c}}$$

Donde:

I : Corriente eficaz (kA)

A_c : Sección nominal del conductor (cm²)

k_{cp} : Calor específico del conductor (cal/g.°C)

ρ : Densidad del conductor (g/cm³)

α : Coeficiente de temperatura a 20°C (1/°C)

θ_e : Temperatura final (°C)

θ_b : Temperatura inicial (°C)

ρ_c : Resistividad eléctrica del conductor a 20°C (μΩ.cm)

t_k : Duración de la corriente (s)

B.7.5 Apantallamiento de edificaciones según evaluación de riesgos

La evaluación de riesgos ante descargas atmosféricas directas en edificaciones, lleva en consideración las pérdidas de vidas humanas, pérdidas de servicios públicos (suministro de energía eléctrica) y pérdidas de bienes culturales, con valores de riesgo R_1 , R_2 y R_3 , respectivamente, conforme se visualiza en la Tabla 5.14. Si alguno de esos valores es mayor al valor de riesgo tolerable R_T , conforme se visualiza en la Tabla 5.15, se debe implementar un sistema de protección externo adicional (puntas pararrayos tipo Franklin conectadas al sistema de puesta a tierra) para mitigar descargas atmosféricas.

Tabla 5.14 Daños, pérdidas y riesgos en edificaciones

Fuente: [IEC 62305-2, 2010]

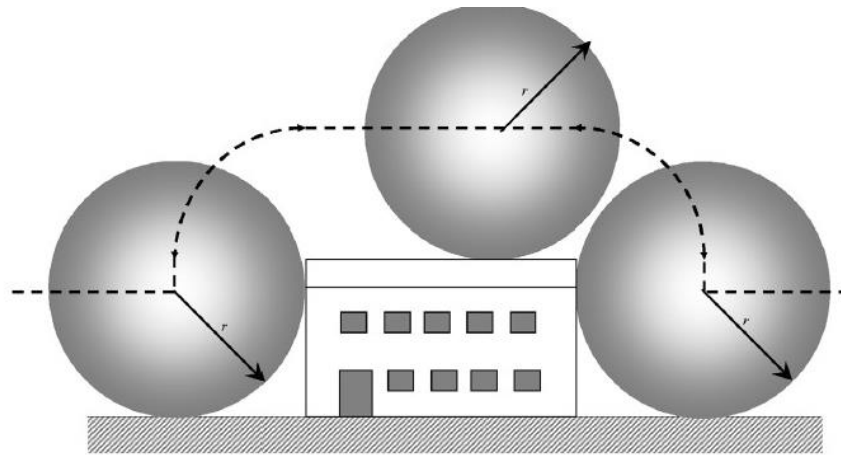
Fuentes de daños	Tipos de daños	Tipo de pérdidas	Tipos de riesgo
S1: Descargas sobre la estructura	D1: Lesiones a seres vivos	L1: Pérdida de vidas humanas	R1: Riesgo de pérdida de vidas humanas
S2: Descargas cercanas a la estructura	D2: Daños físicos	L2: Pérdida de servicios públicos	R2: Riesgo de pérdida de servicios públicos domiciliarios
S3: Descargas sobre las acometidas de servicio	D3: Fallas de sistemas eléctricos y electrónicos	L3: Pérdidas de bienes culturales	R3: Riesgo de pérdida del patrimonio cultural
S4: Descargas cercanas a las acometidas de servicio		L4: Pérdidas económicas	R4: Riesgo de pérdida de valor económico

Tabla 5.15 Valores típicos de riesgo tolerable R_T

Fuente: [IEC 62305-2, 2010]

Tipo de pérdida	$R_T (y^{-1})$
Pérdidas de vidas o lesiones permanentes	10^{-5}
Pérdida de servicio público	10^{-3}
Pérdida de patrimonio cultural	10^{-3}
Pérdidas económicas	10^{-3}

Los cálculos suficientes para determinar los requisitos mínimos del sistema de apantallamiento adicional están basados en el método de la esfera rodante para edificaciones. El apantallamiento del mismo se realiza mediante el uso de 04 puntas pararrayos tipo Franklin ubicadas sobre el techo, conforme se visualiza en la Figura 5.48 y la Figura 5.49; para ello se debe determinar la altura mínima de estos pararrayos, según el procedimiento descrito por la norma IEC 62305.



r Radio de la esfera rodante

Figura 5.48 Esfera rodante en edificaciones
Fuente: [Elaboración Propia]

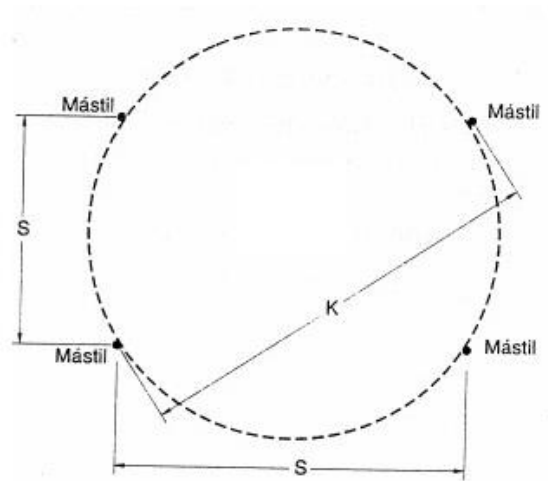


Figura 5.49 Apantallamiento de edificaciones con 04 puntas pararrayos
Fuente: [Elaboración Propia]

ANEXO C: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

C.1 Pararrayos

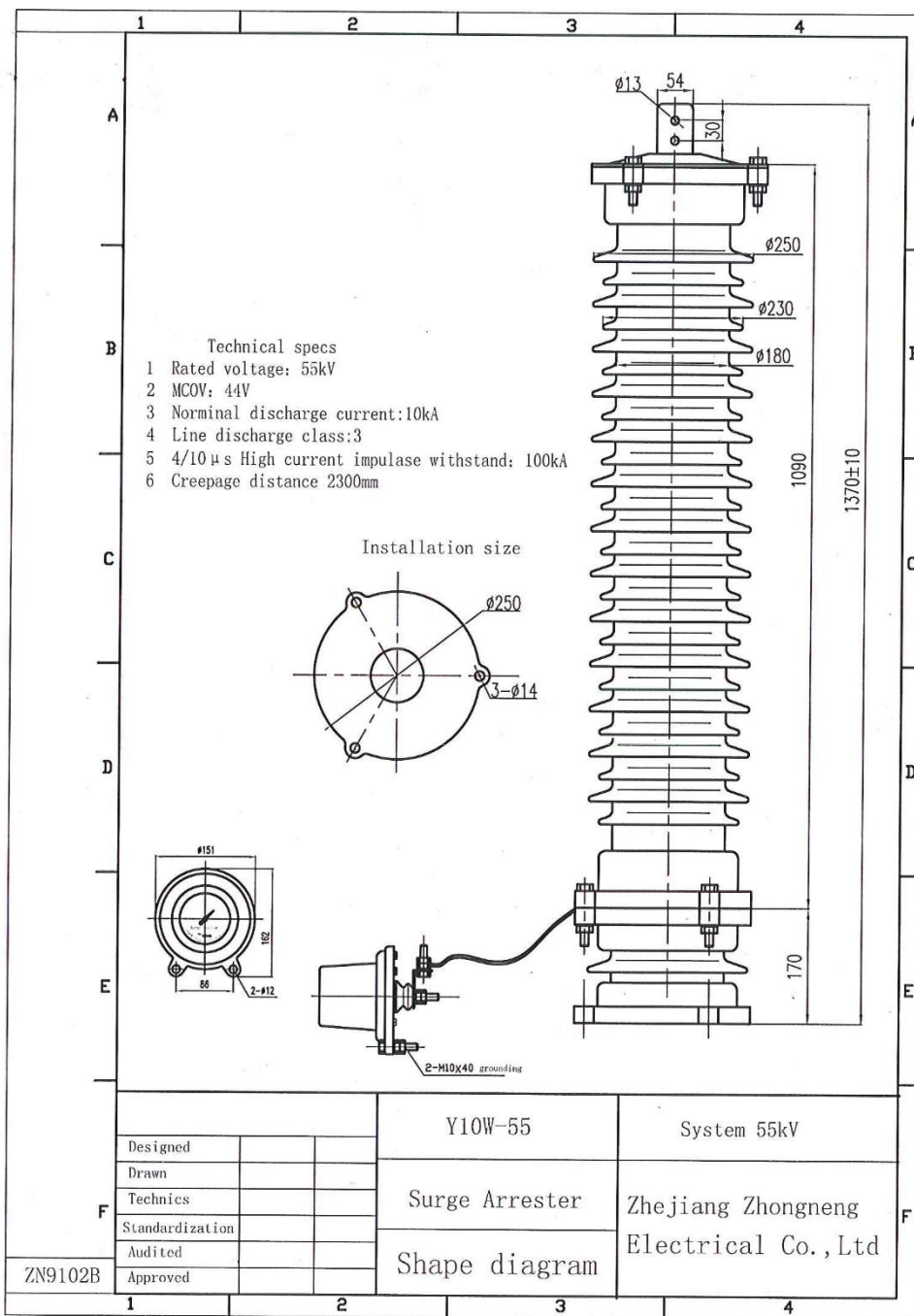


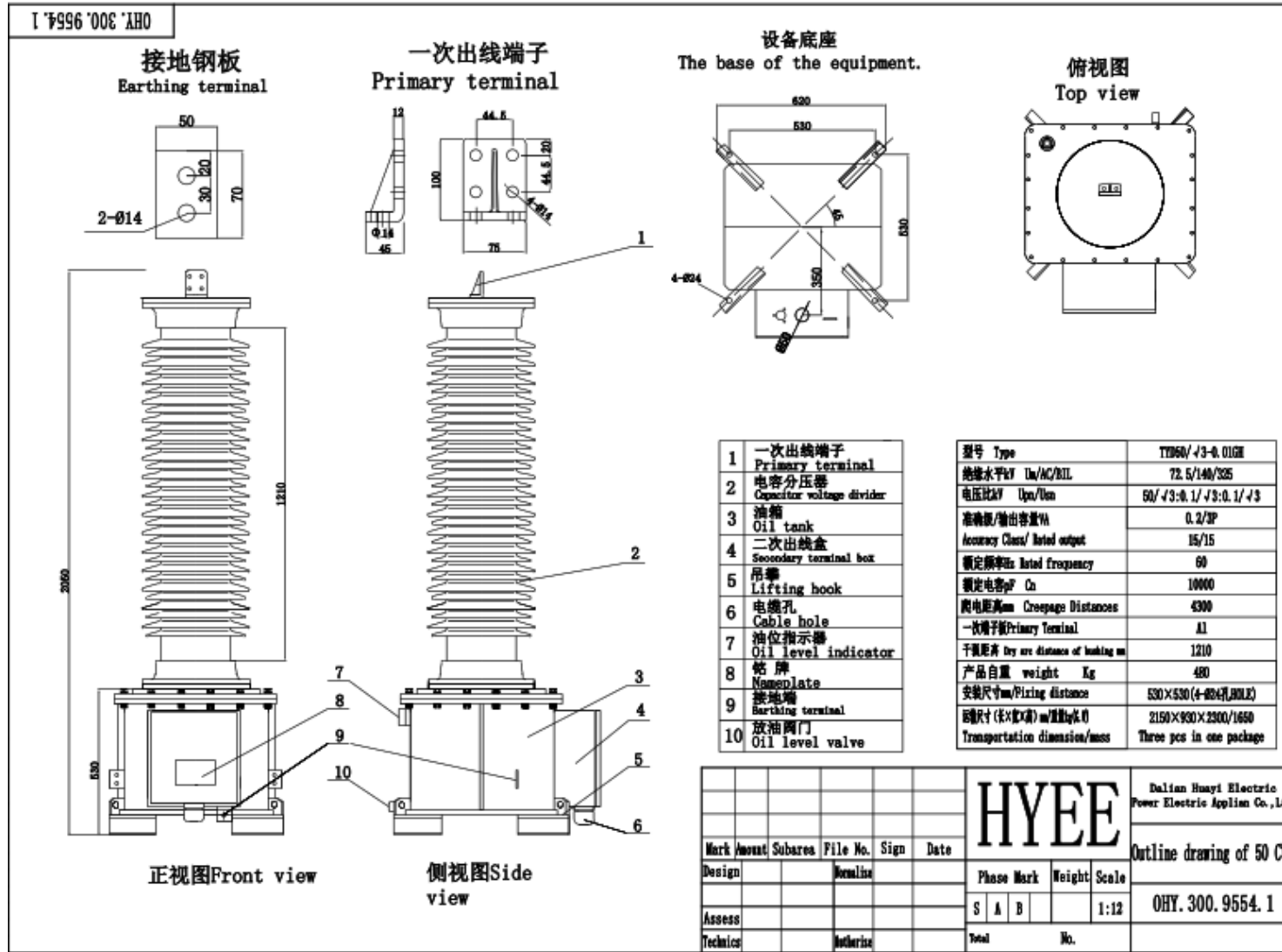
TABLE OF GUARANTEED TECHNICAL DATA
55 kV SURGE ARRESTER

Nº	DESCRIPTION	UNIT	REQUIRED	GUARANTEED
1	GENERAL DATA			
1.1	Maker		(*)	Zhejiang Zhongneng Electrical Co.,Ltd
1.2	Type		(*)	Y10W-55
1.3	Country of manufacture		(*)	China
1.4	Height above sea level	m	4660	4660
1.5	Manufacturing standards		IEC 60099-4/5	IEC 60099-4/5
1.6	Maximum ambient temperature	°C	40	40
1.7	Seismic efforts			
	- Acceleration in horizontal direction	g	0,5	0,5
	- Acceleration in vertical direction	g	0,3	0,3
	- Frequency of movements	Hz	0 - 10	0 - 10
1.8	Maximum wind speed	km/h	113	113
2	NOMINAL DATA AND CHARACTERISTICS			
2.1	Type of installation		Outdoor	Outdoor
2.2	Construction type		Metallic oxide	Metallic oxide
2.3	Rated Frequency	Hz	60	60
2.4	Energy absorption capacity		IEC - Class 3	IEC - Class 3
2.5	Voltage characteristics:			
	- Rated Voltage of system	kV	50	50
	- Maximum voltage of the equipmet	kV	72,5	72,5
	- Rated voltage of surge arrester	kV	48	55
	- Maximum continuous operating voltage (MCOV)	kV	35	44
	- Temporary overvoltage at 1 sg (TOV)	kV	49	49
2.6	Insulation level: (insulator)			
	- Voltage Withstand at freq. industrial, 1 min	kV	140	160
	- Voltage Withstand Impulse 1.2/50 µs	kVp	325	350
2.7	Continuous operation intensity measured in the facto	mA	(*)	1
2.8	Maximum residual voltage for discharge current with			
	- 2 kAp	kVp	(*)	100.5
	- 5 kAp	kVp	(*)	107.2
	- 10 kAp	kVp	(*)	124.7
	- 20 kAp	kVp	(*)	130
	Minimum energy dissipation capacity	kJ/kV	(*)	7
2.1	Pressure limit capacity	kVp	(*)	10
2.11	Insulator			
	- Material		Porcelain	Porcelain
	- Total leakage distance	mm	2268	2 300
	- Specific creepage distance	mm/kV	31	31
2.12	Current characteristics:			
	- Rated discharge current	kAp	5	10
	- Guaranteed current of the protection device against internal overpressures (保护装置电流以防止内部过压)	kA	(*)	10
2.13	Protection characteristics:			
	- Maximum residual voltage at steep Impulse current(陡坡冲击残压)	kVp	(*)	126

	- Level of impulse protection due to switching overvoltages(操作过电压的冲击保护水平)	kVp	(*)	100
	- Impulse protection level due to atmospheric surges (由于大气浪涌引起的冲击保护水平)	kVp	(*)	102
3	DISCHARGE METER	Per phase	Yes	Yes
4	MASSES, DIMENSIONS AND SCHEMES			
4.1	Masses:			
	- Mass of surge arrester	kg	(*)	75
	- Mass of surge arrester in box for transport	kg	(*)	80
4.2	Dimensions:			
	- Plane of the external dimensions of the lightning rod	mm	(*)	1200*250*250
	- Height	mm	(*)	1200
	Diameter	mm	(*)	250
	Dimensions of the packing box	mm	(*)	340*340*1290
5	Accessories			
	As indicated in the technical specifications		Lightning monitor	Lightning monitor

(*) Data to be filled by the Manufacturer

C.2 Transformadores de tensión capacitivos



**TABLE OF GUARANTEED TECHNICAL DATA
VOLTAGE TRANSFORMER 72,5 kV**

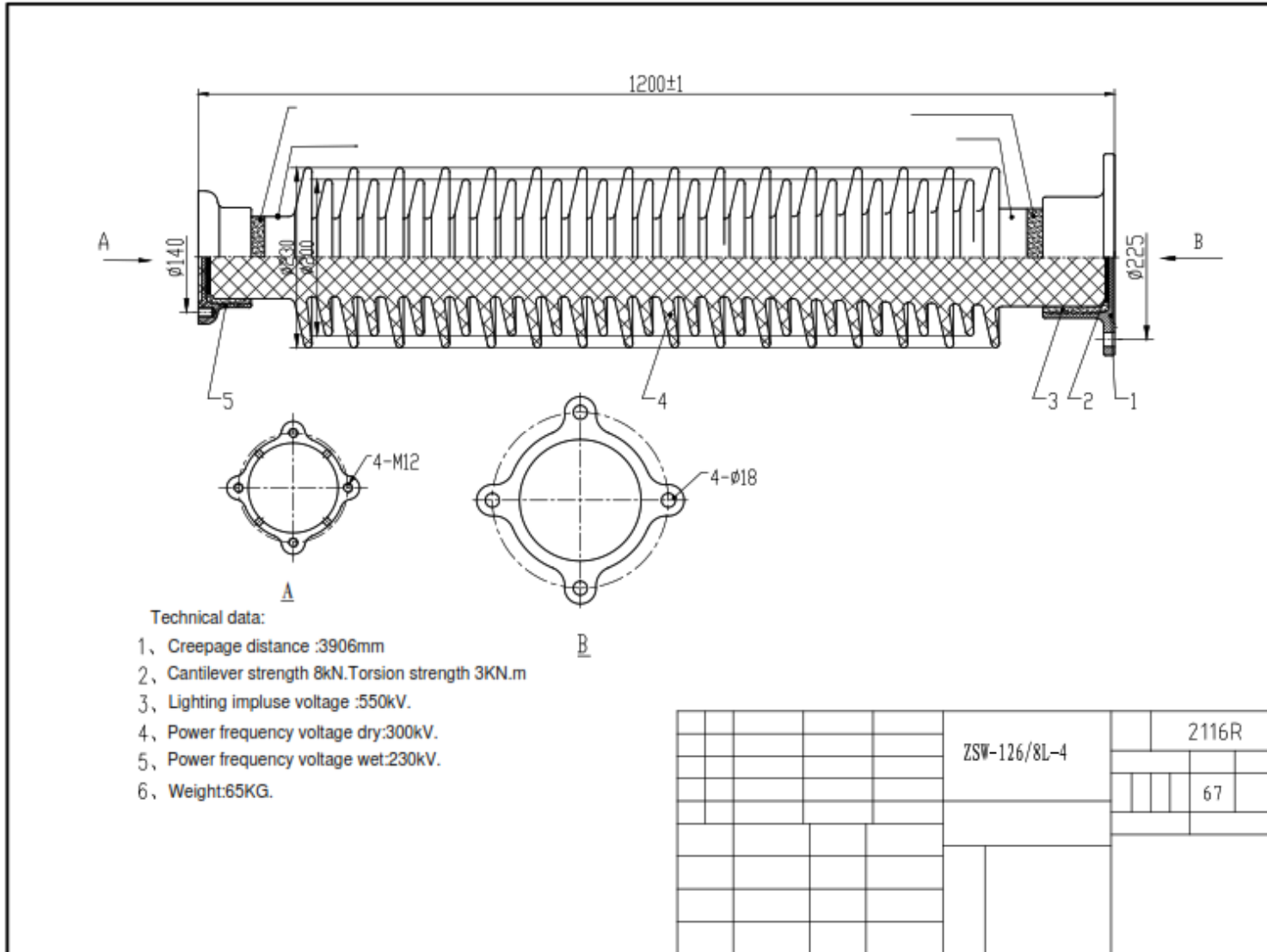
N°	DESCRIPTION	UND	REQUIRED	GUARANTEED
1	GENERAL DATA			
1.1	Maker			Dalian Huayi Electric Power Electric Appliances
1.2	Type		Capacitive	Capacitive
1.3	Country of manufacture			
1.4	height above sea level	m	4 660	4 660
1.5	Manufacturing standards		IEC 61869-5	IEC 61869-1/5
2	NOMINAL DATA AND CHARACTERISTICS			
2.1	Rated Frequency	Hz	60	60
2.2	Tension characteristics:			
	- Nominal system voltage	kV	50	50
	- Maximum system voltage	kV	55	60
	maximum equipment voltage	kV	72,5	72,5
2.3	Isolation level:			
	- Voltage Withstand at freq. industrial, 1 min	kV	140	140
	Voltage Withstand Impulse 1.2/50 μ s}	kV	325	325
2.4	Transformation relation:			
	Nominal voltage of the primary	kV	50/V3	50/V3
	- Nominal voltage of the secondary	kV	0,100/V3	0,100/V3
	- Number of secondary windings		2	2
	- Capacitance	pF	≥ 6000	≥ 10000
	- Dissipation factor	%		0.15
2.5	Consumption and accuracy class:			
	- Measurement		15 VA – 0,2	15 VA – 0,2
	- Protection		15 VA – 3P	15 VA – 3P
2.6	Insulator:			
	- Type			High strength porcelain
	- Material		Porcelain	Porcelain
	- Total flight line	mm	2268	4300
	Specific vanishing line	mm/kV	31	31

Dalian Huayi Electric Power Electric Appliances Co., Ltd.
APPROVED TDS
Dated 17th May 2019 

3	CABLES GROUPING BOX		Yes	Yes
	(one for every 3 units)		Yes	Yes
4	METALLIC SUPPORT AND ANCHORING BOLTS		Yes	Yes
5	MASS, DIMENSIONS AND SCHEMES		Yes	Yes
5.1	Mass:			
	- Total mass of the transformer	kg		550
	- Equipment mass with packing box for transport	kg		600
5.2	Dimensions:		Yes	Yes
	- Plane of the external dimensions of the transformer			620*620*2050mm
	- Maximum diameter to the parts under tension	mm		390mm
	- Total height	mm		2050
	- Total width	mm		620
	Dimensions of the packing box	mm		850*750*2300
	- Minimum height of the base of the support to the lower part of the Porcelain of the insulator	mm		>2500



C.3 Aisladores de soporte tipo poste



ANEXO D: PROTOCOLOS DE PRUEBAS

D.1 Interruptor de potencia



BBC®		Type	EDF SK 1-1
		No. HA	1981268
		date	1988
U	69 kV	U _a	125 V _{DC}
U _w	350 kV	U □	220/240 V 60 Hz
f	60 Hz	U Ⓜ	125 V - Hz
I _n	1200 A	p _{abs} (SF ₆ /20°C)	700 kPa
I _{sc}	24 kA	Vol (SF ₆)	54 dm ³
		m	400 kg
O-0.3s-CO-3min-CO			

D.1.1 Medición del punto de rocío de gas SF₆

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00154



Pág. 7 de 29

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

5 MEDICIÓN DE PUNTO DE ROCIO DE GAS SF₆

5.1 DATOS ACTUALES:

Temperatura ambiente	16.7° C
Humedad Relativa	38.7%

5.2 MEDICIONES DEL SF₆:

PORCENTAJE DE PUREZA (%)	PUNTO DE ROCÍO (ppmv)	CONTENIDO DE SO ₂ (ppmv)
99.8	134	0.0



5.3 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Parámetro	Valores límites según IEC 60480	Valores Medidos	RESULTADO
Porcentaje de pureza	> 97%	99.8%	CORRECTO
Punto de rocío	< 200 ppmv ó 25 ppmw	134 ppmv	CORRECTO
Contenido de SO ₂	< 12ppmv	0.0 ppmv	CORRECTO

Parámetro Presión Relativa	Valores límites	Valores Medidos	RESULTADO
Presión de llenado	7.0bar / 0.7MPa	6.50 bar	CORRECTO
Presión de alarma	< 6.2bar		CORRECTO
Presión de bloqueo	< 6.0bar		CORRECTO

Con el objetivo de trabajar con la presión manométrica nominal que se indica en la placa de datos del interruptor de potencia, se inyectó un cierto volumen de gas SF₆ hasta que el manómetro indique 7 bar.

Llenado de gas SF₆

7 bar obtenidos

D.1.2 Medición del tiempo de operación

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00154



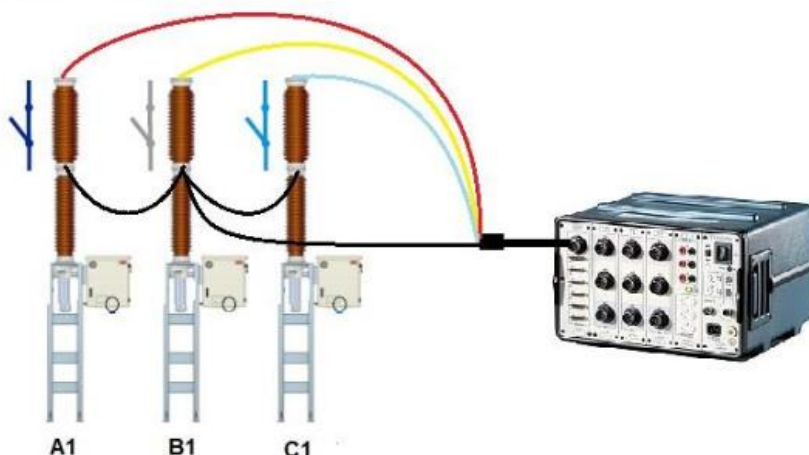
Pág. 11 de 29

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

7 TIEMPOS DE OPERACION DEL INTERRUPTOR

7.1 CONEXIÓN PARA PRUEBA



7.2 RESULTADOS Y EVALUACIÓN CIERRE OC

Mediciones de sincronización del contacto principal					
Referencia de temporización: Desde la iniciación de la prueba			Sincronización del contacto		
ID de canal	Etiqueta	Fase	Temporización de cierre [ms]		En el Módulo
					En el interruptor [ms]
OCB-B	R	Fase PB	47.7	CORRECT	0.7
OCB-A	S	Fase PA	47.3	CORRECT	
OCB-C	T	Fase PC	48.0	CORRECT	

7.3 CONSUMO DE BOBINA CIERRE OC

Canales analógicos						
Canal	Etiqueta	Mínimo		Máximo		RESULTADO
		Sin procesar [V]	Escalado [A]	Sin procesar [V]	Escalado [A]	
Analog-1	BOBINA	-0.049	-0.49	0.39	3.90	CORRECTO

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00154



Pág. 12 de 29

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

7.4 RESULTADOS Y EVALUACIÓN APERTURA CO1 BOBINA 1

Mediciones de sincronización del contacto principal					
Referencia de temporización: Desde la iniciación de la prueba			Sincronización del contacto		
ID de canal	Etiqueta	Fase	Temporización de cierre [ms]		En el Módulo
					En el interruptor [ms]
OCB-B	R	Fase PB	28.7	CORRECT	1.4
OCB-A	S	Fase PA	30.1	CORRECT	
OCB-C	T	Fase PC	29.3	CORRECT	

7.5 CONSUMO DE BOBINA APERTURA CO1

Canales analógicos						
Canal	Etiqueta	Mínimo		Máximo		RESULTADO
		Sin procesar [V]	Escalado [A]	Sin procesar [V]	Escalado [A]	
Analog-1	BOBINA	-0.039	-0.395	0.382	3.824	CORRECTO

7.6 RESULTADOS Y EVALUACIÓN APERTURA CO2 BOBINA 2

Mediciones de sincronización del contacto principal					
Referencia de temporización: Desde la iniciación de la prueba			Sincronización del contacto		
ID de canal	Etiqueta	Fase	Temporización de cierre [ms]		En el Módulo
					En el interruptor [ms]
OCB-B	R	Fase PB	28.4	CORRECT	1.5
OCB-A	S	Fase PA	29.9	CORRECT	
OCB-C	T	Fase PC	29.4	CORRECT	

7.7 CONSUMO DE BOBINA APERTURA CO2

Canales analógicos						
Canal	Etiqueta	Mínimo		Máximo		RESULTADO
		Sin procesar [V]	Escalado [A]	Sin procesar [V]	Escalado [A]	
Analog-1	BOBINA	-0.037	-0.365	0.40	4.00	CORRECTO

D.2 Seccionador de línea y seccionador de tierra



D.2.1 Resistencia de contactos

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00155



PAN AMERICAN
— SILVER —



Pág. 5 de 16

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

5 PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

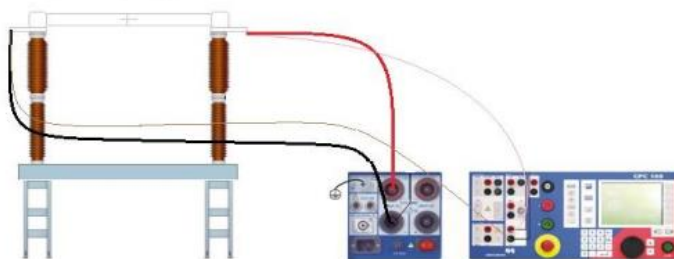
5.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Valor de aceptación según norma IEC56

Hasta 25kV	100 $\mu\Omega$ a 350 $\mu\Omega$
25kV - 120kV	80 $\mu\Omega$ a 200 $\mu\Omega$
120kV - 330kV	<100 $\mu\Omega$
330kV - 735kV	20 $\mu\Omega$ a 80 $\mu\Omega$

Si existe un incremento del 20% respecto a los valores SAT o FAT se requiere mantenimiento.

5.2 CONEXIÓN PARA PRUEBA



5.3 VALORES MEDIDOS DE LAS CUCHILLAS PRINCIPALES

FASE	Corriente Inyectada [A _{dc}]	Corriente Medida [A _{dc}]	Tensión Medida [mV _{dc}]	Resistencia Medida [$\mu\Omega$]	Resultado
R	100	100.04	12.488	124.83	CORRECTO
	200	200.00	25.1942	125.97	CORRECTO
S	100	100.00	11.527	115.27	CORRECTO
	200	200.03	22.8913	114.44	CORRECTO
T	100	100.01	12.5755	125.74	CORRECTO
	200	199.99	25.0993	125.50	CORRECTO

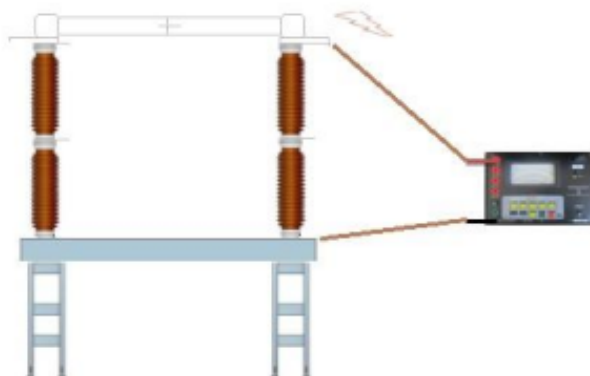
5.4 VALORES MEDIDOS DEL SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA

FASE	Corriente Inyectada [Adc]	Corriente Medida [Adc]	Tensión Medida [mVdc]	Resistencia Medida [$\mu\Omega$]	Resultado
R	100	100.60	16.9039	168.03	CORRECTO
	200	200.00	26.6713	133.36	CORRECTO
S	100	100.01	13.6896	136.88	CORRECTO
	200	200.07	27.0889	135.39	CORRECTO
T	100	100.07	16.5834	165.72	CORRECTO
	200	199.95	32.6597	163.34	CORRECTO

D.2.2 Resistencia de aislamiento

6 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

6.1 CONEXIÓN PARA PRUEBA



6.2 RESUMEN DE RESULTADOS SECCIONADOR DE LÍNEA FASE R

FASE	Aislamiento	Conexión	Cond. Ambientales		Tensión 1min [V DC]	MEDIDOS	RESULTADO
			Tamb. [°C]	Humedad [%]		Resistencia de aislamiento [GΩ]	
R	Porcelana	Fase-Tierra	19.0	31.2	5000	170	CORRECTO

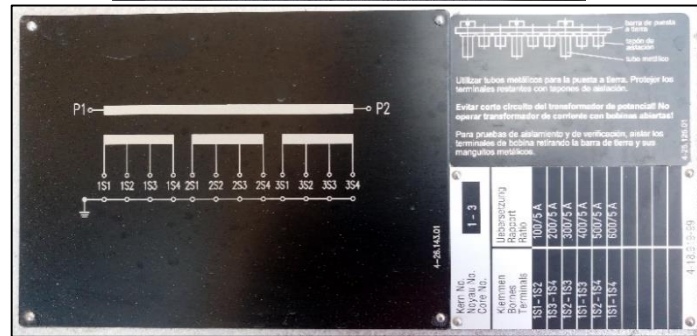
6.3 RESUMEN DE RESULTADOS SECCIONADOR DE LÍNEA FASE S

FASE	Aislamiento	Conexión	Cond. Ambientales		Tensión 1min [V DC]	MEDIDOS	RESULTADO
			Tamb. [°C]	Humedad [%]		Resistencia de aislamiento [GΩ]	
S	Porcelana	Fase-Tierra	19.0	31.2	5000	120	CORRECTO

6.4 RESUMEN DE RESULTADOS SECCIONADOR DE LÍNEA FASE T

FASE	Aislamiento	Conexión	Cond. Ambientales		Tensión 1min [V DC]	MEDIDOS	RESULTADO
			Tamb. [°C]	Humedad [%]		Resistencia de aislamiento [GΩ]	
T	Porcelana	Fase-Tierra	19.0	31.2	5000	160	CORRECTO

D.3 Transformadores de corriente



D.3.1 Relación de transformación

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00156



Pág. 8 de 38

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

5 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

5.1 VALORES DE ACEPTACIÓN: IEC 60044-1 TC MEDICIÓN

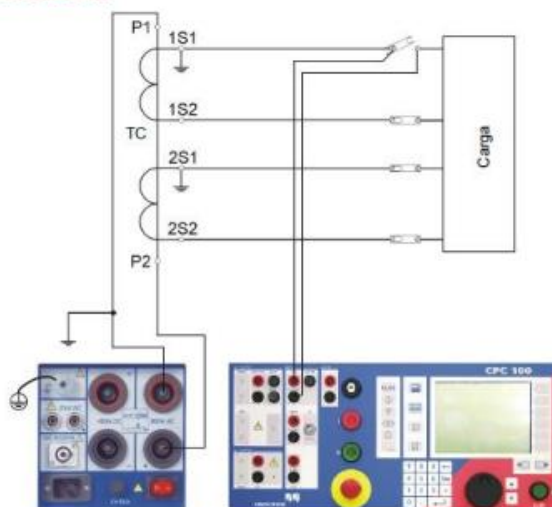
Clase de precisión	±Error de relación [%] a % de corriente				±Desplazamiento en grados [°]			
	5%	20%	100%	120%	5%	20%	100%	120%
0.1	0.40	0.20	0.10	0.10	7.5	4.0	2.5	2.5
0.2	0.75	0.35	0.20	0.20	15.0	7.5	5.0	5.0
0.5	1.50	0.75	0.50	0.50	45.0	22.5	15.0	15.0
1	3.00	1.50	1.00	1.00	90.0	45.0	30.0	30.0

5.2 VALORES DE ACEPTACIÓN: IEC 60044 -1 TC PROTECCIÓN

Clase de precisión	Error de relación a corriente nominal [%]	Desplazamiento a corriente nominal [°]	Error compuesto a Corriente Limite de precisión [%]
5P	± 1	± 30	5
10P	± 3	± 30	10

Los Factores Limite de Precisión son: 5, 10, 15, 20 y 30

5.3 CONEXIÓN PARA PRUEBA:



5.4 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FASE R SERIE 2006 3379 01/11

BOBINADO	CONEXIÓN	RTC Nominal		Iprim Inyectada		Isec Medido		ERROR	RESULTADO
		Iprim [A]	Isec [A]	Iprim [A]	Isec [A]	MAG [%]	ANG [°]		
MEDICIÓN	1S2-1S3	300	5	299.96	4.9953	-0.08	0.12	CORRECTO	
PROTECCIÓN 1	2S2-2S3	300	5	299.94	5.0315	0.65	0.17	CORRECTO	
PROTECCIÓN 2	3S2-3S3	300	5	299.95	4.9889	-0.20	0.17	CORRECTO	

5.5 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FASE S SERIE 2006 3379 01/10

BOBINADO	CONEXIÓN	RTC Nominal		Iprim Inyectada		Isec Medido		ERROR	RESULTADO
		Iprim [A]	Isec [A]	Iprim [A]	Isec [A]	MAG [%]	ANG [°]		
MEDICIÓN	1S2-1S3	300	5	299.97	4.9967	-0.05	0.07	CORRECTO	
PROTECCIÓN 1	2S2-2S3	300	5	299.97	5.0301	0.61	0.17	CORRECTO	
PROTECCIÓN 2	3S2-3S3	300	5	300.00	4.9909	-0.16	0.13	CORRECTO	

5.6 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FASE T SERIE 2006 3379 01/12

BOBINADO	CONEXIÓN	RTC Nominal		Iprim Inyectada		Isec Medido		ERROR	RESULTADO
		Iprim [A]	Isec [A]	Iprim [A]	Isec [A]	MAG [%]	ANG [°]		
MEDICIÓN	1S2-1S3	300	5	300.03	4.9978	-0.05	0.05	CORRECTO	
PROTECCIÓN 1	2S2-2S3	300	5	299.95	4.9886	-0.21	0.22	CORRECTO	
PROTECCIÓN 2	3S2-3S3	300	5	299.91	4.9935	-0.10	0.07	CORRECTO	

D.3.2 Curva de excitación

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00156



Pág. 10 de 38

Revisión 1

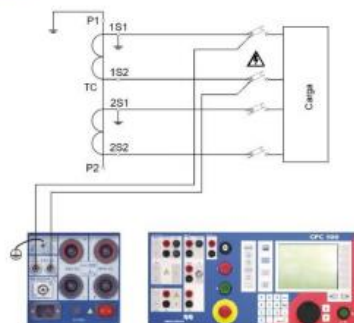
06 de noviembre de 2020

6 PRUEBA DE CURVA DE EXCITACIÓN

6.1 NORMAS APLICABLES:

IEC/BS: Según norma IEC60044-1 el punto de inflexión se define como el punto de la curva en el que un incremento de la tensión del 10% provoca un aumento de corriente del 50%

6.2 CONEXIÓN PARA PRUEBA:



6.3 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FASE R SERIE 2006 3379 01/11

BOBINADO	CONEXIÓN	Norma	RTC		MEDIDOS		RESULTADO
			Iprim [A]	Isec [A]	V inflexión [V]	I inflexión [mA]	
MEDICIÓN	1S2-1S3	IEC/BS	300	5	12.36	18.103	CORRECTO
PROTECCIÓN 1	2S2-2S3	IEC/BS	300	5	166.04	115.93	CORRECTO
PROTECCIÓN 2	3S2-3S3	IEC/BS	300	5	169.95	111.78	CORRECTO

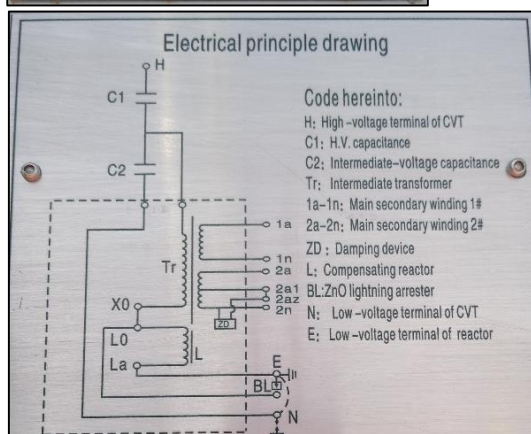
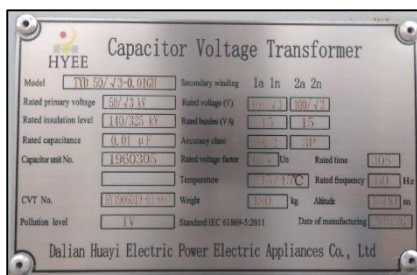
6.4 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FASE S SERIE 2006 3379 01/10

BOBINADO	CONEXIÓN	Norma	RTC		MEDIDOS		RESULTADO
			Iprim [A]	Isec [A]	V inflexión [V]	I inflexión [mA]	
MEDICIÓN	1S2-1S3	IEC/BS	300	5	12.80	18.334	CORRECTO
PROTECCIÓN 1	2S2-2S3	IEC/BS	300	5	169.40	112.57	CORRECTO
PROTECCIÓN 2	3S2-3S3	IEC/BS	300	5	169.45	113.84	CORRECTO

6.5 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE CORRIENTE FASE T SERIE 2006 3379 01/12

BOBINADO	CONEXIÓN	Norma	RTC		MEDIDOS		RESULTADO
			Iprim [A]	Isec [A]	V inflexión [V]	I inflexión [mA]	
MEDICIÓN	1S2-1S3	IEC/BS	300	5	12.84	20.268	CORRECTO
PROTECCIÓN 1	2S2-2S3	IEC/BS	300	5	167.56	117.83	CORRECTO
PROTECCIÓN 2	3S2-3S3	IEC/BS	300	5	166.25	129.78	CORRECTO

D.4 Transformadores de tensión capacitivos



D.4.1 Relación de transformación

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00157



Pág. 8 de 23

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

5 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

5.1 VALORES DE ACEPTACIÓN: IEC 61869-5 TT NÚCLEO DE MEDICIÓN

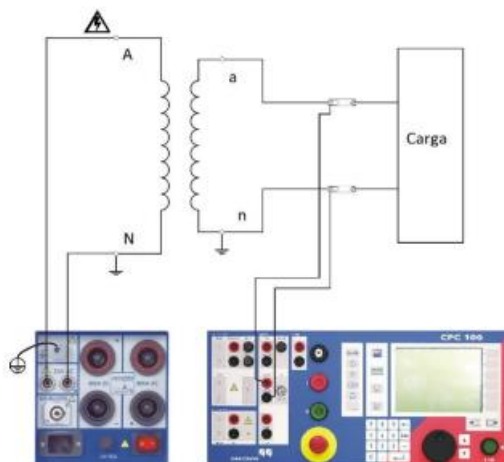
Clase de precisión	±Error de relación [%] a % de Tensión Entre el 80 -120%	±Desplazamiento en grados [min]
0.1	±0.1	±5
0.2	±0.2	±10
0.5	±0.5	±20
1	±1.0	±40
3	±3.0	No especificado

5.2 VALORES DE ACEPTACIÓN: IEC 61869-5 TT NÚCLEO DE PROTECCIÓN

Clase de precisión	Error de relación a Tensión entre el 25al 100% de la tensión nominal en [%]	Desplazamiento a corriente nominal [min]
3P	± 3.0	± 120
6P	± 6.0	± 240

A menos del 2% de la tensión nominal, los errores de magnitud y fase son el doble.

5.3 CONEXIÓN PARA PRUEBA:



5.4 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE TENSÓN FASE R SERIE HY1906019-01-002

FASE	BOBINADO	CONEXIÓN	RTC Nominal		Vprim Inyect.	Vsec Medido	ERROR		RESULTADO
			Vprim [V]	Vsec [V]	Inyect. [V]	Vmedido [V]	MAG [%]	ANG [°]	
R	MEDICIÓN	A1a-A1n	$50,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	999.80	2.002	0.13	0.05	CORRECTO
	PROTECCIÓN	A2a-A2n	$50,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	999.79	2.002	0.14	0.05	CORRECTO

5.5 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE TENSÓN FASE S SERIE HY1906019-01-001

FASE	BOBINADO	CONEXIÓN	RTC Nominal		Vprim Inyect.	Vsec Medido	ERROR		RESULTADO
			Vprim [V]	Vsec [V]	Inyect. [V]	Vmedido [V]	MAG [%]	ANG [°]	
S	MEDICIÓN	B1a-B1n	$50,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	999.77	2.003	0.18	0.05	CORRECTO
	PROTECCIÓN	B2a-B2n	$50,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	999.83	2.003	0.19	0.05	CORRECTO

5.6 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE TENSÓN FASE T SERIE HY1906019-01-003

FASE	BOBINADO	CONEXIÓN	RTC Nominal		Vprim Inyect.	Vsec Medido	ERROR		RESULTADO
			Vprim [V]	Vsec [V]	Inyect. [V]	Vmedido [V]	MAG [%]	ANG [°]	
T	MEDICION	C1a-C1n	$50,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	999.84	2.003	0.16	0.05	CORRECTO
	PROTECCION	C2a-C2n	$50,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	999.84	2.003	0.17	0.05	CORRECTO

D.4.2 Capacitancia y pérdidas

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00157



Pág. 12 de 23

Revisión 1

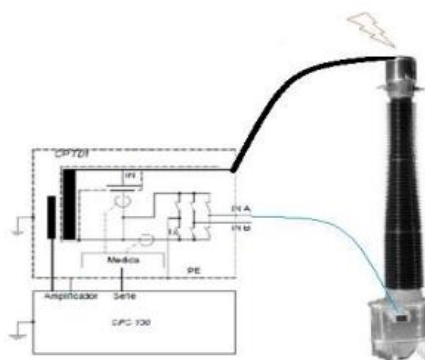
06 de noviembre de 2020

8 CAPACITANCIA Y PÉRDIDAS.

8.1 VALORES DE ACEPTACIÓN:

Porcelana del TT	Bueno	Se debe investigar
Nuevo	DF < 1%	DF < 2%
Envejecido por el uso	DF < 3%	DF > 5%

8.2 CONEXIÓN PARA PRUEBA



8.3 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE TENSIÓN FASE R SERIE HY1906019-01-002

FASE	Aislamiento	Conexión	Tamb. [°C]	Tensión [V @ 60Hz]	MEDIDOS			RESULTADO
					Capacitancia [nF]	Pérdidas [W]	Tangente Delta [%]	
R	TOTAL	GST	10.7	10000	10.086	0.8028	0.2111	CORRECTO

8.4 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE TENSIÓN FASE S SERIE HY1906019-01-001

FASE	Aislamiento	Conexión	Tamb. [°C]	Tensión [V @ 60Hz]	MEDIDOS			RESULTADO
					Capacitancia [nF]	Pérdidas [W]	Tangente Delta [%]	
S	TOTAL	GST	10.7	10000	10.1124	0.8349	0.2189	CORRECTO

8.5 RESUMEN DE RESULTADOS TRANSFORMADOR DE TENSIÓN FASE T SERIE HY1906019-01-003

FASE	Aislamiento	Conexión	Tamb. [°C]	Tensión [V @ 60Hz]	MEDIDOS			RESULTADO
					Capacitancia [nF]	Pérdidas [W]	Tangente Delta [%]	
T	TOTAL	GST	10.7	10000	10.059	0.7709	0.2032	CORRECTO

D.5 Pararrayos



D.5.1 Resistencia de aislamiento

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00158



Pág. 6 de 11

Revisión 1

06 de noviembre de 2020

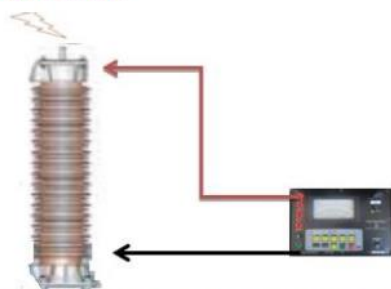
5 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

5.1 VALORES DE ACEPTACIÓN: NETA 2007

TABLE 100.1
Insulation Resistance Test Value
Electrical Apparatus and Systems

Nominal Rating Of Equipment in Volts	Minimum Test Voltaje, DC	Recommended Minimum Insulation Resistance in Megohms
5,000	2,500	1,000
34,500 and above	5,000	100,000

5.2 CONEXIÓN PARA PRUEBA



5.3 RESUMEN DE RESULTADOS PARARRAYO FASE R SERIE 20275

FASE	Aislamiento	Conexión	Cond. Ambientales		Tensión 1min [V DC]	MEDIDOS	RESULTADO
			Tamb. [°C]	Humedad [%]		Resistencia de aislamiento [GΩ]	
R	Porcelana	Fase-Tierra	16.7	30.8	5000	440	CORRECTO

5.4 RESUMEN DE RESULTADOS PARARRAYO FASE S SERIE 20273

FASE	Aislamiento	Conexión	Cond. Ambientales		Tensión 1min [V DC]	MEDIDOS	RESULTADO
			Tamb. [°C]	Humedad [%]		Resistencia de aislamiento [GΩ]	
S	Porcelana	Fase-Tierra	16.7	30.8	5000	450	CORRECTO

5.5 RESUMEN DE RESULTADOS PARARRAYO FASE T SERIE 20274

FASE	Aislamiento	Conexión	Cond. Ambientales		Tensión 1min [V DC]	MEDIDOS	RESULTADO
			Tamb. [°C]	Humedad [%]		Resistencia de aislamiento [GΩ]	
T	Porcelana	Fase-Tierra	16.7	30.8	5000	400	CORRECTO

D.5.2 Tangente delta

PROTOCOLO DE PRUEBAS

PTC-PPLTSE-00158



Pág. 7 de 11

Revisión 1

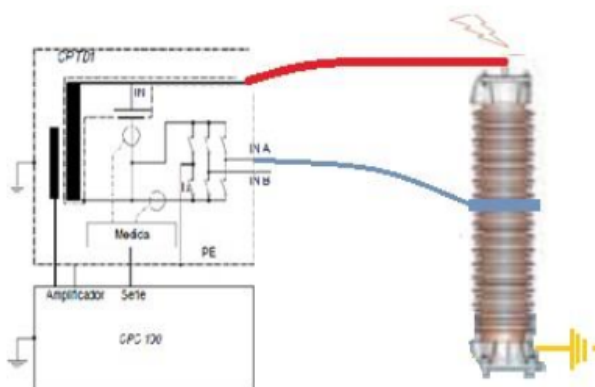
06 de noviembre de 2020

6 AISLAMIENTO - TANGENTE DELTA.

6.1 VALORES DE ACEPTACIÓN:

Pérdidas	Bueno	Se debe investigar
Varistor	< 200mW	> 1W
Porcelana	< 20mW	> 100W

6.2 CONEXIÓN PARA PRUEBA



6.3 RESUMEN DE RESULTADOS PARARRAYO FASE R SERIE 20275

FASE	Aislamiento	Conexión	Tamb. [°C]	Tensión [kV @60Hz]	MEDIDOS			RESULTADO
					Capacitancia [pF]	Pérdidas [mW]	Tangente Delta [%]	
R	Total	GST	12	10	7.258	2.8	0.4073	CORRECTO





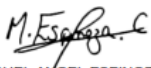

6.4 RESUMEN DE RESULTADOS PARARRAYO FASE S SERIE 20273


FASE	Aislamiento	Conexión	Tamb. [°C]	Tensión [kV @60Hz]	MEDIDOS			RESULTADO
					Capacitancia [pF]	Pérdidas [mW]	Tangente Delta [%]	
S	Total	GST	12	10	8.135	2.7	0.3889	CORRECTO

6.5 RESUMEN DE RESULTADOS PARARRAYO FASE T SERIE 20274

FASE	Aislamiento	Conexión	Tamb. [°C]	Tensión [kV @60Hz]	MEDIDOS			RESULTADO
					Capacitancia [pF]	Pérdidas [mW]	Tangente Delta [%]	
T	Total	GST	12	10	9.469	3.7	0.403	CORRECTO

D.6 Resistencia de aislamiento del cable N2XSY

	PROTOCOLO DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE CABLE 2.3 kV	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00140			
		Versión: 0			
		Hoja: 1 de 1			
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA			
Proyecto: VARIANTE DE L.T 50 kV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV		Propietario: COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.			
1.- TRABAJO A REALIZAR :					
Medir la resistencia de aislamiento del nuevo cable de 2.3 kV, antes de conectar el mismo entre la barra de 2.3 kV de la caseta antigua y la celda de llegada 2.3 kV de la nueva caseta de control					
2.- DATOS GENERALES :					
N° de plano o documento de ubicación: P.I 100C.19.37					
Fecha : 03/03/2020 Hora inicio: 11:00 Hora Fin: 13:00					
Responsable del trabajo : Miguel Angel Espinoza Cruz Firma : _____					
Ejecutado por : Engels Fretel Firma : _____					
3.- EQUIPO UTILIZADO :					
Instrumento: Megóhmetro	N° de Serie: MM 4381 C	Categoría: CAT. III - 600 V			
Marca: MEGABRAS	Tensión de Prueba: 500 - 5000 Vdc	Fecha de calibración: 09/05/2019			
Modelo: MD5060x	Corriente de salida: No se especifica	Fecha de expiración: 09/05/2020			
3.- INSPECCIÓN VISUAL :					
El cable de 2.3 kV es del calibre y tiene el tipo de aislamiento indicado en los planos de la ingeniería de detalle.					
Los terminales termocontraíbles ya están instalados en ambos extremos del cable de 2.3 kV.					
El cable de 2.3 kV no presenta daños, deterioros y deformaciones.					
Los terminales termocontraíbles están correctamente adheridos, ajustados y/o prensados.					
<input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A N.A : No Aplica					
4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE CONEXIÓN :					
					
5.- REGISTRO DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO :					
FASE	AISLAMIENTO	CONEXIÓN	TENSIÓN DE PRUEBA APLICADA	VALORES MEDIDOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	EVIDENCIAS FOTOGRÁFICAS
R (Verde)	Polietileno Reticulado (XLPE)	Fase-Tierra	2500 Vdc	> 5 TΩ	
S (Blanco)	Polietileno Reticulado (XLPE)	Fase-Tierra	2500 Vdc	> 5 TΩ	
T (Rojo)	Polietileno Reticulado (XLPE)	Fase-Tierra	2500 Vdc	> 5 TΩ	
R-S	Polietileno Reticulado (XLPE)	Fase-Fase	2500 Vdc	> 5 TΩ	
S-T	Polietileno Reticulado (XLPE)	Fase-Fase	2500 Vdc	> 5 TΩ	
T-R	Polietileno Reticulado (XLPE)	Fase-Fase	2500 Vdc	> 5 TΩ	
Valor mínimo permitido para cables de hasta 5 kV : 1GΩ (Tabla 100.1 de la norma ANSI/NETA ATS-2009)					
6.- OBSERVACIONES :					
SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.		RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: ALDO MARCELO ESPINOZA ORTEGA <small>INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP N° 194014</small>		SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:	

	PROTOCOLO DE ENERGIZACIÓN CELDAS 2.3 kV Y TABLEROS SS.AA	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00141
		Versión: 0
		Hoja: 2 de 2
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA

Proyecto: **VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV** Propietario: **COMPAÑIA MINERA ARGENTUM S.A.**

5.- REGISTRO FOTOGRAFICO :



Reconexión del cable 2.3 kV



Energización de celda de llegada 2.3 kV



Bloqueo y Etiquetado




Revelado de tensión en el tablero SS.AA de AC

6.- OBSERVACIONES :

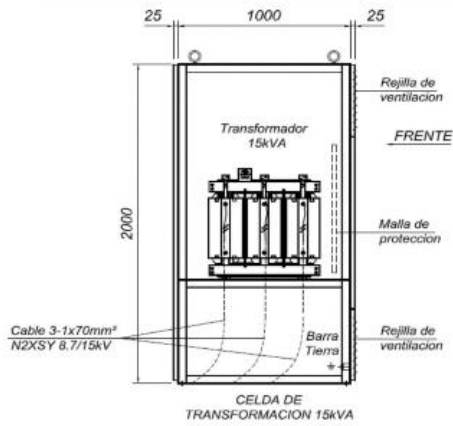
- Cambiar las líneas de tierra (cable verde-amarillo) de la puertas de las celdas de llegada 2.3 kV y la de transformación 2.3 kV / 0.4 kV por cables más largos y de menor calibre.
- Colocar marcas señalizadoras de fases a la salida del transformador seco (400 Vac / 230 Vac).
- Antes de energizar la celda de llegada 2.3 kV (caseta nueva), se realizó el reconexión del cable 2.3 kV a la barra de la celda 2.3 kV (caseta antigua).
- Se volvió a medir la resistencia de aislamiento del cable 2.3 kV y se torqué todos los pernos, tanto en las celdas como en los tableros.

SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.	RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: ALDO MARCELO ESTRATTI CORTES INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. GIP Nº 164314	SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:
---	--	---

	PROTOCOLO DE ENERGIZACIÓN CELDAS 2.3 kV Y TABLEROS SS.AA	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00142
		Versión: 0
		Hoja: 2 de 2
		Especialidad: ELECTROMECÁNICA

Proyecto: **VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV** Propietario: **COMPAÑIA MINERA ARGENTUM S.A.**

4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO ELÉCTRICO :



5.- REGISTRO FOTOGRAFICO :



TAPS EN POSICIÓN 3-4



MEDICIÓN INICIAL DE LA TENSIÓN FASE-NEUTRO



TAPS EN POSICIÓN 1-2


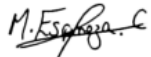




MEDICIÓN FINAL DE LA TENSIÓN FASE-NEUTRO

6.- OBSERVACIONES :

<p>SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma: <i>M. Espinoza</i> Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.</p>	<p>RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma: <i>[Signature]</i> Nombres y Apellidos: ALDO MARCELO ESTEBAN ORTIGUA INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP N° 196014</p>	<p>SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:</p>
--	---	---

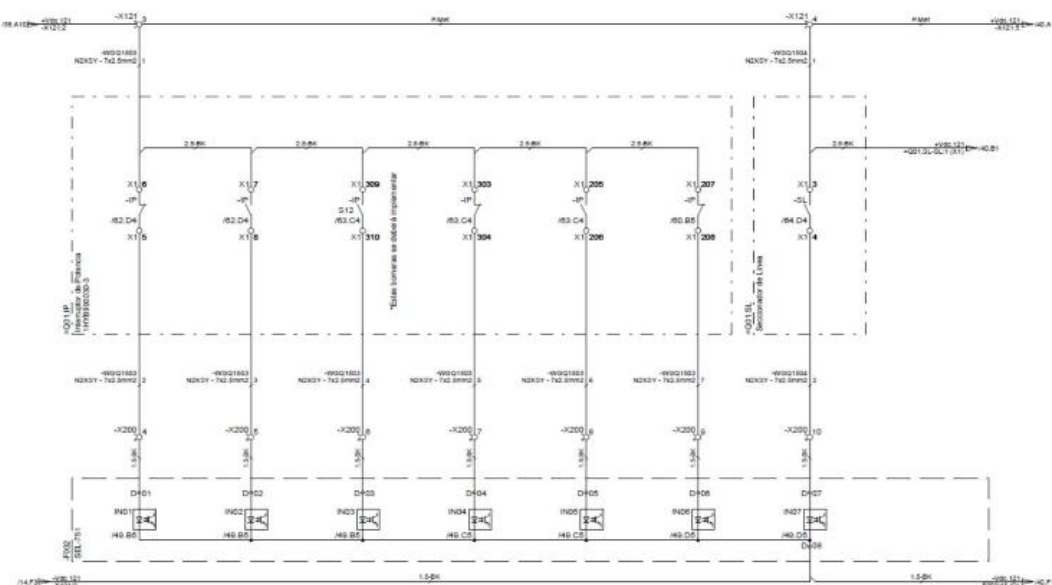
D.9 Conexión de cables de control y energía en el interruptor de potencia

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO EN EL INTERRUPTOR DE POTENCIA	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00143															
		Versión: 0															
		Hoja: 1 de 2															
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA															
Proyecto: VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV Propietario: COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.																	
1.- TRABAJO A REALIZAR : Tendido y conexionado entre los tableros de SS.AA, tanto en AC como en DC, el tablero de protecciones y la caja de mando del interruptor de potencia.																	
2.- DATOS GENERALES : N° de plano o documento de ubicación: INDX-105-2019-ING-SEAMIG-EEF-001 PNLK-SEAMG-IS-0003 Fecha inicial : 09/03/2020 Hora Inicio: 08:00 Hora Fin: 17:30 Fecha final : 10/03/2020 Hora Inicio: 08:00 Hora Fin: 13:00 Responsable del trabajo : Miguel Angel Espinoza Cruz Firma : _____ Ejecutado por : Engels Fretel Firma : _____																	
2.- INSPECCIÓN VISUAL : Los esquemas funcionales se encuentran actualizados como parte de la ingeniería secundaria. La ficha de conexionado se encuentra actualizado como parte de la ingeniería secundaria. El metrado de los cables a conexionar, tanto de control como de energía, ya se encuentran definidos. El metrado de las letras y los números marcadores, ya se encuentran definidos. Las herramientas manuales a utilizar, tales como: winche pasacable, prensaterminales tipo alicate, desarmador planos y/o estrellas, multimetro digital, escalera tipo tijera, etc, se encuentran en buen estado.																	
<table border="1"> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> </table>			<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<table border="1"> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> </table>			<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<table border="1"> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> </table>			<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A															
N.A : No Aplica																	
3.- PASOS A REALIZAR :																	
PASO	EQUIPO	ACCIÓN	V.B	FECHA	HORA												
		IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS															
01	Tablero SS.AA - AC S.E. El Amigo	Inspeccionar el interruptor termomagnético (Q1) que alimenta a los auxiliares del interruptor de potencia, básicamente para el sistema de anticondensación e iluminación.	<input checked="" type="checkbox"/>	09/03/2020	08:00:00												
02	Tablero SS.AA - DC S.E. El Amigo	Inspeccionar los interruptores termomagnéticos (Q2 y Q3) que alimentan al motor y al circuito de control del interruptor de potencia, respectivamente.	<input checked="" type="checkbox"/>	09/03/2020	08:05:00												
03	Tablero de Protecciones S.E. El Amigo	Inspeccionar los grupos de borneras (X21, X92, X100, X111, X112, X121, X132 y X200) que interactúan y forman parte del circuito de control del interruptor de potencia. También se inspeccionará las borneras contrapuestas, es decir, en el lado de la caja de mando del interruptor, y los cables de control (apantallados) que se conectarán.	<input checked="" type="checkbox"/>	09/03/2020	08:10:00												
04	Interruptor de Potencia S.E. El Amigo	Inspeccionar las borneras (5, 6, 8, 11, 12, 25, 26, +81, -82, -83, +85, -86, 91L, 91N, 101, 111, 121, 203, 204, 206, 208 y 304) que interactúan con los tableros de SS.AA, tanto en AC como en DC, y el tablero de protecciones; y los cables de control (apantallados) y de energía que se conectarán.	<input checked="" type="checkbox"/>	09/03/2020	08:35:00												
		TENDIDO DE CABLES DE CONTROL Y DE ENERGÍA															
05	Tableros de SS.AA, Tablero de Protecciones e Interruptor de Potencia S.E. El Amigo	Tendido de los cables de control y energía seleccionados según los esquemas funcionales actualizados. Se utilizará el winche pasacables de acero para el tendido entre la canaleta y la caja de mando del interruptor, y entre estos y el transformador de tensión capacitivo. Se debe dejar por lo menos 1m de cable de reserva a ambos lados del tendido para poder peinar los cables con facilidad.	<input checked="" type="checkbox"/>	09/03/2020	09:30:00												
		CONEXIONADO DE CABLES DE CONTROL Y DE ENERGÍA															
06	Tableros de SS.AA, Tablero de Protecciones e Interruptor de Potencia S.E. El Amigo	Instalación de terminales tipo punta para cables de 2.5mm ² , 4mm ² y 6 mm ² .	<input checked="" type="checkbox"/>	09/03/2020	14:00:00												
		Colocación de letras y números marcadores, tanto para el cable en su conjunto como para cada uno de sus hilos. Los hilos libres deberán estar aislados.	<input checked="" type="checkbox"/>	10/03/2020	08:00:00												
		Se realizará el "timbrado" o la medida de continuidad de todos los circuitos pertenecientes al conexionado externo.	<input checked="" type="checkbox"/>														
		Se revisará el conexionado interno del interruptor con la finalidad de retirar las conexiones y/o puentes que no forman parte del esquema funcional actualizado. Se utilizarán las borneras libres o se liberarán borneras para completar el conexionado externo. Del conexionado interno, únicamente se tiene que utilizar los contactos libres, ya que si utilizamos contactos en uso, es posible que se lleven señales DC (+) o (-) a borneras no deseadas.	<input checked="" type="checkbox"/>	10/03/2020	10:00:00												
	S.E. El Amigo	Ajustar todos los bornes en donde estarán conectados los terminales tipo punta, tanto del conexionado externo como interno.															
SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.		RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: ALVARO WARKELSO BENAVENTE CARREZA <small>INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. OIP N° 184014</small>		SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:													

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00143
		Versión: 0
		Hoja: 2 de 2
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA

Proyecto: **VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kv / 4.16 kv / 2.3 kv** Propietario: **COMPAÑIA MINERA ARGENTUM S.A.**

4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO FUNCIONAL :



5.- REGISTRO FOTOGRAFICO :



IDENTIFICACIÓN DE BORNERAS DE LA CAJA DE MANDO



CONEXIONADO DE CABLES DE CONTROL Y ENERGÍA CONCLUIDOS


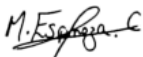

6.- OBSERVACIONES :

SUPERVISOR DE CALIDAD	
Fecha:	10/11/2020
Firma:	
Nombres y Apellidos:	MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.

RESIDENTE DE OBRA	
Fecha:	10/11/2020
Firma:	
Nombres y Apellidos:	ALDO WAZIRLEO ESPINOZA CORNEJO INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. COP N° 164014

SUPERVISOR DE ARGENTUM	
Fecha:	
Firma:	
Nombres y Apellidos:	

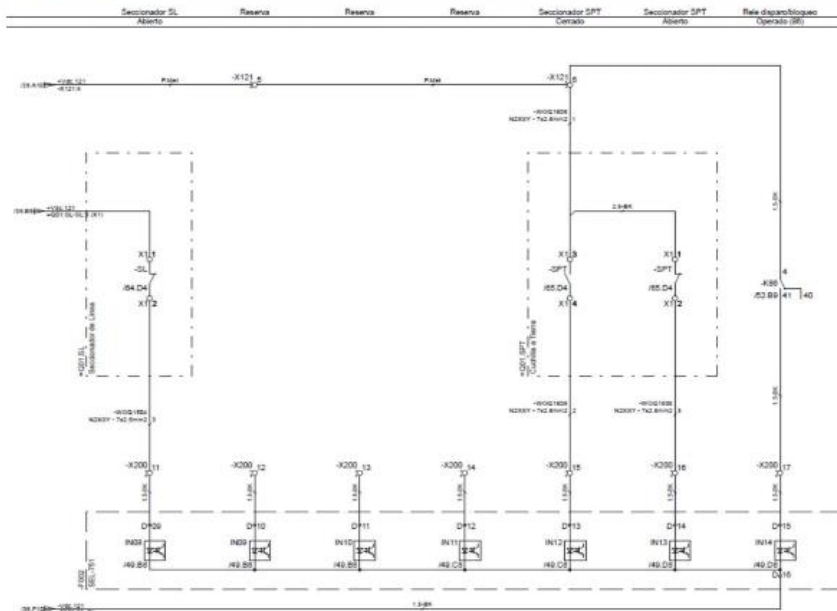
D.10 Conexionado de cables de control en los seccionadores tripolares

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO DE LOS SECCIONADORES TRIPOLARES	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00144			
			Versión: 0		
			Hoja: 1 de 2		
			Especialidad: ELECTROMECAÁNICA		
Proyecto: VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV Propietario: COMPAÑIA MINERA ARGENTUM S.A.					
1.- TRABAJO A REALIZAR :					
Tendido y conexionado entre el tablero de protecciones y las cajas de contactos auxiliares, tanto para el seccionador de Línea (SL) como para el seccionador de puesta a tierra (SPT).					
2.- DATOS GENERALES :					
N° de plano o documento de ubicación: INDX-105-2019-ING-SEAMIG-EEF-001 PNLK-SEAMG-IS-0003					
Fecha inicial : <u>11/03/2020</u> Hora Inicio: <u>08:00</u> Hora Fin: <u>13:00</u>					
Responsable del trabajo : <u>Miguel Angel Espinoza Cruz</u> Firma : _____					
Ejecutado por : <u>Engels Fretel</u> Firma : _____					
2.- INSPECCIÓN VISUAL :					
Los esquemas funcionales se encuentran actualizados como parte de la ingeniería secundaria. <input checked="" type="checkbox"/> Sí					
La ficha de conexionado se encuentra actualizado como parte de la ingeniería secundaria. <input type="checkbox"/> No					
El metrado de los cables de control a conexionar, ya se encuentran definidos. <input type="checkbox"/> No					
El metrado de las letras y los números marcadores, ya se encuentran definidos. <input type="checkbox"/> No					
Las herramientas manuales a utilizar, tales como: winche pasacable, prensaterminales tipo alicate, desarmadores planos y/o estrellas, multimetro digital, escalera tipo tijera, etc, se encuentran en buen estado. <input type="checkbox"/> No					
N.A : No Aplica					
3.- PASOS A REALIZAR :					
PASO	EQUIPO	ACCIÓN	V.B	FECHA	HORA
IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS					
01	Tablero de Protecciones	Inspeccionar los grupos de borneras (X121 y X200) que interactúan y forman parte del circuito de control de los seccionadores tripolares (SL y SPT).	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	08:00:00
	S.E. El Amigo	También se inspeccionará las borneras contrapuestas, es decir, en el lado de las cajas de contactos auxiliares, y los cables de control (apantallados) que se conectarán.			
02	Seccionador de Línea y Seccionador de Puesta a Tierra	Inspeccionar los contactos (1, 2, y 24) de los seccionadores tripolares que interactúan con el tablero de protecciones, y los cables de control (apantallados).	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	08:10:00
	S.E. El Amigo				
TENDIDO DE CABLES DE CONTROL					
03	Tablero de Protecciones, Seccionador de Línea y Seccionador de Puesta a Tierra	Tendido de los cables de control seleccionados según los esquemas funcionales actualizados. Se utilizará el winche pasacables de acero para el tendido entre la canaleta y la caja de contactos auxiliares tanto para el SL como para el SPT.	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	08:20:00
	S.E. El Amigo	Se debe dejar por lo menos 1m de cable de reserva a ambos lados del tendido para poder peinar los cables con facilidad.			
CONEXIONADO DE CABLES DE CONTROL					
04	Tablero de Protecciones, Seccionador de Línea y Seccionador de Puesta a Tierra	Instalación de terminales tipo punta para cables de 4mm ² .	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	11:00:00
		Colocación de letras y números marcadores, tanto para el cable en su conjunto como para cada uno de sus hilos. Los hilos libres deberán estar aislados.	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	12:00:00
		Se realizará el "timbrado" o la medida de continuidad de todos los circuitos pertenecientes al conexionado externo.	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	12:30:00
		Se revisará el conexionado interno de los seccionadores tripolares con la finalidad de retirar las conexiones y/o puentes que no forman parte del esquema funcional actualizado	<input checked="" type="checkbox"/>	11/03/2020	12:30:00
	S.E. El Amigo	Ajustar todos los bornes en donde estarán conectados los terminales tipo punta, tanto del conexionado externo como interno.			
SUPERVISOR DE CALIDAD		RESIDENTE DE OBRA		SUPERVISOR DE ARGENTUM	
Fecha: 10/11/2020		Fecha: 10/11/2020		Fecha:	
Firma: 		Firma: 		Firma:	
Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.		Nombres y Apellidos: ALDO MARCELLO ESTRAVERTI CABRERA INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP N° 196014		Nombres y Apellidos:	

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO DE LOS SECCIONADORES TRIPOLARES	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00144
		Versión: 0
		Hoja: 2 de 2
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA

Proyecto: **VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kv / 4.16 kv / 2.3 kv** Propietario: **COMPAÑIA MINERA ARGENTUM S.A.**

4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO FUNCIONAL :



5.- REGISTRO FOTOGRAFICO :



IDENTIFICACIÓN DE CONTACTOS AUXILIARES DEL SL



CONEXIONADO DE CABLE DE CONTROL AL SL CONCLUIDO

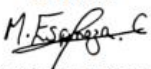


IDENTIFICACIÓN DE CONTACTOS AUXILIARES DEL SPT




CONEXIONADO DE CABLE DE CONTROL AL SPT CONCLUIDO

6.- OBSERVACIONES :

SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.

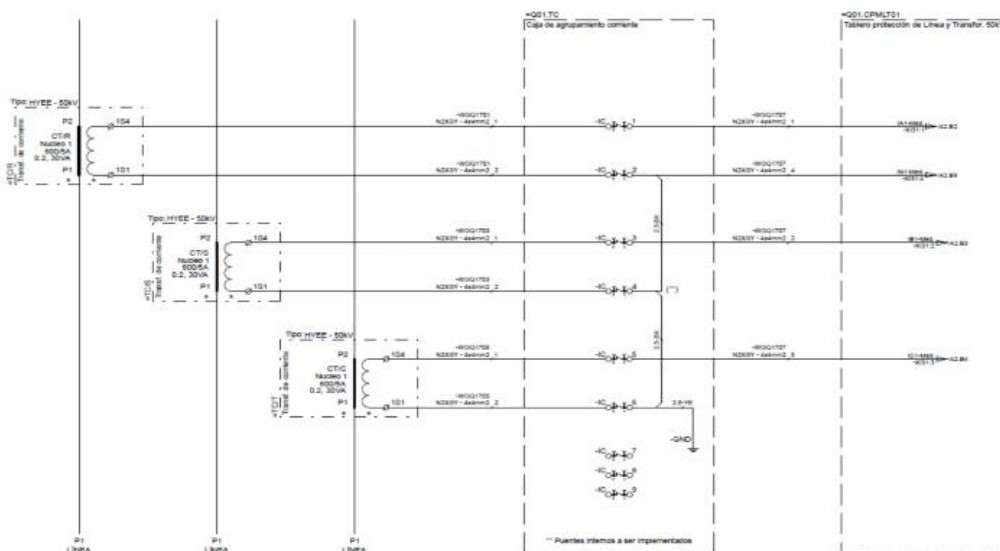
RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma:  Nombres y Apellidos: ALDO WARELTO ESPINATTI ORTUZAR INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP Nº 164014
--

SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00145
		Versión: 0
		Hoja: 2 de 2
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA

Proyecto: **VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kv / 4.16 kv / 2.3 kv** Propietario: **COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.**

4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO FUNCIONAL :



5.- REGISTRO FOTOGRAFICO :



IDENTIFICACIÓN DE TERMINALES SECUNDARIOS DEL TC



BORNERS SECCIONABLES DEL TABLERO DE PROTECCIONES


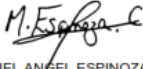




CONEXIONADO DE LA CAJA DE AGRUPAMIENTO CONCLUIDO

6.- OBSERVACIONES :

<p>SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma: <i>M. Espinoza</i> Nombres y Apellidos: MIGUEL ANSEL ESPINOZA C.</p>	<p>RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma: <i>[Signature]</i> Nombres y Apellidos: ALDO MARCELO ESPINOSA TORRES INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP N° 154014</p>	<p>SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:</p>
---	--	---

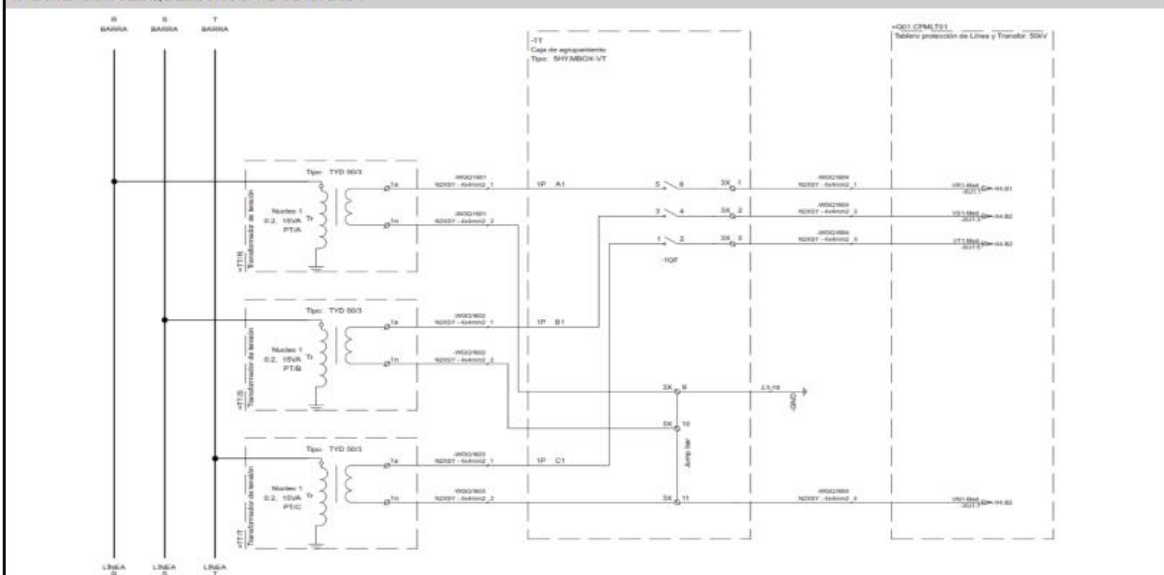
D.12 Conexión de cables de control y energía en los transformadores de tensión capacitivos

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00146			
		Versión: 0			
		Hoja: 1 de 2			
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA			
Proyecto: VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kV / 4.16 kV / 2.3 kV		Propietario: COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.			
1.- TRABAJO A REALIZAR :					
<p>Conexión entre las cajas de terminales secundarios y la caja de agrupamiento. Luego, tendido y conexión entre el tablero de protecciones y la caja de agrupamiento de los transformadores de tensión capacitivos (TTC).</p>					
2.- DATOS GENERALES :					
<p>N° de plano o documento de ubicación: INDX-105-2019-ING-SEAMIG-EEF-001 PNLK-SEAMG-IS-0003</p> <p>Fecha inicial : 13/03/2020 Hora Inicio: 08:00 Hora Fin: 18:30</p> <p>Responsable del trabajo : Miguel Angel Espinoza Cruz Firma : _____</p> <p>Ejecutado por : Edson Rosales Firma : _____</p>					
2.- INSPECCIÓN VISUAL :					
<p>Los esquemas funcionales se encuentran actualizados como parte de la ingeniería secundaria. <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A</p> <p>La ficha de conexión se encuentra actualizada como parte de la ingeniería secundaria. <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A</p> <p>El metrado de los cables a conectar, tanto de control como de energía, ya se encuentran definidos. <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A</p> <p>El metrado de las letras y los números marcadores, ya se encuentran definidos. <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A</p> <p>Las herramientas manuales a utilizar, tales como: winche pasacable, prensaterminales tipo alicate, desarmadores planos y/o estrellas, multímetro digital, escalera tipo tijera, etc, se encuentran en buen estado. <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N.A</p> <p style="text-align: right;">N.A : No Aplica</p>					
3.- PASOS A REALIZAR :					
PASO	EQUIPO Y/O TABLERO	ACCIÓN	V.B	FECHA	HORA
		CAJA DE TERMINALES SECUNDARIOS Y CAJA DE AGRUPAMIENTO CAJA DE AGRUPAMIENTO Y TABLERO DE PROTECCIONES			
		IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS			
01	Cajas de terminales secundarios de los TTC S.E. El Amigo	Inspeccionar los terminales secundarios (1a, 1n, 2a y 2n) de las 3 fases, que interactúan con la caja de agrupamiento de los TTC, y los cables de control a instalar (apantallados).	<input checked="" type="checkbox"/>	13/03/2020	08:00:00
02	Caja de Agrupamiento de los TTC S.E. El Amigo	Inspeccionar las borneras (1, 2, 3, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 13, 14 y 15), tanto del lado de llegada como de salida, que interactúan con las cajas de terminales secundarios y el tablero de protecciones, respectivamente, y los cables de control (apantallados) y de energía a instalar.	<input checked="" type="checkbox"/>	13/03/2020	08:45:00
03	Tablero de Protecciones S.E. El Amigo	Inspeccionar los grupos de borneras seccionables (XU1 y XU2) que interactúan y forman parte del circuito de control de los transformadores de tensión capacitivos. También se inspeccionará las borneras contrapuestas, es decir, en el lado de salida de la caja de agrupamiento, y los cables de control (apantallados) que se conectarán.	<input checked="" type="checkbox"/>	13/03/2020	09:00:00
04	Interruptor de Potencia S.E. El Amigo	Inspeccionar las borneras (91L1 y 91N) que alimentan de 220 Vac al termostato, calefacción e iluminación de la caja de agrupamiento del TTC.	<input checked="" type="checkbox"/>	13/03/2020	09:15:00
		TENDIDO DE CABLES DE CONTROL Y DE ENERGÍA			
05	Cajas de terminales secundarios, Caja de Agrupamiento de los TTC, Interruptor de Potencia y Tablero de Protecciones S.E. El Amigo	Tendido de los cables de control y energía seleccionados según los esquemas funcionales actualizados. Se utilizará el winche pasacables de acero para el tendido entre la caja de terminales secundarios y la caja de agrupamiento (lado de llegada), y entre la canaleta y la caja de agrupamiento de los TTC (lado de salida). Se debe dejar por lo menos 1m de cable de reserva a ambos lados del tendido para poder peinar los cables con facilidad.	<input checked="" type="checkbox"/>	13/03/2020	09:25:00
		CONEXIONADO DE CABLES DE CONTROL Y DE ENERGÍA			
06	Cajas de terminales secundarios, Caja de Agrupamiento de los TTC, Interruptor de Potencia y Tablero de Protecciones S.E. El Amigo	Instalación de terminales tipo punta para cables de 4mm ² . Colocación de letras y números marcadores, tanto para el cable en su conjunto como para cada uno de sus hilos. Los hilos libres deberán estar aislados. Se realizará el "limbrado" o la medida de continuidad de todos los circuitos pertenecientes al conexión externo. Se revisará el conexión interno de las cajas de terminales secundarios y de la caja de agrupamiento de los TC, con la finalidad de retirar las conexiones y/o puentes que no forman parte del esquema funcional actualizado. Ajustar todos los bornes en donde estarán conectados los terminales tipo punta, tanto del conexión externo como interno.	<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	13/03/2020 13/03/2020 13/03/2020	12:30:00 16:30:00 17:30:00
SUPERVISOR DE CALIDAD		RESIDENTE DE OBRA		SUPERVISOR DE ARGENTUM	
Fecha: 10/11/2020		Fecha: 10/11/2020		Fecha:	
Firma: 		Firma: 		Firma:	
Nombres y Apellido: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.		Nombres y Apellido: EDSON ROSALES		Nombres y Apellido:	

	PROTOCOLO DE CONEXIONADO DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00146
		Versión: 0
		Hoja: 2 de 2
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA

Proyecto: **VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 kv / 4.16 kv / 2.3 kv** Propietario: **COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.**

4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO FUNCIONAL :



5.- REGISTRO FOTOGRAFICO :



IDENTIFICACIÓN DE TERMINALES SECUNDARIOS DEL TC



BORNERAS SECCIONABLES DEL TABLERO DE PROTECCIONES


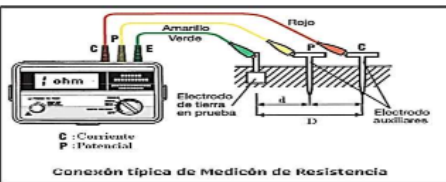





CONEXIONADO DE LA CAJA DE AGRUPAMIENTO CONCLUIDO

6.- OBSERVACIONES :

<p>SUPERVISOR DE CALIDAD Fecha: 10/11/2020 Firma: <i>M. Espinoza C.</i> Nombres y Apellidos: MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.</p>	<p>RESIDENTE DE OBRA Fecha: 10/11/2020 Firma: <i>[Signature]</i> Nombres y Apellidos: ALDO MARCELO BERTHIAU CORTESA INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP N° 154016</p>	<p>SUPERVISOR DE ARGENTUM Fecha: Firma: Nombres y Apellidos:</p>
---	--	---

D.13 Resistencia del SPAT

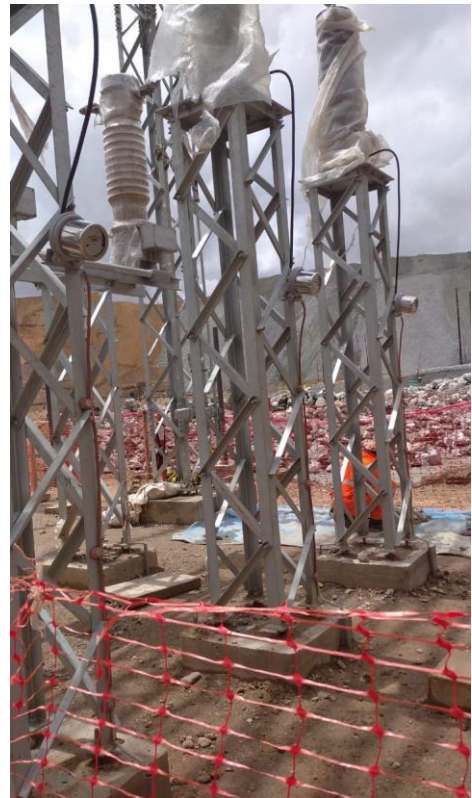
	PROTOCOLO DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPAT)	ID del Documento: PTC-PPLTSE-00152																									
		Versión: 1																									
		Hoja: 10 de 10																									
		Especialidad: ELECTROMECAÁNICA																									
Proyecto: VARIANTE DE L.T 50 KV Y AMPLIACIÓN DE S.E EL AMIGO 50 KV / 4.16 kV / 2.3 kV		COMPAÑÍA MINERA ARGENTUM S.A.																									
1.- TRABAJO A REALIZAR :																											
Medir las resistencias de los 9 pozos a tierra y de la malla de Cu 70 mm ² de la S.E El Amigo desde sus respectivas cajas de registro.																											
2.- DATOS GENERALES :																											
N° de plano o documento de ubicación: PNKL-SEAMG-PL-0040 PNKL-SEAMG-PL-0041																											
Fecha : 29/02/2020 Hora Inicio: 09:00 10:00																											
Responsable del trabajo : Miguel Angel Espinoza Cruz																											
Ejecutado por : Engels Fretel																											
3.- EQUIPO UTILIZADO :																											
Instrumento:	Telurómetro	N° de Serie: 14L1604	Frecuencias de operac 270 Hz o 1470 Hz (±1 Hz)																								
Marca:	MEGABRAS	Tensión de Prueba: No especifica	Fecha de calibración: 09/05/2019																								
Modelo:	EM-4055	Corriente de salida: 3.5 mA	Fecha de expiración: 09/05/2020																								
3.- INSPECCIÓN VISUAL :																											
Disposición del electrodo: Vertical <input checked="" type="checkbox"/> Horizontal (doblado en L)																											
El SPAT cuenta con cajas de registro que habilitan puntos de conexión y medición de la resistencia. El electrodo del SPAT está ubicado e instalado de acuerdo a los planos de la ingeniería de detalle. El calibre del conductor Cu del SPAT concuerda con lo indicado en los planos de la ingeniería de detalle. Los conectores y las soldaduras del SPAT cumplen las especificaciones técnicas del proyecto. El apantallamiento de la subestación se conecta al SPAT según los planos del proyecto. Los conductores de puesta a tierra no presentan daños, deformaciones ni deterioro. Los terminales/conectores de puesta a tierra, están correctamente ajustados y/o prensados.			<table border="1"> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/></td><td>No</td><td>N.A</td></tr> </table>	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A	<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
<input checked="" type="checkbox"/>	No	N.A																									
			N.A : No Aplica																								
4.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE CONEXIÓN :																											
			MEDICIÓN DE MALLA Cu SIN COLAS (INCLUYE LOS 9 POZOS A TIERRA)																								
5.- REGISTRO DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE LA MALLA Cu																											
FRECUENCIA DE MEDICIÓN (Hz)	DISTANCIA DESDE EL ELECTRODO DE TIERRA A (m):		MEDICIÓN EN POZO		MEDICIÓN DE MALLA CON POZOS		EVIDENCIAS FOTOGRÁFICAS																				
	ELECTRODO DE CORRIENTE	ELECTRODO DE TENSIÓN	HORA	RESISTENCIA (Ω)	HORA	RESISTENCIA (Ω)																					
270	12	7.4	N.A	N.A	09:00:00	0.8																					
1470	12	7.4	N.A	N.A	09:00:00	0.8																					
270	24	14.8	N.A	N.A	09:30:00	0.32																					
1470	24	14.8	N.A	N.A	09:30:00	0.38																					
	<small>0-Fuente F= 270 Hz Resistencia: 0.80 Ohm</small>	<small>0-Fuente F= 1470 Hz Resistencia: 0.38 Ohm</small>			<small>0-Fuente F= 270 Hz Resistencia: 0.32 Ohm</small>	<small>0-Fuente F= 1470 Hz Resistencia: 0.38 Ohm</small>																					
Valor mínimo permitido para malla Cu de S.E : 5 Ω (Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011)																											
6.- OBSERVACIONES :																											
SUPERVISOR DE CALIDAD		RESIDENTE DE OBRA			SUPERVISOR DE ARGENTUM																						
Fecha:	10/11/2020	Fecha:	10/11/2020		Fecha:																						
Firma:		Firma:			Firma:																						
Nombres y Apellidos:	MIGUEL ANGEL ESPINOZA C.	Nombres y Apellidos:	MIGUEL ESPINOZA CRUZ MEDIERO MECANICO ELECTRICISTA Reg. CIP Nº 18604		Nombres y Apellidos:																						

ANEXO E: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ACTIVIDADES ELECTROMECÁNICAS

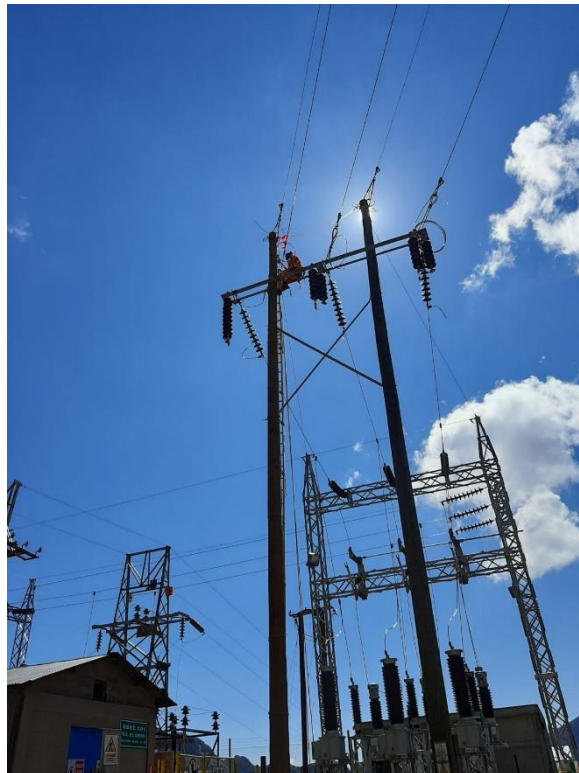
E.1 Montaje electromecánico de pórticos, soportes y equipos



E.2 Tendido y conexión del SPAT



E.3 Instalación del cable de guarda y del barraje flexible



E.4 Instalaciones eléctricas exteriores



E.5 Tendido y conexionado de cables de control y cables de energía M.T



E.6 Conexiones superiores entre conductores y cadena de aisladores, y hacia equipos de A.T



E.7 Fotografía del grupo de trabajo del proyecto

