

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**



**PROYECTO DE GRADO**

**DISEÑO E INGENIERIA DE DETALLE**  
**“AMPLIACION SUBESTACION MAZOCRUZ”**

**POSTULANTE:**

UNIV. EDSON HECTOR ESPEJO VILLALOBOS

**TUTOR ACADEMICO:**

MSC. ING. JOSE LUIS DIAZ ROMERO



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**

## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar este proyecto especialmente a Dios que me ha dado la vida y la fortaleza.

También se lo dedico a mi familia que ha estado conmigo en los buenos y malos momentos. Sin olvidar a mis amigos y compañeros de la vida, por esta ahí, por compartir su tiempo y palabras.

## **AGRADECIMIENTO**

En este proyecto tengo mucho que agradecer a todos los maestros que tuve en especial a mi tutor, Ing. José Luis Díaz Romero, su enseñanza marco mi vida

También agradezco a mi familia entera, que fueron un factor determinante en mi vida.

Agradezco a Dios y a todos mis amigos.

Gracias a la vida.

## RESUMEN

El presente tiene como objeto analizar y diseñar los componentes que intervienen en la ampliación de la Subestación Mazocruz a nivel de ingeniería de detalle, tales como diagrama unifilar, coordinación de aislamiento, equipos de patio, barras, apantallamiento.

La subestación Mazocruz cuenta con un nivel de tensión de 230 kV, a la cual se realizó las ampliaciones de equipos de patio y maniobras, debido a que la disposición anterior (configuración Anillo) ya no es la adecuada de acuerdo a los requerimientos que exige la expansión del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.), es por ello que es necesario la modificación de dicha disposición de equipos por una nueva (configuración Interruptor y medio) que debe de satisfacer las exigencias del sistema eléctrico. Esta configuración nueva debe ser compatible en cuanto a las ampliaciones y modificaciones respecto a la configuración anterior.

Como resultado de la coordinación de aislamiento se determinó el Nivel Básico de Aislamiento para la subestación en 230 kV, es de 1300 kV de BIL, se señala que el parámetro tomado en cuenta fue el de las condiciones de altura a la que se encuentra la instalación de 3993 m.s.n.m., así como las condiciones ambientales del sitio.

Se realizó el cálculo de la altura efectiva del cable de guarda, mediante el modelo electrogeométrico, que determina la altura mínima del castillete que está ubicada en la parte superior de los pórticos.

Como conclusión del dimensionamiento se especificaron los equipos de patio de la subestación Mazocruz 230 kV.



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS  
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-080-D/2021  
La Paz, 23 de Febrero del 2021**

**VISTOS:**

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **17 de Febrero del 2021** vía online, por **HÉCTOR ESPEJO VILLALOBOS, con C.I. N° 8325446 LP.**, con número de trámite **DA 058-DIG/2021**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"Diseño e ingeniería de detalle "Ampliación Subestación Mazocruz"**", cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

**CONSIDERANDO**

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*.

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*.



Que, el Decreto Supremo N° 4218 de 14 de abril de 2020, regula el teletrabajo como una modalidad especial de prestación de servicios caracterizada por la utilización de Tecnologías de la Información y Comunicación – TIC, en los sectores públicos y privados, estableciendo a través de su Artículo 12 que *“con el objeto de implementar y promover el teletrabajo, las entidades públicas, deben desarrollar e implementar una estrategia de digitalización para la atención de trámites y servicios en línea en el marco del Plan de Implementación del Gobierno Electrónico...”*.

Que, mediante Resolución Administrativa N° 14/2020 del 22 de abril de 2020, el Director General Ejecutivo del Senapi, Resuelve: *“...Aprobar el Reglamento para trámites On Line de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos del Servicio Nacional de Propiedad Intelectual...”*.

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *“...en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos...”*, por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

#### **POR TANTO**

La Directora de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

#### **RESUELVE:**

**INSCRIBIR** en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"Diseño e ingeniería de detalle "Ampliación Subestación Mazacruz"**", a favor del autor y titular: **EDSON HÉCTOR ESPEJO VILLALOBOS**, con **C.I. N° 8325446 LP.**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



Abg. Gabriela Arancibia Peredo  
**DIRECTORA DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS**  
**SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL**

---

# DISEÑO E INGENENIERIA DE DETALLE AMPLIACION SUBESTACION MAZOCRUZ

## CAPITULO 1

<u>JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS</u>		<u>1</u>
1.1	Introducción.....	1
1.2	Antecedentes .....	1
1.3	Condiciones geográficas del proyecto.....	2
1.4	Objetivos .....	5
1.4.1	Objetivo general.....	5
1.4.2	Objetivos específicos.....	5
1.5	Alcances y Limitaciones .....	6

## CAPITULO 2

<u>DIAGRAMA UNIFILAR</u>		<u>8</u>
2.1	Definición de diagrama unifilar .....	8
2.1.1	Confiabilidad .....	8
2.1.2	Flexibilidad.....	8
2.1.3	Seguridad .....	9
2.1.4	Simplicidad operacional.....	9
2.1.5	Área disponible .....	9
2.1.6	Costo .....	9
2.2	Configuración de barras colectoras.....	9
2.2.1	Configuraciones con Tendencia Europea .....	10
2.2.2	Configuraciones con Tendencia Americana .....	16
2.3	Diagrama unifilar antes de Ampliación Subestación Mazocruz.....	18
2.4	Conexión de la subestación Mazocruz en el STI .....	19
2.5	Proyectos futuros relacionados a la subestación Mazocruz.....	20
2.6	Factores importantes en la definición de un diagrama unifilar .....	20
2.7	Diagrama unifilar propuesto .....	22

## CAPITULO 3

<u>AISLAMIENTO DEL PROYECTO</u>		<u>24</u>
3.1	Coordinación de aislamiento.....	24
3.1.1	Tensiones normales .....	26



---

3.1.2	Sobretensiones.....	27
3.1.3	Pruebas de aislamiento .....	35
3.1.4	Clasificación de aislamiento .....	37
3.2	Factores que influyen en el aislamiento .....	38
3.2.1	Corrección por densidad del aire .....	38
3.2.2	Corrección por altura .....	39
3.3	Corrección del nivel de tensión .....	40
3.4	Determinación del BIL .....	41
3.5	Determinación de la tensión crítica de flameo (TCF) .....	41
3.6	Determinación de distancias mínimas en aire .....	42
3.6.1	Distancia entre fase y tierra .....	42
3.6.2	Distancia entre fases .....	43
3.7	Distancias de seguridad .....	46
3.7.1	Cálculo del valor básico .....	47
3.7.2	Determinación de la zona de seguridad .....	47
3.8	Determinación altura mínimas de montaje de equipos .....	52
3.9	Determinación de la altura mínima de barras.....	54
3.10	Determinación de altura mínima de llegada de línea de transmisión ...	55
3.11	Selección del pararrayos.....	56
3.11.1	Tensión máxima de operación continua (COV) .....	56
3.11.2	Máxima sobretensión temporal (TOV) .....	57
3.11.3	Tensión nominal del pararrayos, $U_r$ .....	58
3.11.4	Tensión nominal normalizada del pararrayos .....	59
3.11.5	Tensión incidente.....	60
3.11.6	Impedancia característica .....	61
3.11.7	Corriente nominal de descarga.....	61
3.11.8	Clase de descarga de línea .....	62

#### CAPITULO 4

<u>SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS</u>		<u>66</u>
4.1	Generalidades .....	66
4.2	Condiciones de servicio .....	66
4.3	Detalles de equipos de patio .....	66

---

4.3.1	Interruptor .....	66
4.3.2	Seccionador.....	71
4.3.3	Transformador de corriente .....	73
4.3.4	Transformador de tensión capacitivo .....	76
4.3.5	Pararrayos .....	81

## CAPITULO 5

### DISEÑO DE LAS BARRAS 85

---

5.1	Introducción.....	85
5.1.1	Conductores Eléctricos .....	85
5.1.2	Aisladores .....	86
5.1.3	Conectores .....	86
5.2	Tipos de barras colectoras .....	86
5.2.1	Barras Flexibles .....	87
5.2.2	Barras Rígidas .....	89
5.3	Diseño y selección de barras .....	91
5.4	Determinación de la sección de la barra flexible .....	92
5.4.1	Cálculo del conductor en función de su capacidad de corriente ....	92
5.4.2	Temperatura de las barras flexibles.....	93
5.4.3	Temperatura superficial de operación de barras flexibles .....	94
5.4.4	Efecto corona en barras .....	100
5.5	Selección y características del conductor de barra .....	104
5.5.1	Determinación del número de aisladores .....	104
5.5.2	Tipo de aislador .....	107

## CAPITULO 6

### ESTRUCTURA DE SOPORTE DE BARRAS 109

---

6.1	Introducción.....	109
6.2	Selección del tipo de estructura .....	110
6.2.1	Estructuras mixtas en concreto y acero .....	110
6.2.2	Estructuras metálicas .....	111
6.3	Criterios básicos en el diseño de estructuras metálicas.....	113
6.3.1	Estudios preliminares .....	113
6.4	Diseño, fabricación y suministro de estructuras metálicas .....	114

---

6.4.1	Generalidades .....	114
6.4.2	Criterios de diseño estructural .....	115
6.4.3	Fabricación y suministro .....	117

## CAPITULO 7

### ANÁLISIS DEL BLINDAJE 119

---

7.1	Introducción.....	119
7.2	Descripción de una descara atmosférica .....	119
7.3	Magnitud de la descarga .....	120
7.4	Nivel Cerámico .....	121
7.5	Densidad de descargas a tierra .....	122
7.6	Dispositivos apantalladores.....	122
7.6.1	Cables de guarda .....	122
7.6.2	Bayonetas.....	123
7.6.3	Mástiles .....	123
7.7	Modelo Electrogeométrico.....	124
7.7.1	Descripción del modelo EMG .....	125
7.8	Determinación altura mínima cable de guarda.....	128

## CAPITULO 8

### DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS DE PATIO 131

---

8.1	Introducción.....	131
8.2	Selección de la disposición física.....	131
8.2.1	Configuración seleccionada, forma de desarrollo y etapa final....	132
8.2.2	Equipos.....	132
8.2.3	Tipo de barraje (rígido o flexible) .....	135
8.2.4	Tipos de conexión.....	135
8.2.5	Distancias mínimas y de seguridad .....	135
8.2.6	Área disponible, accesos y posible orientación de las líneas .....	136
8.2.7	Costos .....	137
8.2.8	Facilidades de mantenimiento .....	139
8.2.9	Facilidad de extensión .....	139
8.3	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones .....	140
8.3.1	Ancho de barras .....	140

## INDICE

---

8.3.2	Ancho de campo.....	141
8.3.3	Altura de campo.....	144
8.3.4	Longitud de campo .....	144
8.4	Vista en planta de los equipos de patio.....	145
8.5	Vista en corte de los equipos de patio.....	145
8.6	Vista isométrica de los equipos de patio .....	145

## CAPITULO 9

### CONSIDERACIONES FINALES 146

---

9.1	Conclusiones.....	146
9.2	Recomendaciones.....	146

## BIBLIOGRAFIA

ANEXO A - Características nominales interruptor

ANEXO B - Cálculo del conductor en función de su capacidad de corriente

ANEXO C - Planos

---

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Ubicación S/E Mazocruz .....	2
<b>Figura 2</b> - Mapa de velocidad del viento .....	3
<b>Figura 3</b> - Mapa temperatura media anual .....	4
<b>Figura 4</b> - Mapa de curvas isoceránicas .....	5
<b>Figura 5</b> - <i>Configuración Barra simple</i> .....	10
<b>Figura 6</b> - <i>Configuración de barra simple con by-pass</i> .....	11
<b>Figura 7</b> - <i>Configuración de barra principal con barra de transferencia</i> .....	12
<b>Figura 8</b> - <i>Configuración de doble barra</i> .....	13
<b>Figura 9</b> - <i>Configuración de barra doble con seccionador by-pass</i> .....	13
<b>Figura 10</b> - <i>Configuración de barra doble con seccionador de transferencia</i> ....	14
<b>Figura 11</b> - <i>Configuración de barra doble con barra de transferencia</i> .....	15
<b>Figura 12</b> - <i>Configuración en Anillo</i> .....	16
<b>Figura 13</b> - <i>Configuración Interruptor y medio</i> .....	17
<b>Figura 14</b> - <i>Espacio para construcción de bahías y ampliación</i> .....	18
<b>Figura 15</b> - <i>Diagrama unifilar proyecto "Ampliación S/E Mazocruz" (Plano adjunto en Anexos)</i> .....	19
<b>Figura 16</b> - <i>Conexión S/E Mazocruz a Sistema Troncal Interconectado</i> .....	20
<b>Figura 17</b> - <i>Diagrama unifilar propuesto "Ampliación S/E Mazocruz"(Plano adjunto en Anexos)</i> .....	22
<b>Figura 18</b> - Esquema general Coordinación de aislamiento (Selección coordinación de aislamiento, Paul Ayora) .....	24
<b>Figura 19</b> - Esquema general de coordinación de aislamiento individual (Selección y Coordinación de aislamiento, Paul Ayora) .....	25
<b>Figura 20</b> - Forma de onda impulsiva normalizado para sobretensión tipo rayo	33
<b>Figura 21</b> - Esquema descarga atmosférica directa .....	33
<b>Figura 22</b> - Descargas atmosféricas próximas a líneas .....	34
<b>Figura 23</b> - Flameo inverso .....	35
<b>Figura 24</b> - Dimensiones medias de un operador .....	48
<b>Figura 25</b> - Circulación del personal .....	49
<b>Figura 26</b> - Circulación de vehículos .....	50

<b>Figura 27</b> - Trabajo sobre equipos o sobre conductores .....	51
<b>Figura 28</b> - Trabajo utilizando maquinaria pesada.....	52
<b>Figura 29</b> - Altura de barraje flexible.....	53
<b>Figura 30</b> - Distancia a barraje flexible .....	53
<b>Figura 31</b> - Altura de templa superior .....	55
<b>Figura 32</b> - Distancias mínimas al cerco o muro.....	56
<b>Figura 33</b> - Energía específica en kJ/kV de tensión nominal con respecto a la tensión residual al impulso de maniobra al valor eficaz de la tensión nominal del pararrayos .....	62
<b>Figura 34</b> - Datos de protección garantizados de pararrayos EXLIM Q-E (ABB)64	
<b>Figura 35</b> - Esquema interruptor de potencia 3AP2 FI (catalogo).....	68
<b>Figura 36</b> - Vista de Interruptor 3AP2 FI .....	69
<b>Figura 37</b> - Vista seccionador SIEMENS .....	72
<b>Figura 38</b> - Esquema seccionador de apertura central-horizontal. ....	72
<b>Figura 39</b> - Vista transformador de corriente ABB .....	74
<b>Figura 40</b> - Esquema transformador de corriente ABB LB7-245 .....	76
<b>Figura 41</b> - Esquema del circuito de transformador tensión capacitivo .....	78
<b>Figura 42</b> - Esquema interno Pararrayos de óxido metálico (ZnO).....	81
<b>Figura 43</b> - Vista pararrayos de óxido de zinc .....	83
<b>Figura 44</b> - Cadena de aisladores de vidrio, empleado S/E Mazocruz.....	106
<b>Figura 45</b> - Estructura mixta en concreto y acero tipo "A" .....	110
<b>Figura 46</b> - Estructura mixta en concreto y acero tipo "H" .....	111
<b>Figura 47</b> - Estructura metálica en celosía .....	112
<b>Figura 48</b> - Montaje pórtico S/E Mazocruz (Estructura en celosía).....	113
<b>Figura 49</b> - Bahía Pallina - S/E Mazocruz.....	114
<b>Figura 50</b> - Armado de viga para pórtico - S/E Mazocruz.....	116
<b>Figura 51</b> - Proceso de la descarga atmosférica .....	119
<b>Figura 52</b> - Probabilidad de que una descarga exceda la corriente pico .....	121
<b>Figura 53</b> - Ilustración esfera de radio igual a la distancia de descarga $S_m$ ....	124
<b>Figura 54</b> - Apantallamiento con cable de guarda cada campo o cada dos campos .....	128

<b>Figura 55</b> - Seccionador de apertura central .....	133
<b>Figura 56</b> - Seccionador de rotación central .....	133
<b>Figura 57</b> - Seccionador de apertura vertical .....	134
<b>Figura 58</b> - Esquema seccionador pantógrafo .....	134
<b>Figura 59</b> - Costo p.u. por tipo de configuración en 115 kV, para seis salidas	138
<b>Figura 60</b> - Ancho de barras - barra rígida .....	141
<b>Figura 61</b> - Ancho de campo determinado por equipos .....	142
<b>Figura 62</b> - Ancho de campo con seccionador de apertura central .....	143

---

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> - Niveles de aislamiento normalizados por IEC.....	41
<b>Tabla 2</b> - Correlación entre tensiones soportadas al impulso tipo rayo y distancias mínimas en aire, para el rango I (IEC 60071-1) .....	45
<b>Tabla 3</b> - Correlación entre tensiones soportadas al impulso tipo maniobra y distancias mínimas fase-tierra en el aire, para el rango II (IEC 60071-1).....	45
<b>Tabla 4</b> - Correlación entre tensiones soportadas al impulso tipo maniobra y distancias mínimas fase-fase en aire, para el rango II (IEC 60071-1).....	46
<b>Tabla 5</b> - Valores del factor de falla a tierra, de acuerdo a norma a IEC .....	58
<b>Tabla 6</b> - Valores de capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales....	59
<b>Tabla 7</b> - Valor de impedancia según la tensión del sistema .....	61
<b>Tabla 8</b> - Condiciones de servicio de la Subestación Mazocruz .....	66
<b>Tabla 9</b> - Especificaciones de los interruptores de potencia .....	67
<b>Tabla 10</b> - Especificaciones de los seccionadores.....	71
<b>Tabla 11</b> - Especificaciones de los transformadores de corriente.....	75
<b>Tabla 12</b> - Precisión de los transformadores de instrumento .....	78
<b>Tabla 13</b> - Especificación transformador de tensión capacitivo .....	79
<b>Tabla 14</b> - Especificaciones Pararrayos ABB.....	83
<b>Tabla 15</b> - Propiedades Estandarizadas de Barras Flexibles (ACSR) .....	88
<b>Tabla 16</b> - Propiedades Estandarizadas de Barras Flexibles (AAC).....	88
<b>Tabla 17</b> - Características de Barras tubulares de Aluminio .....	90
<b>Tabla 18</b> - Características de los conductores COWSLIP .....	93
<b>Tabla 19</b> - Temperatura límite de conductor según DIN 48201 .....	94
<b>Tabla 20</b> - Coeficiente de dilatación térmica .....	96
<b>Tabla 21</b> - Resultados de pérdidas de efecto Joule .....	96
<b>Tabla 22</b> - Coeficientes de absorción de la superficie del conductor .....	96
<b>Tabla 23</b> - Resultados de pérdidas por calentamiento solar .....	97
<b>Tabla 24</b> - Constantes $B1$ y $\eta$ [CIGRE (1992)].....	98
<b>Tabla 25</b> - Resultados de magnitudes por enfriamiento por convección.....	99
<b>Tabla 26</b> - Valores para emisividad solar.....	99
<b>Tabla 27</b> - Resultados de magnitudes de enfriamiento por radiación .....	99



<b>Tabla 28</b> - Valores del factor de forma superficial del conductor .....	101
<b>Tabla 29</b> - Valores del factor de corrección atmosférico .....	102
<b>Tabla 30</b> - Tabla para determinar el RMG en conductores AAC.....	102
<b>Tabla 31</b> - Resultados obtenidos para hallar la tensión crítica disruptiva.....	103
<b>Tabla 32</b> - <i>Resultados obtenidos de la pérdida por efecto corona</i> .....	104
<b>Tabla 33</b> - Características del conductor seleccionado.....	104
<b>Tabla 34</b> - Distancia nominal de fuga específica mínima (IEC 60815-1).....	105
<b>Tabla 35</b> - Características del aislador a utilizarse.....	107
<b>Tabla 36</b> - Características para la determinación altura mínima cable de guarda ....	128
<b>Tabla 37</b> - Comparación de las configuraciones de barras .....	138
<b>Tabla 38</b> - Distancias entre equipos de patio y vías de circulación .....	145

# CAPÍTULO 1

## JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

### 1.1 Introducción

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución y consumo, con determinados requisitos de calidad, conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos de protección.

### 1.2 Antecedentes

El plan de fortalecimiento del sector energético en el país, tiene como fin el crecimiento del sector productivo, con la creación de nuevas industrias en los distintos departamentos, motivo por el cual se crean centrales de generación eléctrica para cubrir el crecimiento de esta demanda. Además de que también se contempla la exportación de energía eléctrica hacia países como Argentina, Brasil, Perú. Para ello se ve la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión que lleven dicha energía eléctrica generada a los puntos de consumo.

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) ante la necesidad de satisfacer el suministro de energía a la demanda actual, como al crecimiento de la misma, se ve en la necesidad de realizar modificaciones, ampliaciones y creación de nuevos puntos de interconexión en el sistema interconectado nacional (S.I.N.), para que de esta manera se garantice el servicio de energía eléctrica en el país.

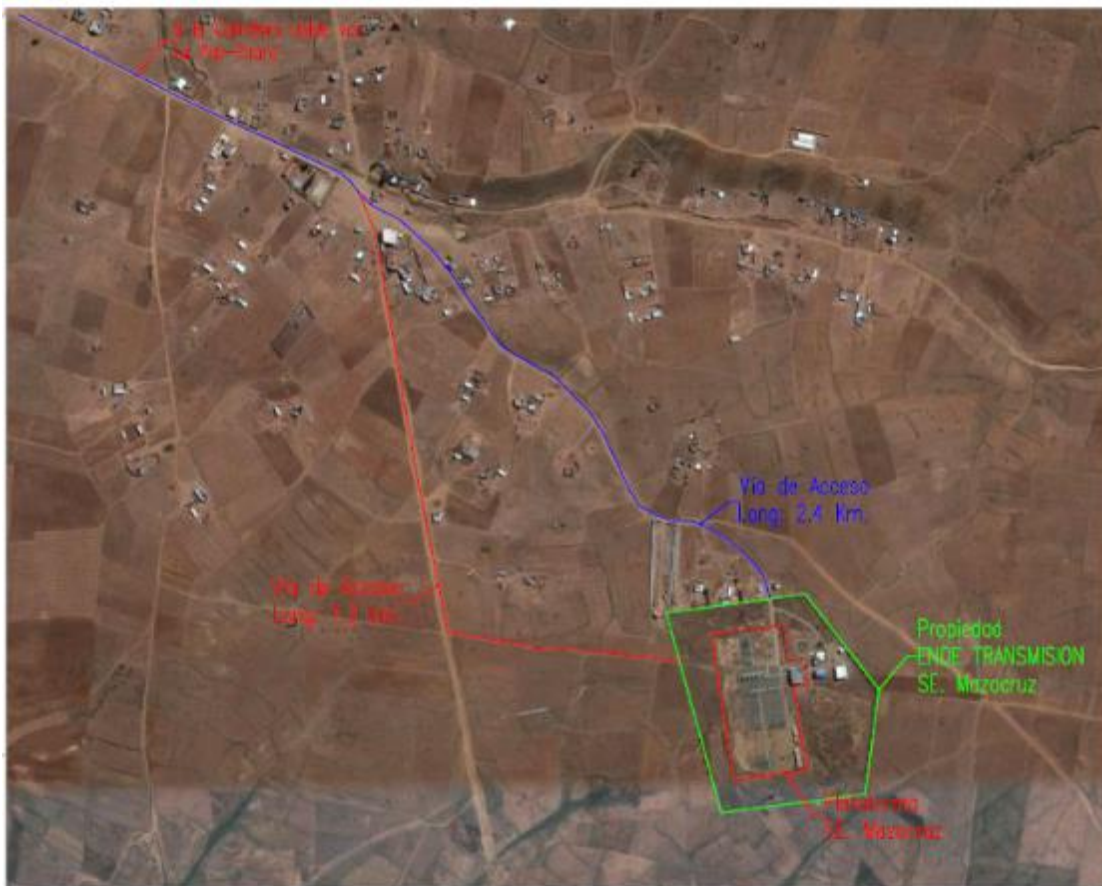
Dentro del “Proyecto GT-110 Línea 230 kV Mazocruz-Pallina y Subestaciones asociadas”, se desarrolla la ampliación de la Subestación Mazocruz, la cual ha sido ejecutada por la empresa S.G.E.C. (Servicios Generales en Electricidad y Construcción) como parte contratista, siendo la parte contratante ENDE TRANSMISION S.A. El periodo en el cual se realizó la ejecución de las ampliaciones corresponde a julio de 2017 a mayo de 2018.

La ampliación incorporara la línea de transmisión Mazocruz-Pallina con doble terna con doble conductor por fase, con nivel de tensión de 230 kV, a la que se conectara la Subestación Pallina, ubicada en el municipio de Viacha.

### 1.3 Condiciones geográficas del proyecto

La ubicación geográfica de la subestación eléctrica Mazocruz, se encuentra en el departamento de La Paz, hacia la carretera La Paz-Oruro, misma que se puede ver en la Figura 1.1.

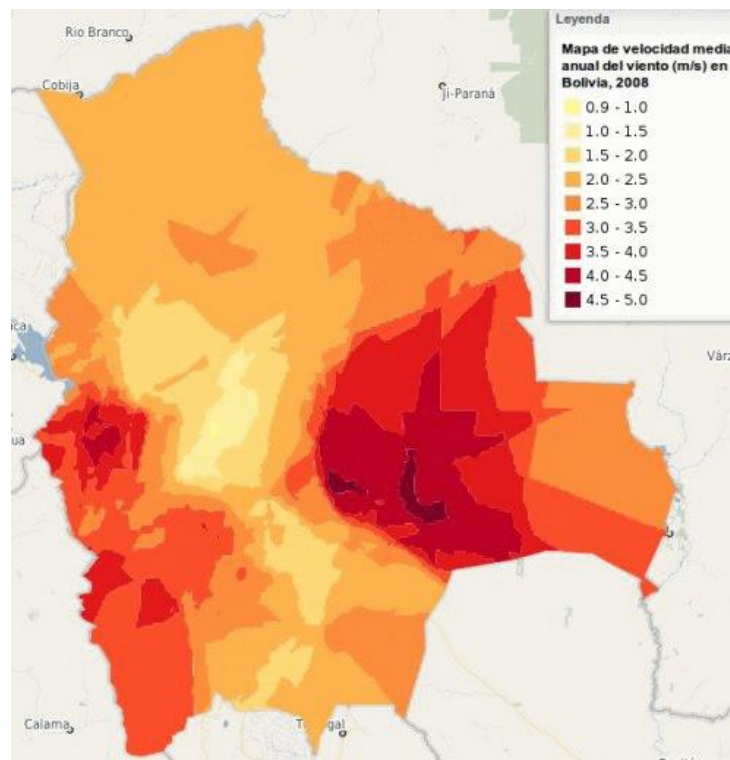
El proyecto se encuentra a una altura de 3992 m.s.n.m., información obtenida de Google Earth.



**Figura 1 - Ubicación S/E Mazocruz**

Los movimientos de grandes volúmenes de aire a ciertas velocidades ejercen una fuerza o sobrecarga sobre la superficie expuesta de los conductores, barras flexibles, barras rígidas, cables de conexión, estructuras, equipos de patio.

Las mediciones realizadas en la zona por estaciones meteorológicas indican valores máximos de velocidad del viento registradas de 3.5 m/s a 4 m/s.



**Figura 2 - Mapa de velocidad del viento**

**Fuente:** Mapa velocidad media anual del viento (m/s) en Bolivia, 2008 (Ministerio de energías)

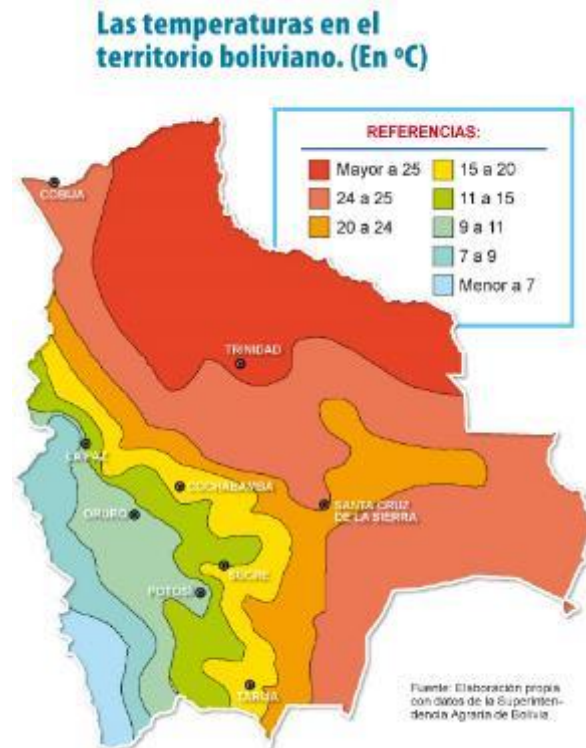
Las temperaturas esperadas son empleadas para el diseño de la subestación, estas temperaturas podrían afectar a la operación normal de los circuitos de apertura de los relés de protección, o de las barras.

Los datos de variación de temperatura de la zona son los siguientes:

Temperatura máxima: 30°C

Temperatura media: 15°C, valor de temperatura a ser usada en el diseño.

Temperatura mínima: -15°C



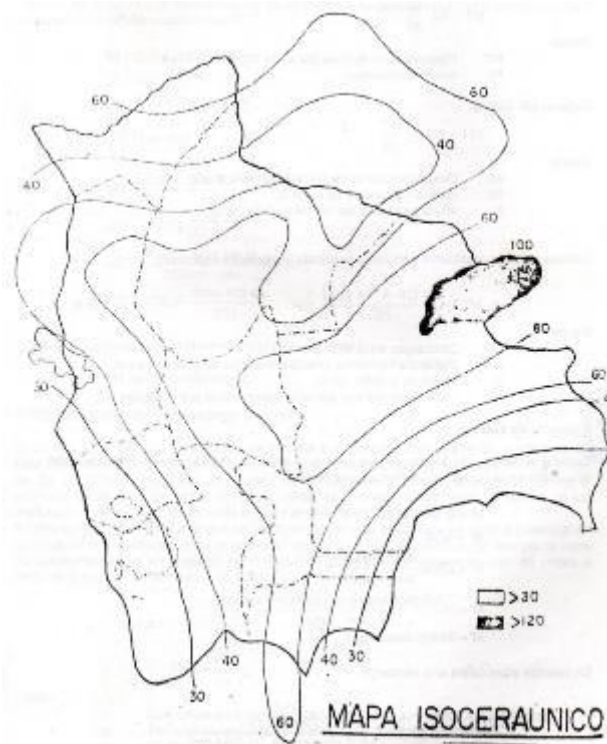
**Figura 3 - Mapa temperatura media anual**

**Fuente:** Elaboración basada en Superintendencia agraria de Bolivia

El nivel ceráunico de un lugar es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. Se considera día con tormenta a aquel en el que al menos se oye un trueno.

Se denomina mapa ceráunico a un mapa geográfico que representa una zona para determinar el nivel de riesgo de rayos. El nivel de riesgo de rayos, está representado en el mapa ceráunico, por unas líneas de diferentes valores, (líneas isoceráunicas), estas líneas determinan geográficamente las zonas de más o menos riesgo de actividad de rayos.

Cada línea isoceráunica tiene un valor, y este valor es el resultado de la aparición de días de tormentas por año, donde al menos aparece un solo rayo.



**Figura 4 - Mapa de curvas isoceraúnicas**

**Fuente:** Introducción al diseño de líneas de transmisión en Alta Tensión (Ing. José Luis Díaz Romero)

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo general

- El objetivo general del proyecto es analizar y diseñar los componentes que intervienen en la ampliación de la Subestación Mazocruz a nivel de ingeniería de detalle, tales como diagrama unifilar, coordinación de aislamiento, equipos de patio, barras, apantallamiento.

### 1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar y definir el diagrama unifilar anterior de la subestación Mazocruz, así como el nuevo diagrama unifilar de la misma.
- Analizar la coordinación de aislamiento para la subestación Mazocruz de acuerdo a las condiciones que se tengan en la subestación.

- Analizar y definir la disposición de equipos de acuerdo al terreno y la disposición anterior de equipos en la subestación Mazocruz.

### 1.5 Alcances y Limitaciones

Ante la necesidad de satisfacer el suministro de energía a la demanda actual, como al crecimiento de la misma, se ve en la necesidad de realizar modificaciones, ampliaciones y creación de nuevos puntos de interconexión en el sistema interconectado nacional (S.I.N.), para ello se propone la instalación de más elementos (equipos de patio, estructuras, barras, apantallamiento) en el patio de la subestación Mazocruz, modificando la configuración de anillo a interruptor y medio, con el fin de mejorar la flexibilidad, confiabilidad y seguridad del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

El alcance del presente proyecto tiene el fin de realizar un análisis técnico que ayude a definir los requerimientos y especificaciones técnicas de los distintos componentes de la Subestación.

Se calcularán las distancias de seguridad, los niveles de aislamiento, definición del diagrama unifilar, especificaciones de equipos de patio y la disposición final física de equipos de la subestación Mazocruz.

El proyecto propone la instalación de:

- Dos bahías de línea (configuración Interruptor y Medio), salida Mazocruz-Pallina, doble terna doble conductor.
- Cinco bahías de interruptor llevando la configuración existente de anillo a la configuración interruptor y medio.

Se instalarán los siguientes equipos:

- 5 interruptores de potencia
- 15 transformadores de corriente
- 5 seccionadores
- 2 seccionadores de puesta a tierra

- 8 transformadores de tensión capacitivos
- 6 pararrayos

El Proyecto no cubre la ejecución y diseño de obras civiles de los distintos equipos, las gestiones de seguridad, medio ambiente y malla de tierra, puntos que se desarrollaran en el desarrollo de la ampliacion pero que no son parte del alcance de este proyecto.





## CAPÍTULO 2

### DIAGRAMA UNIFILAR

#### 2.1 Definición de diagrama unifilar

Un diagrama unifilar representa la conectividad de elementos de una instalación en una sola línea, identificando equipos y características más importantes. El diseño de una subestación se inicia en su diagrama unifilar, el cual debe preverse para su instalación actual y la que se pueda ampliar en el futuro.

Para elaborar el diagrama unifilar, se debe de seleccionar la configuración de barras, así como su posible localización, elaborar al menos un diagrama unifilar simplificado, donde se indique la configuración propuesta de barras y su posición relativa.

Para seleccionar una adecuada configuración de barras se debe establecer la función que desempeñara la subestación en el sistema, para poder determinar el grado de:

- Confiabilidad
- Flexibilidad
- Seguridad
- Simplicidad operacional
- Área disponible
- Costos

##### 2.1.1 Confiabilidad

Es la propiedad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la instalación no pueda recuperarse durante la operación, en caso de incidente, avería o por mantenimiento.

Cuando se requiere identificar de manera clara y sencilla se recurre a él diagrama unifilar, el cual es muy útil en el momento de interpretarlo.

##### 2.1.2 Flexibilidad

Este término define la capacidad que tiene la subestación para adaptarse a las diferentes condiciones o requerimientos, que se puedan presentarse por cambios operativos del sistema, además contemplando posibles contingencias, mantenimientos y también futuras ampliaciones que pueda tener la subestación.

### **2.1.3 Seguridad**

Es la propiedad de la subestación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna, durante fallas en los equipos de patio especialmente en interruptores y barras durante operación, considerando la falla en barra menos probable que en interruptores es por eso que seguridad implica un buen funcionamiento que va relacionado al termino de confiabilidad.

### **2.1.4 Simplicidad operacional**

Las configuraciones deberán ser los más simples posibles para facilitar la operación, modulación, control y protección, con la finalidad de facilitar los diagnósticos y el mantenimiento en condiciones normales y de contingencias.

### **2.1.5 Área disponible**

El área es relevante solo cuando se trata de una subestación ubicada en lugares próximos a los centros de carga o de distribución, debido a la carencia de terrenos grandes para su construcción y el costo económico del mismo, en caso de subestaciones ubicadas en lugares alejados se deberá considerar la topografía del terreno.

### **2.1.6 Costo**

Se deberá seleccionar una configuración adecuada, para evitar que la subestación sea redundante, es decir si bien es cierto que duplicar cada equipo de patio incrementa la confiabilidad, esta resulta ser también muy costosa, por la tanto se deberá determinar la intervención a realizar, considerando el punto de vista técnico económico.

## **2.2 Configuración de barras colectoras**

La configuración de barras, es la manera de como se hace el arreglo u ordenamiento físico de los diferentes equipos integrantes de un patio de conexiones, que nos permite

obtener diferentes grados de seguridad, flexibilidad y confiabilidad, que implica mayor o menos cantidad de equipos de patio y por ende una variación del costo.

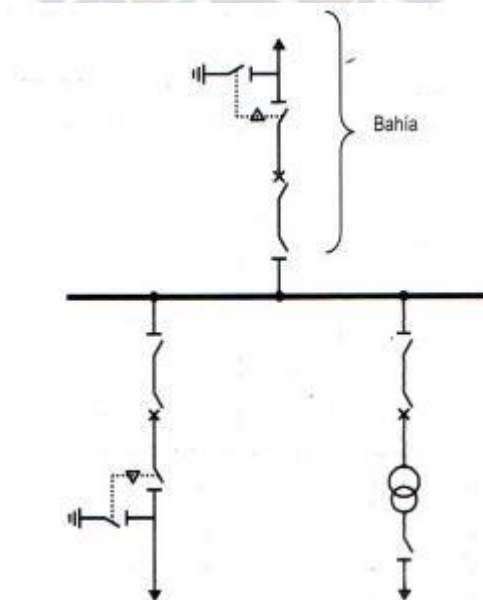
Dentro de las configuraciones más utilizadas se encuentran las de tendencia Europea y Americana, las cuales difieren de acuerdo a razones técnicas, económicas y subjetivas (políticas de diseño, calidad en función de la economía de la subestación), que deben estar sujetas a análisis para la determinación de la configuración.

### 2.2.1 Configuraciones con Tendencia Europea

La tendencia europea o conexión de barras, en las cuales cada circuito tiene un interruptor con la posibilidad de conectarse a una o más barras.

- Configuración de barra simple

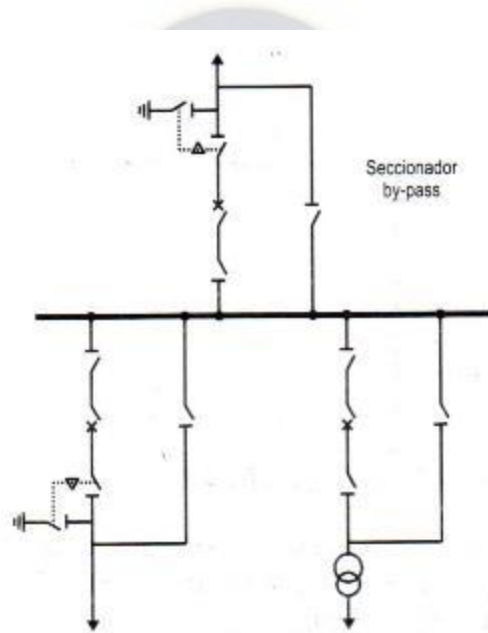
Está formado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes circuitos de la subestación. Los circuitos se conectan a la única barra por medio de un interruptor y seccionadores asociados. Cuando existe una falla en barra o en el interruptor no puede operar bajo estas condiciones, entonces ocasiona la salida completa de la subestación.



**Figura 5 - Configuración Barra simple**

- Configuración de barra simple con “by-pass”

Similar a la configuración de barra simple, cuya única variante son los seccionadores by-pass (paso directo) conectados en paralelo a la bahía, en cada uno de los circuitos. El seccionador by-pass tiene la función de aislar al interruptor para su respectivo mantenimiento, elevando la flexibilidad y confiabilidad de la configuración de barra simple. Esta variante de barra simple tiene el siguiente inconveniente: si ocurre una falla en un circuito cuando el seccionador by-pass se encuentra conectado, y al no existir ninguna protección de línea operaran los otros interruptores que provocarían la salida de toda la subestación.



**Figura 6 - Configuración de barra simple con by-pass**

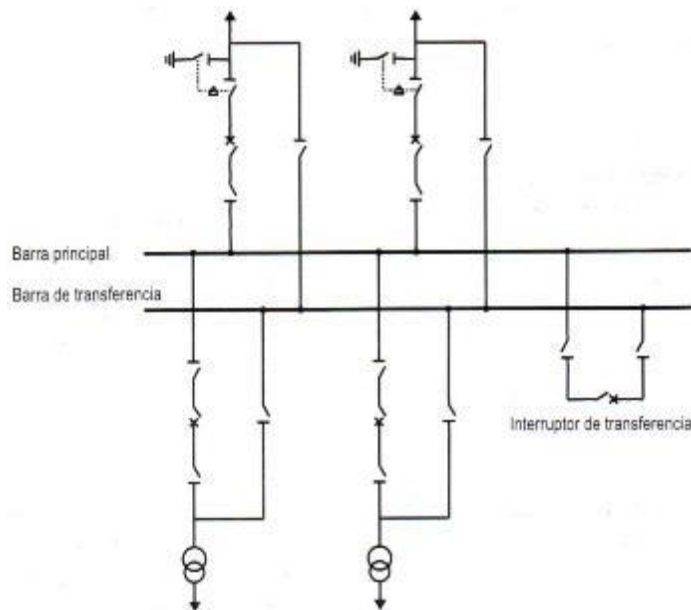
Para realizar ampliaciones se saca de servicio toda la subestación al igual, que si ocurriese una falla en barra. El costo de los seccionadores by-pass y su instalación son razonables y no influyen mucho en el costo total.

El número de circuitos que salen fuera de servicio se puede disminuir si se divide la barra en secciones mediante elementos de acople, resulta aconsejable en barras con no más de tres derivaciones.

- Configuración de barra principal con transferencia

La configuración corresponde a uno de barra simple, con la variación de que se le añade a la barra principal una barra de transferencia (barra auxiliar), en este último se conectan los seccionadores asociados.

La configuración trabaja normalmente sobre la barra principal, es el mantenimiento o falla de algún interruptor en una bahía, se transfiere carga a la barra de transferencia mediante el accionamiento del interruptor de transferencia y del seccionador by-pass de la bahía respectiva.



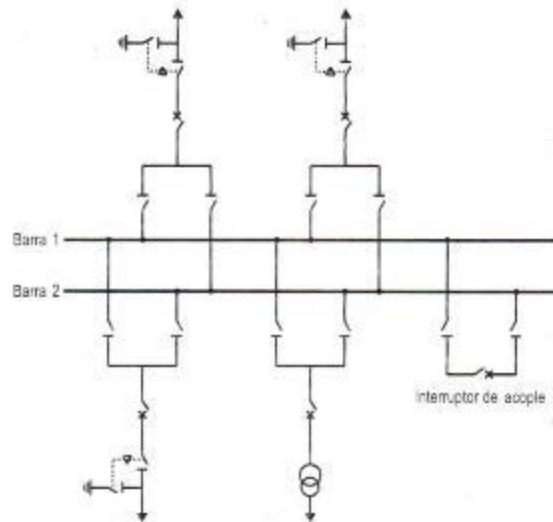
**Figura 7 - Configuración de barra principal con barra de transferencia**

- Configuración de doble barra

Se constituye por dos barras principales de igual capacidad, y se enlazan entre si mediante un interruptor de acople y seccionadores asociados, donde cada circuito se conecta mediante dos seccionadores de barras (para seleccionar una u otra barra).

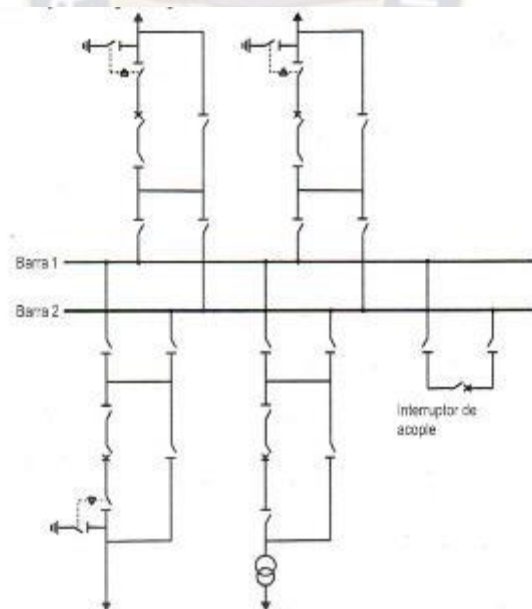
La configuración trabaja normalmente con el interruptor de acople abierto, se cierra cuando sale de servicio una de las barras, transfiriendo todos los circuitos de la barra afectada a la otra, manteniendo la tensión mediante el accionamiento de los seccionadores de barras.

También permite trabajar a los circuitos indistintamente desde una de las barras, por lo que, es posible dividir los circuitos en dos grupos independientes de igual número de circuitos. También resulta posible conectar todos los circuitos sobre una sola barra, cuando la otra sale de servicio. En algunas circunstancias, los circuitos funcionan con las dos barras y el interruptor de acople de barras esta normalmente cerrado.



**Figura 8 - Configuración de doble barra**

- Doble barras más seccionador de “by-pass” o de paso directo
- Es similar a la configuración de barra doble, pero con un seccionador by-pass en paralelo con la bahía en cada circuito. Al igual que la configuración anterior puede trabajar en los dos modos: barra doble y barra principal con barra de transferencia.



**Figura 9 - Configuración de barra doble con seccionador by-pass**

Al igual que la barra doble con seccionador de transferencia, se eleva la flexibilidad y confiabilidad de la configuración de barra doble.

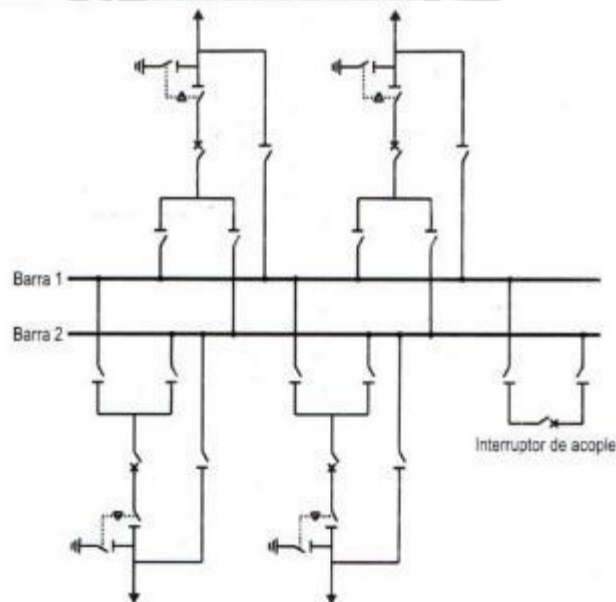
La seguridad de servicio se eleva, porque la barra de transferencia a seleccionar no depende del seccionador de transferencia, este puede ser cualquiera de las dos barras (cuando trabaja como barra principal con barra de transferencia).

La configuración requiere de un número mayor de equipos por circuito, presentándose así una elevada posibilidad de operación incorrecta durante las maniobras.

- Doble barra más seccionador de transferencia

Esta configuración es similar a la configuración de barra doble, con la conexión directa de un seccionador desde la salida del circuito hacia una de las barras, que le permite trabajar a esta configuración como: de doble barra y de barra principal con barra de transferencia.

La barra de transferencia será aquella en la cual se conecta el seccionador de transferencia y la otra barra funcionará como barra principal, cuando trabaje como una configuración de barra principal con barra de transferencia.



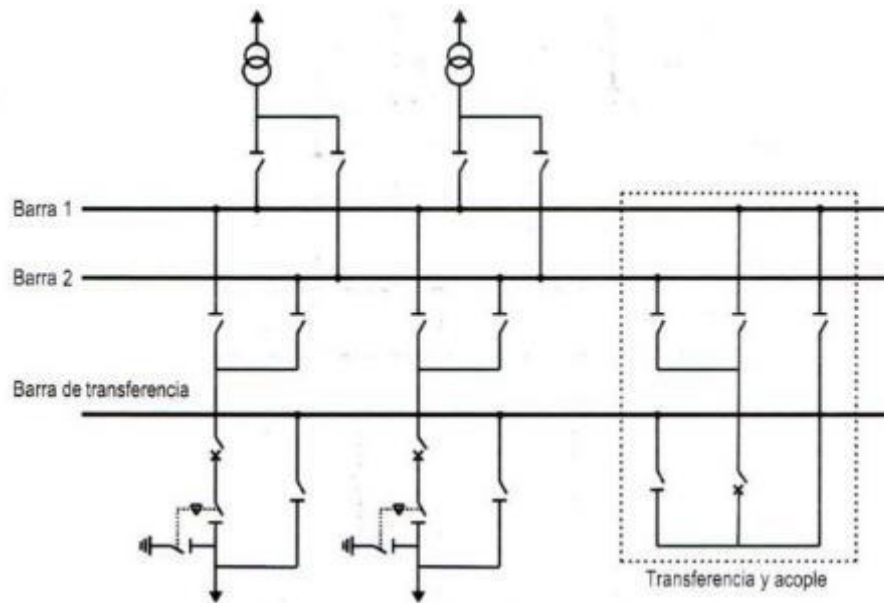
**Figura 10 - Configuración de barra doble con seccionador de transferencia**

Se puede afirmar que esta variación surge como una alternativa, para realizar mantenimiento tanto en barras como en interruptores sin interrupción del servicio, mejorando de esta manera la flexibilidad y confiabilidad de la doble barra.

La adición del seccionador de transferencia en la configuración de doble barra, hacen que resulte más complejas las maniobras de operación y los sistemas de control y protección de la subestación.

- Doble barra más barra de transferencia

La configuración dispone de dos barras principales donde se conectan los circuitos a través de seccionadores y un seccionador by-pass a la barra de transferencia, se conectan mediante un interruptor con seccionadores asociados y seccionadores para funciones de transferencia y acople.



**Figura 11 - Configuración de barra doble con barra de transferencia**

Esta configuración es una combinación de la doble barra y la barra principal con barra de transferencia, ya que tiene dos barras principales más una de transferencia.

En caso de salida de una de las barras principales, la configuración opera como barra principal con barra de transferencia, en presencia de falla o mantenimiento de los interruptores no se interrumpe la continuidad de servicio en el circuito.

Por lo mencionado, esta configuración brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad, pero tiene el inconveniente de que las maniobras y la lógica de protección son complicadas, en relación a las anteriores configuraciones de barra doble.

El incremento del costo de esta configuración se justifica en subestaciones con un elevado número de circuitos y requiere de gran espacio para su construcción en relación a las anteriores.

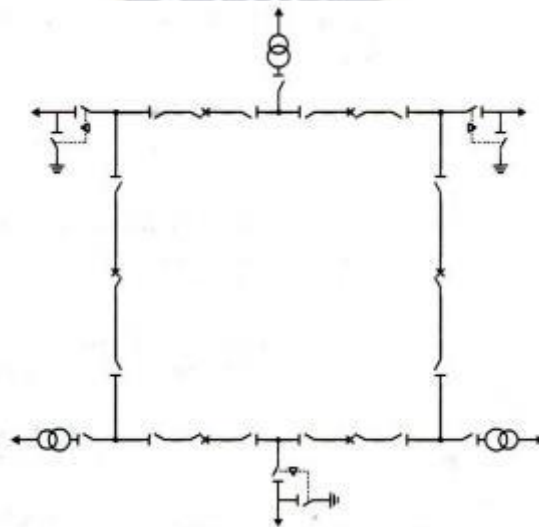


### 2.2.2 Configuraciones con Tendencia Americana

Tendencia americana o conexión de interruptores, se entienden aquellas en la cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores.

- Configuración Anillo

En la configuración anillo no existe una barra colectora como tal, pero se puede decir, que la conexión entre los interruptores y seccionadores asociados forman una barra colectora, y entre cada dos interruptores existe un circuito convergente de línea o de transformador.



**Figura 12 - Configuración en Anillo**

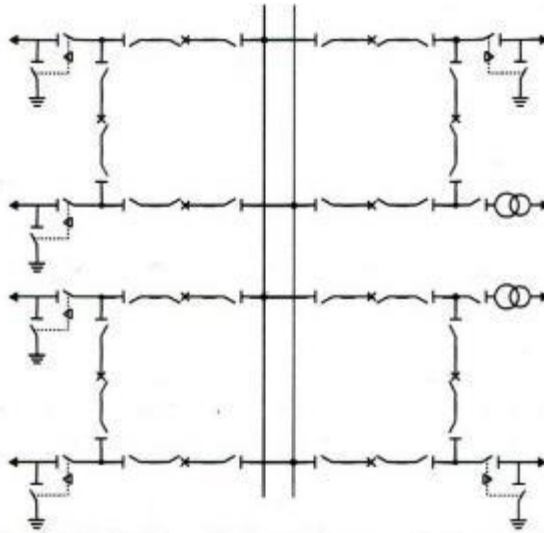
En la operación normal de la configuración todos los interruptores se encuentran cerrados, para la desconexión de un circuito se realiza la apertura de los interruptores laterales a dicho circuito.

El anillo debe estar dispuesto de forma que los circuitos de generación se alternen con los circuitos de carga, para proporcionar una buena continuidad de servicio en caso de salida de algún elemento en el anillo. Por consideraciones prácticas el anillo se limita a seis circuitos, en caso de requerir más circuitos, se cambia a interruptor y medio.

- Configuración de Interruptor y medio

La configuración dispone de tres interruptores por cada dos circuitos, el grupo de los tres interruptores se denomina diámetro y se conecta entre las dos barras. A cada

circuito le corresponde un interruptor mas parte del otro que comparten y de ahí el nombre de interruptor y medio.



**Figura 13 - Configuración Interruptor y medio**

La configuración de interruptor y medio trabaja normalmente con todos los interruptores cerrados y ambas barras energizadas, para la desconexión de un circuito se abren sus dos interruptores correspondientes. Es una de las configuraciones más caras que las otras configuraciones por el mayor número de interruptores, excepto para el caso de doble barra doble interruptor, y además es el definitivo de una configuración en anillo.

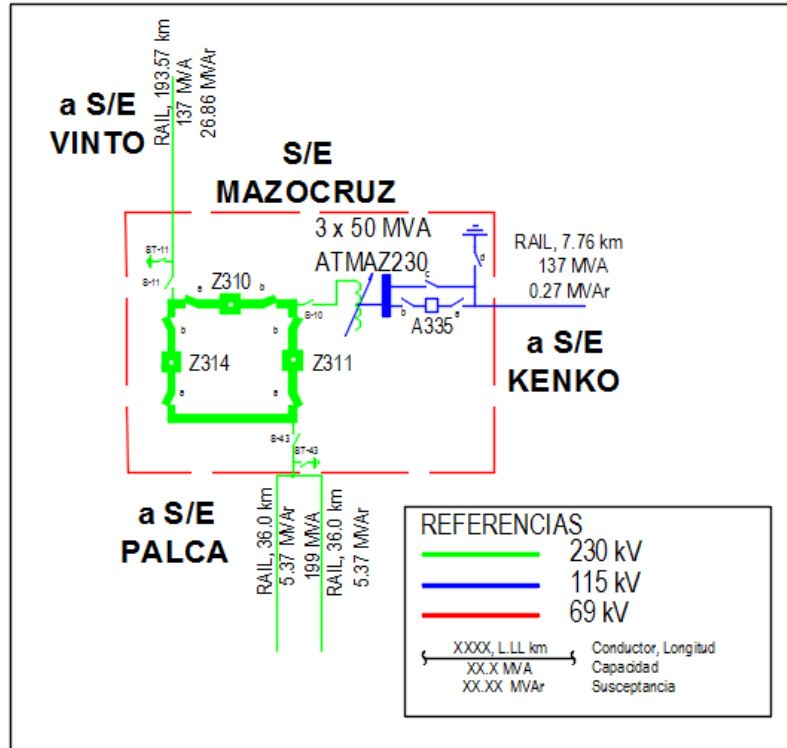
### 2.3 Diagrama unifilar antes de Ampliación Subestación Mazocruz

El diagrama unifilar de la subestación Mazocruz, presento la configuración de interruptores “Anillo”.



*Figura 14 - Espacio para construcción de bahías y ampliación*

La configuración anterior contaba con tres interruptores de potencia de doble cámara de cierre con sus respectivas bahías en las que contaba con los transformadores de corriente y seccionadores, además de que en el momento cuando fue construido esta configuración se dejaron espacios para la construcción posterior de las bahías de interruptores que llegarían a convertir esta configuración a una nueva, que es la configuración de Interruptor y medio.



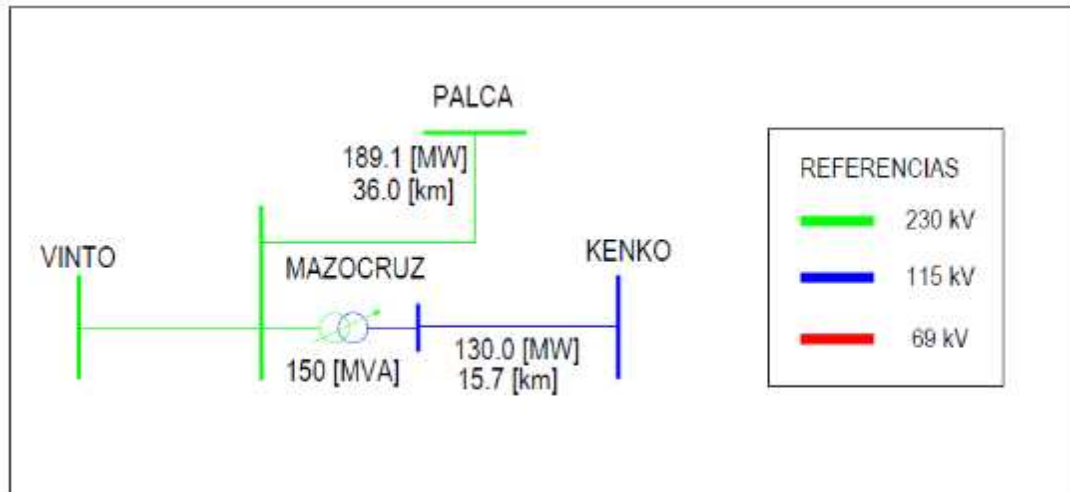
**Figura 15 - Diagrama unifilar proyecto "Ampliación S/E Mazocruz" (Plano adjunto en Anexos)**

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

**2.4 Conexión de la subestación Mazocruz en el STI**

El sistema troncal interconectado (STI), constituye la parte medular del SIN y está conformado por líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y sus respectivas subestaciones asociadas, que unen los principales nodos de inyección y retiro de energía.

La subestación es conectada al STI, a través de las líneas de transmisión. Líneas de transmisión de 230 kV que llegan desde las subestaciones de Palca y Vinto, como la línea de 115 kV que viene desde la subestación Kenko.



**Figura 16 - Conexión S/E Mazocruz a Sistema Troncal Interconectado**

## 2.5 Proyectos futuros relacionados a la subestación Mazocruz

Ende Corporación tiene proyectos a futuro que están relacionados con el presente proyecto, tales son:

- El Proyecto “Línea de Transmisión Mazocruz – Pallina”, consiste en la ejecución de la línea de transmisión 230 kV, doble terna completa doble conductor por fase, entre las subestaciones Mazocruz y Pallina. Construcción de dos bahías de Línea S/E Mazocruz y una nueva S/E Pallina. La misma empresa ENDE TRANSMISION S.A. está a cargo de la ejecución.
- El Proyecto “Repotenciamiento Vinto – Mazocruz”, consiste en incrementar la capacidad térmica de la línea y la potencia natural sustituyendo el conductor actual por haz de 2 conductores por fase (192.7 km). También se realizará la instalación de 1 cable OPGW (cable óptico a tierra *Optical Ground Wire*) en el cable de guarda.

## 2.6 Factores importantes en la definición de un diagrama unifilar

Para la selección de un diagrama unifilar, se debe de seleccionar la configuración de barras, así como su posible localización, elaborar al menos un diagrama simplificado, donde se indique la configuración propuesta de barras y su posición relativa.

Para seleccionar la configuración de una subestación es necesario conocer o evaluar entre otros, los siguientes aspectos:

- Oficio que desempeñara la subestación en el sistema de potencia para determinar el grado de flexibilidad, confiabilidad y seguridad que se requiere.
- Tipo de la subestación, es decir: generación, transformación y maniobra, o bien cuál de estas funciones es prioritaria si en un caso dado concurren más de una.
- Características de las diferentes configuraciones.
- Facilidad de extensión y modulación de acuerdo con la planeación y normalización de la empresa.
- Facilidad de mantenimiento.
- Área disponible.
- Costos.

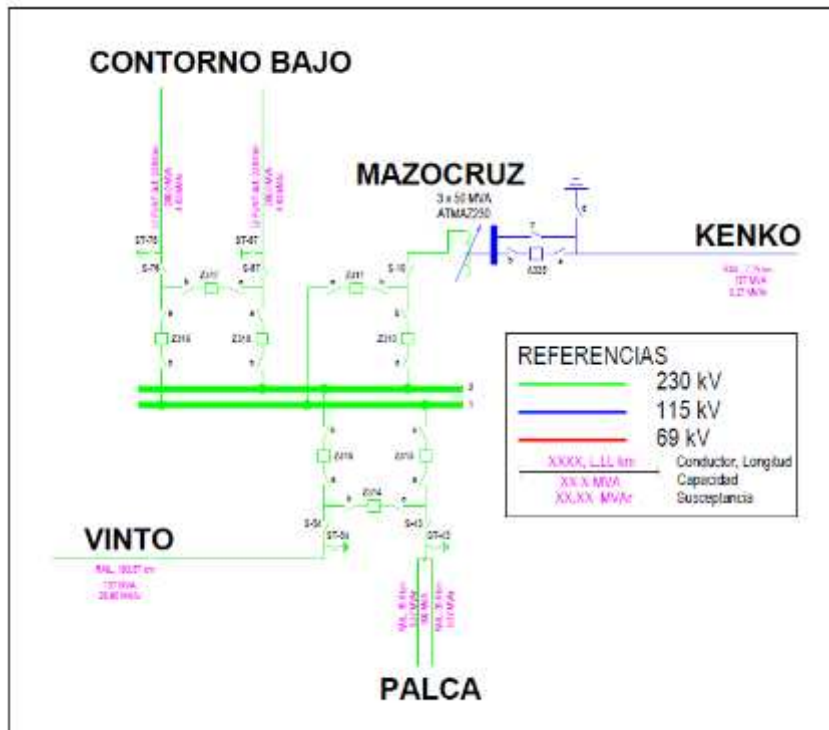
#### Metodología de selección

- Determinar el número de módulos o campos de conexión, definir si los circuitos son de transmisión, generación o transformación y establecer su procedencia. Cabe denotar que circuitos de inyección provenientes de transformadores de tensión superior, se pueden considerar como circuitos de generación; asimismo circuitos hacia una subestación de carga se pueden considerar como de transformación.
- De acuerdo con el número de campos de transformación, generación o transformación y con su importancia, identificar el tipo o función principal de la subestación. Debe tenerse en cuenta que cada subestación por lo general tiene una función secundaria.
- De acuerdo con el tipo principal de la subestación, establecer sus necesidades de flexibilidad, confiabilidad y seguridad. Además, determinar las necesidades derivadas de su función secundaria.
- Determinar las configuraciones que llenen los requisitos anteriores.
- Evaluar costo, área requerida y confiabilidad de las configuraciones que llenen los requisitos exigidos.

- Evaluar otros factores (mantenimiento, contaminación, nuevas tendencias) y la influencia que puedan tener sobre las configuraciones que llenan los requisitos exigidos.
- Con base en lo anotado en los puntos anteriores, determinar la configuración, el tipo y el estado del desarrollo; asimismo, los cambios que puede tener dicho desarrollo con ampliaciones futuras.

**2.7 Diagrama unifilar propuesto**

De acuerdo a la configuración Anillo que presenta la Subestación Mazocruz, se hace necesaria la modificación de la misma, con el fin mejorar flexibilidad, confiabilidad y seguridad. Además de incrementar salidas como ser líneas de transmisión. Además de que la configuración Anillo se limita a seis circuitos, en caso de requerir más circuitos, se cambia a Interruptor y medio,



**Figura 17 - Diagrama unifilar propuesto "Ampliación S/E Mazocruz"(Plano adjunto en Anexos)**

La configuración dispone de tres interruptores por cada dos circuitos de salida. Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro, se conecta entre los dos barrajes principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin

suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, no es flexible; además, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra.





## CAPÍTULO 3

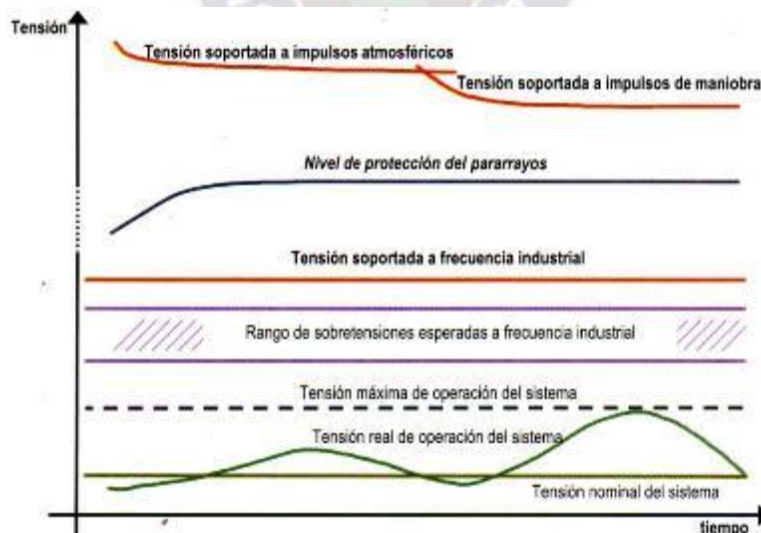
### AISLAMIENTO DEL PROYECTO

#### 3.1 Coordinación de aislamiento

Es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operara tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra las sobretensiones disponibles.

La coordinación de aislamiento tiene por objeto determinar los niveles de aislamiento de los diferentes equipos que se encuentran en la subestación, tales como transformadores de potencia, reactores, interruptores, seccionadores y transformadores de medida.

Una adecuada coordinación de aislamiento, garantiza que el nivel de tensión soportado por un equipo o instalación sea mayor a las que puedan presentarse como resultado de sobretensiones, una vez que esta haya sido limitada por el pararrayos.



**Figura 18 - Esquema general Coordinación de aislamiento (Selección coordinación de aislamiento, Paul Ayora)**

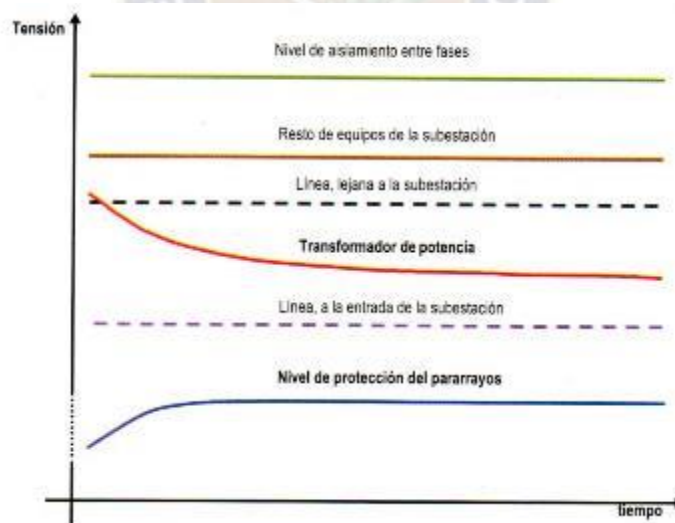
En la figura, se muestra el orden correcto para la coordinación de aislamiento aplicable en forma individual a un equipo. En la parte superior se ubican las tensiones tipo

impulso, mientras que en la parte inferior se sitúan las curvas de tensión a frecuencia industrial.

Como parte de la coordinación del aislamiento, se considera el criterio de brindar mayor protección al equipo más importante de la subestación, como es el transformador de potencia, para esto se dispone de pararrayos exclusivos para su protección. Para el resto de los equipos, se deberá verificar que se encuentren dentro de la zona de protección de los pararrayos existentes.

En caso de tener reactores en la subestación, el uso de pararrayos exclusivos para su protección se deberá definir con estudios y simulaciones apropiadas, caso contrario, se deberá verificar que estén dentro de la zona de protección de los pararrayos de línea.

En consideración a lo mencionado, se toma como referencia el nivel de aislamiento del transformador de potencia, mientras que el nivel de aislamiento del resto de los equipos es superior, correspondiente a la coordinación del aislamiento aplicable a una subestación.



**Figura 19 - Esquema general de coordinación de aislamiento individual (Selección y Coordinación de aislamiento, Paul Ayora)**

Para la línea asociada a la subestación se toman dos niveles de aislamiento, un valor mayor que corresponde a la línea propiamente dicha y que considera el tramo de línea lejano a la subestación y un valor menor para el tramo a la entrada de la subestación,

esto con el fin de que las ondas de impulso se descarguen a tierra antes de llegar a la subestación.

Para realizar la coordinación de aislamiento, es necesario distinguir las tensiones en dos grupos: las tensiones normales y las anormales (sobretensiones).

### **3.1.1 Tensiones normales**

Las tensiones normales o tensiones a frecuencia industrial (50 Hz), se originan en condiciones normales de operación del sistema eléctrico, son aquellas tensiones en valor eficaz (r.m.s.) que los equipos soportan en forma permanente y para los cuales han sido diseñados.

#### **3.1.1.1 Tensión nominal en un sistema trifásico**

Es la tensión eficaz (r.m.s.) fase a fase más elevada que se puede presentar en cualquier momento y punto del sistema en condiciones normales de operación.

#### **3.1.1.2 Tensión máxima en un sistema trifásico**

Es la tensión eficaz (r.m.s.) fase a fase más elevada que se puede presentar en cualquier momento y punto del sistema en condiciones normales de operación. Normalmente las tensiones máximas se encuentran entre un 5 a 10% por encima del valor de la tensión nominal.

La norma IEC 60071-1 define las tensiones normalizadas en dos rangos para instalaciones en función de la tensión máxima del sistema, que serán considerados de siguiente manera.

**Rango I:** comprende tensiones máximas desde 1 kV a 245 kV incluido. A este rango pertenecen las redes de distribución, subtransmisión y transmisión de alta tensión.

**Rango II:** comprende las tensiones máximas superiores a 245 kV. Este rango se aplica en redes de transmisión en extra alta tensión.

### **3.1.2 Sobretensiones**

Una sobretensión se define como una tensión anormal dependiente del tiempo, entre fase y tierra o entre fases cuyo valor pico es superior al valor pico de la máxima tensión de operación normal de un equipo o sistema.

Según su origen se dividen en sobretensiones de origen interno y origen externo.

#### **3.1.2.1 Sobretensiones de origen interno**

Se originan en el interior del propio sistema eléctrico, por lo que su magnitud es proporcional a la tensión del sistema y se dividen a su vez en sobretensiones temporales y sobretensiones de maniobra.

##### **3.1.2.1.1 Sobretensiones temporales**

Las sobretensiones temporales se caracterizan por ser de larga duración y baja amortiguación, de amplitudes inferiores a los otros tipos de sobretensión, con frecuencias cercanas a la fundamental por lo que se consideran como de frecuencia industrial.

Estas sobretensiones se originan debido a fallas al interior del sistema del mismo, pueden ser falla a tierra o resultado de maniobra de interruptores.

##### **a) Fallas a tierra**

La falla más común en los sistemas eléctricos es el cortocircuito monofásico a tierra, es decir, una falla entre fase y tierra que provocan sobretensiones en las otras dos fases. Siendo menos probables las fallas bifásicas o trifásicas en las que la tierra no está involucrada.

La amplitud de las sobretensiones generadas depende de la conexión a tierra del neutro en el sistema y de la ubicación de la falla, es así que en sistemas con el neutro conectado a tierra las amplitudes de las sobretensiones son menores.

En sistemas con neutro conectado a tierra la permanencia de la sobretensión es menor a 1s; y en sistemas con el neutro conectado a tierra a través de reactor y con despeje

de falla la duración es menor a 10 s. En sistemas sin despeje de falla a tierra la duración puede ser de varias horas.

#### **b) Rechazo de carga**

Este evento se genera cuando un generador suministra una cierta cantidad de potencia y de pronto se desconectan cargas debido a operaciones indebidas de interruptores, como consecuencia se producen un exceso de excitación y de sobretensiones.

La magnitud está en función de la carga rechazada, de la disposición del sistema después de la desconexión y de las características de las centrales de generación involucradas, tales como regulaciones de tensión y velocidad de los generadores, que actuaran para disminuir estos valores.

#### **c) Efecto Ferranti**

El efecto Ferranti ocurre ante un súbito rechazo de carga en el extremo alejado de una línea de transmisión larga (efecto capacitivo) que se alimenta por su otro extremo; se manifiesta por una onda de tensión de crecimiento lineal a lo largo de la línea, dando como resultado un valor de tensión mayor en el extremo abierto que la tensión en el extremo de la fuente.

Los equipos más afectados por estas sobretensiones son las subestaciones del extremo de la línea en el cual ocurrió el rechazo de carga.

Estas sobretensiones se presentan en alta tensión, pero son más severas en extra alta tensión, también pueden darse en media tensión en los circuitos transformador-generador.

#### **d) Autoexcitación de los generadores**

Este problema se da debido a las cargas capacitivas. Para evitar problemas, los generadores deben contar con una adecuada relación de cortocircuito.

#### **e) Resonancia**

El fenómeno ocurre cuando un circuito conformado por elementos inductivos y capacitivos lineales, es alimentado por una fuente con una frecuencia

aproximadamente igual a la frecuencia natural del sistema, en este caso existe un único punto de resonancia.

Las condiciones de resonancia se pueden presentar debido a la neutralización de la reactancia inductiva y capacitiva de un circuito con poca carga, originando el incremento de la corriente. Normalmente no provocan sobretensiones muy grandes debido a que la corriente es limitada por la magnitud de la resistencia total del sistema.

#### **f) Ferroresonancia**

Es un fenómeno de resonancia no lineal, es decir, cuando se tiene por ejemplo una inductancia variable la cual ocasionara que se puedan presentar varios puntos de resonancia y por ende una mayor posibilidad de ocurrencia.

En un circuito, la ferroresonancia se produce cuando se tienen las condiciones propicias, esto es, tener al menos: una inductancia no lineal con circuito magnético saturable, un capacitor y una fuente de tensión.

La ferroresonancia aparece, principalmente en la conexión o desconexión de transformadores o cargas, aparición o despejo de fallas y trabajos bajo tensión, en estos eventos existe la probabilidad de una transición brusca de un estado estable normal a otro estado estable ferroresonante.

El fenómeno de ferroresonancia puede afectar a los sistemas eléctricos, ya que provocan la presencia de armónicos anormales y sobretensiones transitorias o permanentes que ponen en peligro el aislamiento eléctrico.

En general, las sobretensiones temporales para sistemas con neutro sólidamente conectados a tierra de mayor amplitud y por tanto las mas severas son las originadas por rechazos de carga y por efecto Ferranti.

#### **3.1.2.1.2 Sobretensiones de maniobra**

Son originadas en la operación de los equipos de maniobra o súbitas modificaciones en la topología del sistema, son de corta duración y amortiguadas; normalmente presentan valores de mayor magnitud que las sobretensiones temporales.

Estas sobretensiones presentan esfuerzos en diversas partes del aislamiento en forma similar a la tensión de frecuencia industrial, pero no en forma repetitiva; solo el primero de los picos de cualquier polaridad es normalmente considerado significativo por su alta amortiguación.

Su onda de sobretensión puede ser simulada por una onda impulsiva normalizada, con un frente de onda y un valor de cola de 250/2500  $\mu s$  respectivamente, por lo que también son llamadas sobretensiones de frente lento.

Las sobretensiones de maniobra o de frente lento son normalmente generadas por las siguientes causas:

**a) Energización y reconexión de líneas**

En la energización de las líneas de transmisión en vacío, se generan sobretensiones debido a la discrepancia de polos en el cierre del interruptor, es decir, por el cierre no simultáneo de sus contactos donde se generan ondas de tensión en las otras dos fases de haber cerrado la primera.

En la reconexión, por el efecto capacitivo de estas líneas se genera una “carga atrapada” en el proceso de apertura, esta permanece por largos periodos de tiempo, si esta carga no es drenada, al reconectar la línea de transmisión se generan sobretensiones.

Las sobretensiones originadas durante la reconexión trifásica son de mayor amplitud debido a la carga atrapada, mientras que en las reconexiones monofásicas es incluso menor que las debidas a la energización, salvo los efectos como resonancia o efecto Ferranti sean muy significativas.

**b) Inicio y despeje de falla**

Se producen en el momento de inicio y despeje de fallas debido a los transitorios que se producen al pasar desde la tensión normal de funcionamiento a la sobretensión transitoria en las fases sin falla y por el retorno desde una tensión cercana a cero a la tensión normal de operación en la fase en falla respectivamente.

Los eventos únicamente producen sobretensiones fase-tierra, se presentan en todo nivel de tensión, las sobretensiones pueden aparecer debido a fallas a tierra en circuitos que incluyen líneas aéreas y conductor conectando al transformador.

### **c) Maniobra de corrientes inductivas y capacitivas**

las operaciones de interrupción de corrientes inductivas o corrientes capacitivas pueden dar lugar a sobretensiones, debidos al desfase de  $90^\circ$  existente entre la corriente con respecto a la tensión.

En el momento de interrupción de la corriente en su paso natural por cero, la tensión estará en su valor máximo, lo que ocasiona transitorios en la tensión que aparece en los contactos del interruptor (tensión transitoria de restablecimiento), luego de interrumpida la corriente.

Si en la condición anterior se produce un reencendido del arco en los contactos del interruptor, debido a la pérdida de rigidez dieléctrica del medio de interrupción, se pueden generar sobretensiones de mayor magnitud.

### **d) Cambios bruscos de carga**

Las sobretensiones causadas por cambios bruscos de carga pueden comenzar con una alta onda de maniobra seguida por una sobretensión temporal. Por lo general, el valor de esta sobretensión es menor en relación a las originadas por energización y reconexión de líneas.

Las sobretensiones de este tipo son particularmente importantes en extra alta tensión donde un alto grado de control de sobretensiones por reconexiones puede ser recomendable.

#### **3.1.2.2 Sobretensiones de origen externo**

Son aquellas sobretensiones que se originan en el exterior del sistema eléctrico, por lo que su magnitud no depende de la tensión del sistema.



**a) Sobretensiones por carga estática**

Son provocadas por el rozamiento de polvo o nieve con los conductores que materializa una carga estática. Esta carga estática se descarga a través del centro estrella de las subestaciones y también se descargan superficialmente a través de los aisladores.

**b) Sobretensiones por inducción electrostática**

Se generan por inducción electrostática y se producen cuando nubes cargadas eléctricamente se disponen en paralelo a las líneas de transmisión. Las nubes se cargan normalmente en la parte superior positivamente y en la parte inferior negativamente.

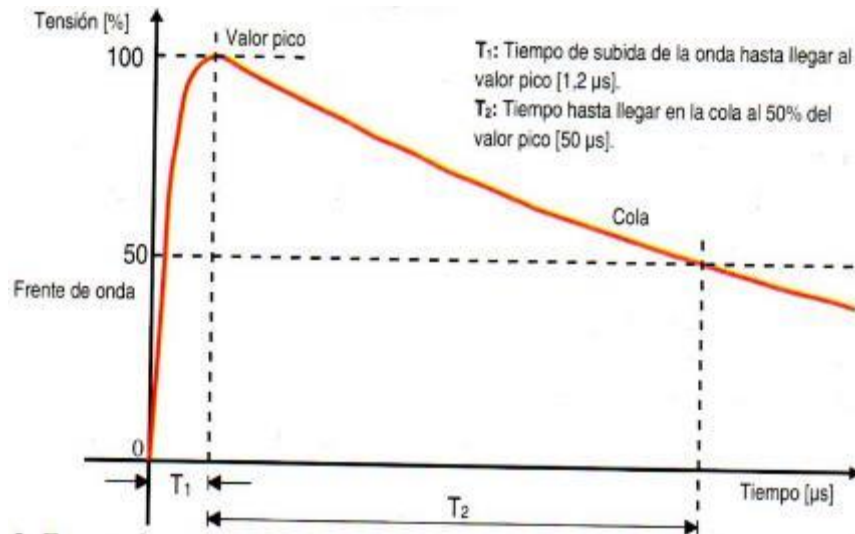
Las sobretensiones por inducción electrostática se descargan a través del neutro a tierra de los transformadores una vez desaparecida la carga inductora.

Tanto las sobretensiones por inducción electrostática como por carga estática no tienen mucha incidencia en los sistemas eléctricos.

**c) Sobretensiones de rayo**

Son originadas por las descargas atmosféricas o rayos, tienen una duración muy corta y de amplitudes muy superiores a la tensión pico nominal; representan un problema potencial para las líneas aéreas y subestaciones a la intemperie, ya que se pueden generar sobretensiones que podrían provocar fallas en el aislamiento de los equipos.

La onda de sobretensión de rayo puede ser simulada por una onda impulsiva normalizada aperiódica con un frente de onda y un valor medio de cola de  $1.2/50 \mu s$  respectivamente, por los que son llamadas también sobretensiones de frente rápido.



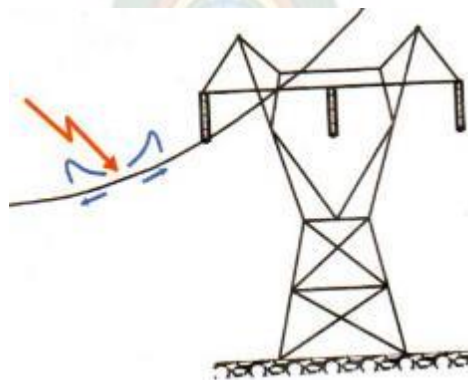
**Figura 20** - Forma de onda impulsiva normalizado para sobretensión tipo rayo

**Fuente:** Diseño de subestaciones eléctricas (Raúl Martín)

Los efectos producidos por las sobretensiones de frente rápido dependen del lugar, donde se produce la descarga atmosférica respecto del sistema. Es así que se pueden presentar los siguientes eventos:

- **Descargas atmosféricas directas**

Una descarga de este tipo ocurre cuando el rayo cae directamente sobre los conductores de fase producto de una falla de apantallamiento de línea. La incidencia produce altas sobretensiones debido a que dos ondas viajeras se propagan en sentidos contrarios a partir del punto de incidencia del rayo.

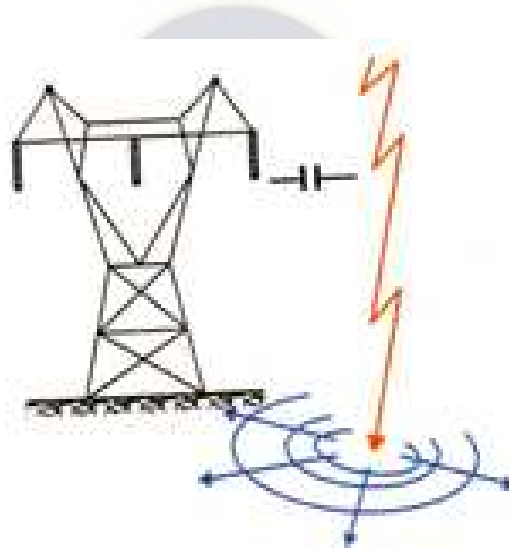


**Figura 21** - Esquema descarga atmosférica directa

Luego las ondas viajeras al encontrar un punto de discontinuidad (interruptor abierto, transformador u otras líneas), en parte se refleja retornando hacia el punto de incidencia y en parte se transmite a través de la discontinuidad. La onda reflejada al superarse con la onda incidente da como resultado una sobretensión de doble magnitud.

- **Descargas atmosféricas próximas a líneas**

Se refiere a las descargas atmosféricas a tierra en las cercanías de una línea de transmisión, que generan sobretensiones inducidas en la línea.

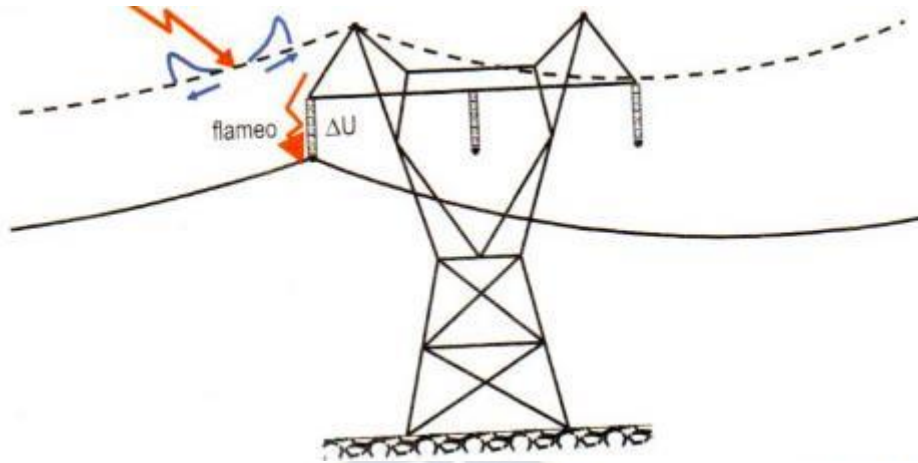


**Figura 22 - Descargas atmosféricas próximas a líneas**

Las tensiones inducidas alcanzan valores de hasta 500 kVp, por lo que son de interés únicamente para sistemas cuyo nivel de aislamiento sea inferior a la tensión inducida. Así, para sistemas con tensiones nominales mayores a 69 kV, las tensiones inducidas no se consideran.

- **Flameo inverso**

Ocurre cuando una descarga atmosférica cae sobre el hilo de guarda o la torre, y la diferencia de potencial generada entre la estructura y el conductor de fase supera el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, provocando el flameo sobre la cadena, por ser el punto de menor de aislamiento entre el hilo de guarda y conductor de fase.



**Figura 23 - Flameo inverso**

La presencia de sobretensiones por flameo inverso en sistemas de extra alta tensión son menos probables que en sistemas con tensiones nominales inferiores a 230 kV, debido a que el nivel de aislamiento para estos sistemas suele ser menor que la diferencia de potencial generada ( $\Delta U$ ).

En general, las sobretensiones por descargas atmosféricas en las redes de transmisión originan ondas de tensión que llegan hasta los equipos de la subestación a la cual están conectados, provocando a su vez sobretensiones en la subestación.

Las sobretensiones atmosféricas son determinantes y deben ser considerados en sistemas con tensiones nominales de hasta 230 kV, debido a sus valores bajos de niveles de aislamiento.

### 3.1.3 Pruebas de aislamiento

La rigidez dieléctrica de aislamiento de un equipo eléctrico depende de la onda de tensión aplicada, de la polaridad y, en el caso del aislamiento externo de las condiciones ambientales.

El nivel de aislamiento de los equipos e instalaciones deben asumir un valor normalizado (por razones técnico – económicas) para cada tipo de sobretensión y el nivel escogido debe estar sujeto a pruebas y certificación en laboratorios de alta tensión.

Las pruebas nos permiten determinar los niveles de aislamientos normalizados para la fabricación de equipos, y verificar si un equipo cumple con la rigidez dieléctrica determinada a sobretensiones temporales, sobretensiones de maniobra y sobretensiones de rayo.

### **3.1.3.1 Pruebas de aislamiento para sobretensiones temporales**

Las sobretensiones temporales, tienen formas de onda sinusoidales a frecuencia industrial. Un ejemplo típico es el que se da por efecto Ferranti, por el cual una línea larga de transmisión presenta valores de tensión por encima de su valor nominal.

Las pruebas se realizan mediante transformadores elevadores de tensión a un valor requerido, este valor se aplica un minuto en seco, y de esta manera se obtiene la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.

### **3.1.3.2 Pruebas de aislamiento para sobretensiones de maniobra**

Las sobretensiones de maniobra se presentan bajo la forma de una onda oscilatoria amortiguada, que no es reproducible en laboratorio. Por ende, se normaliza a una onda impulsiva de  $T_1/T_2 = 250/2500 \mu s$ , que se trata de simular los efectos equivalentes de este tipo de ondas.

Aplicando esta onda impulsiva se obtienen los valores de aislamientos normalizados a sobretensiones de maniobra, denominado BSL (Basic Switching Level, Nivel básico a impulso de maniobras) o SIWL (Switching Impulse Withstand Level, Nivel de soportabilidad a impulso de maniobras).

### **3.1.3.3 Pruebas de aislamiento para sobretensiones de rayo**

Las pruebas de soportabilidad de aislamiento se realizan con la máquina de Marx, el cual produce una onda impulsiva normalizada de  $T_1/T_2 = 1.2/50 \mu s$ , que se aplica al equipo bajo prueba, con un valor pico correspondiente al nivel de aislamiento normalizado.

Aplicando esta onda impulsiva se obtienen valores de aislamiento normalizados a sobretensiones de rayos, denominados BIL (Basic Insulating Level, Nivel básico de

aislamiento) o LIWL (Lightning Impulse Withstand Level, Nivel de soportabilidad a impulso de rayo).

### 3.1.4 Clasificación de aislamiento

El aislamiento de los equipos eléctricos se puede clasificar en dos categorías como: aislamiento externo y aislamiento interno:

- **Aislamiento externo**

Se refiere a las superficies aislantes directamente expuestas al medio ambiente y se ven afectadas por factores tales como: altura sobre el nivel del mar, humedad y contaminación.

- **Aislamiento interno**

Al no estar en contacto con el ambiente exterior esta protegido contra factores atmosféricos y medio ambientales, razón por la que tales factores no influyen sobre este aislamiento.

Una segunda clasificación distingue entre el aislamiento recuperable y el no recuperable, en función a su respuesta ante pruebas dieléctricas:

- **Aislamiento recuperable**

Es aquel que recupera totalmente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva causada por la tensión de prueba, por lo general, a este tipo corresponden los aislamientos externos.

- **Aislamiento no recuperable**

Es aquel que pierde total o parcialmente sus propiedades aislantes luego de una descarga disruptiva producto de una tensión de prueba, por lo general, este tipo corresponden a los aislamientos internos.

### 3.2 Factores que influyen en el aislamiento

En nuestro país, parte de las instalaciones de gran envergadura se encuentran por encima de los 1000 msnm, por ende, es importante tomar en cuenta los efectos que se pueden presentar en los equipos instalados por encima de esta altitud.

La corrección atmosférica cubre las diferencias entre condiciones atmosféricas reales en el sitio de ubicación de la instalación y las condiciones de pruebas normalizadas.

Para corregir el nivel de aislamiento se deben disponer de factores de corrección que reflejen la variación del nivel de aislamiento con la altura, a continuación, se describen la corrección por densidad del aire y la corrección por altitud.

#### 3.2.1 Corrección por densidad del aire

La rigidez dieléctrica del aire varía en función de la densidad relativa del aire ( $\delta$ ) y de la humedad en el sitio de la instalación, este último tiene un rango de variación muy pequeño, por lo que principalmente esta variación se debe a la densidad relativa del aire.

El gradiente de potencial está relacionado directamente con la densidad relativa del aire (RAD, Relative Air Density), el cual es a su vez directamente proporcional a la presión atmosférica e inversa a la temperatura absoluta, es decir:

$$\delta = \frac{3.926 * P}{273 + T}$$

Dónde: P: Presión barométrica (cmHg)

$$P = 10^{(\log 76 - \frac{H}{18336})}$$

Dónde: H: Altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m.)

T: Temperatura media máxima (°C)

Para condiciones a nivel del mar (normalizadas), se toma como dato la presión barométrica de 76 cmHg y una temperatura media máxima de 25°C, se obtiene una densidad relativa de uno y en mayores alturas una densidad con valores menores a uno.

La RAD ( $\delta$ ) corrige los niveles de aislamiento desde los 0 msnm, es decir, cuando están referidos al nivel del mar, como es el caso de las cadenas de aisladores tipo plato.

Calculando la RAD:

$$P = 10^{(\log 76 - \frac{H}{18336})}$$

La altura a la que se encuentra la subestación Mazocruz es de 3992.77 msnm (valor tomado del Google Earth).

$$P = 10^{(\log 76 - \frac{3992.77}{18336})} = 46.03 \text{ cmHg}$$

$$P = 46.03 \text{ cmHg}$$

El valor de la RAD es:

$$\delta = \frac{3.926 * 46.03}{273 + 15} = 0.6275$$

$$\delta = 0.6275$$

### 3.2.2 Corrección por altura

Los rangos de los niveles de aislamiento son valores aproximados, una gran precisión no es necesaria por lo que se recomienda el uso del factor de corrección por altitud ( $K_a$ ), el cual nos da valores aproximados.

El factor ( $K_a$ ) se utiliza para corregir los niveles de aislamiento en aire de transformadores y equipos fabricados en serie, los cuales son considerados invariables hasta los 1000 msnm; se puede determinar mediante la siguiente fórmula simplificada:

$$K_a = \frac{1}{1 + 1.25 * 10^{-4} * (H - 1000)}$$

Dónde: H: Altura sobre el nivel del mar (m)



### 3.3 Corrección del nivel de tensión

Se corrige la tensión de acuerdo a la corrección por altura, con los valores característicos de la altura, que es de 3977 msnm (valor tomado del Google Earth)

$$K_a = \frac{1}{1 + 1.25 * 10^{-4} * (H - 1000)}$$

Aplicando esta ecuación, en nuestro caso tenemos:

$$K_a = \frac{1}{1 + 1.25 * 10^{-4} * (3993 - 1000)}$$

$$K_a = 0.7278$$

Según el cálculo para el caso que nos ocupa adoptamos un valor de 0.7278 como factor de corrección de altura.

Para una tensión nominal de 230 kV, empleando la tabla, obtenemos un valor la tensión máxima para el equipo de 245 kV.

Reemplazando datos tenemos:

$$\frac{245 \text{ kV}}{0.7278} = 336.63 \text{ kV}$$

Con el resultado obtenido, y con la tabla a continuación, para obtener la nueva tensión máxima que será adoptada para la subestación Mazocruz, que corresponde a un valor de 362 kV.

### 3.4 Determinación del BIL

Con el resultado de 362 kV nos vamos a la tabla, donde podemos encontrar el valor de BIL que le corresponde, que es un valor de 1300 kV.

**Tabla 1 - Niveles de aislamiento normalizados por IEC**

Tensiones nominales del sistema kV	Tensión máxima para el equipo kVef	Nivel de aislamiento al impulso		Nivel de aislamiento a baja frecuencia	
		Aislamiento pleno kV pico	Aislamiento reducido kV pico	Aislamiento pleno kVef	Aislamiento reducido kVef
88-94	100	450	380	185	150
110-115	123	550	450	230	185
132-138	145	650	550 450	325	230 185
150-161	170	750	650 550	460	275 230
220-230	245	1050	900 825 750		395 360 325
275-287	300		1175 1050 900		510 460 395
330-345	362		1300 1175 1050		570 510 460
380-440	420		1675 1550 1425 1300		740 680 630 570
500	55		1800 1675 1550 1425		790 740 680 630

### 3.5 Determinación de la tensión crítica de flameo (TCF)

Se denomina como tensión crítica de flameo (TCF) a la tensión obtenida en forma experimental, que representa una probabilidad de flameo del 50%. La relación entre la

TCF y el BIL para una probabilidad de falla del 10%, está dada en forma experimental por:

$$BIL = (1 - 1.3 * \sigma) * TCF$$

$$BIL = 0.961 * TCF$$

Dónde: BIL: Nivel de aislamiento al impulso atmosférico (kVp)

TCF: Tensión crítica de flameo (kVp)

$\sigma$ : Desviación estándar

Para impulsos tipo atmosférico se considera un 3%

Para impulsos tipo maniobra se considera un 6%

$$TCF = \frac{BIL}{0.961}$$

Para la tensión de nominal de 230 kV, con el BIL corregido por la altura de 1300 kV.

$$TCF = \frac{1300}{0.961} = 1352.76 \text{ kV}$$

### 3.6 Determinación de distancias mínimas en aire

Las distancias mínimas en el aire son aquella que aseguran una adecuada soportabilidad dieléctrica entre los diferentes elementos que constituyen la subestación, ante impulsos de tensión tipo rayo, maniobra y sobretensiones a frecuencia industrial.

Para tener una adecuada coordinación de aislamiento se deben fijar las distancias mínimas en aire, entre las partes energizadas de fase a tierra, y entre partes energizadas de diferentes fases.

#### 3.6.1 Distancia entre fase y tierra

Se caracteriza por la tensión crítica de flameo (TCF), obtenida en forma experimental.

Entonces la distancia fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$d_{f-t} = \frac{TCF}{E_s} (m)$$

Donde:  $d_{f-t}$ : Distancia mínima fase-tierra (m)

$E_s$ : Factor de explosor (gap) o gradiente de tensión (kVp/m)

El factor gap depende de la configuración de los electrodos en la subestación, es decir, para cada configuración se tiene diferentes factores, los cuales se obtuvieron experimentalmente. La variación de estos valores no es importante, pero están comprendidos entre 520 y 550 kVp/m.

La distancia mínima fase-tierra para estas condiciones será:

$$d_{f-t} = \frac{1352.76}{520} = 2.60 \text{ (m)}$$

$$d_{f-t} = 2.60 \text{ (m)}$$

Estas distancias mínimas, pueden resultar mayores de acuerdo con las características constructivas de la subestación.

### 3.6.2 Distancia entre fases

Se determina, teniendo en cuenta el valor de la tensión máxima presente entre fases, que resulta el nivel básico de aislamiento más el valor pico de la onda de tensión a tierra que corresponden a condiciones fundamentales de operación.

Lo anterior conduce a elegir una distancia mínima entre fases, para tensiones nominales menores o iguales a 230 kV un 15% de las distancias mínimas de fase-tierra, y para tensiones mayores a 230 kV de un 20 a 40% como máximo, garantizando un buen comportamiento dieléctrico.

Para sobretensiones por impulso tipo atmosférico, por ejemplo, la distancia mínima fase-fase está dada por:

$$d_{f-f} = 1.15 * d_{f-t} \text{ (m)}$$

Donde:  $d_{f-f}$ : Distancia entre fases (m)

$d_{f-t}$ : Distancia mínima fase-tierra (m)

$$d_{f-f} = 1.15 * 2.60 = 3.00 \text{ (m)}$$

$$d_{f-f} = 3.00 \text{ (m)}$$

La soportabilidad a tensiones de impulso rayo o maniobra en condiciones atmosféricas normalizadas debe ser igual o mayor que los valores especificados en la publicación IEC 60071-2 para las tensiones de soportabilidad normalizadas al impulso tipo rayo o maniobra. Siguiendo este principio, las distancias mínimas en aire han sido determinadas para las configuraciones de electrodos. Las distancias mínimas especificadas en la recomendación IEC 60071-2 consideran una aproximación conservativa, teniendo en cuenta las experiencias prácticas, la economía en la instalación de la subestación y los equipos fabricados en la práctica para instalaciones que consideran distancias mínimas menores a 1 m.

La publicación IEC 60071-1 define los niveles de aislamiento normalizados para instalaciones eléctricas correspondientes a las tensiones máximas  $U_m$  permisibles, con combinación de dos componentes, a saber:

- Las tensiones soportables asignadas de impulso atmosférico y de frecuencia industrial de corta duración, para equipos con niveles de tensión máxima correspondientes al Rango I.
- Las tensiones soportables de impulso atmosférico, de maniobra y de frecuencia industrial para equipos con niveles de tensión máxima correspondiente al Rango II.

Para el dimensionamiento de las distancias mínimas en aire solo es determinante aquella componente que produce el esfuerzo mas fuerte para un tipo dado de electrodos. En el Rango I, esta es generalmente la tensión de impulso atmosférico con la polaridad positiva; y en el Rango II, generalmente la tensión de impulso de maniobra con polaridad positiva.

En la tabla se presentan los valores establecidos en la recomendación IEC 60071-2 (1996) para las separaciones mínimas en aire fase-tierra y fase-fase para los diferentes valores de los niveles normalizados de aislamiento al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra. [Norma IEC-60071-1]

**Tabla 2 - Correlación entre tensiones soportadas al impulso tipo rayo y distancias mínimas en aire, para el rango I (IEC 60071-1)**

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo (kV)	Distancia mínima (mm)		Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo (kV)	Distancia mínima (mm)	
	Fase-Tierra Punta-Estructura	Fase-Tierra Conductor estructura		Fase-Tierra Punta-Estructura	Fase-Tierra Conductor estructura
20	60		650	1300	
40	60		750	1500	
60	90		850	1700	1600
75	120		950	1900	1700
95	160		1050	2100	1900
125	220		1175	2350	2200
145	270		1300	2600	2400
170	320		1425	2850	2600
200	380		1550	3100	2900
250	480		1675	3350	3100
325	630		1800	3600	3300
450	900		1950	3900	3600
550	1100		2100	4200	3900

**Tabla 3 - Correlación entre tensiones soportadas al impulso tipo maniobra y distancias mínimas fase-tierra en el aire, para el rango II (IEC 60071-1)**

Tensión nominal soportada al impulso de maniobra (kV)	Distancia mínima (mm)	
	Fase-Tierra Punta-Estructura	Fase-Tierra Conductor estructura
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600

**Tabla 4 - Correlación entre tensiones soportadas al impulso tipo maniobra y distancias mínimas fase-fase en aire, para el rango II (IEC 60071-1)**

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

El valor del BIL corregido por la altura obtenido anteriormente es de 1300 kV, con este valor nos dirigimos a la tabla en la cual se puede observar que le corresponde un valor de 2600 mm, mismo valor que coincide con el valor encontrado a partir del TCF, que es de 2.60 m.

### 3.7 Distancias de seguridad

Son aquellos espacios que permiten la circulación del personal y efectuar maniobras de operación y mantenimiento en la subestación, evitando todo contacto eléctrico del personal con un número mínimo de operaciones durante las maniobras.

El criterio utilizado para determinar las distancias de seguridad se basa en lo publicado por el Comité 23 de la CIGRE (Paziry 1971).

Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Distancias desde tierra: factores tales como tensión de instalación, altura de una persona, capa de nieve donde sea aplicable, altura de bases, etc.
- Distancias a vehículos: altura típica de los vehículos de mantenimiento, así como también la altura de camiones que son usados para el transporte de equipos mayores.
- Distancias a cercos, muros, etc.

La distancia de seguridad es la suma de los siguientes valores:

Un valor básico relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una “zona de guarda” alrededor de las partes energizadas.

Un valor que es función de movimientos del personal de mantenimiento así como del tipo de trabajo y la maquinaria usada. Esto determina una “zona de seguridad” dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos.

### **3.7.1 Cálculo del valor básico**

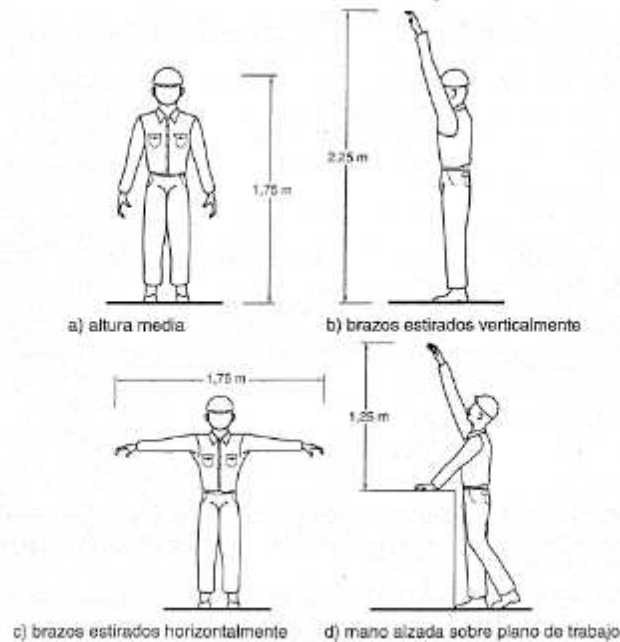
El valor básico debe garantizar el espaciamiento adecuado para prevenir cualquier riesgo de flameo aún bajo las condiciones más desfavorables.

El valor básico está determinado con base en la distancia mínima en aire fase-tierra establecida en la forma descrita en el numeral 3.6.1. y correspondiente al nivel de aislamiento determinado para la instalación, incrementada un 5% o 10% como factor de seguridad para tener en cuenta tolerancias en la fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de un fabricante a otro.

### **3.7.2 Determinación de la zona de seguridad**

Es necesario incrementar el valor básico en una cantidad que depende de la altura del personal de mantenimiento y de la naturaleza del trabajo sobre el equipo, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso. Las dimensiones medias a considerar son una función de la altura de los operadores y de los diferentes movimientos que estos puedan efectuar. Dentro de esta zona queda eliminada cualquier riesgo relacionado con acercamientos eléctricos.





**Figura 24 - Dimensiones medias de un operador**

### 3.7.2.1 Movimiento de personal

Es la distancia de seguridad entre la parte energizada más baja a tierra, debe ser tal que permita la libre circulación del personal. La zona de seguridad es la que corresponde a la altura que puede alcanzar el personal de estatura media con un brazo extendido horizontalmente.

Por lo mencionado, la altura de circulación resulta la adición de 2.25 m al valor básico; en cambio la distancia horizontal se le adiciona un valor de 0.9 m al valor básico.

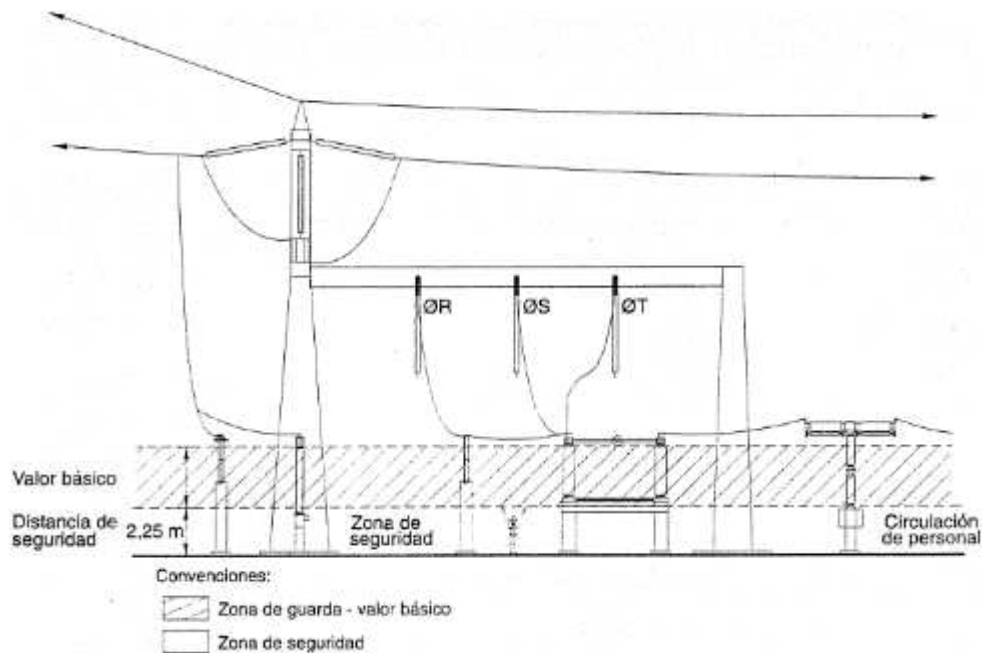
Las distancias mínimas que permiten la circulación normal del personal sin la utilización de barreras, muros o mallas protectoras, se expresan de la siguiente manera:

$$h_v = 1.10 * d_{f-t} + 2.25 (m)$$

$$d_h = 1.10 * d_{f-t} + 0.9 (m)$$

Donde:  $h_v$ : Distancia horizontal mínima de seguridad, (m).

$d_h$ : Altura mínima de seguridad, (m).



**Figura 25 - Circulación del personal**

Las distancias en el proyecto son calculadas de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

La altura mínima de circulación del personal, será:

$$h_v = 1.10 * d_{f-t} + 2.25 \text{ (m)}$$

$$h_v = 1.10 * 2.60 + 2.25 \text{ (m)}$$

$$h_v = 5.11 \text{ (m)}$$

La distancia horizontal mínima de seguridad para la circulación del personal, será:

$$d_h = 1.10 * d_{f-t} + 0.9 \text{ (m)}$$

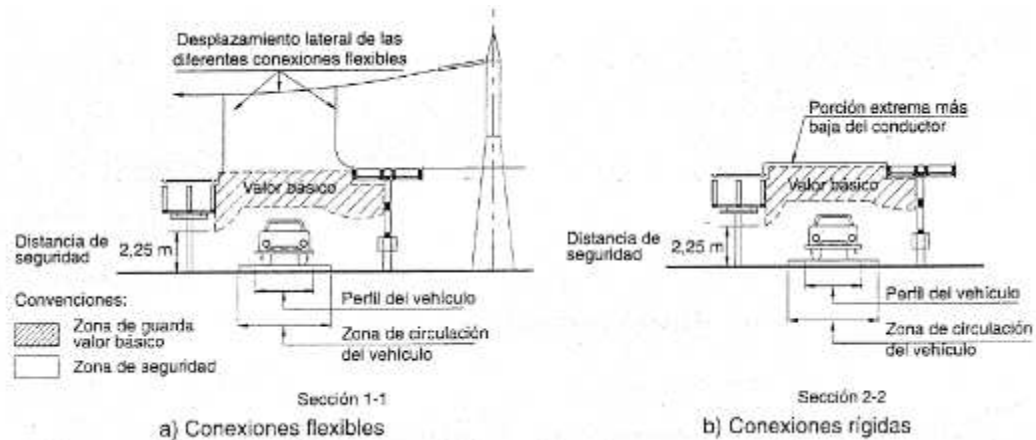
$$d_h = 1.10 * 2.60 + 0.9 \text{ (m)}$$

$$d_h = 3.76 \text{ (m)}$$

### 3.7.2.2 Movimiento de vehículos

Para el montaje y mantenimiento de algunos equipos como interruptores, es necesario utilizar una grúa, y por lo tanto, se debe prever una zona de seguridad para

estos casos. Para esto se toma en cuenta las dimensiones externas del vehículo de mayor tamaño incluido más voluminoso que se instalara en la subestación.



**Figura 26 - Circulación de vehículos**

La distancia horizontal está delimitada por el perfil del vehículo más 0.70 m para tener en cuenta las maniobras y las inevitables imprecisiones en la conducción.

La altura de en conexiones rígidas será por lo menos igual al valor básico más el perfil del vehículo, en cambio para las barras flexibles será igual al valor básico adicionado un 0.50 m para absorber los desplazamientos de las conexiones flexibles.

$$d_h = (1.10 * d_{f-t} + 0.7) + 0.9 \text{ (m)}$$

$$d_v = (1.10 * d_{f-t} + 0.5) + 2.25 \text{ (m)}$$

El espacio para la circulación de vehículos con cargas pesadas se determina tomando en cuenta las dimensiones exteriores del vehículo de mayor tamaño que se piense utilizar, incluido el transformador más voluminoso que se instale en la subestación.

### 3.7.2.3 Trabajos sobre equipos o sobre conductores

Cuando se efectúa un trabajo en una subestación con presencia de tensión en los conductores y equipos de los circuitos adyacentes, es necesario prever una zona de protección la cual se debe determinar con base en el mismo principio de los casos anteriores. Dicha zona comprende el valor básico más un valor que será determinado

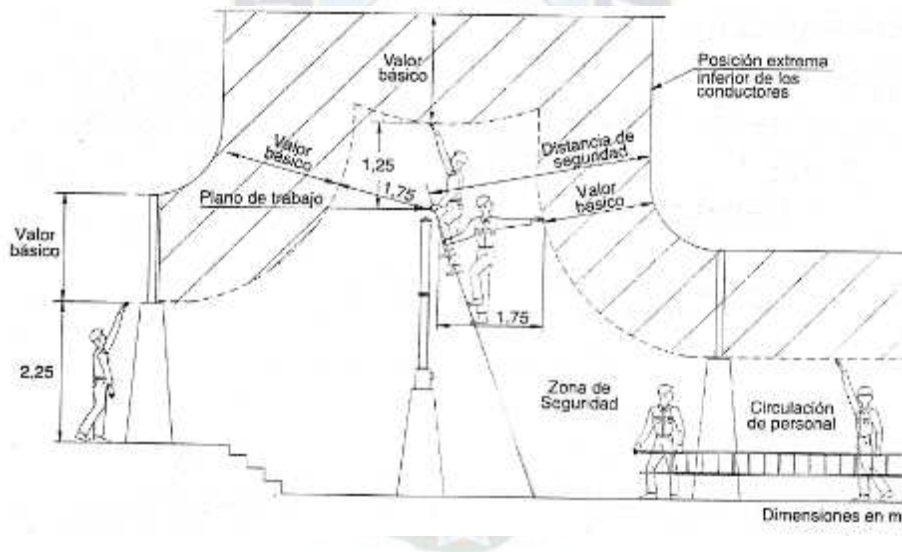
para cada equipo de acuerdo con el trabajo de mantenimiento, el vehículo y las herramientas que normalmente se utilizan. Nunca debe tener un valor inferior a 3 m.

La distancia de seguridad se entiende entre la posición extrema que puede ocupar la conexión del equipo energizado y al borde del equipo sobre la cual se está llevando a cabo el trabajo. Se debe establecer que bajo ninguna circunstancia habrá penetración en la zona del valor básico.

En el caso de mantenimiento de rutina que requiera solamente el uso de herramientas livianas, el factor que se le adiciona al valor básico debe ser:

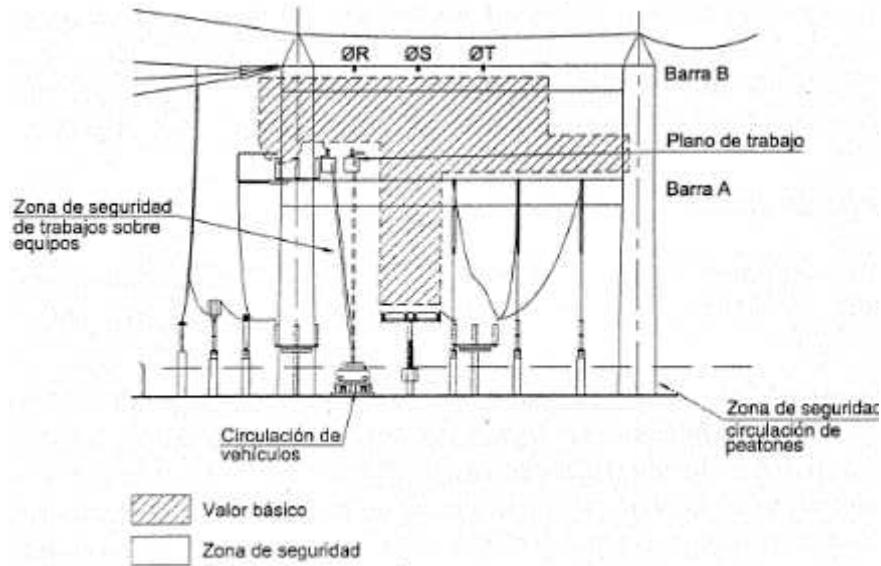
Horizontalmente: 1.75 m que corresponde a las dimensiones promedio de un operador con los brazos estirados.

Verticalmente: 1.25 m por encima del plano de trabajo que corresponde al operador en la posición ilustrada en la figura a continuación.



**Figura 27 - Trabajo sobre equipos o sobre conductores**

En el caso de uso de herramientas pesadas o vehículos, la zona de seguridad se calcula con base en lo dicho anteriormente, más la zona de seguridad terminada para el movimiento de vehículos, tal como se ilustra en la figura.



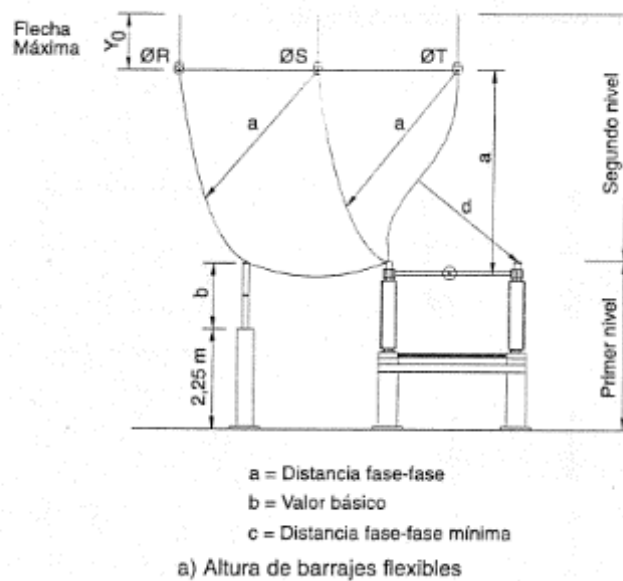
**Figura 28 - Trabajo utilizando maquinaria pesada**

#### 3.7.2.4 Demarcación de las zonas

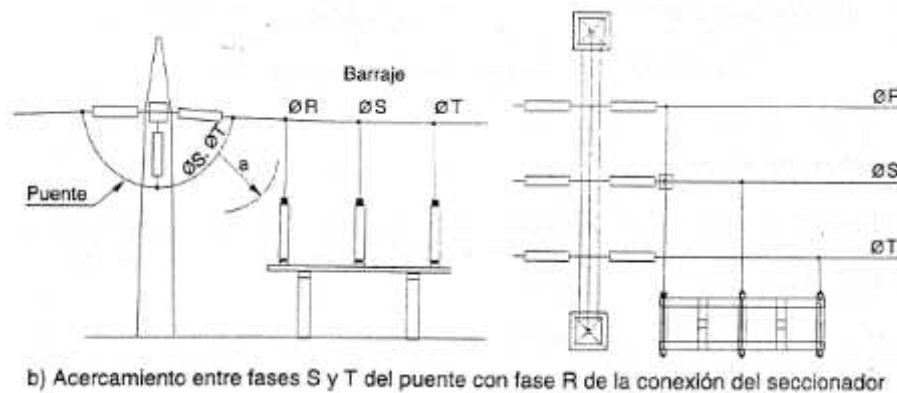
En las subestaciones se deben señalar permanentemente las zonas de seguridad, especialmente la relacionada con el movimiento de los vehículos. Lateralmente esta señalización se debe efectuar con demarcaciones en la superficie del patio. Verticalmente se debe verificar que todo vehículo cargado que entre en el patio no exceda los valores de diseño de la zona. Durante el montaje o mantenimiento las zonas de seguridad deben ser demarcadas por banderas visibles al personal. Cuando se efectúen trabajos extensivos, por ejemplo, de ampliación, la zona de seguridad se debe demarcar con barrajes o mallas, e inclusive colocar avisos de peligro.

#### 3.8 Determinación altura mínimas de montaje de equipos

Las distancias de seguridad descritas anteriormente determinan esta altura, se la conoce como primer nivel de conexión que se encuentra en una subestación conformado por la conexión entre equipos, es decir, corresponde a las partes energizadas más próximas a tierra, cuya altura está dada por la altura mínima de seguridad para la circulación del personal que no debe ser inferior a los 3 m.



**Figura 29 - Altura de barraje flexible**



**Figura 30 - Distancia a barraje flexible**

Para determinar la altura de campo se considera la parte energizada más próxima a tierra, en este caso se considera la altura de seguridad para la circulación, anteriormente se obtuvo:

$$h_v = 5.11 \text{ (m)}$$

La altura mínima del primer nivel o de conexión entre equipos es igual a:

$$h_e = 1.10 * h_v$$

$$h_e = 1.10 * 5.11 = 5.62 \text{ (m)}$$

$$h_e = 5.62 (m)$$

### 3.9 Determinación de la altura mínima de barras

La altura de las barras rígidas o de segundo nivel, este nivel de conexión está conformado por los barrajes, cuya altura debe estar por encima del nivel de equipos en distancia por lo menos igual a la distancia mínima fase-fase, cable-cable.

Cuando se tienen conductores flexibles es necesario tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo a la fase más apartada del barraje y el acercamiento de estas conexiones a los puentes bajo las estructuras de soporte de barras (en algunos casos para evitar acercamientos se recomienda instalar un aislador de poste en la conexión de seccionador a la dase del barraje más alejada), lo anterior se ilustra en la figura.

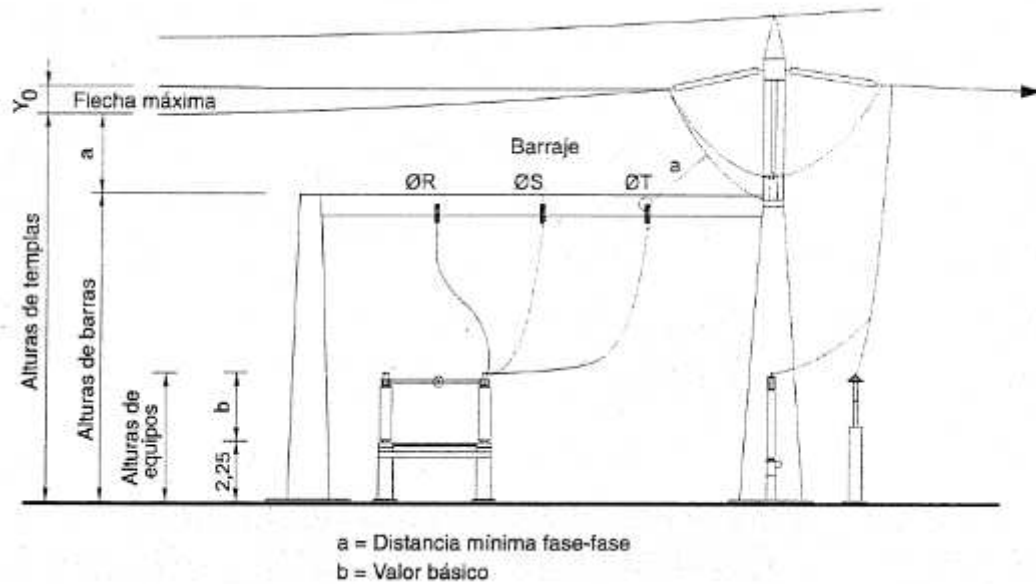
La altura mínima del segundo nivel o altura de las barras rígidas es igual a:

$$h_b = 1.10 * (h_e + d_{f-f})$$

$$h_b = 1.10 * (5.62 + 3.00) = 9.48 (m)$$

$$h_b = 9.48 (m)$$

La altura de las barras superiores o altura de tercer nivel; este nivel de conexión está conformado por las barras superiores cuya altura debe ser superior al segundo nivel, por lo menos una distancia mínima fase-fase, cable-cable, más la flecha máxima de las barras superiores. Es necesario tener en cuenta acercamientos que se pueden presentar con los bajantes de las templeas superiores, mostrado en la figura.



**Figura 31 - Altura de templo superior**

La altura mínima del tercer nivel o altura de las barras superiores es igual a:

$$h_L = 1.10 * (h_b + d_{f-f})$$

$$h_L = 1.10 * (9.48 + 3.00) = 13.73 \text{ (m)}$$

$$h_L = 13.73 \text{ (m)}$$

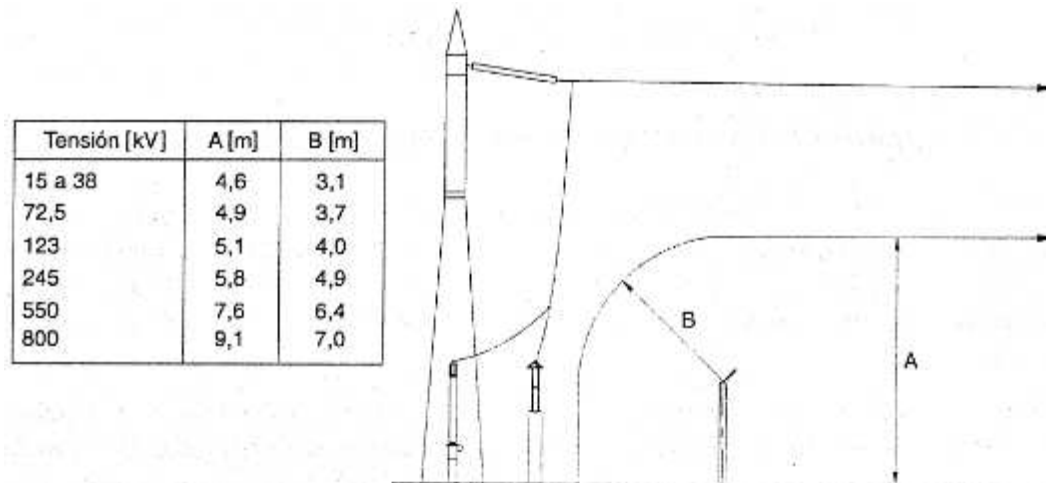
### 3.10 Determinación de altura mínima de llegada de línea de transmisión

La altura mínima de los conductores de salida de las líneas de transmisión hacia Pallina 1 y Pallina 2, tendrán un valor mínimo igual a la altura mínima de tercer nivel calculado en numeral anterior, que corresponde:

$$h_L = 13.73 \text{ (m)}$$

Es necesario considerar las distancias mínimas de las salidas de línea que pasan por encima de cercos perimetrales; la norma IEEE Std 119 (1988) las determina como se muestra en la figura.





**Figura 32 - Distancias mínimas al cerco o muro**

### 3.11 Selección del pararrayos

Se realiza comparando los requerimientos del sistema eléctrico con las características del pararrayos ofrecidas por el fabricante, consiste en especificar de forma resumida sus características eléctricas, mecánicas y medio ambientales.

Se determina las características eléctricas del pararrayos para luego adecuarlos con los requerimientos del sistema, a continuación, se realiza el siguiente ejemplo para un pararrayos típico de ZnO (Óxido de Zinc) de envolvente cerámico, se debe determinar los siguientes parámetros eléctricos.

- Tensión nominal o asignada
- Tensión máxima de operación continua (COV)
- Capacidad frente a máximas sobretensiones temporales (TOV)
- Tensión nominal normalizada del pararrayos
- Corriente nominal de descarga

#### 3.11.1 Tensión máxima de operación continua (COV)

Es la tensión eficaz de valor máximo a frecuencia industrial que soporta el pararrayos de manera continua en sus terminales, sin dañarlo o acelerar su envejecimiento por calentamiento.

La tensión de operación continua de un pararrayos debe ser mayor o igual a la tensión permanente más elevada de operación en el sitio de la subestación, con el objeto de evitar la inestabilidad del pararrayos en el proceso de descarga, es decir:

$$COV = 1.05 * \frac{U_m}{\sqrt{3}} [kV]$$

Dónde: COV: Tensión máxima de operación continua [kV]

$U_m$ : Tensión máxima del sistema [kV]

El factor de seguridad de 1.05 considera los posibles efectos de los picos de armónicos de tensión del sistema.

El resultado de la tensión continua de operación continua, podrá ser reajustado según los resultados del cálculo de la tensión nominal ( $U_r$ ) del pararrayos.

$$COV = 1.05 * \frac{245}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$COV = 148.52 [kV]$$

### 3.11.2 Máxima sobretensión temporal (TOV)

Se presentan generalmente durante las fallas a tierra, también por rechazos de carga. Por tanto, estas dependen en gran parte de su factor de falla a tierra en el sitio de la subestación, la máxima sobretensión temporal, se obtiene afectando a "COV" por el factor de falla a tierra.

$$TOV = K_e * COV [kV]$$

Dónde: COV: Tensión máxima de operación continua [kV]

$K_e$ : Factor de falla a tierra, de acuerdo a la norma IEC

**Tabla 5 - Valores del factor de falla a tierra, de acuerdo a norma a IEC**

Tipo de sistema	$K_e$
Con neutro sólidamente aterrizado	1.4
Con neutro aislado	$\sqrt{3}$

Como es un sistema sólidamente aterrizado, tenemos que  $K_e = 1.4$

$$TOV = 1.4 * 148.52 [kV]$$

$$TOV = 207.93 [kV]$$

### 3.11.3 Tensión nominal del pararrayos, $U_r$

Es el valor eficaz máximo admisible de la tensión a frecuencia industrial, aplicando entre los terminales del pararrayos para el cual está previsto su correcto funcionamiento en condiciones de sobretensiones temporales, durante un periodo de tiempo definido.

La tensión nominal del pararrayos, se determina a partir de criterios que se mencionan a continuación, de ellos se elige el mayor obtenido:

- Tensión nominal, en base a las tensiones de operación continua

$$U_{r1} = \frac{COV}{k_d} [kV]$$

- Tensión nominal, en base a las sobretensiones temporales

$$U_{r2} = \frac{TOV}{k_{TOV}} [kV]$$

Donde:  $k_d$ : Factor de diseño, valor encontrado en catálogos (valor típico de 0.8)

$k_{TOV}$ : Capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales, depende del tiempo de duración de la sobretensión.

**Tabla 6** - Valores de capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales

Tiempo de duración de la sobretensión [s]	$k_{TOV}$
1	1.15
10	1.07
7200	0.97

A diferencia de los demás equipos un pararrayos pocas veces tiene la misma tensión nominal del sistema, depende en gran parte de su factor de falla a tierra en el sitio de la subestación.

$$U_{r1} = \frac{COV}{k_d} = \frac{148.52}{0.8} [kV]$$

$$U_{r1} = 185.65 [kV]$$

Para el segundo criterio, se considerará eventos de falla monofásica a tierra por ser de mayor probabilidad de ocurrencia en un sistema eléctrico.

$$U_{r2} = \frac{TOV}{k_{TOV}} = \frac{207.93}{1.15} [kV]$$

$$U_{r2} = 180.81 [kV]$$

La tensión nominal del pararrayos será el de mayor valor de  $U_{r1}$  y  $U_{r2}$ , entonces se tiene:

$$U_r = U_{r2} = 185.65 [kV]$$

### 3.11.4 Tensión nominal normalizada del pararrayos

Realizado el cálculo de la tensión nominal teórica del pararrayos podemos recurrir a catálogos para obtener datos de pararrayos ABB, tipo EXLIMQ de ZnO.

$$U_r = 185.65 [kV]$$

Por tanto, la tensión estándar normalizada del pararrayos es:

$$U_r = 192 [kV]$$

### 3.11.5 Tensión incidente

La máxima tensión incidente que tiene la probabilidad de no flameo del 90%, cuya desviación estándar para la curva es de 3%, está dada por:

$$V_i = V_{90\%} = V_{50\%} * (1 - 1.3 * \sigma) [kV]$$

La tensión crítica de flameo se halla a través de la siguiente expresión, conociendo el número de aisladores de la cadena que tiene la última torre o por el cálculo de la cadena de aisladores de los pórticos (el cálculo del número de la cadena de aisladores se realiza en capítulo 5, numeral 5.5.1), en este caso 21 aisladores, se adiciona a la cadena de aisladores de tensión dos aisladores más para evitar que exista una tensión de flameo inverso.

$$V_{50\%} = 0.94 * 585 * w [kV]$$

$$V_{50\%} = 550 * w [kV]$$

Donde:  $w$ : longitud de la cadena de aisladores (m)

$E_0$ : factor de explosor (gap) o gradiente de tensión (kVp/m)

El factor gap depende de la configuración de los electrodos en la subestación, es decir, para cada configuración se tiene diferentes factores, los cuales se obtuvieron experimentalmente. La variación de estos valores no es importante, pero están comprendidos entre 520 y 550 kVp/m.

En la tabla 5.21 tenemos el paso nominal de un aislador cerámico, que corresponde a 146mm.

$$w = 23 * 0.146 = 3.358 (m)$$

$$V_{50\%} = 550 * w = 550 * 3.358 = 1846.56 [kV]$$

La tensión incidente que tenemos:

$$V_i = V_{50\%} * (1 - 1.3 * \sigma) = 1846.56 * (1 - 1.3 * 0.03) [kV]$$

$$V_i = 1774.54 [kV]$$

### 3.11.6 Impedancia característica

La impedancia característica de la línea se puede determinar con la siguiente tabla, que va de acuerdo a la clasificación de la IEC 60099-4, que presenta los valores típicos de  $Z_0$ .

**Tabla 7 - Valor de impedancia según la tensión del sistema**

Tensión nominal del sistema $U_N$ [kV]	Impedancia característica $Z_0$ [ $\Omega$ ]
<145	450
145 - 345	400
362 – 525	350
765	300

### 3.11.7 Corriente nominal de descarga

Es el valor pico de una corriente a impulso tipo rayo normalizada de  $8/20 \mu s$ , que el pararrayos puede descargar o conducir sin dañarse. La corriente de descarga se utiliza para clasificar al pararrayos, además de que es el principal parámetro para establecer el nivel de protección y capacidad de absorción de los pararrayos.

Para determinar la correcta operación, se procede a calcular la corriente que circula por el pararrayos, mediante la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{2 * V_i}{Z_0} [kAp]$$

Donde:  $I_d$ : Corriente de descarga [kAp]

$Z_0$ : Impedancia característica de línea [ $\Omega$ ]

Por tanto, la corriente de descarga resulta:

$$I_d = \frac{2 * V_i}{Z_0} = \frac{2 * 1774.54}{400}$$

$$I_d = 8.87 [kAp]$$

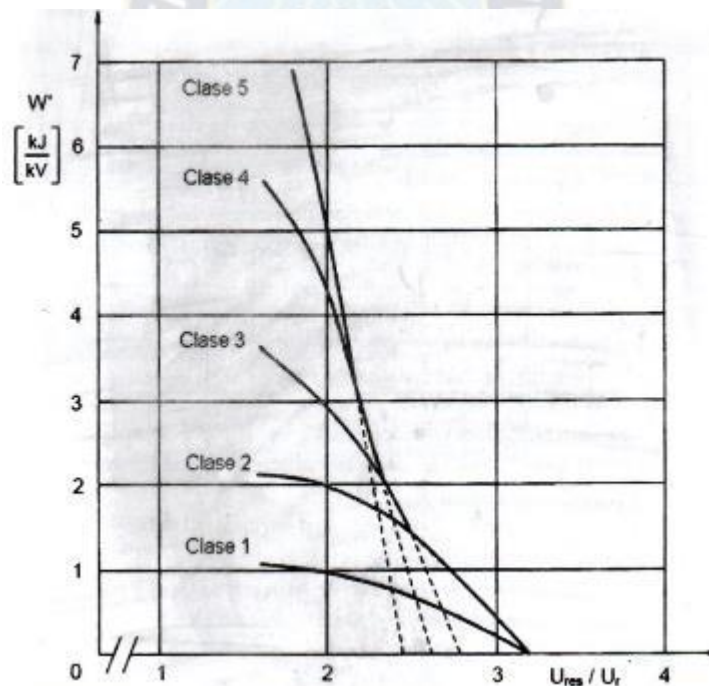
Con el resultado, se concluye que el pararrayos con corriente nominal de descarga de 10 kA puede operar correctamente sin alcanzar la inestabilidad térmica, en virtud de que la corriente que circula por mismo es de menor magnitud.

Entonces se selecciona un pararrayos de tipo estación de un valor de:

$$I_d = 10 [kAp]$$

### 3.11.8 Clase de descarga de línea

La clase de descarga de línea es la característica que define un pararrayos de alta tensión. Esta es la forma de especificar la capacidad de absorción de energía del pararrayos sin sufrir daños, conforme a la norma IEC, aplicable a líneas de gran longitud y se definen como cinco clases.



**Figura 33** - Energía específica en  $kJ/kV$  de tensión nominal con respecto a la tensión residual al impulso de maniobra al valor eficaz de la tensión nominal del pararrayos

Al incrementar el número de clase, se incrementa también la capacidad de absorción de energía del pararrayos de 10 kA se definen las clases de 1 a 3, mientras que para pararrayos de 20 kA se definen las clases 4 y 5.

El pararrayos debe ser capaz de absorber la energía en forma de sucesivas descargas en un intervalo corto tiempo sin alcanzar la inestabilidad térmica, generadas por sobretensiones transitorias del sistema.

Para evaluar la energía absorbida, se considera la peor condición que ocasiona mayor exigencia al pararrayos. A continuación, se presentan expresiones que permiten evaluar la energía absorbida del pararrayos, según el tipo de sobretensión y en función del nivel de protección.

Para sistemas con tensiones menores o iguales a 230 kV, donde la energía debida a la maniobra de interruptores es baja, la capacidad de absorción será determinada por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, mediante la siguiente expresión:

$$W = \left[ 2 * V_{50\%} - N * U_{res} \left( 1 + \ln \left( 2 * \frac{V_{50\%}}{U_{res}} \right) \right) \right] * \frac{U_{res} * T_w * n}{Z_0} [J]$$

Donde:

$U_{res}$ : Tensión residual del pararrayos, a impulso tipo rayo, [kVp]

$V_{50\%}$ : Tensión critica de flameo de aisladores de la línea [kVp]

$N$ : Número de líneas conectadas al pararrayos

$T_w$ : Tiempo de propagación de la onda a través de la línea [ $\mu s$ ]

$$T_w = \frac{l}{v}$$

Donde:

$l$ : Longitud de la línea [km]

$v$ : Velocidad de propagación de la onda a través de la línea [ $km/\mu s$ ]  
( $v = 0.3 km/\mu s$ )

$Z_0$ : Impedancia característica de la línea [ $\Omega$ ]

$n$ : Numero de descargas consecutivas (según IEC,  $n=2$ )



La tensión residual a impulso tipo rayo, se selecciona con la corriente nominal de descarga elegida en el catálogo de pararrayos, se tiene:

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/80 μs			8/20 μs			
						U <sub>C</sub> KV <sub>rms</sub>	MCOV KV <sub>rms</sub>	1 s KV <sub>rms</sub>	10 s KV <sub>rms</sub>	0,5 kA KV <sub>pico</sub>	1 kA KV <sub>pico</sub>	2 kA KV <sub>pico</sub>
170	132	106	106	153	145	254	262	272	295	311	342	382
	144	108	115	167	158	277	286	297	322	339	373	417
	162	108	131	187	178	312	321	334	362	381	419	469
	168	108	131	194	184	323	333	346	376	395	435	486
245	180	144	144	208	198	346	357	371	402	423	466	521
	192	154	154	222	211	369	381	396	429	452	497	555
	198	156	160	229	217	381	393	408	443	466	512	573
	210	156	170	243	231	404	417	433	469	494	543	608
	216	156	175	250	237	415	428	445	483	508	559	625
	219	156	177	254	240	421	434	451	489	515	567	634
	222											
	228	156	180	264	250	438	452	470	510	536	590	660

**Figura 34 - Datos de protección garantizados de pararrayos EXLIM Q-E (ABB)**

$$U_{res} = 452 [kV]$$

La longitud de línea entre las subestaciones Mazocruz y Contorno Bajo es de 22.94 km.

El tiempo de propagación de la onda aproximado es:

$$T_w = \frac{22.94}{0.3} = 76.47 [\mu s]$$

Calculando la capacidad de absorción de energía, se tiene:

$$W = \left[ 2 * 1846.56 - 452 \left( 1 + \ln \left( 2 * \frac{1846.56}{452} \right) \right) \right] * \frac{452 * 76.47 * 2}{400} [J]$$

$$W = 396052.10 [J] = 396.05 [kJ]$$

La capacidad de absorción específica es función de la tensión nominal del pararrayos:

$$W' = \frac{W}{U_r} = \frac{396.05}{192} = 2.06$$

La tensión residual a impulso maniobra, se obtiene de catálogo (figura 34), para un impulso de corriente de maniobra (30/60 μs) que corresponde a un valor de 1 kA.

$$U'_{res} = 381 [kV]$$

Con el valor de la energía absorbida específica (2.06), y la relación entre la tensión residual a impulso de maniobra ( $U'_{res}$ ) y la tensión nominal ( $U_r$ ) del pararrayos (381/192 = 1.98) se determina la clase de descarga en la curva de la figura 33

$$\text{Clase de descarga de línea} = 3$$

Se selecciona un pararrayo que satisfaga los requerimientos técnicos anteriores definidos, según los catálogos del fabricante se normaliza el siguiente valor:

$$U_r = 192 \text{ [kV]}$$

$$U_c = 154 \text{ [kV]}$$

Una vez seleccionado el pararrayos se procede a seleccionar las características de protección ante impulsos tipo rayo y maniobra.

El nivel de protección del pararrayos nos indica el valor de sobretensión que el pararrayos puede soportar durante su operación, el cual está asociado con su tensión residual. Los niveles de protección para el impulso tipo rayo (NPR) e impulso maniobra (NPM), son los siguientes:

$$NPR = U_{res} = 452 \text{ [kV]}$$

$$NPM = U'_{res} = 381 \text{ [kV]}$$

## CAPÍTULO 4

### SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS

#### 4.1 Generalidades

Las especificaciones descritas a continuación contienen los requisitos mínimos que deben cumplir los equipos y materiales en lo referente al diseño y fabricación, para la Subestación Mazocruz.

Los equipos serán instalados en sistemas trifásicos con tensiones de operación descritas en estas especificaciones. Las separaciones y distancias eléctricas entre partes vivas y entre partes vivas a tierra, deberán estar en concordancia con las normas establecidas.

#### 4.2 Condiciones de servicio

El proveedor debe garantizar que los equipos y materiales, objeto del suministro funcionaran óptimamente en condiciones ambientales de altitud, del sitio de montaje, estimados en los siguientes valores:

**Tabla 8 - Condiciones de servicio de la Subestación Mazocruz**

SUBESTACION	Elevación m.s.n.m.	Temperatura ambiente (°C)	Velocidad viento (m/s)
Mazocruz	3993	15	4

*Fuente: Mapas de temperatura y velocidad de viento, Capitulo 1*

#### 4.3 Detalles de equipos de patio

##### 4.3.1 Interruptor

Los interruptores montados en el proyecto son de marca SIEMENS tipo 3AP2 con mecanismo de operación FA5 (resorte).

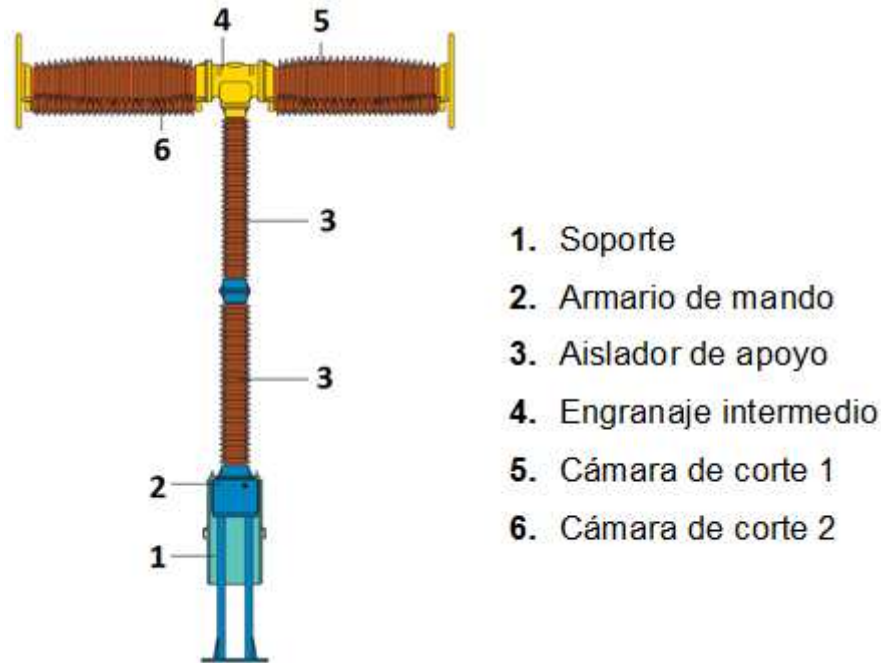
El interruptor es monopolar, está formado por tres polos independientes, cada polo con su propio mecanismo de accionamiento, con dos cámaras de corte y con dos aisladores

soporte de interruptor. En la parte inferior se encuentra el mecanismo de operación en un tablero de metal ligero, sobre las estructuras de soporte del interruptor se encuentran los aisladores de soporte huecos por los que corren las transmisiones aislantes y en la parte superior se encuentran las cámaras de interrupción.

**Tabla 9 - Especificaciones de los interruptores de potencia**

<b>INTERRUPTOR DE POTENCIA A GAS SF6 PARA EXTERIOR</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Características</b>
<b>Tipo</b>	3AP2 FI
<b>N° de serie</b>	9677
<b>Año de fabricación</b>	2017
<b>Tensión nominal</b>	420 kV
<b>Nivel básico de aislación</b>	1425 kVcr
<b>Nivel de aislación a frecuencia industrial</b>	610 kVef
<b>Frecuencia nominal</b>	50 Hz
<b>Corriente nominal</b>	4000 Aef
<b>Capacidad de ruptura simétrica</b>	50 kAef
<b>Tiempo de la corriente de corta duración</b>	3 s
<b>Corriente nominal de cierre</b>	125 kAcr
<b>Capacidad de interrupción de discordancia entre fases</b>	12,5 kAef
<b>Ciclo de operación</b>	0 - 0,3 s - CO - 3 min - CO
<b>Factor de primer polo</b>	1,3
<b>Tiempo de interrupción</b>	2 ciclos
<b>Gas SF6 (20 °C)</b>	6,0 bar
<b>Masa tota con SF6</b>	5700 kg
<b>Norma aplicable</b>	IEC 62271 - 100

Los polos han sido montados en columnas separadas. Las columnas son de una sola pieza, galvanizadas como es requerido. En la Figura 4.1 a continuación se muestran partes del interruptor monopolar.



**Figura 35 - Esquema interruptor de potencia 3AP2 FI (catalogo)**

Los interruptores son los equipos de maniobra que operan en carga y son capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, y así como conducir durante un cierto tiempo, interrumpir y restablecer corrientes anormales (corto circuito y sobrecorriente). Son comandados por relés de protección, cuando existe una condición la cual se sobrepasa los valores admitidos máximos y mínimos de ajuste de la protección, la protección envía la orden de apertura al interruptor.

El interruptor es uno de los equipos más importantes de la subestación. En caso de no obedecer una orden de apertura, generan una de las condiciones más críticas para cualquier componente asociado, pudiendo llegar a situaciones de catástrofe.

Los interruptores tienen cuatro tareas específicas:

- Separar contactos
- Soportar el arco

- Eliminar y extinguir el arco
- Evitar que el arco se reencienda (restrike)

Los interruptores son utilizados para las siguientes aplicaciones:

- Conectar o desconectar líneas de transmisión, transformadores, etc.
- Conectar o desconectar bancos de capacitores y reactores.
- Procesos de apertura, cierre y recierre de un circuito eléctrico.
- Despejar una falla y proteger el equipo y al personal de operación de mantenimiento.



**Figura 36 - Vista de Interruptor 3AP2 FI**

### **Mecanismo de operación**

El mecanismo de operación, es el dispositivo que por medio de energía almacenada acciona del interruptor ya sea para abrirlo o cerrarlo. La energía que almacena el mecanismo de operación debe ser suficiente, para efectuar las secuencias de operación requeridas por el sistema. Cabe notar que el 90% de las fallas de los interruptores son atribuibles a fallas mecánicas originadas en el mecanismo de operación.

Básicamente los tres tipos de mecanismo de operación o de almacenamiento de energía son: resortes, neumático e hidráulico y, en menor escala, el propio gas SF<sub>6</sub>.

El mecanismo de operación deberá ser accionado por resorte, estos deberán tener un motor universal 125 VCC y VCA capaz de comprimir completamente el resorte de cierre en un tiempo no mayor a 10 segundos.

El mantenimiento de operación de los interruptores deberá operar con una tensión de control igual a 125 VCC. El interruptor deberá ser capaz de operar satisfactoriamente cuando la tensión de las bobinas de cierre esté entre el 85 y 110% de la tensión nominal y cuando la tensión de las bobinas de disparo esté entre el 70 y 110% de la tensión nominal.

### **Conectores terminales**

Todos los interruptores deberán suministrarse con conectores terminales y conectores de puesta a tierra.

Los conectores de fase para 230 kV, deberán ser tipo grapa adecuados para conductores AAC COWSLIP de 2000 MCM en las áreas ampliadas.

#### **4.3.1.1 Normas**

Las principales normas y recomendaciones sobre interruptores son:

- IEC 62271-100 High-Voltage alternating current circuit-breakers
- IEC 60376 Specification and acceptance of new Sulphur hexafluoride
- IEC 60427 Synthetic testing of high-voltage alternating current circuit-breakers
- IEC 61233 High-voltage alternating current circuit-breakers inductive load switching
- IEEE Std C37.04 Rating structure for AC High-voltage circuit breakers rated on a Symmetrical current basis.
- IEEE Std C37.06 AC High-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis – Preferred ratings and related required capabilities.

- IEEE Std C37.09 Test procedure for AC High-voltage circuit breakers rated on a Symmetrical current basis.
- ANSI C37.12 AC High-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis – specifications guide.

### 4.3.2 Seccionador

Los seccionadores SIEMENS, con el número de serie 0061/2017 CPAT son del tipo columna con apertura central motorizada. El seccionador de puesta a tierra posee las mismas características, además de que el seccionador de línea cuenta con un bloqueo mecánico evitando que el seccionador de puesta a tierra cierre por accidente o mala manipulación cuando este está cerrado, el mismo bloqueo mecánico sirve para que cuando el seccionador de puesta a tierra este cerrado no vaya a cerrarse el seccionador de línea por accidente o mala manipulación.

**Tabla 10 - Especificaciones de los seccionadores**

SECCIONADOR SIEMENS	
Descripción	Características
Tensión nominal del sistema	230 (kV)
Tensión máxima del sistema	362 (kV)
Tensión de prueba de impulso 1,2/50 us a tierra y entre fases para onda positiva y onda negativa (valor cresta)	1300 (kV)
Frecuencia nominal	50 (Hz)

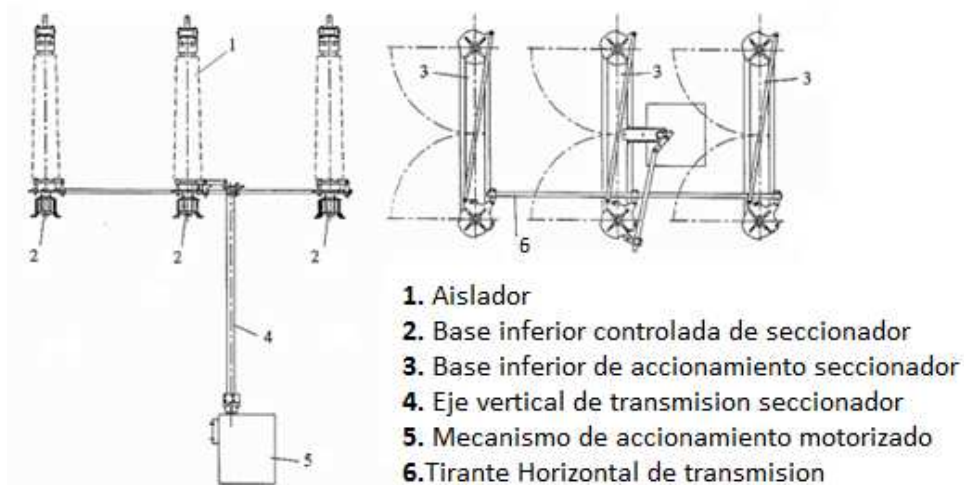
En la selección y adecuada utilización de los seccionadores en sistemas de alta tensión deben observarse las características del sistema en el cual serán aplicados y la función que deben desempeñar. Entre las características del sistema están las de naturaleza térmica y eléctrica, capacidad de conducción de corrientes de carga y de cortocircuito, resistencia de los esfuerzos dieléctricos, y las de naturaleza mecánica, esfuerzos debidos a corrientes de cortocircuito, vientos, además del tipo de instalación que tendrá el seccionador.





**Figura 37 - Vista seccionador SIEMENS**

Los seccionadores pueden desempeñar en las redes eléctricas diversas funciones, siendo la más común la de seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento. En este último caso los seccionadores abiertos que aíslan componentes en mantenimiento deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos en tal forma que el personal de campo pueda ejecutar el servicio de mantenimiento en condiciones adecuadas de seguridad.



**Figura 38 - Esquema seccionador de apertura central-horizontal.**

Para la correcta aplicación de los seccionadores se deben seguir, siempre que sea posible, las recomendaciones de las normas técnicas referentes a estos equipos. Cabe notar que la correcta selección de los seccionadores está ligada a la selección de la disposición física de la subestación.

#### 4.3.2.1 Normas

Algunas de las principales normas técnicas sobre seccionadores son:

- IEC 62271-102 Alternating current disconnectors (isolators) and earthing switches.
- IEC 60265 High voltage switches.
- IEC 60694 Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards.
- IEEE Std 271 Technical report on switching surge testing of extra high-voltage switches.
- IEEE Std C37.30 IEEE Standard Requirements for High-voltage switches.
- IEEE Std C37.34 Test Code for high-voltage air switches.
- IEEE Std C37.35 IEEE Guide for the application, installation, operation and maintenance of high-voltage disconnecting switches.
- ANSI C37.32 High-voltage air disconnect switches, interrupter switches, fault initiating switches, grounding switches, bus supports and accessories control voltage ranges – schedule of preferred ratings, construction guidelines and specifications.
- ANSI C37.33 Switchgear – High-voltage air switches – Rated control voltages and their ranges.

#### 4.3.3 Transformador de corriente

Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual

estará instalado, aun si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. En esta forma, la corriente que circulara en el primario de los transformadores de corriente está determinada por el circuito de potencia.



**Figura 39** - Vista transformador de corriente ABB

El transformador de corriente ABB tipo LB7-245, cuenta con 6 núcleos de los cuales 2 de los núcleos van dedicados a la medición de corrientes, y los 4 núcleos restantes van dedicados al sistema de protección. De acuerdo al conexionado en los devanados del secundario es como va determinada la potencia nominal del devanado (Burden). La potencia nominal también denominada Potencia de precisión, es la capacidad de carga que se puede conectar al transformador, sin afectar la precisión del mismo. Este valor se expresa en Volt-Ampere (VA).

**Tabla 11 - Especificaciones de los transformadores de corriente**

<b>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Características</b>
<b>Tipo</b>	LB7 - 245
<b>Estándar</b>	IEC 61869 - 2; 2012
<b>Tensión asignada del equipo</b>	362 kV
<b>Nivel de aislamiento</b>	575/1300/950 kV
<b>Corriente primaria nominal</b>	1200 A
<b>Polaridad</b>	Sustractiva
<b>Factor térmico</b>	1,2 p.u.
<b>Aceite externo</b>	Mineral
<b>Numero de arrollamientos secundarios</b>	
<b>Protección</b>	2
<b>Medición</b>	4

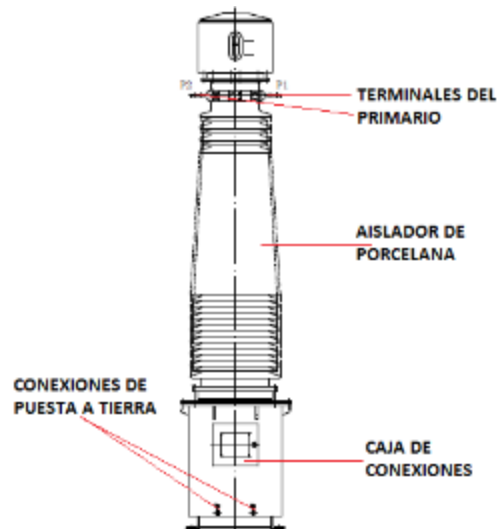
La corriente primaria nominal debe de seleccionarse entre un 10 y un 40 % por encima de la corriente máxima operativa estimada. Debe de seleccionarse el valor normalizado más próximo.

En el capítulo 5, se tiene el valor de la corriente que es de 836.74 A, de acuerdo a lo citado anteriormente respecto a la corriente primaria nominal, se tendrá un valor de un 40 % mayor.

$$I = 1.4 * 836.74 A = 1171.44 A$$

Los valores sugeridos en la norma IEC 60044-1 son de: 10 – 12 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 -75 A o sus múltiplos o sub-múltiplos decimales.

El valor normalizado superior próximo es de 1200 A, como corriente primaria nominal.



**Figura 40 - Esquema transformador de corriente ABB LB7-245**

El transformador de corriente cuenta con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad, pero cuando un núcleo va destinado a un transformador de medida se utiliza una chapa de saturación rápida, en el caso que vaya destinado a un transformador de protección la chapa es de saturación débil o lenta y mantiene la precisión para varias veces la corriente nominal.

#### 4.3.3.1 Normas técnicas

Las normas técnicas más utilizadas para la especificación de los transformadores de corriente son:

- IEC 60044 Instrument Transformers
- IEC 60044-1 Current Transformers
- IEC 60044-6 Requirements for protective current Transformers for transient performance
- IEEE Std C57.13 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers

#### 4.3.4 Transformador de tensión capacitivo

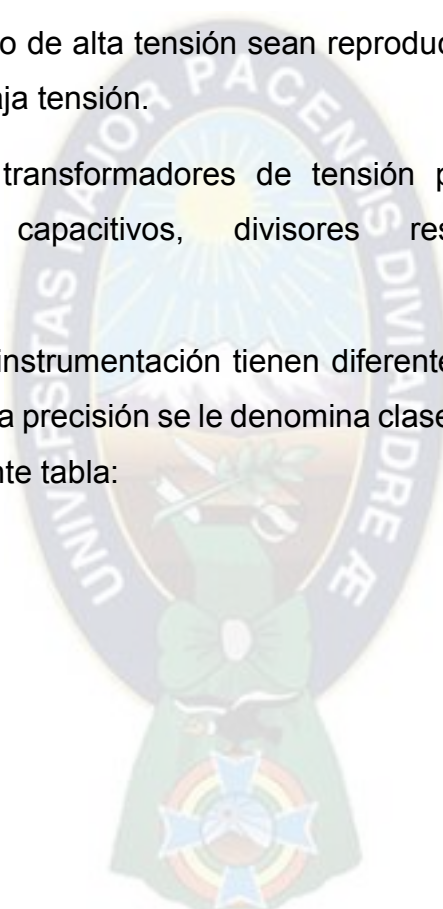
Un transformador de potencial es aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta el valor de la corriente, estos alimentan instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de tensión.

Normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión. Estos equipos tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario).
- Procurar que los efectos de los transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.

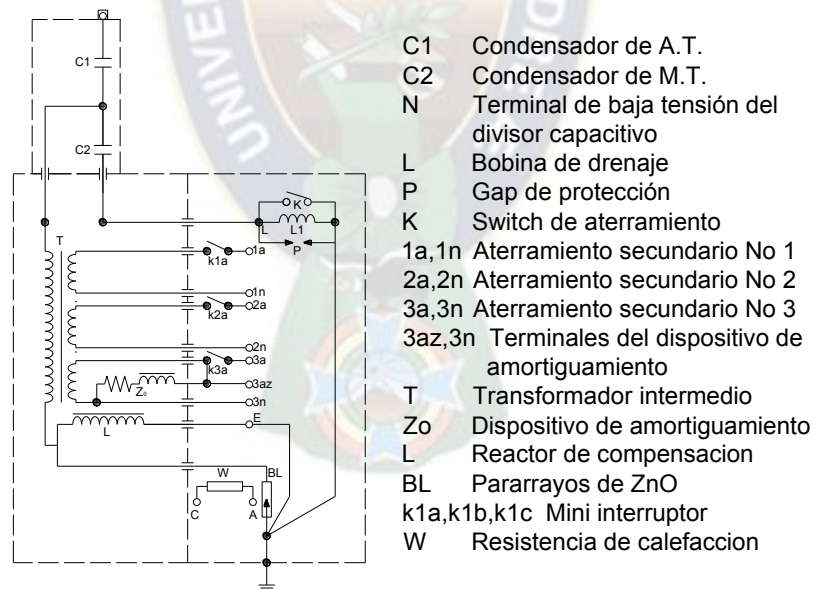
En cuanto al tipo, los transformadores de tensión pueden ser: transformadores inductivos, divisores capacitivos, divisores resistivos, divisores mixtos (capacitivo/resistivo).

Los transformadores de instrumentación tienen diferente precisión de acuerdo con el empleo que se le dé a esta precisión se le denomina clases de precisión y se selecciona de acuerdo con la siguiente tabla:



**Tabla 12 - Precisión de los transformadores de instrumento**

Descripción	Clase
Son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración por contratación	0,1
Son transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, aparatos integrados, etc.	0,2
Se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son amperímetros, voltímetros, vatímetros, barómetros.	0,5
Son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2,5 al 10%	1

**Figura 41 - Esquema del circuito de transformador tensión capacitivo**

Los transformadores de tensión capacitivos separan del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, protecciones, etc. Y reducen las tensiones

a valores manejables y proporcionales a las primarias originales, con la posibilidad de transmitir señales de alta frecuencia a través de las líneas de alta tensión.

Los condensadores de acoplamiento sirven como acoplamiento de señales de comunicación de alta frecuencia y corresponden a la parte capacitiva de un transformador capacitivo.

Las bobinas de bloqueo sirven para dirigir las señales de comunicación de alta frecuencia por las líneas deseadas bloqueando las demás líneas para evitar pérdidas de señal.

**Tabla 13 - Especificación transformador de tensión capacitivo**

<b>TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO</b>			
<b>Tipo</b>	TYD - 245		
<b>Tensión asignada del equipo</b>	362 kV		
<b>Numero de condensadores</b>	2		
<b>Condensador Cr</b>	10000 pf		
<b>Nivel de aislamiento interno</b>	510/1300/950 kV		
<b>Nivel de aislamiento externo</b>	510/1300/950 kV		
<b>Estándar</b>	IEC 61869 - 5: 2011		
<b>Terminal Secundario</b>	<b>1a-1n</b>	<b>2a-2n</b>	<b>3a-3n</b>
<b>Tensión nominal</b>	115/ $\sqrt{3}$	115/ $\sqrt{3}$	115/ $\sqrt{3}$
<b>Capacidad nominal</b>	50	50	50
<b>Clase de precisión</b>	0,2/3P	0,2/3P	0,2/3P

Los transformadores de tensión capacitivos que cuentan con una clase de precisión 0.2 son transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como instrumentos registradores, controladores, aparatos integrados, etc. Los transformadores de tensión capacitivos están diseñados para su uso en sistemas de alta tensión hasta 765 kV, para:

- Medida de tensión.
- Medida de potencia.



- Relés de protección.
- Equipos de sincronización.
- Transmisión de señales de alta frecuencia a través de las líneas de transmisión (Señales de onda portadora).
- Reducción de los picos de tensión.

El aspecto económico para la selección del tipo de transformador de tensión debe de ser considerado, para ello se tienen los siguientes criterios:

- Entre 600 V y 72.5 kV son predominantes del tipo inductivo, convenientemente el costo es inferior al de tipo capacitivo.
- Para tensiones superiores de 72.5 kV hasta 145 kV no hay preferencia entre inductivos y capacitivos; si se requiere de PLC (Power Line Carrier) se debe de seleccionar el tipo capacitivo.
- Finalmente, para tensiones superiores a 145 kV son predominantes del tipo capacitivo, y su costo es inferior al inductivo.

#### **4.3.4.1 Normas técnicas**

Los transformadores de tensión son equipos que normalmente no necesitan la especificación de requisitos especiales, por lo cual un conocimiento de las principales normas es de gran importancia para el responsable del trabajo. Dentro de las normas más utilizadas se pueden citar:

- IEC 60044 Instrument Transformers
- IEC 60186 Voltage transformers
- IEC 60358 Coupling capacitors and capacitor dividers
- IEEE Std C57.13 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers
- ANSI/NEMA C93.1 Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT).

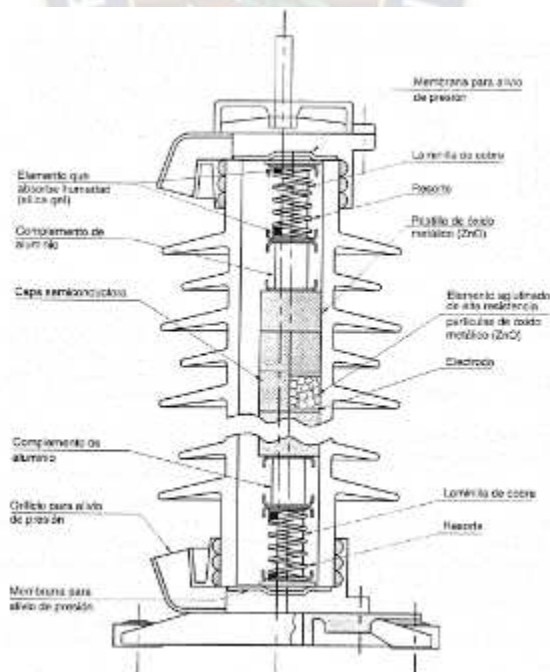
### 4.3.5 Pararrayos

Los pararrayos son los elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones. Inicialmente los pararrayos se fabricaban con descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), pero en los últimos años han sido desplazados por pararrayos construidos con resistencias no lineales de óxido de zinc (ZnO) sin descargadores.

#### Pararrayos de ZnO (Óxido de Zinc)

A principio de la década de 1980 se empezó a hacer popular el pararrayos que no utiliza los saltachispas internos o gaps. Estos nuevos pararrayos utilizan como elementos activos varistores de óxido de zinc, ZnO, ensamblados en serie, en una o más columnas, dentro de bujes de porcelana.

La ausencia de saltachispas o gaps introduce una nueva situación en la aplicación de pararrayos para sistemas eléctricos de potencia, ya que el termino cebado (sparkover) no es aplicable en estos casos.



**Figura 42 - Esquema interno Pararrayos de óxido metálico (ZnO).**

La tensión adecuada de estos pararrayos se selecciona de acuerdo con las sobretensiones temporales encontradas durante fallas a tierra, pero también se deben tener en cuenta la duración de la sobretensión, la tensión máxima del sistema y el grado de contaminación del sitio para así especificar la distancia de fuga requerida y evitar alteraciones en la distribución de tensiones en la superficie de la porcelana, las cuales pueden producir sobrecalentamientos en los varistores de ZnO por hacerse más conductores (incremento interna) al aumentarse el gradiente de tensión. La tensión residual en los bornes del pararrayos depende la característica corriente-tensión de los varistores, es decir, de la magnitud de la corriente de la onda incidente.

Durante las sobretensiones temporales producidas especialmente en las fases sanas cuando existe una falla a tierra, aumentara la corriente de fuga en los varistores de los pararrayos de ZnO, lo cual va a determinar su capacidad térmica. Por lo tanto, es necesario especificar la duración total del cortocircuito, la cual depende del tiempo de operación de los relés y del tiempo de apertura de los interruptores. Otro fenómeno que condiciona la capacidad térmica de los pararrayos de ZnO es la capacidad de descarga de las líneas de transmisión.

Las características de los varistores de ZnO se alteran con el tiempo y, por lo tanto, es necesario efectuar mediciones periódicas de la corriente de fuga y reemplazar el pararrayos cuando llegue a sus valores que pongan en peligro su capacidad térmica. Estos valores serán fijados por el fabricante.

Los fabricantes recomiendan tener especial cuidado en lo referente a los acercamientos a las estructuras y con las distancias entre pararrayos para asegurar una correcta distribución de tensión en la porcelana. Se recomienda que la distancia entre pararrayos y entre estos y las estructuras sea por lo menos igual a la altura de los mismos.

Para protección de la instalación y del personal 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 de sus operaciones.

**Tabla 14 - Especificaciones Pararrayos ABB**

PARARRAYOS de OXIDO DE ZINC	
Descripción	Características
Tensión nominal del sistema	230 (kV)
Tensión nominal del pararrayos	192 (kV)
Corriente nominal de descarga (onda 8/20 us)	10 (kA)
Tensión máxima residual	
onda (8/20 us) para 10 kA	452 (kV)
onda (30/90 us) para 1 kA	381 (kV)
Frecuencia nominal	50 (Hz)
Clase de descarga de línea	3
Nivel de aislamiento	1300 kV

Cada pararrayos deberá suministrarse con un contador de descargas y un indicador de corriente de fugas en mili-amperes (mA), el equipo a utilizarse es en EXCOUNT-II de ABB, equipo que permite hacer un seguimiento adecuado para conocer el estado del pararrayos. Ambos equipos, deberán adecuarse para un montaje de estructuras soporte del equipo.

**Figura 43 - Vista pararrayos de óxido de zinc**

#### 4.3.5.1 Normas técnicas

Las siguientes son las recomendaciones aplicables a pararrayos.

- IEC 60099 – 4 Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
- IEC 60099 – 5 Selection and application recommendations
- IEEE StdC62.1 IEEE Standard for gapped silicon-carbide surge arresters for AC Power Circuits.
- IEEE Std C62.2 IEEE Guide for the application of gapped silicon-carbide surge arresters for alternating current systems.
- IEEE Std C62.11 Metal-oxide surge arresters for alternating current power circuits
- IEEE Std C62.22 IEEE Guide for Application of metal-oxide surge arresters for alternating-current system.



## CAPITULO 5

### DISEÑO DE LAS BARRAS

#### 5.1 Introducción

Las barras colectoras son el conjunto de conductores que se utilizan para la conexión de los distintos circuitos de la subestación, estos circuitos que se conectan o derivan de las barras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de reactores.

En subestaciones se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o más niveles de tensión, dependiendo del diseño mismo de la subestación estas barras colectoras están conformadas principalmente por los siguientes componentes.

- Conductores eléctricos
- Aisladores
- Conectores

##### 5.1.1 Conductores Eléctricos

Para las conexiones en subestaciones se pueden considerar conductores de cobre, aluminio, aleación de aluminio o ACSR, los cuales deben garantizar condiciones mecánicas adecuadas para los vanos de instalación, soportar los esfuerzos electrodinámicos presentes en las subestaciones y proveer un medio de transporte de corriente de capacidad adecuada de acuerdo con los niveles de potencia que puedan considerarse en los sistemas de alta y extra alta tensión, es muy limitado el uso de conductores de cobre.

En algunas de subestaciones pueden requerirse conexiones especiales (paso sobre vías de mantenimiento de equipos, por ejemplo), diseño en áreas restringidas y, por ende, con anchos de campo reducidos o corrientes nominales y de corto circuito elevadas, lo que implica la utilización de barras rígidas (tubos de aluminio o aleación de aluminio).

Las características principales que se buscan en un conductor, bien sea cable o conductor tubular, son las siguientes:

- Buena conductividad eléctrica.
- Alta capacidad de corriente.
- Buena resistencia en corto circuitos.
- Débil intensidad de campo exterior (efecto corona).
- Superficies lisas.
- Excelente resistencia a la corrosión.
- Ligereza (conductores tubulares).

### **5.1.2 Aisladores**

La función eléctrica de los aisladores es proveer el aislamiento para líneas y equipos; asimismo, la retención mecánica de los conductores, cables o barrajes rígidos de la subestación. Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de corto circuito y sismos que generan esfuerzos y tensiones sobre ellos.

### **5.1.3 Conectores**

Los conectores permiten realizar las conexiones entre conductores y/o tubos y la sujeción de los terminales a los equipos y estructuras, logrando una unión mecánica que permitirá el contacto adecuado, permitiendo la circulación de la máxima corriente que transporten los conductores, evitando la formación de puntos calientes que se generan en el mal contacto.

## **5.2 Tipos de barras colectoras**

El diseño de las barras se realiza en base a los esfuerzos a la que están sometidos, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas. La selección final hace atendiendo, aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

Las barras en subestaciones se distinguen por el tipo de conductor eléctrico que utilizan, los tipos más comunes son:

- Barras rígidas tubulares de aluminio
- Barras flexibles de ACSR

### 5.2.1 Barras Flexibles

Las barras eléctricas flexibles están formadas por varios alambres trenzados helicoidalmente, los cuales son usados frecuentemente en líneas de transmisión o los cables de conexión de la subestación, donde variando la sección del conductor para su uso en barras.

El sistema de barras flexibles comprende todas las instalaciones de conductores y cables de apantallamiento conexiónados entre pórticos, también están incluidos las bajantes, conectores y la conexión con conductores de aluminio entre equipos y/o barras rígidas de alta tensión.

Al realizar un diseño con barras flexibles, es aceptable tener una flecha que tenga un porcentaje de 1% a 3% del vano de la barra, incluyendo la deflexión que ocasiona la cadena de aisladores que por lo general incide mayormente en la formación de la flecha.

En el diseño de la subestación se adoptará un 3% como referencia del vano esto por recomendación de la norma IEC. Por otra parte, la configuración de subestación define básicamente el vano de la barra flexible, se deberá considerar que los vanos no excedan la distancia de 60 m, para que los pórticos y las estructuras no sean sometidas a esfuerzos excesivos puesto que estos pueden resultar dañados al ser sometidos a fuerzas externas que actúan sobre el conductor.



**Tabla 15 - Propiedades Estandarizadas de Barras Flexibles (ACSR)**

Código	MCM	Sección total [mm <sup>2</sup> ]	Hilo por Diámetro de hilo [m]		D [m]	Carga de ruptura [kN]	Masa [kg/m]	I [A]	Rdc a 20°C [Ω/km]
			Aluminio	Acero					
<b>Partridge</b>	266.8	157	26x2.573	7x2.002	16.307	50.26	0.547	460	0.01961
<b>Ibis</b>	397.5	234	26x3.319	7x2.441	19.888	72.50	0.815	590	0.1316
<b>Rail</b>	954	517	45x3.698	7x2.466	29.591	115.20	1.076	983	0.0595

La mayoría de los conductores flexibles utilizados en las barras o conexiones de una subestación son, aluminio con acero (ACSR), o todo de aluminio AAC.

**Tabla 16 - Propiedades Estandarizadas de Barras Flexibles (AAC)**

Código	MCM	Sección total [mm <sup>2</sup> ]	Hilo por Diámetro de hilo [m], Aluminio	Diámetro [m]	Carga de ruptura [kN]	Masa [kg/m]	Corriente Asignada [A]	Rdc a 20°C [Ω/km]
<b>Jessamine</b>	1750	38.7	4.303	38.7	13474.0	2.4457	1410.0	0.032
<b>Cowslip</b>	2000	41.4	3.764	41.4	15521.0	2.7918	1520.0	0.028
<b>Sagebrusch</b>	2250	43.9	3.993	43.9	17116.0	3.1726	1610.0	0.026

**Fuente:** Introducción al diseño de líneas de transmisión en Alta Tensión (José Luis Díaz Romero)

El tipo de conductor seleccionado para una aplicación particular se basa usualmente en la longitud del vano de la tensión y pando tolerable y el costo, debido a que tamaño y el costo de las estructuras pueden ser afectados de acuerdo al tipo de conductor y deberá ser considerado durante el proceso de selección.

### Ventajas y desventajas de Barra Flexibles

#### Ventajas

- Bajo costo económico
- Permite la construcción de vanos largos
- Las barras se instalan a mayor altura

- Mecánicamente manipulables.

### **Desventajas**

- Incremento de las pérdidas por efecto corona
- Incremento de las pérdidas por efecto superficial
- Mayor altura de las estructuras

### **5.2.2 Barras Rígidas**

Las barras rígidas son tubos de sección circular, se usan en subestaciones donde normalmente se tienen corrientes nominales y corrientes de cortocircuito elevados, se instalan sobre aisladores tipo poste y estos sobre estructuras soporte.

Usualmente se utilizan las barras rígidas tubulares, porque estas pueden transportar grandes cantidades de corriente, utilizándose estas en subestaciones de bajo perfil, la forma redonda tubular es considerablemente más rígida y permite tener vanos más largos que las barras planas o los tipos de perfil estructural de la misma capacidad.

Las barras eléctricas tubulares proveen puntos de conexión adecuados y de soporte, por su forma tienen buena ventilación y facilitan la disipación de calor, la forma tubular redonda es muy eficiente estructuralmente y eléctricamente, minimizando el efecto corona en las subestaciones de alta tensión.

**Tabla 17 - Características de Barras tubulares de Aluminio**

Diámetro exterior [mm]	Espesor [mm]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Masa [kg/m]	Material	Corriente asignada	
					Exterior pintado	Desnuda
100	3	914	2.47	E-AIF 10	1680	1580
	4	1210	3.26	E-AIF 10	1930	1820
	5	1490	4.03	E-AIF 10	2150	2020
	6	1770	4.78	E-AIF 10	2340	2200
	8	2310	6.24	E-AIF 7	2670	2510
120	4	1460	3.94	E-AIF 10	2250	2100
	5	1810	4.88	E-AIF 10	2500	2340
	6	2150	5.80	E-AIF 10	2730	2550
	8	2820	7.60	E-AIF 7	3120	2920
	10	4710	12.7	E-AIF 7	4460	4140

**Fuente:** Subestaciones de Alta y Extra Alta tensión (Mejía Villegas S.A.)

El sistema de barras rígidas comprende todas las instalaciones de tubo de aluminio y los aisladores que soportan las mismas, están incluidos la instalación de conectores, soporte de barras, expansión y empalmes.

La capacidad de conducción de corriente y el grado de deflexión son parámetros básicos que se consideran en el momento de seleccionar la longitud y el peso del tubo conductor, un factor determinante cuando se realiza el diseño con barras tubulares es la deflexión, puesto que generalmente se sobredimensionan, con lo que se puede obtener mayores longitudes lo cual reduce el número de soportes y las pérdidas por efecto corona.

### Ventajas y Desventajas de Barras Rígidas

#### Ventajas

- Mayor capacidad de conducción de corriente.
- Resistencia uniforme de deformación.

- Reducción de las pérdidas por efecto superficial.
- Reducción de las pérdidas por efecto corona.
- Cantidad de soportes mínima debido a su rigidez.

### **Desventajas**

- Alto costo en comparación con las barras flexibles.
- Las longitudes de fabricación son relativamente cortas, requieren gran número de uniones.

### **5.3 Diseño y selección de barras**

Los parámetros considerados en el diseño de barras colectoras involucran una serie de variables relacionadas con los aspectos eléctricos, mecánicos y estructurales, los cuales determinan la factibilidad técnico-económica del diseño, así como las características propias de los materiales seleccionados para el diseño de las barras.

Estos parámetros relacionan la tensión de operación, la disposición física de la subestación las necesidades de conducción de corriente y los factores tales como efecto corona.

El conductor debe ser seleccionado basado en propiedades transmisión de potencia por limitación térmica, características físicas, y el costo a fin de que tengan suficiente sección y capacidad para resistir las fallas del sistema y las características físicas que podrían afectar el desempeño de este.\

- Las características que se buscan en un conductor sea flexible o barra tubular:
  - Capacidad de corriente adecuada.
  - Resistencia en cortocircuitos.
  - Adecuada intensidad de campo eléctrico y efecto corona.
  - Superficies lisas.
  - Excelente resistencia a la corrosión.
  - Rigidez adecuada que garantice distancias mínimas y de seguridad.
  - Peso moderado para optimizar estructuras.

#### 5.4 Determinación de la sección de la barra flexible

La sección del conductor debe ser seleccionado basado en propiedades de transmisión de potencia por limitación térmica, características físicas, y el costo. También deben ser seleccionados a fin de que tengan suficiente sección sin riesgo de sobrecalentamiento.

- Sección
  - Corriente
  - Temperatura
  - Efecto corona
  - Soportabilidad del cortocircuito
- Tensión de ruptura
  - Carga por peso, viento, sismo y cortocircuito.
  - Cargas resultantes.

##### 5.4.1 Cálculo del conductor en función de su capacidad de corriente

En la selección de los conductores, es necesario determinar la corriente nominal, el cual es función de la potencia y parámetros del sistema, a través de la siguiente expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} (A)$$

Dónde: S: Potencia aparente máxima en barras (MVA)

I: Corriente que conducir teóricamente el conductor (A)

V: Tensión nominal de la barra (kV)

Entonces la corriente esperada será de:

$$I = \frac{200 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 230 \text{ kV}} (A)$$

$$I = 502.04 (A)$$

Para seleccionar los conductores de las barras flexibles, se toma el valor de la corriente nominal a transmitir como el 60% de la corriente máxima de tablas del conductor elegido.

$$I = \frac{502.04}{0.60} = 836.74(A)$$

De acuerdo con la capacidad de conducción de corriente se utilizará el conductor de aleación de aluminio (AAC) COWSLIP de 200 MCM.

**Tabla 18 - Características de los conductores COWSLIP**

DESCRIPCION	COWSLIP
Calibre [MCM]	2000
N° de hilos de aluminio	91
Diámetro del conductor alambre de aluminio [mm]	3.764
Diámetro del conductor [mm]	41.4
Sección del conductor [mm <sup>2</sup> ]	1012.58
Peso nominal [kg/km]	2791.8
Carga de ruptura [kg-f]	15521
Resistencia nominal DC a 20°C [Ω/km]	0.028
Reactancia inductiva [Ω/km]	0.3117
Reactancia capacitiva [Ω/km]	0.1851
Ampacidad [A]	1520

#### 5.4.2 Temperatura de las barras flexibles

La temperatura superficial del conductor debe considerarse como rango de operación la temperatura límite de los conductores (barras flexibles), para garantizar que las barras en condiciones de operación no se vean afectadas mecánicamente entonces:

No se debe exceder la temperatura límite de diseño de operación de los conductores, con el objeto de no alterar las propiedades mecánicas del material (durante operación se presentan fenómenos internos y externos los cuales generan una variación de la temperatura del conductor, los cuales pueden afectar el desempeño eléctrico y mecánico del conductor seleccionado).

Las flechas de los conductores en condiciones de máxima temperatura permanecerán dentro de los límites tales que no permitan disminución de las distancias eléctricas de seguridad entre fases o tierra, de tal forma que no se produzcan durante condiciones de viento o cortocircuito.

**Tabla 19 - Temperatura límite de conductor según DIN 48201**

Material	Temperatura (°C)
Cobre	70
Aluminio	80

### 5.4.3 Temperatura superficial de operación de barras flexibles

Para el cálculo de la temperatura de los conductores se deben tener en cuenta dos aspectos, el eléctrico y el meteorológico, siendo este un tema importante a ser tenido en cuenta, ya que los parámetros meteorológicos influyen en el estado térmico del conductor. Este está afectado principalmente por la velocidad del viento, su dirección y turbulencia, la temperatura ambiente y la radiación solar.

Para el cálculo de la temperatura del conductor se recurre a un balance de energía [CIGRE (1992)], balance que solo es posible si se trabaja con la premisa de que la corriente de carga es la misma, tanto para corriente alterna como para corriente directa a igual temperatura del conductor. Este balance está dado por:

$$Q_g = Q_p$$

$$P_j + P_m + P_s + P_i = P_c + P_r + P_w$$

Donde:  $Q_g$ : calor ganado

$Q_p$ : calor perdido

$P_j$ : calentamiento por efecto Joule

$P_m$ : calentamiento por efecto magnético

$P_s$ : calentamiento solar

$P_i$ : calentamiento por efecto corona

$P_c$ : enfriamiento por convección

$P_r$ : enfriamiento por radiación

$P_w$ : enfriamiento por evaporación

El calentamiento por efecto corona es únicamente significativo con gradientes superficiales de tensión elevados, los cuales se presentan durante las lluvias y alto viento que es cuando el enfriamiento por convección y evaporación es elevado. Para casos prácticos, el calentamiento por efecto corona se considera nulo ( $P_i = 0$ ).

El calentamiento por efectos magnéticos es debido a la presencia de flujos magnéticos los cuales producen calentamiento debido a la generación de corrientes de Eddy, histéresis y viscosidad magnética; este fenómeno solo ocurre en corriente alterna y puede considerarse no significativo ( $P_m = 0$ ).

Debido a que el enfriamiento por evaporación no es alterado significativamente por el vapor de agua presente en el aire o con las gotas de agua, se considera no significativo ( $P_w = 0$ ).

Con las anteriores premisas, la ecuación de balance de energía se convierte en:

$$P_j + P_s = P_c + P_r$$

A continuación, se describe brevemente la forma de calcular cada uno de estos términos.

#### 5.4.3.1.1 Calentamiento por efecto Joule

El calentamiento por efecto Joule debido a la resistencia del conductor, está dado por la siguiente relación:

$$P_j = k_j * I^2 * R_{CD} * [1 + \alpha(T_{av} - 20)] \quad [W/m]$$

Donde:  $\alpha$ : coeficiente de temperatura de la resistencia ( $1/^\circ\text{C}$ )

$T_{av}$ : temperatura media superficial en el conductor ( $^\circ\text{C}$ )



$R_{CD}$ : resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )

$I$ : corriente directa a través del conductor (A)

$k_j$ : factor de efecto piel ( $k_j=1.0123$ )

**Tabla 20 - Coeficiente de dilatación térmica**

Material	$\alpha$ [ $1/^\circ\text{C}$ ]
Cobre	$17 * 10^{-6}$
Aluminio	$24 * 10^{-6}$

A continuación, los resultados por efecto Joule:

**Tabla 21 - Resultados de pérdidas de efecto Joule**

CONDUCTOR	$I$ [A]	$R_{CD}$ [ $\Omega/\text{m}$ ]	$T_{av}$ [ $^\circ\text{C}$ ]	$P_j$ [W/m]
COWSLIP	836.74	0.000028	47	20.14

#### 5.4.3.2 Calentamiento solar

Para el calentamiento solar se emplea la formula siguiente:

$$P_s = \alpha_s * S * D \quad [\text{W}/\text{m}]$$

Donde:  $\alpha_s$ : coeficiente de absorción de la superficie del conductor

$S$ : radiación solar, (Global Solar Radiation  $714 \text{ W}/\text{m}^2$ )

$D$ : diámetro exterior del conductor (m)

**Tabla 22 - Coeficientes de absorción de la superficie del conductor**

Superficie del conductor	$\alpha_s$
Conductores nuevos de aluminio trenzado	0.27

Conductores expuestos a ambientes industriales	0.95
Para otro tipo de propósitos	0.5

A continuación, los resultados por calentamiento solar:

**Tabla 23 - Resultados de pérdidas por calentamiento solar**

CONDUCTOR	$\alpha_s$	$D$ [m]	$S$ [ $W/m^2$ ]	$P_s$ [ $W/m$ ]
COWSLIP	0.27	0.0414	714	7.98

### 5.4.3.3 Enfriamiento por convección

Para el cálculo del enfriamiento por convección se utilizan ciertas constantes que permiten estimar la transferencia de calor por convección. El enfriamiento por convección está dado por la siguiente expresión:

$$P_c = \pi * \lambda_f * (T_s - T_a) * Nu \quad [W/m]$$

Donde:  $\lambda_f$ : conductividad térmica del aire ( $W/m^{\circ}C$ )

$T_a$ : temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )

$T_s$ : temperatura superficial del conductor ( $^{\circ}C$ )

$Nu_{\delta=90}$ : número de Nusselt a  $90^{\circ}$

Para determinar los valores de  $\lambda$  y  $Nu$  se deben emplear las siguientes relaciones:

$$\lambda_f = 0.0242 + 0.000072 * T_f \quad [W/m]$$

$$T_f = 0.5 * (T_s + T_a) \quad [^{\circ}C]$$

Siendo  $T_f$  la temperatura de capa.

$$Nu_{\delta=90} = B_1(R_e)^{\eta}$$

Donde los valores de las constantes  $B_1$  y  $\eta$  dependen del numero de Reynolds y de la rugosidad de la superficie del conductor, la cual está dada por:

$$R_f = \frac{d}{2 * (D - 2d)}$$

$$R_e = \frac{\rho_r * V * D}{\nu}$$

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_0} \quad \text{ó} \quad \rho_r = e^{(-1.16 \times 10^{-4} * H)}$$

$$\nu = 1.32 \times 10^{-5} + 9.5 \times 10^{-8} * T_f \quad [m^2/s]$$

- Donde:
- $d$ : diámetro de un hilo del conductor (m)
  - $D$ : diámetro del conductor (m)
  - $R_e$ : numero de Reynolds
  - $V$ : velocidad del viento (m/s) (para subestaciones nuevas  
 $V = 0.5 \text{ m/s}$ )
  - $\rho$ : densidad del aire en el sitio
  - $\rho_0$ : densidad del aire a nivel del mar
  - $\rho_r$ : densidad relativa del aire
  - $\nu$ : viscosidad cinemática del aire

**Tabla 24 - Constantes  $B_1$  y  $\eta$  [CIGRE (1992)]**

Superficie	$B_1$	$\eta$
Superficies totalmente trenzadas	0.641	0.471
Conductores trenzados con $R_f \leq 0.05$	0.178	0.633
Conductores trenzados con $R_f > 0.05$	0.048	0.800

El viento juega un papel importante en el cálculo del enfriamiento por convección, por lo cual se pueden realizar algunas correcciones en el valor del número de Nusselt, las cuales son función del ángulo de impacto del viento. Considerando las condiciones más desfavorables para un viento de baja velocidad ( $V < 0.5$  m/s) puede tomarse un factor de corrección del número de Nusselt de 0.55, así:

$$Nu_{\delta} = 0.55 * Nu_{\delta=90}$$

A continuación, los resultados por enfriamiento por convección:

**Tabla 25 - Resultados de magnitudes por enfriamiento por convección**

CONDUCTOR	$T_f$ [°C]	$\lambda_f$	$v$ [m <sup>2</sup> /s]	$R_f$	$Nu_{\delta=90}$	$P_c$ [W/m]
COWSLIP	31	0.0264	1.6145E-5	0.0556	10.1548	14.81

#### 5.4.3.4 Enfriamiento por radiación

Es suficientemente preciso obtener esta pérdida a partir de la siguiente relación:

$$P_r = \pi * D * \xi * \sigma_B * [(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad W/m$$

Donde:  $\xi$ : emisividad solar, depende del material

$\sigma_B$ : constante de Stefan-Boltzmann (5.6697E-08 W/m<sup>2</sup>K<sup>4</sup>)

**Tabla 26 - Valores para emisividad solar**

Superficie del conductor	$\xi$
Conductores nuevos	0.27
Conductores expuestos a ambientes industriales	0.95
Valor recomendado	0.5

A continuación, los resultados por enfriamiento por convección:

**Tabla 27 - Resultados de magnitudes de enfriamiento por radiación**

CONDUCTOR	$D$ [m]	$\xi$	$T_s$ [°C]	$T_a$ [°C]	$P_r$ [W/m]
COWSLIP	0.0414	0.5	47	15	13.31

En la ecuación de balance de energía se deben reemplazar todos los términos indicados anteriormente. Posteriormente, recurrir a iteraciones variando el valor de  $T_s$ , hasta obtener que  $Q_g = Q_p$ , situación en la que se tendrá la temperatura superficial del conductor.

Entonces cuando cumpla el balance, el valor de  $T_s$  refleja la temperatura superficial del conductor bajo operación normal, verificando que el valor obtenido deberá estar dentro de la temperatura límite de diseño.

En las tablas resumen de cálculo se muestra el valor de  $T_s$  que hizo que el balance de energía se cumpliera, teniendo que la temperatura hallada no supera la temperatura límite del conductor.

#### **5.4.4 Efecto corona en barras**

El efecto corona es una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor cuando este se encuentra energizado. Puede oírse un ruido tipo zumbido. El efecto es visible en la noche como un resplandor de color violeta.

El efecto corona se debe al gradiente de potencial en la superficie de los conductores y es dependiente del diámetro del conductor de fase. Los factores más importantes que afectan las pérdidas de efecto corona:

- El diámetro del conductor.
- La rugosidad de la superficie del conductor.
- La humedad del ambiente.
- La altura sobre el nivel del mar donde está ubicada la instalación.

Cuando el fenómeno de efecto corona es intenso produce ozono y en presencia de humedad, ácido nítrico, el cual provoca como consecuencia la corrosión de los conductores. Además de las pérdidas de energía, ruido sobre las señales de radio y televisión.

#### 5.4.4.1 Tensión crítica disruptiva

La tensión crítica disruptiva es la tensión a la que el gradiente de potencial en la superficie del conductor excede la capacidad dieléctrica del aire y comienza el efecto corona.

Entonces tenemos:

$$U_{cd} > U_{f-f(\max)}$$

La fórmula para calcular la tensión crítica disruptiva fase – fase es la siguiente:

$$U_{cd} = 21.1 * \sqrt{3} * \delta * m_s * m_t * r * \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) \quad [kV]$$

Donde:  $m_s$ : factor de forma superficial del conductor

$m_t$ : factor de corrección atmosférico

$\delta$ : densidad relativa del aire

$r$ : radio del conductor (cm)

$DMG$ : distancia media geométrica (cm)

$RMG$ : radio medio geométrico (cm)

**Tabla 28 - Valores del factor de forma superficial del conductor**

Superficie del conductor	$m_s$
Para sección circular lisa ideal	1
Conductor cableado nuevo limpio	0.9
Conductor cable envejecido	0.7 – 0.8
Conductor cable tratado deficientemente	0.5 – 0.7
Conductor bajo lluvia nuevo o envejecido	0.6

**Tabla 29 - Valores del factor de corrección atmosférico**

Corrección atmosférica	$m_t$
Zonas secas	1
Zonas húmedas	0.8

**Fuente:** Subestaciones eléctricas de Alta tensión (Mejía Villegas S.A.)

La densidad relativa del aire se determina con la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3.926 * P}{273 + T}$$

$$P = 10^{(\log 76 - \frac{H}{18336})}$$

Donde: P: Presión barométrica (cmHg)

H: Altura sobre el nivel del mar (m)

T: Temperatura media máxima (°C)

La distancia media geométrica se puede determinar con:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{AB} * d_{BC} * d_{CA}} \quad [m]$$

Para la bahía de 230 kV, conductor COWSLIP, tenemos:

$d_{AB}$  distancia entre las fases A-B, 5.50 [m]

$d_{BC}$  distancia entre las fases B-C, 5.50 [m]

$d_{BC}$  distancia entre las fases C-A, 11.00 [m]

Cuando se trata de conductores de un solo material como aluminio AAC o cobre, se puede calcular de acuerdo a la siguiente tabla.

**Tabla 30 - Tabla para determinar el RMG en conductores AAC**

N° de hilos	7	19	37	61	91	127
<b>RMG</b>	0.726*r	0.758*r	0.768*r	0.772*r	0.774*r	0.776*r

El conductor a emplear es el COWSLIP que cuenta con 91 hilos, entonces se calcula el RMG correspondiente.

$$U_{cd} = 21.1 * \sqrt{3} * 0.6275 * 0.9 * 1 * 0.0414 * \ln\left(\frac{692.96}{1.60}\right) \quad [kV]$$

$$U_{cd} = 259.38 [kV]$$

A continuación, los resultados para hallar la tensión crítica disruptiva:

**Tabla 31 - Resultados obtenidos para hallar la tensión crítica disruptiva**

CONDUCTOR	COWSLIP
Altura [msnm]	3993
$\delta$	0.6275
$m_s$	0.9
$m_t$	1
DMG [cm]	692.96
RMG [cm]	1.60
$U_{f-f}$ [kV]	245
$U_{cd}$ [kV]	259.38

La tensión crítica disruptiva es mayor a la tensión de fase de operación del sistema, por lo tanto, no se produce efecto corona en la Subestación, no tendremos perdidas debido a este fenómeno, a continuación, se demostrará que no existen perdidas cuantificando este valor.

#### 5.4.4.2 Perdidas por efecto corona

La ecuación para el cálculo de perdidas, debido al efecto corona, es la siguiente:

$$\Delta P = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{DMG}} * \left(\frac{U_{f-f} - U_{cd}}{\sqrt{3}}\right) * 10^{-5} \quad [kW/km]$$



$$\Delta P = \frac{241}{0.6275} * (50 + 25) * \sqrt{\frac{4.14}{692.96} * \left(\frac{245 - 259.38}{\sqrt{3}}\right) * 10^{-5}} \quad [\text{kW}/\text{km}]$$

$$\Delta P = -0.004682 [\text{kW}/\text{km}]$$

**Tabla 32** - Resultados obtenidos de la perdida por efecto corona

CONDUCTOR	$U_{cd}$ [kV]	$U_{f-f}$ [kV]	f [Hz]	DMG [cm]	$\Delta P$ [kW/km]
COWSLIP	259.38	245	50	692.96	-0.004682

La pérdida provocada por efecto corona son menos precisables, ya que la corta distancia del embarrado de la subestación, permite despreciar dichas perdidas.

### 5.5 Selección y características del conductor de barra

A continuación, detallamos las características del conductor seleccionado.

**Tabla 33** - Características del conductor seleccionado

Características del conductor seleccionado	
Capacidad de conducción de corriente	Sección superior a la requerida
Temperatura superficial del conductor	Sin alteración de propiedades mecánicas. Sin disminución de distancias eléctricas debido a dilatación de los conductores.
Efecto corona	Operación normal, no hay corona visible, ni corona audible

#### 5.5.1 Determinación del número de aisladores

La contaminación ambiental y las distancias mínimas en el aire tiene gran influencia en el comportamiento de la cadena de aisladores, que particularmente se ven afectadas por sobretensiones temporales.

La distancia de fuga es el factor que determina el número de unidades de una cadena de aisladores, mediante la siguiente expresión.

$$N_a = \frac{U_m}{\sqrt{3} * \delta} \frac{d_{da}}{d_{gp}}$$

Donde:  $U_m$ : tensión máxima de operación (kV)

$\delta$ : densidad relativa del aire

$d_{da}$ : distancia disruptiva de fuga del aislador (cm)

$d_{gp}$ : distancia de descarga disruptiva que toma en cuenta el nivel de contaminación (cm/kV)

**Tabla 34 - Distancia nominal de fuga específica mínima (IEC 60815-1)**

Nivel de contaminación	Ambientes típicos	Distancia de fuga $d_{gp}$ (mm/kV)
Muy ligera	Áreas sin industrias, con vientos frecuentes, actividades agrícolas.	22
Ligera	Áreas con pocas industrias, vientos, actividades agrícolas.	28
Media	Áreas con industria, residenciales, con vientos del mar.	35
Fuerte	Áreas con industria y grandes ciudades.	44
Muy fuerte	Áreas con humos industriales, muy próximos a la costa.	55

**Fuente:** Subestaciones eléctricas de Alta Tensión (Mejía Villegas S.A.)

Tenemos entonces:

$$N_a = \frac{\frac{245}{\sqrt{3} * 0.6275}}{\frac{305}{28}}$$

$$N_a = 20.69 \cong 21 \text{ aisladores}$$

Las cadenas de tensión se instalan horizontalmente y están inclinadas, por ende, podría reducirse la distancia mínima en aire, y debido al polvo que cae en los aisladores también podría reducirse la distancia de fuga del mismo, por lo que no ocurre en las cadenas de suspensión.



**Figura 44** - Cadena de aisladores de vidrio, empleado S/E Mazocruz

Según a lo mencionado, a las cadenas de aisladores en tensión se adiciona dos aisladores más, para evitar que exista una tensión de flamerio inverso, que, de lugar a

la rotura de uno de los platos, mientras que para cadenas de aisladores en suspensión solo se adiciona una unidad.

### 5.5.2 Tipo de aislador

El aislador seleccionado en el diseño de la subestación tiene especificaciones que establecen los requerimientos y características electromecánicas que deben cumplir los aisladores tipo 52-5 N1 de vidrio templado.

**Tabla 35 - Características del aislador a utilizarse**

CARACTERISTICAS	CLASE 52-5		
<b>Dimensiones</b>	Diámetro y espaciamento	mm	254x146
	Distancia mínima de fuga	mm	305
<b>Eléctricas</b>	Tensión de flameo en baja frecuencia	En seco	kV 80
		En húmedo	kV 50
	Tensión crítica de flameo	Impulso (+)	kV 125
		Impulso (-)	kV 130
Tensión de perforación a baja frecuencia	kV	130	
<b>Mecánicas</b>	Resistencia al impacto	kgf	11.340
	Resistencia de prueba a la tensión	kgf-cm	460
	Resistencia de carga sostenida	kgf	5.670
<b>De radio interferencia</b>	Tensión de prueba a baja f (RMS) a tierra.	kV	10
	Tensión máxima de radio interferencia a 1000 kHz	mV	50
<b>Herraje de acoplamiento</b>	Calavera y bolsa ANSI Clase	52.5	
<b>Material</b>			Vidrio templado
<b>Elemento retardante de la corrosión del vástago</b>			Con manguito de Zinc

### Características del aislador de vidrio templado

- Se pueden observar las perforaciones y deterioros homogéneos.
- Después de una onda de sobrevoltaje un aislador fallado se puede identificar más rápidamente porque el vidrio se estrella en cambio la porcelana se raja o rompe cuando falla el dieléctrico.
- El vidrio tiene un menor coeficiente de expansión térmico, lo cual minimiza los esfuerzos causados por los cambios de temperatura de ambiente.
- Los aislamientos de vidrio sufren sobrecalentamiento menor debido a los rayos solares ya que la mayoría de ellos pasan a través de estos y no son absorbidos como en los de porcelana.



## CAPÍTULO 6

### ESTRUCTURA DE SOPORTE DE BARRAS

#### 6.1 Introducción

De acuerdo con la implantación eléctrica determinada para una subestación, se hace necesario disponer dentro del patio de maniobra unas estructuras cuya función es la de servir de soporte a los conductores que conforman las barras y templas superiores y a los equipos que conforman los circuitos de conexión para las salidas de línea o para equipos de transformación o compensación reactiva.

Las estructuras serán diseñadas para soportar en forma segura las cargas verticales, transversales y longitudinales debidas a las conexiones y las posibles combinaciones que pueden presentarse simultáneamente incluyendo la combinación más crítica de carga con sus respectivos factores de sobrecarga.

El diseño consiste en definir las siluetas y topologías típicas para columnas, vigas y soportes de equipos, con base en los requerimientos eléctricos de las subestaciones y determinar las cargas a las que estarán sometidas las estructuras, como cargas de tensión estática y cargas electrodinámicas para conductores, cables de guarda y conductores de conexionado entre los equipos, cargas asociadas a las estructuras misma como las transmitidas por los equipos que soportan y cargas de peso propio, viento, sismo, montaje y mantenimiento en las mismas estructuras.

Para el diseño de las estructuras metálicas de una subestación es necesario conocer la información sobre las características del conductor eléctrico que se utilizara para enlazar los equipos, de las cadenas de aisladores que conformaran las templas de la subestación, de los resortes de amortiguamiento de esfuerzos y de los herrajes de los anclajes que se utilizaran para el soporte de las cadenas de aisladores en las estructuras.

Se requiere conocer los datos de temperatura ambiente del sitio en el que se construir la subestación (máxima, media y mínima), la separación entre fases de las conexiones

eléctricas del patio de maniobra, la separación mínima de diseño entre fases durante cortocircuito permitida de acuerdo con el nivel de tensión y de aislamiento de la subestación, el desnivel entre los puntos de las conexiones según la disposición física definida para el patio de maniobras, la velocidad básica del viento y los parámetros eléctricos y físicos para definir los efectos de cortocircuito, datos que pueden ser determinados teniendo en cuenta la ubicación de la obra.

## 6.2 Selección del tipo de estructura

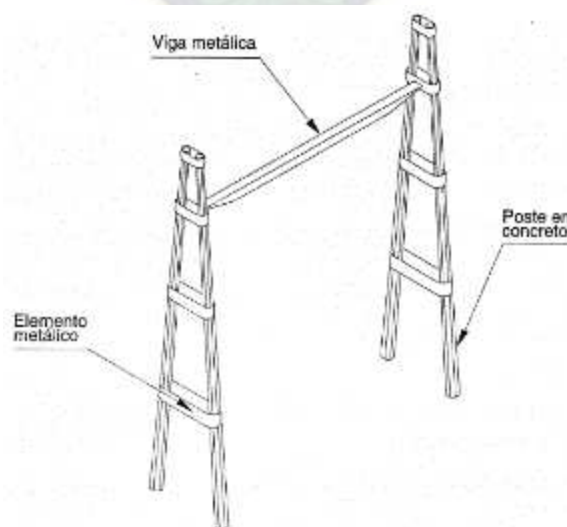
Los tipos de estructuras convencionales de utilización común en subestaciones de alta y extra alta tensión se pueden agrupar en dos:

- Estructuras mixtas en concreto y acero.
- Estructuras metálicas.

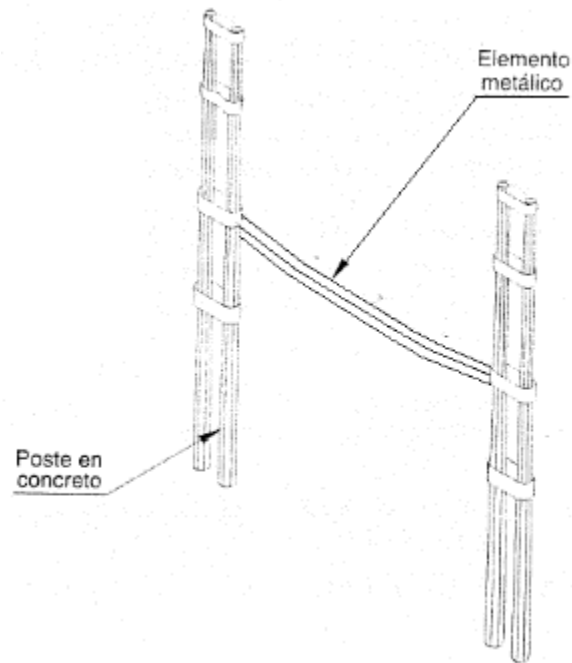
### 6.2.1 Estructuras mixtas en concreto y acero

De este tipo es común utilizar las estructuras de pórtico tipo A y las de tipo H. La parte en concreto corresponde a los elementos verticales y la parte en acero a los elementos horizontales constituidos por las vigas.

En ocasiones se dispone de una estructura en concreto constituida por una columna vertical, un pedestal y una zapata, para soportar los equipos.



**Figura 45 - Estructura mixta en concreto y acero tipo "A"**



**Figura 46 - Estructura mixta en concreto y acero tipo "H"**

### 6.2.2 Estructuras metálicas

Son de amplia utilización en subestaciones eléctricas a nivel mundial, caracterizadas por su simple concepción en el diseño estructural, por la rapidez en su fabricación y por la facilidad en el montaje. Se pueden agrupar en dos tipos de estructuras.

- **Estructuras metálicas en celosía**, los cuales corresponden a estructuras ensambladas de elementos simples de acero como perfiles angulares o de sección tubular conectados mediante conexiones pernadas.
- **Estructuras en alma llena**, las que utilizan elementos de acero denominados de alma llena como son los perfiles con sección transversal I, H y C entre otros, los cuales tienen gran aplicación en soluciones estructurales de cargas y alturas moderadas.

Las estructuras en una subestación deben cumplir mínimo tres criterios fundamentales:

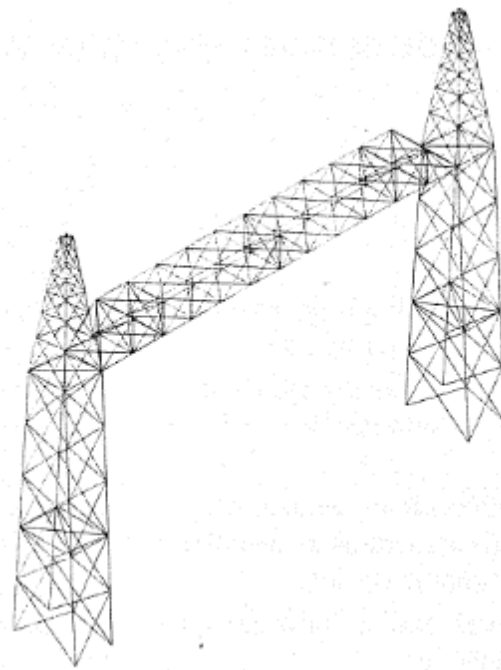
- Funcionalidad.
- Economía.
- Seguridad.



Bajo estas características se ha demostrado en muchas aplicaciones que las estructuras mixtas en concreto no compiten en economía y funcionalidad en el montaje, además de que los pesos resultantes, según la aplicación que se requiera, son mayores en comparación con los pesos obtenidos utilizando estructuras metálicas.

Sin embargo, cuando se tienen condiciones agresivas de corrosión es eficiente la utilización de estructuras de concreto.

Las estructuras metálicas en celosía son confiables y representan una buena alternativa para salvar grandes luces y alturas significativas, son de corriente suministro en el mercado mundial, de facilidad en el montaje, y con una buena protección contra agentes atmosféricos, además puede asegurarse un largo periodo de servicio en buenas condiciones.



**Figura 47 - Estructura metálica en celosía**



*Figura 48 - Montaje pórtico S/E Mazocruz (Estructura en celosía)*

### **6.3 Criterios básicos en el diseño de estructuras metálicas**

#### **6.3.1 Estudios preliminares**

Para la definición y diseño de las estructuras metálicas es importante considerar la incidencia de los siguientes aspectos:

- Disposición física del patio de maniobra, determinada de acuerdo con la configuración eléctrica definida para la subestación y el nivel de tensión de la misma.
- Distancias definidas entre equipos, anchos de campos y alturas determinadas para cada uno de los niveles de conexión presentes en la subestación de acuerdo con la disposición física adoptada.
- Diseño de áreas de patio de maniobra, urbanización general del lote y adecuación del mismo, lo cual determina la localización de estructuras de entrada de circuito de línea o de conexión a equipos de transformación y compensación.
- Conductores, barras y cadenas de aisladores que se utilizarán en la subestación para realizar las conexiones de templas y entre equipos.
- Tipo de apantallamiento definido para la subestación, para determinar la forma de soportarlo mediante las estructuras metálicas.

- Catálogos de los equipos aplicables al proyecto, de los cuales se puede obtener la información de sus características, que, a su vez, sirve de base para determinar las cargas que estos imponen en las estructuras.
- Estudios de riesgo sísmico, eólico y de hielo (si ese es el caso) que hayan sido desarrollados para el sitio de la subestación.
- Registros de temperaturas y radiación solar.

Con base a los estudios anteriores se pueden definir las estructuras para soportes de equipos y pórticos de una subestación.

## 6.4 Diseño, fabricación y suministro de estructuras metálicas

### 6.4.1 Generalidades

Las estructuras metálicas de las subestaciones deben ser diseñadas con la suficiente resistencia para soportar los equipos, conductores, aisladores, herrajes y demás accesorios necesarios, bajo las condiciones de carga y los factores de sobrecarga, sin que soporten sobre esfuerzos o deformación permanente en cualquier miembro individual.



**Figura 49 - Bahía Pallina - S/E Mazocruz**

El diseño de las estructuras metálicas se debe realizar atendiendo a dos criterios fundamentales, criterio de resistencia y criterio de servicio. El criterio de resistencia se refiere al aprovechamiento al máximo de todas las propiedades físicas y mecánicas de los materiales, teniendo en cuenta un margen de seguridad. Este margen se obtiene al considerar las cargas ampliadas en los factores de sobrecarga, tales como:

- Peso propio de la estructura, peso de aisladores, herrajes, accesorios, cargas de montaje y mantenimiento.
- Cargas por tiro de templas de conductores y cables de guarda, se debe considerar tiro unilateral (un solo sentido, caso más desfavorable).
- Cargas de tensión en conductores por efecto de cortocircuito.
- Cargas de viento sobre templas, equipos y estructuras.
- Cargas por sismo horizontal sobre estructuras, en direcciones x, y.
- Cargas por sismo vertical en equipos y estructuras, en dirección z.
- Altura de la estructura de soporte o de pórticos.
- Luz o vano libre del pórtico.

El criterio de servicio garantiza que el diseño estructural sea eficiente para la correcta operación del equipo y las estructuras de soporte de conductores en condiciones normales y especiales. Se debe verificar la estructura teniendo en cuenta la transmisión de los efectos de impacto y vibración de los equipos.

Los diseños de estructuras metálicas se realizan con metodologías utilizadas en la práctica común, norma ASCE 10-97 (ASCE 1997), *Manual of Steel Construction – LRFD* (AISC 1999) y NSR-98 (Asociación 1998), entre otras.

#### **6.4.2 Criterios de diseño estructural**

El diseño de las estructuras será tal que se busque la sencillez de construcción y, por consiguiente, facilidad de transporte, montaje e inspección. Se evitarán las cavidades y depresiones en donde se pueda acumular agua. En caso de que algunas no puedan ser evitadas, se proveerán orificios de drenaje apropiados. Se evitarán también, donde sea posible, las platinas de conexión, utilizando preferiblemente las conexiones

directas. Cuando se requiera utilizar juntas, se diseñarán pletinas de conexión que produzcan uniones concéntricas.

La determinación de los esfuerzos unitarios máximos permisibles a compresión, tensión, flexión, cortante y aplastamiento se realiza generalmente con el método de la resistencia última, LFRD (*Load and Resistance Factor Design*), el cual considera factores de sobrecarga y factores de subresistencia en los materiales. En los tiempos actuales se ha popularizado su exigencia en muchos códigos de diseño, como son la norma ASCE 10-97, el *Manual of Steel Construction – LFRD* y las NSR-98, entre otros. Aunque aún es igualmente válido diseñar elementos estructurales por el método de los esfuerzos de trabajo, ASD (*Allowable Stress Design*), el cual se utiliza factores de seguridad de acuerdo con el tipo de esfuerzos.



**Figura 50 - Armado de viga para pórtico - S/E Mazocruz**

La unión entre elementos que conforman las estructuras metálicas puede ser por medio de conexiones pernadas o soldadas. Las primeras son muy funcionales ya que permiten facilidad en las etapas de fabricación, transporte y montaje.

Todas las partes metálicas de las estructuras y arandelas deben cumplir con las normas ASTM A 394, ASTM A 325 y ASTM A 563. La superficie de presión será perpendicular al eje enroscado. La cabeza del tornillo y la tuerca correspondiente tendrán las mismas

dimensiones. La parte roscada del tornillo estará por fuera del plano de corte. Los tornillos se diseñarán utilizando la capacidad a la tensión y a la cizalladura de la parte no roscada del tornillo. El tornillo tendrá una longitud tal que sobresalgan de la tuerca, después de colocada, mínimo tres roscas, sin exceder de 10 mm.

Las conexiones y sus perforaciones se diseñan de acuerdo con los requerimientos del *Manual of Steel Construction – LFRD*. Para las conexiones se presentarán las recomendaciones del método más apropiado para el control de la tensión requerida por los tornillos de alta resistencia, de acuerdo con los requerimientos de la norma ASTM A 394 y del *Research Council on Structural Connection [RCSC (1994)]*

Normalmente, las estructuras se fijan a la fundación por medio de pernos de anclaje diseñados según la norma ASCE 10-97, el *Manual of Steel Construction – LFRD*.

#### **6.4.3 Fabricación y suministro**

Con base a los pliegos de especificaciones técnicas se realizan los diseños detallados de todas las estructuras metálicas, teniendo en cuenta los suministros de equipos, conductores, cadenas de aisladores, herrajes y demás accesorios. Debe tenerse muy presente que la estructura debe ser condicionada a todos los requerimientos de equipos de la subestación, anclaje de los equipos a las estructuras de soporte (incluyendo el anclaje de los mandos de operación de estructuras), anclaje de las cadenas de aisladores, trampas de onda, perforaciones para puesta a tierra y anclaje de cable de guarda y disposición de escaleras para mantenimiento, que bien pueden ser en pernos o incluir guarda cuerpos de seguridad.

En la etapa de fabricación es importante seguir un procedimiento de control de calidad a los materiales, el cual, como mínimo, debe incluir los siguientes aspectos, ajustándose a los requerimientos de las normas de la ASTM y la AWS, entre otras:

- Control dimensional
- Control de calidad de galvanizado
- Control de calidad de soldadura
- Revisión de los protocolos de la calidad de los materiales, como el acero para perfiles, para tornillería y material para galvanizado.

- Realización de pruebas mecánicas de tornillería
- Revisión y aprobación del armado de prototipos de estructuras

Merece especial cuidado proteger las estructuras ante agentes atmosféricos agresivos, como en el caso de las subestaciones ubicadas en zonas cercanas a industrias o a zonas costeras donde haya probabilidad de escape de gases con alto contenido de ácido sulfúrico o contaminación salina. En estas condiciones podrían requerirse un galvanizado especial de mayor espesor y, posiblemente, protecciones adicionales después del proceso de galvanizado.

En zonas rurales y otros sitios sin presencia de las condiciones antes anotadas, puede requerirse únicamente un galvanizado normal. Un galvanizado normal tiene un espesor de capa del orden de 86 o 100 micrones, y un galvanizado especial es aquel con un espesor de capa mayor de 100 micrones, usualmente 130 micrones.

Después de terminados todos los trabajos de fabricación, todas las piezas de acero deben limpiarse de óxido, escamas, polvo, grasa, aceite y cualquier otra sustancia extraña para luego someterlas a un procedimiento galvanizado.

Los trabajos de preparación de galvanizado y el proceso de galvanización en sí, no deben afectar en forma adversa las propiedades mecánicas del acero. Se debe evitar que se presenten pandeos o torceduras en los elementos al ser sumergidos en el baño de zinc.

Los perfiles, platinas y elementos similares para las estructuras y los tornillos, tuercas y arandelas deben cumplir con el recubrimiento mínimo determinado según las exigencias del medio agresivo y el nivel de corrosión, de acuerdo con lo ya mencionado. El galvanizado debe quedar listo, uniforme, continuo y libre de defectos. El exceso de zinc en tornillos, tuercas, arandelas debe ser removido por centrifugado.

## CAPÍTULO 7

### ANÁLISIS DEL BLINDAJE

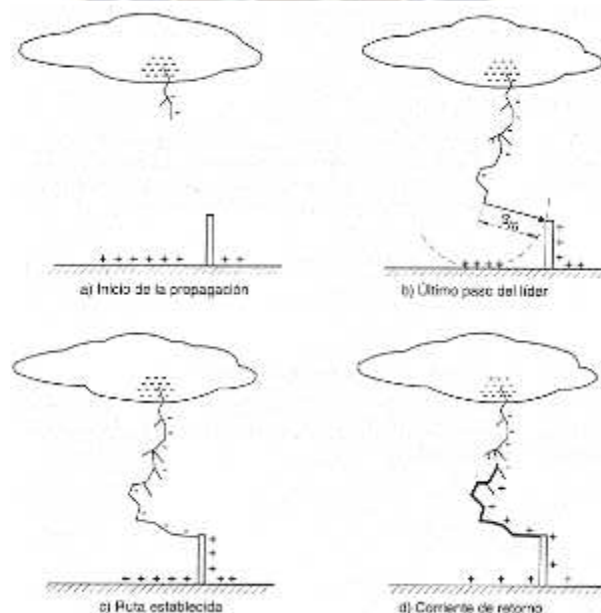
#### 7.1 Introducción

Las subestaciones son instaladas a la intemperie deben protegerse contra descargas atmosféricas directas (rayos), las zonas deben incluirse a todos los componentes de una subestación y en particular al transformador de potencia.

La disposición física de los elementos de protección instalados (hilos de guarda, bayonetas, mástiles, etc.), que tienen por objetivo principal proteger a los componentes de una subestación se los conoce como blindaje o apantallamiento

#### 7.2 Descripción de una descarga atmosférica

El conocimiento de la formación de las descargas eléctricas es de gran utilidad para entender mejor la protección ofrecida por los distintos elementos de apantallamiento en la subestación.



**Figura 51 - Proceso de la descarga atmosférica**



La guía de un rayo (trayectoria del rayo en el aire), originada en una nube cargada (positiva o negativa), progresa en forma de pasos discretos de una longitud variable (entre 10 m y 80 m) y en un tiempo cercano a  $50 \mu s$  por paso. La longitud predominante de los pasos es de 50 m y cada paso tiene una dirección variable de acuerdo con las condiciones atmosféricas (Figura 51.a).

Únicamente cuando la cabeza de la guía del rayo, llega a una distancia igual a la llamada “distancia de descarga” de un cuerpo de polaridad contraria, empieza a progresar en dirección de este. Para entonces, se forma una pequeña descarga eléctrica desde el objeto, dirigida al encuentro de la guía del rayo (Figura 51.b y 51.c).

Una vez la guía del rayo ha tocado el objeto, se establece una ruta ionizada entre la nube y el objeto, por la que circula una corriente hacia la nube (corriente de retorno) que intenta neutralizar la carga de la misma (Figura 51.d).

Cabe anotar que no siempre la guía procede de la nube, sino que puede generarse desde estructuras en punta a grandes alturas.

Este tipo de descargas atmosféricas nube-tierra se presentan con mayor frecuencia. Sin embargo, las descargas tierra-nube son muy esporádicas y se genera al cargarse negativamente partes metálicas muy elevadas sobre la tierra.

El fenómeno de la descarga atmosférica es de carácter aleatorio. Todas las características del rayo son aleatorias. Por estas razones el efecto de las descargas debe expresarse en términos de probabilidades.

### 7.3 Magnitud de la descarga

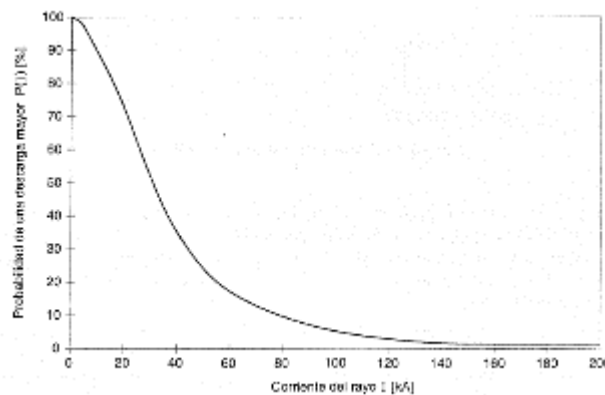
Una de los valores más representativos y de mayor importancia de un rayo es la magnitud de la corriente pico de la descarga. Anderson (1987) define que la magnitud media de una descarga es de 31 kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente sea excedida en una descarga, está definida por la siguiente ecuación:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

Donde:  $I$ : magnitud de corriente pico de una descarga atmosférica, kA

$P(I)$ : probabilidad de que la corriente pico de una descarga atmosférica sea excedida.

En la figura 7.2 se muestra la relación entre la corriente  $I$  y la probabilidad  $P(I)$ , de acuerdo con la ecuación anterior.



**Figura 52** - Probabilidad de que una descarga exceda la corriente pico

Las subestaciones eléctricas ocupan superficies relativamente pequeñas en relación a las líneas de transmisión y en consecuencia el riesgo de que sean alcanzados por las descargas atmosféricas también es pequeño.

#### 7.4 Nivel Cerámico

El nivel cerámico, se define como el número promedio de días al año en los que se presentan tormentas eléctricas en una región, en la práctica, se mide como el número de días al año en los que se escuchan descargas atmosféricas.

Los promedios anuales de los niveles cerámicos para nuestro país pueden ser consultados en el plano de niveles isocerámicos, el cual se muestran en la Figura 1.5, determinados en las estaciones meteorológicas por medio de observaciones.

## 7.5 Densidad de descargas a tierra

Debido a que los registros de días de tormentas observados en las estaciones son bastante imprecisos, en el lugar del nivel cerámico se utilizando la densidad de descargas a tierra, el cual se obtiene por medición directa con el uso de registradores electrónicos (contadores de rayo).

La densidad de descargas a tierra es más representativa, se define como el número de descargas atmosféricas que caen en un área de un kilómetro cuadrado ( $km^2$ ) durante un año, mide la probabilidad que tiene una zona determinada de ser alcanzado por descargas atmosféricas.

La densidad de descargas a tierra está relacionada con el nivel cerámico mediante la fórmula de Erikson:

$$M = 0.04 * NI^{1.25}$$

Dónde: M: Densidad de descarga a tierra, (descargas/ $km^2$ \*año)  
NI: Número de días con tormentas al año (nivel cerámico), (días tormenta/año)

## 7.6 Dispositivos apantalladores

Normalmente se emplean tres dispositivos con fines de apantallamiento en subestaciones.

### 7.6.1 Cables de guarda

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

- Protegen a lo largo de todo el cable.
- Son económicos en cuanto a que son conductores livianos con tensiones de templa bajas, por lo que no requieren estructuras muy fuertes.
- Aprovechan los pórticos como estructuras de soporte y solo requieren un castillete como estructura adicional.

- Las corrientes de rayo viajaran siempre en las dos direcciones del cable, con lo cual la corriente que debe disipar cada estructura se reduce.
- La impedancia característica presentada al rayo es notablemente inferior (cerca de la mitad de que presentaría una sola estructura) reduciendo así la inductancia de la estructura y, en consecuencia, el riesgo de flameo inverso en los aisladores de suspensión, fenómeno que puede producirse cuando hay descargas repetidas a través del mismo canal ionizado por el rayo.
- Los cables de guarda tienen una presentación muy similar a la de las líneas, por lo cual no contrastan estéticamente con la subestación.
- Para proteger áreas pequeñas y aisladas de la subestación, el cable de guarda puede no resultar más económico que las puntas.
- Mejora las condiciones de disipación de la malla de tierra al transportar parte de la corriente de secuencia cero en casos de cortocircuito a tierra.

### 7.6.2 Bayonetas

Están colocadas sobre los pórticos y requieren como estructura adicional un castillete. Económicamente pueden competir con los cables de guarda ya que presentan menores problemas para su instalación y mantenimiento, aunque tienen sus características eléctricas ligeramente inferiores a las de estos, tales como:

- Tienen tendencia a aumentar las corrientes de retorno, con lo cual se hacen atractivas a los rayos, pero a la vez presentan mayores problemas para la disipación de esa corriente.
- A medida que el área de la subestación aumenta, el apantallamiento con puntas se hace más costoso que con cables de guarda debido a que una protección efectiva con puntas se logra solo con distancias relativamente cortas entre ellas, ya que el área a proteger debe tener una forma aproximadamente cuadrada.

### 7.6.3 Mástiles

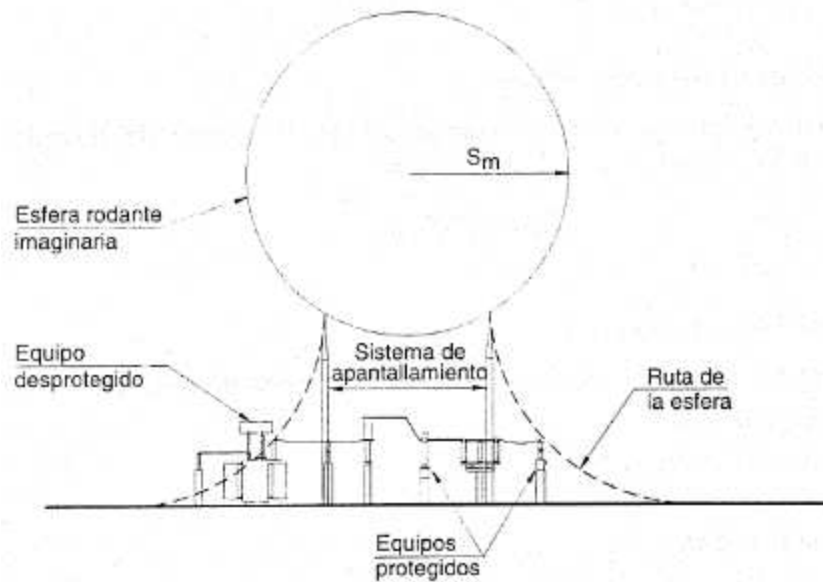
Requieren estructura propia por lo que resultan mas costosos. Su utilización debe restringirse a casos especiales en los que se requiere proteger equipos aislados que no tengan pórticos aledaños.

Presentan, además, como desventaja adicional a las ya anotadas para las puntas, la gran cantidad de disipación de corriente requerida, dada su tendencia a incrementar las corrientes de retorno, ya que la corriente se disipa a través de una sola estructura por el desconocimiento que aun existe sobre la zona de protección del mástil.

Para efectos de cálculos de puntas y mástiles se sigue la misma metodología.

### 7.7 Modelo Electrogeométrico

El método Electrogeométrico pretende que los componentes de la subestación sean menos atractivos a los rayos, en relación a los elementos apantalladores, esto se logra determinando la llamada “distancia de descarga” del rayo aun objeto, cuyo significado es “la longitud del último paso de la guía del rayo, bajo la influencia de la tierra o de un terminal que lo atrae.



**Figura 53 - Ilustración esfera de radio igual a la distancia de descarga  $S_m$**

La distancia de descarga determina la posición de la estructura apantalladora con respecto al objeto que se quiere proteger, tomando en cuenta la altura de cada uno respecto a la tierra. Dicha distancia está relacionada con la carga del canal de la guía del rayo y por lo tanto es una función de la corriente de retorno del mismo.

Todo equipo por debajo de los arcos de circunferencia estará protegido por el o los elementos apantalladores que conforman el arco y cualquier objeto que sea tocado o este fuera del arco estará expuesto a las descargas atmosféricas directas.

Dicho de otra manera, consiste en imaginar una esfera de radio igual a la  $S_m$ , rodando sobre la superficie de la subestación y sobre los objetos de la misma, todos los objetos que logre tocar la esfera serán susceptibles a descargas directas.

El propósito del modelo electrogeométrico es que los únicos objetos que toque la esfera sean los elementos apantalladores.

### 7.7.1 Descripción del modelo EMG

Este método, permite seleccionar la altura efectiva del apantallamiento teniendo ya definidas las dimensiones de los pórticos y la altura de vanos y barrajes dentro de la subestación.

#### 7.7.1.1 Distancia de descarga crítica

Para realizar el apantallamiento por el modelo, inicialmente se determina la distancia de descarga para una corriente crítica, dada por:

$$S_m = 8 * k * I_c^{0.65} (m)$$

Donde:  $I_c$ : corriente crítica de flameo (kA)

$k$ : coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga:

- a) 1.0 para cables de guarda
- b) 1.2 para mástiles y bayonetas

#### 7.7.1.2 Corriente crítica de flameo

Es aquella que ocasiona una sobretensión peligrosa para el aislamiento, está dada por:

$$I_c = \frac{2.2 * BIL}{Z_0} (kA)$$

Donde:  $Z_0$ : Impedancia característica del barraje a proteger ( $\Omega$ )

BIL: Nivel básico de aislamiento (kVp)

Esta expresión es empleada cuando el apantallamiento protege un barraje soportado por aisladores de poste o equipos. El valor del BIL será el determinado para la instalación según los estudios de coordinación de aislamiento.

o por:

$$I_c = \frac{2.068 * TCF}{Z_0} \text{ (kA)}$$

Dónde: TCF: tensión crítica de flameo de los aisladores (kVp)

Esta expresión es empleada cuando el apantallamiento protege un barraje soportado por cadenas de platos aisladores. El valor TCF puede ser estimado por la fórmula de Anderson:

$$TCF = 0.94 * 585 * w \text{ (kVp)}$$

Dónde:  $w$ : longitud de la cadena de aisladores (m)

### 7.7.1.3 Impedancia característica

La impedancia característica  $Z_0$  esta dada por:

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

Donde:  $h_{av}$ : altura promedio del conductor (m)

$r$ : radio del conductor (m)

$R_c$ : radio corona (m)

### 7.7.1.4 Altura promedio

La altura promedio de los cables de fase  $h_{av}$  se calcula como:

$$h_{av} = \frac{1}{3} h_{max} + \frac{2}{3} h_{av} \text{ (m)}$$

Donde:  $h_{max}$ : altura de conexión del cable de fase (m)

$h_{min}$ : altura en la mitad del vano (m)

Cuando  $h_{min}$  no se conoce puede calcularse empleando la expresión:

$$h_{min} = h_{max} - \omega * L \text{ (m)}$$

Donde:  $L$ : longitud del vano (m)

$\omega$ : constante que relaciona la flecha máxima con la longitud del vano, usualmente entre 0.02 y 0.06, para efectos de cálculo asumiremos un valor de 0.03

### 7.7.1.5 Radio corona

Debido a la onda de voltaje asociada a la onda de corriente generada por la incidencia del rayo sobre el conductor de fase, se produce la ionización del aire alrededor del conductor de fase (efecto corona), el efecto corona se traduce como un incremento del radio del conductor el cual afecta el valor de su impedancia característica, a efecto de esto la intensidad del campo eléctrico decrece a un valor tal que no se puede ionizar más el aire denominado  $R_c$ .

Para el caso de un solo conductor de fase tomando en cuenta el efecto corona, el radio corona se puede calcular por la siguiente ecuación:

$$R_c = 1.2 * 10^{-4} * V_c \text{ (m)}$$

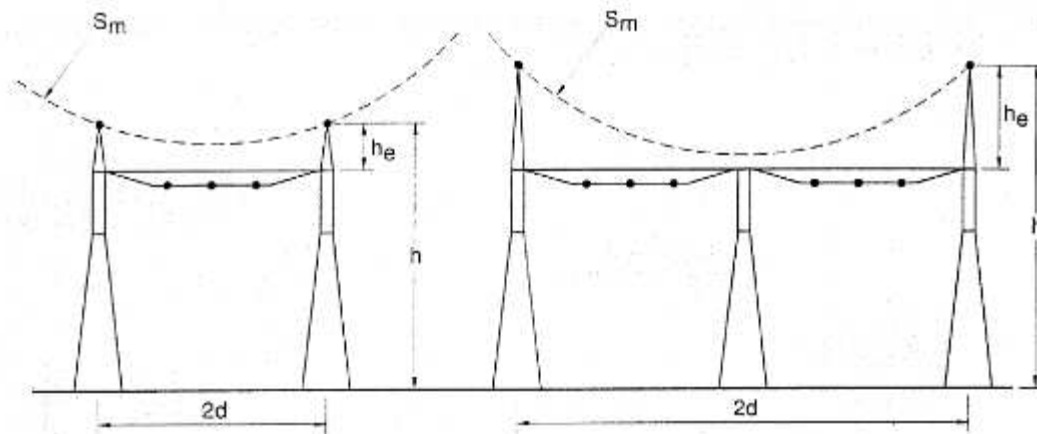
Donde:  $V_c$ : Máxima tensión soportada por el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso con polaridad negativa con un frente de onda de  $6 \mu s$ , kVp. Según norma IEEE Std. 998 puede sustituirse por el BIL.

### 7.7.1.6 Altura efectiva del hilo de guarda

La subestación puede apantallarse con cables de guarda ubicados cada campo o cada dos campos, figura 4.4. La altura efectiva del apantallamiento con cable de guarda es la altura del mismo sobre el sistema queda protegido, se calcula como:

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





**Figura 54** - Apantallamiento con cable de guarda cada campo o cada dos campos

### 7.8 Determinación altura mínima cable de guarda

Se procede a calcular la altura efectiva del hilo de guarda para la instalación del castillete en los pórticos.

**Tabla 36** - Características para la determinación altura mínima cable de guarda

Ancho de campo	18 m
Longitud de campo	60 m
Altura de conductor de fase	15.5 m
Díámetro conductor de fase COWSSLIP 2000 MCM AAC	41.4 mm
Numero de aisladores	23
Paso cadena de aisladores $5\frac{3}{4}$ "	146 mm

### Tensión crítica de flameo

Longitud de la cadena de aisladores

$$w = 23 * 0.146 = 3.358 \text{ (m)}$$

$$TCF = 0.94 * 585 * w = 0.95 * 585 * 3.358 = 1846.56 \text{ (kV)}$$

### Impedancia característica

La altura promedio de los conductores de fase se calcula de la siguiente manera

$$h_{min} = h_{max} - \omega * L = 14.45 - 0.03 * 60 = 12.65 \text{ (m)}$$

$$h_{av} = \frac{1}{3} h_{max} + \frac{2}{3} h_{av} = \frac{1}{3} (15.50) + \frac{2}{3} (13.73) = 14.32 \text{ (m)}$$

Se tiene como radio corona

$$BIL = 0.961 * TCF = 0.961 * 1846.56 = 1774.54 \text{ (kVp)}$$

$$BIL_{normalizado} = 1800 \text{ (kVp)} \rightarrow V_c$$

$$R_c = 1.2 * 10^{-4} * V_c = 1.2 * 10^{-4} * 1800 = 0.216 \text{ (m)}$$

Por tanto, la impedancia característica de la barra es

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

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2 * 14.32}{0.216} * \ln \frac{2 * 14.32}{0.0207}} \text{ (\Omega)}$$

$$Z_0 = 356.72 \text{ (\Omega)}$$

### Corriente crítica de descarga

$$I_c = \frac{2.068 * TCF}{Z_0} = \frac{2.068 * 1846.56}{356.72} = 10.70 \text{ (kAp)}$$

### Distancia de descarga crítica

$$S_m = 8 * k * I_c^{0.65} = 8 * 1 * 10.70^{0.65} \text{ (m)}$$

$$S_m = 37.34 \text{ (m)}$$

Este valor será del radio de la esfera, para realizar el apantallamiento del campo.

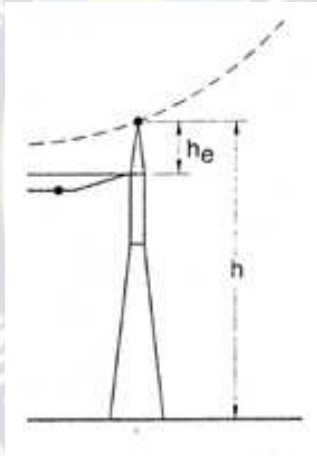
### Altura efectiva del hilo de guarda

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

$$h_e = 37.34 - \sqrt{37.34^2 - 9^2} = 1.10 \text{ (m)}$$

Los resultados nos muestran que para apantallar con dos hilos de guardia en un solo campo se requieren como mínimo un castillete de 1.10 m.

La altura del castillete para la instalación del hilo de guarda, protege hasta el conductor de fase, por ende, la altura del castillete debe ser mayor a la obtenida por el modelo electrogeométrico, para brindar protección adecuada a los equipos.



**Figura 5 – Altura efectiva “he”**

## CAPÍTULO 8

### DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS DE PATIO

#### 8.1 Introducción

Una disposición física de una subestación, es el ordenamiento de los diferentes equipos constitutivos de un patio de conexiones de una subestación exterior para cada uno de los tipos de configuraciones.

El patio de conexiones es un conjunto de equipos y barrajes que tienen el mismo nivel de tensión y están localizados en el mismo sector o área de la subestación.

#### 8.2 Selección de la disposición física

Para la selección adecuada de la disposición física, se requiere conocer y evaluar los siguientes aspectos:

- Configuración de barras seleccionada.
- Equipos de patio.
- Corrientes nominales y corrientes de cortocircuito, para seleccionar el tipo de barras.
- Disposición física a utilizar, de acuerdo a las recomendaciones.
- Distancias mínimas y de seguridad.
- Área disponible, acceso y posibles orientaciones de las líneas.
- Costos del predio y su adecuación de estructuras metálicas y de equipos.
- Facilidades de mantenimiento y para las futuras ampliaciones.
- Otros aspectos: como impacto ambiental, historia y tradición de compañía dueña de la instalación.

En general, los seccionadores son los que principalmente determinan la disposición física de la subestación, el conocimiento del tipo de seccionador a utilizar por la compañía facilita su selección.

La ampliación Subestación Mazocruz comprende la instalación de los siguientes equipos de patio durante la ejecución del proyecto.

- 5 interruptores de potencia en SF6, de operación monopolar.
- 9 transformadores de corriente.
- 5 seccionadores.
- 2 seccionadores de puesta a tierra.
- 8 transformadores de tensión capacitivos.
- 6 pararrayos.

### 8.2.1 Configuración seleccionada, forma de desarrollo y etapa final

La metodología a seguir para determinar la configuración más adecuada fue descrita anteriormente en el capítulo 2. Además de conocer el tipo de configuración es necesario saber si es modular y cuál será su desarrollo final, es decir, el número total de campos.

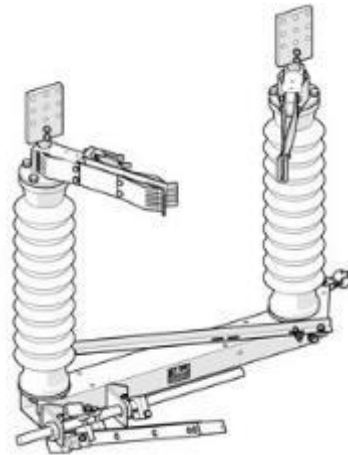
### 8.2.2 Equipos

Los equipos de alta tensión, y en especial los seccionadores, determinan la disposición física de una subestación. La selección de la disposición se facilita si de antemano se conoce el tipo de seccionador que se debe de utilizar, ya sea porque poseen, son de fabricación local o por ser la practica tradicional de la compañía.

En general, sobre los diferentes tipos de seccionadores se puede decir:

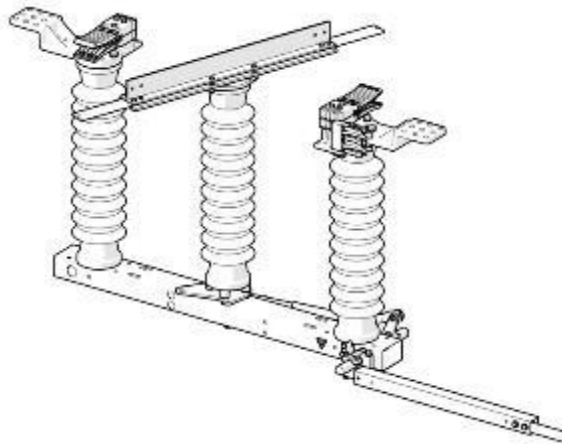
- **Seccionadores de apertura central**, cuyos polos se pueden colocar uno al lado del otro (paralelo), uno detrás de otro (línea), o en forma independiente. Las dos primeras formas solo requieren de un mecanismo de operación para los tres polos mientras que la última solo necesita un mecanismo por polo. Son los más económicos, pero determinan un mayor ancho de campo, requieren ajuste periódico y no se recomiendan para tensiones por encima de 245 kV, dado que en posición abierta sus cuchillas quedan con esfuerzo voladizo; la longitud de estas es una limitante para su utilización en EAT. Adicionalmente, como estas quedan energizadas en la posición

abierta, requieren grandes anchos de campo y consecuentemente mayores áreas para adecuar en la subestación.



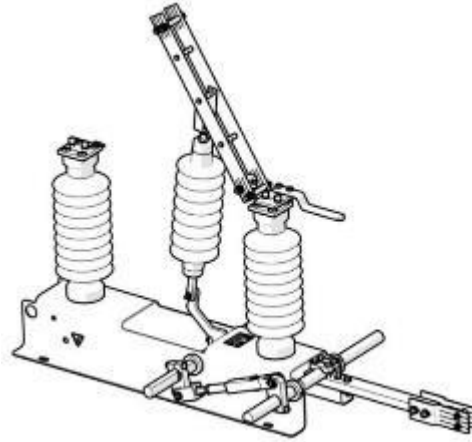
**Figura 55 - Seccionador de apertura central**

- **Seccionadores de rotación central**, aunque más costosos que los anteriores ocupan menos espacio y presentan menos inconvenientes desde el punto de vista de distancias eléctricas requeridas permitiendo reducción en el ancho de campo, ya que sus cuchillas en posición abierta quedan desenergizadas.



**Figura 56 - Seccionador de rotación central**

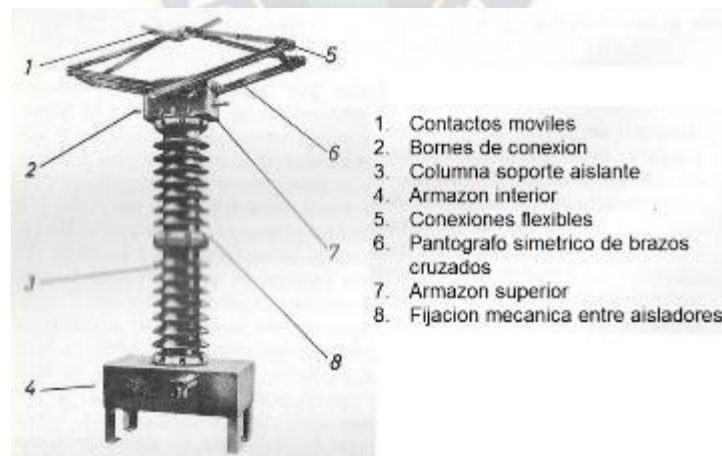
- **Seccionadores de apertura vertical**, utilizados en EAT por conllevar reducidos anchos de campo. Son ideales para disposiciones clásica y clásica modificada en EAT, pero implican unas alturas de campo mayores que con otros seccionadores.



**Figura 57 - Seccionador de apertura vertical**

Los tres tipos de seccionadores mencionados anteriormente, realizan la conexión o desconexión en forma horizontal.

- **Seccionadores tipo pantógrafo**, los cuales ejecutan la conexión o desconexión verticalmente entre dos niveles diferentes. Una variante de estos seccionadores es el tipo semipantógrafo. Se pueden utilizar en todo nivel de tensión, pero preferiblemente para tensiones por iguales o mayores que 245 kV. Si se colocan en forma independiente requieren un mecanismo de operación por polo.



**Figura 58 - Esquema seccionador pantógrafo**

- **Seccionadores pantógrafos horizontales**, son similares a los de apertura vertical, pero con una cuchilla o brazo del tipo pantógrafo. Muy utilizados en EAT.

Los seccionadores pantógrafos o semipantógrafos (horizontal y vertical) son los que determinan una menor área de subestación e implican subestaciones con estructuras metálicas más reducidas, pero son los más costosos.

### **8.2.3 Tipo de barraje (rígido o flexible)**

Otro aspecto más importante en la conformación de las características de las disposiciones físicas es el tipo de barraje a utilizar; es decir, rígido (generalmente tubos de aluminio) o flexible (cables de aluminio, aleación de aluminio, ACSR y, en algunas ocasiones, cobre).

### **8.2.4 Tipos de conexión**

De los diferentes tipos de seccionadores y de los dos tipos de barraje se obtienen varias combinaciones de formas de conexión a barras, ilustrándose a continuación algunas de ellas:

- Conexión clásica. Barra flexible, conexión flexible.
- Conexión clásica. Barraje rígido, conexión rígida.
- Conexión clásica. Barraje rígido, conexión flexible.
- Conexión con pantógrafo. Barraje flexible, conexión flexible.
- Conexión con pantógrafo. Barraje rígido, barraje flexible.
- Conexión escalonada. Barraje flexible.

### **8.2.5 Distancias mínimas y de seguridad**

Las distancias mínimas y de seguridad fueron vistas en el capítulo 3, son las que determinan el dimensionamiento de las diferentes disposiciones físicas para cada una de las configuraciones. Tal como se mencionó allí, se definen de acuerdo con el nivel de tensión y el nivel de aislamiento, así como también según las condiciones atmosféricas del sitio de la subestación.

Es necesario tener en cuenta que las distancias mínimas y de seguridad para niveles de tensión y aislamiento altos son de tal magnitud que hacen algunas disposiciones físicas, especialmente las que tienen varios niveles de conexión, sean pocas prácticas.



### **8.2.6 Área disponible, accesos y posible orientación de las líneas**

Aunque el área de una subestación debería estar determinada como consecuencia de los criterios de diseño establecidos en cada compañía de servicio de energía y de las guías de sugeridas, y con base en dicha área se debería proceder a la adquisición física y el área que debe de ocupar, se ha adquirido o se tiene disponible el predio, y tanto la configuración como la disposición física, se deben de acomodar a las limitaciones del área disponible.

Otras veces se seleccionan la configuración, la disposición física y el área que se deberá ocupar, pero es imposible encontrar un predio con las características requeridas y es necesario entonces cambiar el diseño inicial para acomodarse al área disponible.

Por lo tanto, es importante conocer si hay restricciones en el área del predio de la subestación para efectuar las modificaciones a la disposición física de la misma,

Una adaptación común de una disposición física para acomodarse a un predio con una pendiente considerable es construir la subestación en terrazas a diferentes niveles (terreno escalonado). Otra alternativa es instalar las barras elevadas con cual se logran longitudes de campos menores.

Otros aspectos relacionados con el predio de la subestación y que tienen influencia en la selección de la disposición física son los accesos y la orientación de las líneas con respecto al barraje. Es decir, es necesario saber cómo llegan las líneas al predio para determinar si en la disposición física debe preverse salida de circuitos a ambos lados del o de los barrajes, o por el contrario, a un solo lado. En casos en los que se necesite tener salidas de circuitos a ambos lados de la subestación y el espacio sea limitado, es recomendable una disposición de los barrajes en "U". Lo anterior se puede aplicar también para la configuración principal y barra de transferencia. Para la disposición de doble barra más barra de transferencia no se utiliza puesto que implicaría campos demasiados largos.

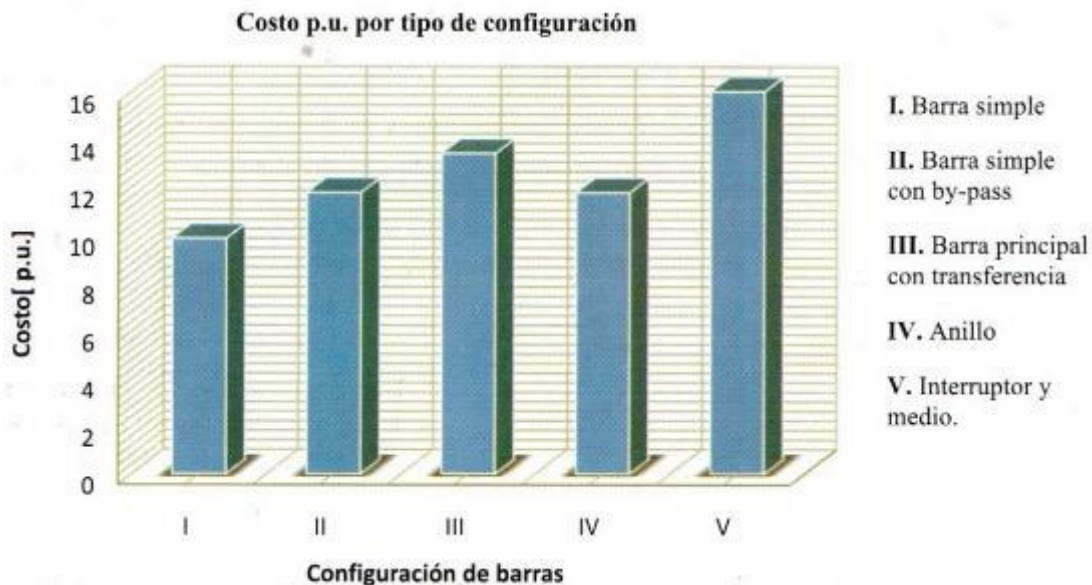
### 8.2.7 Costos

Aunque efectuar una comparación de costos entre las diferentes disposiciones físicas para una misma configuración es difícil ya que uno de los factores determinantes en la comparación es el costo del área, y este varía para cada subestación o semipantógrafo en relación con los de apertura central y el extra costo en estructuras metálicas para algunas disposiciones.

Es necesario hacer una inversión mínima que siendo la menor proporcione lo más óptimo posible, si la inversión es muy pequeña, si la inversión es muy pequeña se puede caer en desventajas técnicas que ocasionen daños prematuros en los equipos y en el futuro mayor inversión.

Para la comparación se toma en cuenta los costos relevantes en el análisis como ser interruptores y seccionadores, no así barras ya que además de hacerse una inversión similar en los diferentes tipos de configuración, la inversión será pequeña comparado con los interruptores.

Normalmente el costo de un seccionador es aproximadamente un 32% en relación al costo de un interruptor de SF6 en 115 kV para 650 kVp; tomando como referencia estos valores, se realiza una comparación de costos para una subestación con seis salidas.



**Figura 59 - Costo p.u. por tipo de configuración en 115 kV, para seis salidas**

**Tabla 37 - Comparación de las configuraciones de barras**

Características	Configuración de barras					
	Simple	Simple by-pass	Principal y Transferencia	Doble by-pass	Anillo	Interruptor y medio
Seguridad de servicio	Baja	Algo mejor	Regular	Buena	Buena	Muy buena
Flexibilidad en la configuración	Baja	Algo mejor	Regular	Buena	Buena	Muy buena
Confiabilidad de servicio	Baja	Baja	Regular	Buena	Buena	Muy buena
Importancia de la subestación	Muy baja	Poca	Mediana	Mediana	Importante	Fundamental
Simplicidad operacional	Muy simple	Simple	Simple	Compleja	Mas compleja	Muy compleja
Espacio ocupado	Poco	Poco	Regular	Bastante	Bastante	Demasiado
Costos	Bajo	Bajo	Regular	Alto	Alto	Muy Alto

### **8.2.8 Facilidades de mantenimiento**

En las disposiciones físicas que utilizan seccionadores tipo pantógrafo o semipantógrafo se facilita el mantenimiento de los equipos y barrajes de la subestación ya que en su posición abierta quedan completamente desenergizadas, lo que no ocurre con los de apertura central pues parte de estos puede quedar energizada aun en su posición abierta.

En las disposiciones físicas con pantógrafos o semipantógrafos y barras colectoras arriba se puede efectuar mantenimiento a todos los equipos del campo cuando la línea esta desenergizada, sin que exista ninguna interferencia por permanecer energizados los barrajes. El mantenimiento en barras puede exigir la desenergización del campo correspondiente por los peligros que ofrece el trabajo en las barras sobre equipo energizado.

Las disposiciones físicas con pantógrafo o semipantógrafo y barras colectoras abajo permiten efectuar mantenimiento en una barra para seccionadores de barras sin desenergizar el campo o la línea. Cuando se desenergiza la línea se puede efectuar mantenimiento en todos los equipos de campo exceptuando los seccionadores de barra.

En las disposiciones físicas con seccionadores de apertura central se puede efectuar mantenimiento ya que sea a los equipos del campo o a los barrajes, dependiendo del cual está desenergizado, pero no a los seccionadores de barras, a no ser que ambos, el barraje y el campo correspondiente estén desenergizados. Por seguridad, durante el mantenimiento en barra es preferible para estas disposiciones físicas desenergizar el campo correspondiente evitando así tener equipos energizados debajo de las barras.

### **8.2.9 Facilidad de extensión**

Tiene una mayor facilidad de extensión las disposiciones físicas con barras colectoras arriba ya que solamente es necesario unir los puentes de barras para conectar las nuevas adiciones. Cuando se tienen barras colectoras abajo es muy complicado hacer adiciones sobre la misma barra por requerirse generalmente equipo adicional del mismo

fabricante, adiciones de campos adyacentes son mas fáciles, siendo necesario construir un sistema de templas de barrajes nuevos para unir los existentes.

Extensiones con barrajes rígidos requieren una mayor suspensión de servicio que extensiones con barrajes flexibles. Como es obvio, las configuraciones de doble barra requieren menor tiempo de suspensión para las extensiones que las otras configuraciones de conexión de barras.

### **8.3 Distancias para el dimensionamiento de subestaciones**

El dimensionamiento de una subestación con una configuración, disposición física y nivel de tensión determinados, está condicionado básicamente por lo siguiente:

- Ancho de barras
- Ancho de campo
- Altura de campo
- Longitud de campo

Estos aspectos son una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad descritas anteriormente, además se consideran otros aspectos tales como facilidad para el mantenimiento y estética.

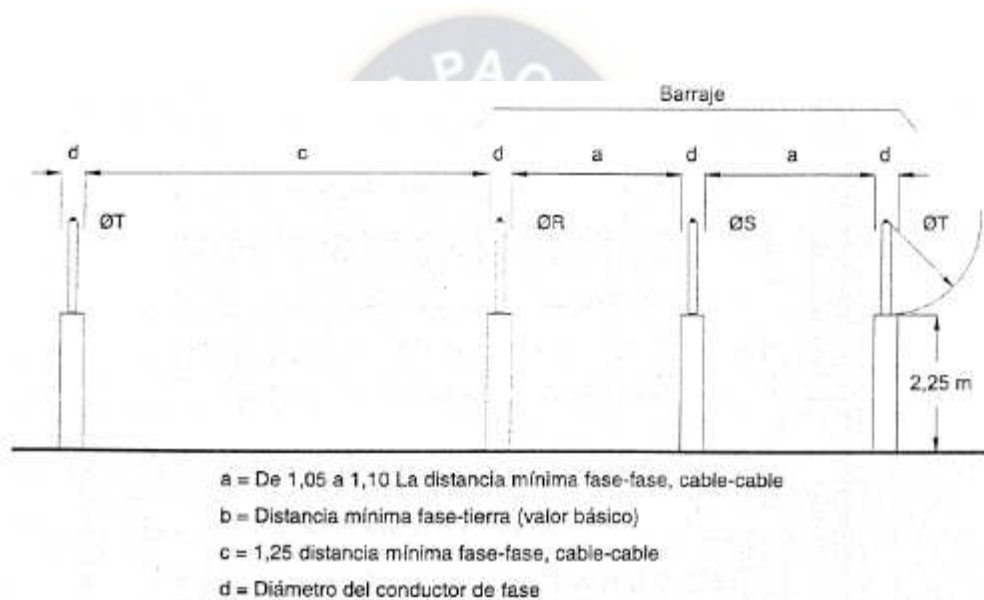
Sería muy ambicioso tratar de cubrir aquí todos los aspectos y alternativas posibles encontradas en la práctica, de tal forma que se puedan generalizar y establecer unas dimensiones típicas de subestaciones. Lo que si se puede es ilustrar a continuación algunas pautas generales para facilitar la determinación de dimensiones de una subestación.

#### **8.3.1 Ancho de barras**

Las barras de una subestación pueden ser del tipo rígido, generalmente tubos de aluminio o cobre, o del tipo flexible en donde se utilizan cables de cobre, aluminio, aleación de aluminio o ACSR.

En el primero de los casos se utilizan directamente las distancias mínimas fase-fase en el aire entre conductores, tomando un factor de seguridad entre 5% y 10%. En las

fases exteriores de la barra es necesario conservar la distancia mínima fase-tierra con cualquier objeto alrededor de esta. Si existe otro barraje adyacente entre las fases más cercanas de los dos barrajes es necesario conservar una distancia igual a la fase-fase incrementada en, por lo menos, 25%, ya que los dos barrajes pueden estar sometidos a sobretensiones diferentes (especialmente en configuraciones de doble barra). Se toma el incremento del 25% ya que la norma IEC no recomienda valores para estos casos.



**Figura 60 - Ancho de barras - barra rígida**

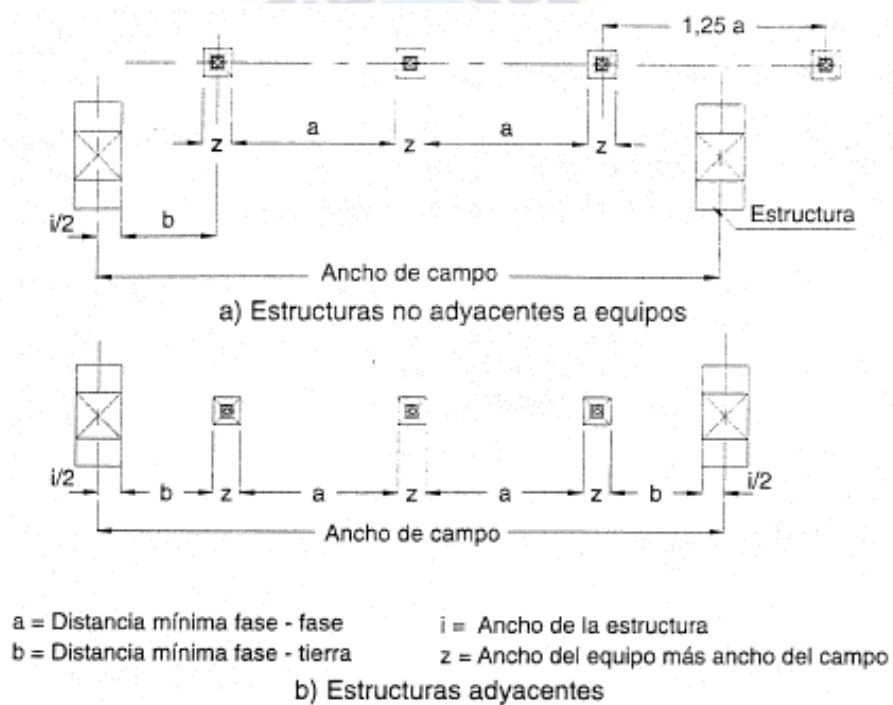
### 8.3.2 Ancho de campo

Como ancho de campo se designa la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de línea. El ancho de campo de una subestación está determinado por la configuración y las dimensiones de los equipos, y de los barrajes utilizados.

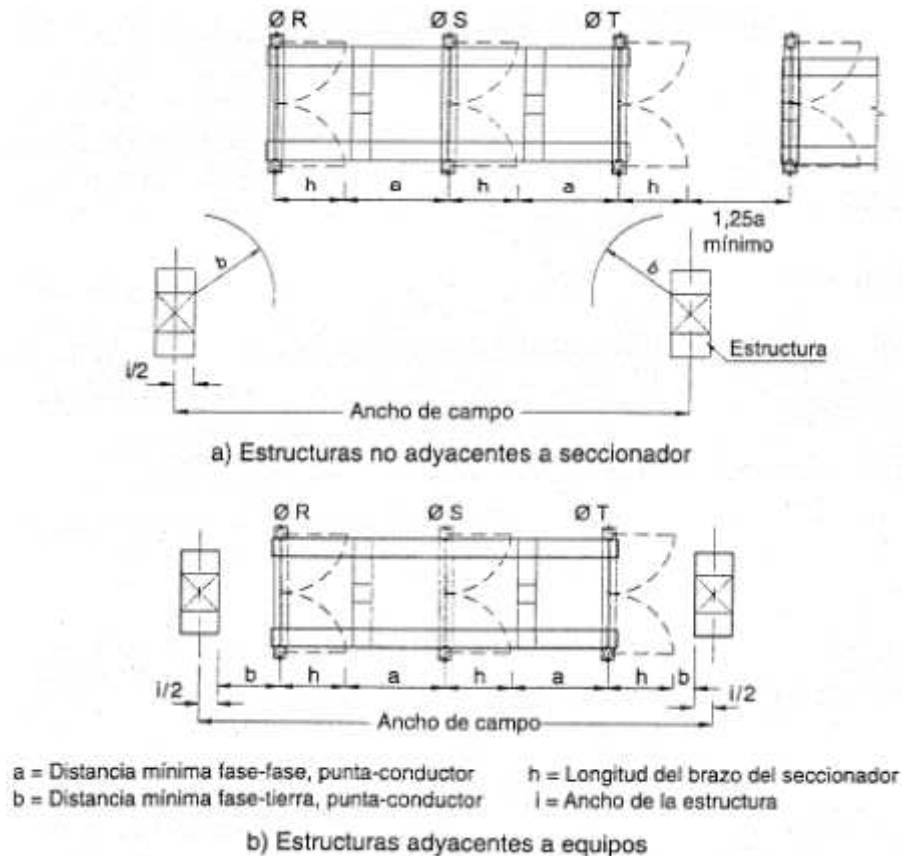
Básicamente los aspectos determinantes del ancho de campo son:

- Templas o barrajes superiores a lo largo del campo, cuya separación entre fases se calcula con base a lo descrito anteriormente.

- Dimensiones de los equipos, tal como se ve en la figura a continuación.
- Cuando se tienen seccionadores de apertura central, estos tienen gran incidencia en la determinación del ancho de campo, ya que en posición abierta sus brazos o cuchillas permanecen energizados.
- Cuando se tienen conexiones largas entre equipos con conductores flexibles y especialmente para bajantes de templas superiores o barrajes a equipos, es necesario tener en cuenta el desplazamiento de los conductores durante cortocircuitos. La metodología (simplificada) a seguir es la descrita en el numeral anterior.



**Figura 61 - Ancho de campo determinado por equipos**



**Figura 62 - Ancho de campo con seccionador de apertura central**

Existen algunas prácticas para reducir el ancho de campo de las subestaciones, las principales de ellas son:

- Utilizar conductores rígidos entre equipos (lo cual puede ocasionar mayores esfuerzos en sus terminales).
- Evitar pórticos interiores o intermedios.
- Utilizar aisladores del tipo poste en los puentes de soporte de barras.
- Instalar los seccionadores de apertura central con los polos desplazados del eje central del campo hacia el lado opuesto de su apertura.
- Utilizar seccionadores diferentes a los de apertura central, tales como seccionadores de doble apertura, seccionadores pantógrafos o semipantógrafo, seccionadores de apertura vertical.
- No utilizar seccionadores adyacentes a estructuras y pórticos.



### **8.3.3 Altura de campo**

La altura de los pórticos de un campo está determinada principalmente por el tipo de conductores que se utilicen, así como también por el número de niveles de conexión que requiera la configuración de la subestación.

La altura de los niveles de conexión fue descrita en el capítulo 3, en el que se indican los tres niveles de conexión.

### **8.3.4 Longitud de campo**

La longitud de campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos.

Esta distancia no está determinada por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética.

Para el montaje y mantenimiento se recomienda que los terminales de los equipos sean accesibles por el personal desde cualquier punto. Se considera que una distancia mínima aceptable entre los terminales de equipos de 1.0 m a 1.5 m para subestaciones con nivel de tensión 72.5 kV. Partiendo de esta base y de las dimensiones de los diferentes equipos se puede determinar la distancia entre equipos de un mismo campo.

Cuando se tienen equipos de aspecto exterior similar, por ejemplo, transformadores de instrumentación y pararrayos, pero de dimensiones ligeramente distintas, se puede, por razones estéticas, adoptar distancias iguales entre estos equipos.

En la tabla a continuación se indica un intervalo típico de separación entre los centros de equipos para diferentes niveles de tensión.

**Tabla 38 - Distancias entre equipos de patio y vías de circulación**

Equipos (entre equipo y equipo)	Distancia mínima [m]						
	72.5kV	123kV	145kV	170kV	245kV	300kV	362kV
Transformadores de medida y seccionador	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	4.0	5.0
Interruptor y seccionador	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
Interruptor y seccionador con vía de circulación	6.0	7.0	7.5	8.0	9.0	10.0	11.0
Interruptor y transformador de medida	2.0	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	4.5
Interruptor y transformador de medida con vía de circulación	5.0	6.0	6.5	7.0	8.0	9.0	10.0
Seccionador y seccionador	3.0	3.5	3.5	4.0	5.0	5.5	6.0
Entre transformadores medidas	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
Pararrayos y transformadores de medida	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
Transformador de potencia con vía de circulación	7.0	7.5	8.0	8.5	10.0	11.0	12.0

Para la distancia desde el ultimo equipo hasta el cerco perimetral, es necesario considerar la vía perimetral, espacio para zanjas de los circuitos de control e iluminación perimetral y espacio para cunetas y obras civiles.

#### 8.4 Vista en planta de los equipos de patio

El plano de vista en planta de los equipos de patio puede verse en ANEXO C

#### 8.5 Vista en corte de los equipos de patio

El plano de vista en corte de los equipos de patio puede verse en ANEXO C

#### 8.6 Vista isométrica de los equipos de patio

El plano de vista isométrica de los equipos de patio puede verse en ANEXO C

## CAPÍTULO 9

### CONSIDERACIONES FINALES

#### 9.1 Conclusiones

- La modificación de la configuración Anillo a Interruptor y medio mejora los aspectos de flexibilidad, confiabilidad y seguridad.
- Se realizaron las especificaciones de equipos basados en las normas correspondientes.
- La subestación se encuentra a una altura 3993 msnm, por lo que se consideró las condiciones más desfavorables para el diseño, además de las condiciones ambientales y niveles de contaminación.
- Para la determinación del número de aisladores se consideró un grado de polución (contaminación) ligera, dado que la subestación se encuentra en una zona agrícola.
- El diseño del apantallamiento de una subestación de alta tensión, debe tener en cuenta la separación entre cables de guarda y la altura apropiada para los equipos a proteger con ello se presentarán mayor número de fallas, pudiendo lograr que los parámetros costo beneficio sean los mejores.
- La temperatura de operación de las barras se encuentra en un valor en el que no afecta las propiedades del material de las mismas.

#### 9.2 Recomendaciones

- Las distancias entre equipos de patio deben ser mayor o igual a la mínima indica en el diseño, descartando la reducción de distancias por alguna razón de estética o comodidad.
- La altura del castillete en donde es fijado el cable de guarda no debe ser menor a la calculada, pues esto aumentaría la probabilidad de que algún componente de la subestación sea alcanzado por una descarga atmosférica.

- Se recomienda también que se realice la repotenciación de la línea Vinto – Mazocruz que está prevista dentro de los proyectos de ENDE, ya que se incrementaría la potencia natural de la línea.



## BIBLIOGRAFIA

- German Rocha Maldonado – Subestaciones eléctricas de Alta Tensión
- Mejía Villegas S.A. – Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión
- José Raúl Martín – Diseño de subestaciones eléctricas
- José Luis Díaz Romero – Introducción al diseño de líneas de transmisión en Alta Tensión
- ABB – Manual de montaje interruptor 3AP-FI
- ENDE – Instructivo de montaje de equipos, proyecto “Línea 230 kV Mazocruz – Pallina y subestaciones asociadas, Subestación Mazocruz 230/115 kV”
- SIEMENS – Interruptores de Alta tensión
- ABB – Guía para el comprador Interruptores de tanque vivo
- ABB – Guía para el comprador Transformadores de medida exteriores
- ABB – Guía para el comprador Descargadores de sobretensiones de Alto Voltaje
- IEC 62271-1 High-Voltage alternating current circuit-breakers
- IEC 60044 Instrument Transformers
- IEC 60815 Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión
- Módulo IV – Selección de equipos de patio (IEG Consulting)
- Proyecto “SE La Paz” - Seguridad energética La Paz, estudios de flujo de potencia y corto circuito.

# **ANEXOS**

## **ANEXO A**

## ANEXO A

### Características nominales del interruptor

<b>SIEMENS</b>		
PLANTA DE FABRICACIÓN: SIEMENS LTDA, - BRASIL CNPJ N° 44.013.159/0031-31		
INTERRUPTOR DE POTENCIA A GAS SF6 PARA EXTERIOR		
Tipo	3AP2 FI	
N° de série	(*1)	
Año de fabricación	(*1)	
Tensión nominal	420 kV	
Nivel básico de aislación	1425 kVcr	
Nivel de aislación a frecuencia industrial	610 kVef	
Frecuencia nominal	50 Hz	
Corriente nominal	4000 Aef	
Capacidad de ruptura simétrica	50 kAef	
Tiempo de la corriente de corta duración	3 s	
Corriente nominal de cierre	125 kAcr	
Capacidad de interrupción en discordancia de fases	12,5 kAef	
Ciclo de operación	0-0,3s-CO-3min,-CO	
Factor del primer polo	1,3	
Tiempo de interrupción	2 ciclos	
Gas SF6 (20°C)	Presión nominal	6,0 bar
	Presión Baja 1° Nivel	5,2 bar
	Presión Baja 2° Nivel	5,0 bar
	Masa de gas SF6	21,5 kg
Masa total con gas SF6	~5700 kg	
Manual de instrucción	927 10244 027	
Norma aplicable	IEC 62271-100	

**Figura:** Placa de identificación de interruptor de SF6

Las normas internacionales contienen diferentes tablas que listan valores nominales, estos valores son mayormente utilizados por los usuarios y son los que, por conveniencia, han sido seleccionados por las normas, el hecho de que existan tablas o listas con estos valores, no excluye la posibilidad de ofrecer otros valores nominales

específicos conforme sea requerido, siempre y cuando se cumpla con las normas vigentes y se establezcan de común acuerdo entre el fabricante y el usuario.

Las condiciones de operación de los interruptores de potencia están definidas por un cierto número de valores característicos, designados como "*características nominales*", porque son las que sirven para denominarlos, caracterizarlos y comúnmente están inscritas en la placa de datos del interruptor.

Las características nominales más importantes de un interruptor son las siguientes:

- Tensión nominal y tensión máxima de diseño
- Nivel nominal soportado contra impulsos de tipo atmosférico (LIWL).
- Nivel nominal soportado contra impulsos de tipo maniobra (SIWL).
- Frecuencia.
- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva nominal
- Corriente nominal admisible de corta duración.
- Capacidad interruptiva en discordancia de fases.
- Secuencia de operación nominal.

### **Tensión nominal y/o tensión máxima de diseño**

A esta característica nominal según sea la norma aplicable se la denomina de manera distinta como se puede observar a continuación:

**La norma ANSI**, la denomina como tensión máxima de operación.

**La norma IEC**, la denomina como tensión nominal.

Esta característica establece el límite superior de la tensión del sistema para el cual está diseñado el interruptor.

En condiciones normales de operación, la tensión del sistema no es constante en ningún momento, por lo que el interruptor debe de garantizar su correcta operación a la tensión nominal máxima y/o a la tensión máxima de diseño, que por lo general es mayor que la tensión nominal de operación del sistema.



La tensión máxima de diseño de un interruptor es el valor eficaz máximo (*r.m.s.*) de la tensión entre fases, para la que el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión del sistema, al cual el interruptor puede operar en forma continua.

Las normas internacionales recomiendan los niveles de tensión expresados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de operación (kV)	Tensión máxima de diseño ANSI (kV)	Tensión máxima de diseño IEC (kV)
2.2	-	3.6
4.16	4.76	7.2
13.8	15.5	17.5
23.0	25.8	24.0
34.5	38.0	36.0
69.0	72.5	72.5
115.0	121.0	123.0
138.0	145.0	145.0
230.0	242.0	245.0
400.0	-	420.0

**Fuente:** ANSI, IEC

El valor de tensión máxima que se tiene en la Subestación de acuerdo al Capítulo 3, es de 362 kV, de acuerdo a la norma IEC 60071-1. Con el valor anterior se adoptará una tensión máxima de 420 kV para el interruptor de potencia.

### **Nivel nominal soportado contra impulsos de tipo atmosférico (LIWL)**

El nivel nominal soportado contra impulsos del tipo atmosférico (Lightning Impulse Withstand Level, LIWL) indica el nivel de resistencia requerido fase a tierra, entre fases y a través de contactos abiertos, el valor se expresa en kV como un valor de cresta.

Para tensiones  $\leq 300$  kV se pueden requerir dos valores a través de contactos abiertos, una tensión LIWL más una tensión a la frecuencia industrial BIAS o una tensión LIWL simple.

BIL (Basic Insulating Level), nivel básico de aislamiento, es una expresión antigua, pero significa lo mismo que LIWL.

Rated Full Wave, onda completa nominal, suele utilizarse en normas ANSI/IEEE más antiguas, pero significa lo mismo que LIWL.

### **Nivel nominal soportada contra impulsos de tipo maniobra (SIWL)**

Para tensiones >300 kV, la prueba de tensión a frecuencia industrial es reemplazada por la prueba de impulso tipo maniobra.

El nivel nominal soportado contra impulsos tipo maniobra (Switching Impulse Withstand Level, SIWL) indica el nivel de resistencia requerido fase a tierra, entre fases y a través de contactos abiertos.

El valor se expresa en kV como un valor de cresta, el impulso tipo maniobra se requiere sólo para tensiones >300 kV. Se pueden requerir dos valores a través de contactos abiertos, una tensión SIWL más una tensión a frecuencia industrial BIAS o una tensión SIWL simple.

### **Frecuencia nominal**

Este parámetro relaciona sólo la frecuencia del sistema de corriente alterna y tiene una influencia significativa cuando se relaciona con otras características de los interruptores.

La frecuencia nominal es un factor relevante durante la interrupción de la corriente, debido a que, en muchos tipos de interruptores, la razón de cambio de la corriente en el cruce por cero es un parámetro más significativo que el valor de la corriente *r.m.s.* o el valor pico.

La frecuencia nominal de un interruptor es la frecuencia de la red para la que el interruptor fue diseñado y a la que corresponden las otras características nominales.

Alrededor del mundo se utilizan frecuencias de 50 Hz o 60 Hz según la norma IEC-62271.

En nuestro país Bolivia el sistema opera en los 50 Hz aceptando límites de  $\pm 0.25$  Hz en condiciones normales de operación y  $\pm 0.5$  en condiciones de emergencia.

### **Corriente nominal**

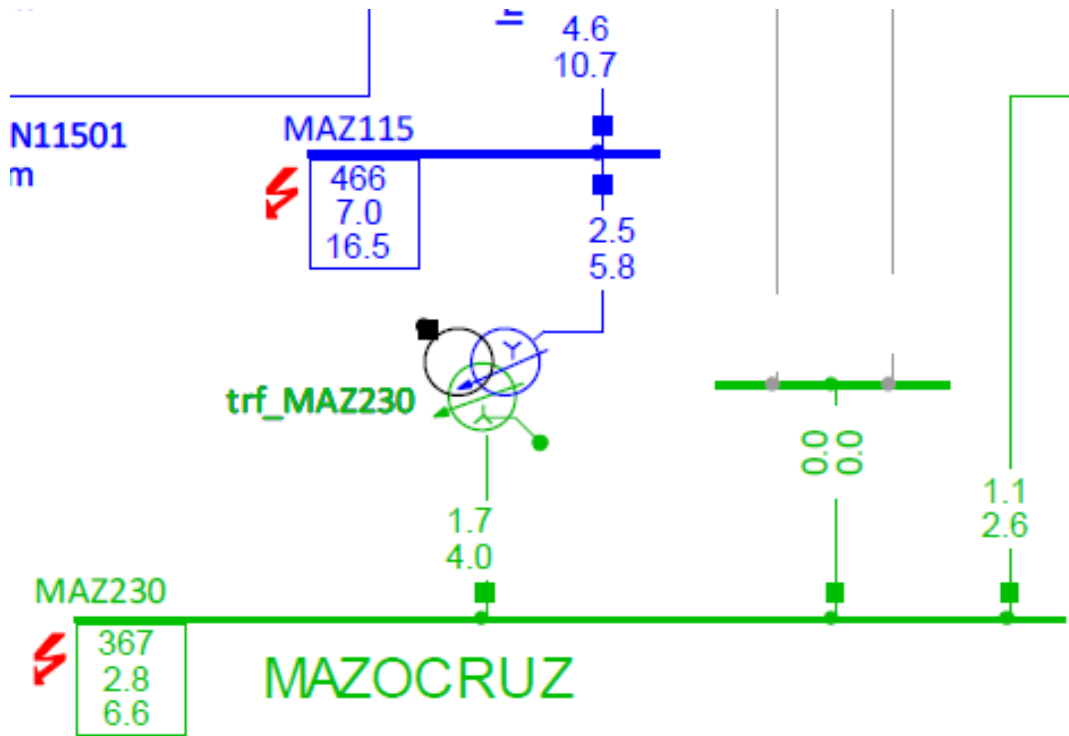
La corriente nominal es la característica que establece los límites de elevación de temperatura del interruptor.

La corriente nominal de un interruptor, es el valor eficaz (r.m.s.) de la corriente, expresada en amperes, para el que está diseñado y que tiene la capacidad de conducir continuamente a la frecuencia nominal, sin exceder los límites de elevación de temperatura de los elementos de conducción del interruptor.

#### ***Corrientes de cortocircuito estimadas***

<b>Año</b>	<b>Icc Monofásico (kA)</b>	<b>Icc Trifásico (kA)</b>
2013	3.56	3.21
2015	3.59	3.25

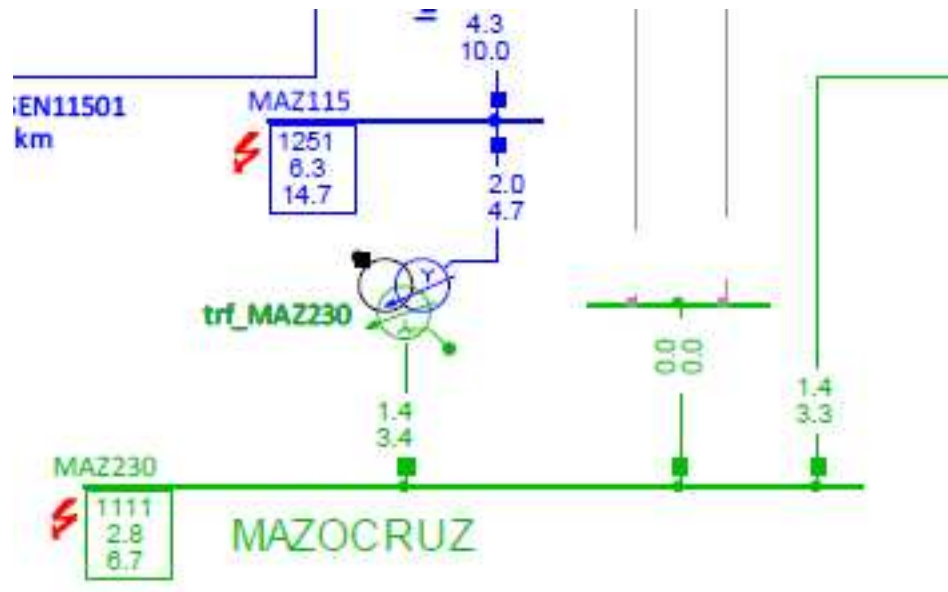
Las corrientes de cortocircuito fueron gentilmente proporcionadas por la empresa Ende Transmisión S.A. (Estimadas mediante el programa DIGSILENT)



Max. Single Phase to Ground IEC 60909		
Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Initial Short-Circuit Current A [kA]
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Peak Short-Circuit Current A [kA]
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	

Grid: SIM		System Stage: SIM				Annex: / 1					
	rd.V.	Voltage		c-	Sk*	Ik*	ip	Ib	Sp	EFF	
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[-]	
MAZ230	A, 230.00	0.00	0.00	1.10	366.69 MVA	2.76 kA	-80.60	6.62 kA	2.76	366.69	0.00
	B	146.14	-115.44		0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	0.99
	C	147.82	116.80		0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.01

**Figura:** Corriente de corto circuito monofásica proyectada al 2016  
**Fuente:** Proyecto "SE LA PAZ" - Seguridad energética La PAZ (DeLaPaz – Ende Transmisión)



Max. Single Phase to Ground IEC 60909		
Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Initial Short-Circuit Current A [kA]
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Peak Short-Circuit Current A [kA]
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	

Ord:	STB	System Stage: STB				I		Annex:		/ I		
	Ord.V.	Voltage	m	Sk*	I <sub>sk</sub> *	I <sub>sk</sub> *	sp	Ip	Ip	EFF		
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kVA]		
MAZ230	A	230.00	0.00	0.00	1.10	366.69 MVA	2.76 kA	-90.60	6.62 kA	2.76	366.69	0.00
	B		140.14	-119.44		0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	0.99
	C		147.82	119.90		0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.02

**Figura:** Corriente de corto circuito trifásica proyectada al 2016  
**Fuente:** Proyecto "SE LA PAZ" - Seguridad energética La PAZ (DeLaPaz – Ende Transmisión)

Las normas IEC y ANSI, presentan ya corrientes nominales normalizadas para interruptores de potencia.

- Los valores de corriente nominal establecidos por **IEC** son; 630 A; 800 A; 1250 A; 1600 A; 2000 A; 3150 A; y 4000 A.
- Los valores correspondientes especificados por **ANSI** son; 600 A; 1200 A; 1600 A y 2000 A.

El valor de la corriente nominal a adoptar es el valor superior a 3.25 kA, que corresponde a 4000 A.

### Capacidad de ruptura simétrica

Expresada por el valor eficaz (*r.m.s.*) de la componente de corriente alterna de la corriente total interrumpida por el interruptor.

Un interruptor normal responde a las siguientes características:

- Para tensiones inferiores a la tensión nominal, el interruptor debe ser capaz de interrumpir su valor de cortocircuito nominal.
- Para tensiones superiores a la tensión nominal, no se puede garantizar ninguna corriente interruptiva de cortocircuito.

Tensión nominal asignada al Equipo - Interruptor de potencia - (kV)	Corriente nominal normalizada del Servicio Continuo (A)	Corriente de Interrupción de corto circuito (kA)
72,5	400	6,3
		12,5
		16
		20
123	630	6,3
	800	12,5
	1200	16
	2000	20
		25
		31,5
145	630	6,3
	800	12,5
	1250	16
	1600	20
	2000	25
245	630	31,5
	1250	
	1600	
	2000	
	1600	40
	2000	50
362	3150	40
	4000	50

**Fuente:** Tensiones y corrientes de interrupción IEC-62271-1

El valor eficaz de la componente alterna de la corriente de interrupción de cortocircuito debe elegirse entre los valores siguientes:

6.3, 8, 10, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 y 100 kA

De acuerdo a la tabla anterior, con el valor de la corriente nominal del interruptor de 4000 A, obtenemos el valor de la corriente de ruptura simétrica que es de 50 kA.

### **Corriente nominal admisible de corta duración**

El propósito de este requerimiento es asegurar que no se rebase la capacidad térmica de tiempo corto de las partes conductoras.

Por definición, la corriente nominal admisible de corta duración es el valor máximo en r.m.s. de la corriente que el interruptor puede conducir en la posición de cerrado, sin sufrir daño, para un intervalo de tiempo especificado.

La magnitud de esta corriente es igual a la corriente simétrica de cortocircuito nominal que se asigna para un interruptor en particular y que normalmente se expresa en kA para un período de 1 segundo (IEC) o 3 segundos (ANSI).

La IEC, también recomienda un valor de 3 segundos si se requieren periodos mayores a 1 segundo. También se le conoce como capacidad nominal a 1 segundo y como capacidad nominal a 3 segundos, respectivamente.

### **Capacidad nominal de cierre en corto circuito**

La corriente nominal de cierre en cortocircuito es la corriente de cresta máxima contra la que el interruptor será capaz de cerrar y bloquear. Mencionada como capacidad de cierre y bloqueo en las normas ANSI/IEEE.

La corriente nominal de cierre en corto circuito es igual a la corriente nominal de cresta admisible.

El valor de cresta está vinculado con el valor de la corriente nominal de corte en cortocircuito, frecuencia y constante de tiempo ( $\tau$ ). Los valores especificados son:

- 2.5 x la corriente nominal admisible de corta duración a 50 Hz a  $\tau = 45ms$

- 2.6 x la corriente nominal admisible de corta duración a 60 Hz a  $\tau = 45ms$

La corriente nominal de cierre, será de  $2.5 \times 50 \text{ kA} = 125 \text{ kA}$ , como valor cresta admisible.

### Capacidad de interrupción en discordancia de fases

La corriente nominal de corte fuera de fase es la corriente máxima de corte fuera de fase que el interruptor será capaz de interrumpir.

El valor estándar de la corriente nominal de corte fuera de fase es 25% de corriente nominal de corte en cortocircuito.

La capacidad de interrupción fuera de fase es de 25% de 50 kA, de 12.5 kA.

### Secuencia de operación nominal

El ciclo de trabajo de un interruptor de potencia consiste en una serie de operaciones de apertura (desconexión) y cierre (conexión) o ambas a la vez, los tiempos asociados a las maniobras son de gran importancia, tanto desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, como de la demanda térmica, mientras más se tarde el interruptor en eliminar la corriente de falla, mayor será el daño que ésta causará al sistema.



### Componentes del tiempo de operación de un interruptor

Fuente: Stevenson, Análisis de sistemas de potencia



El ciclo de operación nominal de un interruptor es el número prescrito de operaciones unitarias a intervalos de tiempo establecidos.

En la publicación IEC 62271-100 se normalizan las siguientes secuencias de operación:

- Secuencia 1: O – t – CO – t' – CO

t = 3 minutos para interruptores en los cuales no está prevista la reconexión rápida.

t = 0.3 segundos para interruptores en los cuales está prevista la reconexión rápida.

t' = 3 minutos.

- Secuencia 2: CO – t'' – CO

t'' = 15 segundos

Dónde:

O = Operación de apertura.

C = Operación de cierre.

CO = Operación de cierre seguida de una apertura.

t, t', t'' = Intervalos de tiempo.

t y t' = Expresado en minutos o en segundos.

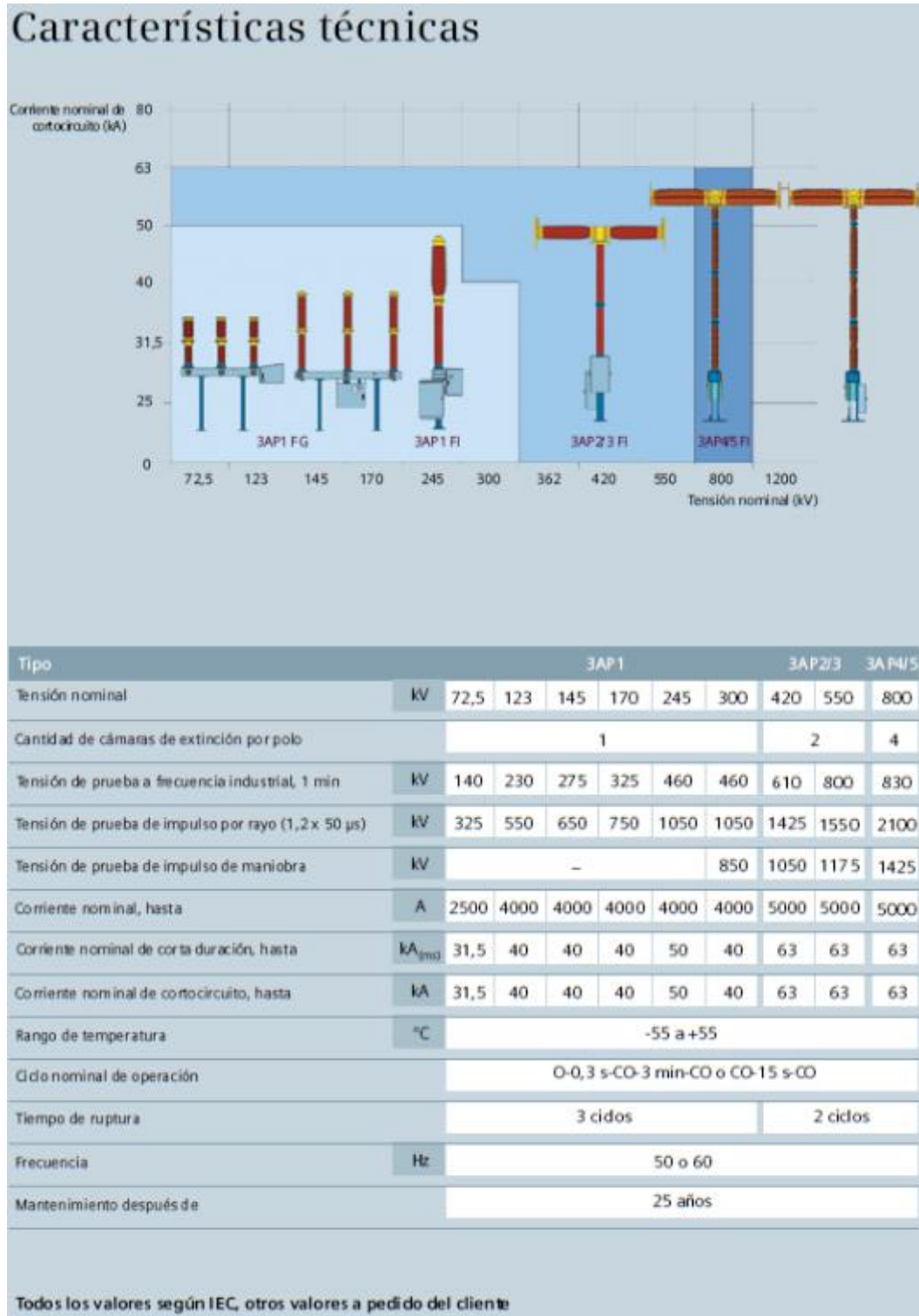
Para fines de especificación es conveniente exigir el desempeño de la secuencia 1 con t = 0.3 s, para todos los interruptores, a pesar de que no siempre la reconexión automática sea adoptada inicialmente.

### **Factor de primer polo**

El factor del primer polo (kpp) depende del sistema de puesta a tierra de la red. El factor de primer polo se utiliza para calcular la tensión transitoria de restablecimiento para fallas trifásicas. En general, rigen los siguientes casos:

- kpp = 1,3 equivale a fallos trifásicos en redes con neutro a tierra.
- kpp = 1,5 equivale a fallos trifásicos en redes aisladas o redes compensadas con bobina.

- $k_{pp} = 1,0$  equivale a casos especiales, por ejemplo, redes ferroviarias bifásicas.
- Existe un caso especial cuando hay una falla trifásica sin involucrar a tierra. Este caso equivale a  $k_{pp} = 1,5$ . Este caso está incluido en las normas ANSI/IEEE.



**Fuente:** Datos característicos interruptores de potencia SIEMES

# ANEXO B

## ANEXO B

### Cálculo del conductor en función de su capacidad de corriente

En la selección de los conductores, es necesario determinar la corriente nominal, el cual es función de la potencia y parámetros del sistema, a través de la siguiente expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} (A)$$

Dónde: S: Capacidad instalada de la subestación (MVA)

I: Corriente que conducir teóricamente el conductor (A)

V: Tensión nominal de la barra (kV)

Entonces la corriente esperada será de:

$$I = \frac{200 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 230 \text{ kV}} (A)$$

$$I = 502.04 (A)$$

Para seleccionar los conductores de las barras flexibles, se toma el valor de la corriente nominal a transmitir como el 60% de la corriente máxima de tablas del conductor elegido.

$$I = \frac{502.04}{0.60} = 836.74(A)$$

De acuerdo con la capacidad de conducción de corriente se utilizará el conductor de aleación de aluminio (AAC) COWSLIP de 200 MCM.

#### **Características de los conductores COWSLIP**

DESCRIPCION	COWSLIP
Calibre [MCM]	2000
N° de hilos de aluminio	91
Diámetro del conductor alambre de aluminio [mm]	3.764

Diámetro del conductor [mm]	41.4
Sección del conductor [mm <sup>2</sup> ]	1012.58
Peso nominal [kg/km]	2791.8
Carga de ruptura [kg-f]	15521
Resistencia nominal DC a 20°C [Ω/km]	0.028
Reactancia inductiva [Ω/km]	0.3117
Reactancia capacitiva [Ω/km]	0.1851
Ampacidad [A]	1520

### Temperatura de las barras flexibles

La temperatura superficial del conductor debe considerarse como rango de operación la temperatura límite de los conductores (barras flexibles), para garantizar que las barras en condiciones de operación no se vean afectadas mecánicamente entonces:

No se debe exceder la temperatura límite de diseño de operación de los conductores, con el objeto de no alterar las propiedades mecánicas del material (durante operación se presentan fenómenos internos y externos los cuales generan una variación de la temperatura del conductor, los cuales pueden afectar el desempeño eléctrico y mecánico del conductor seleccionado).

Las flechas de los conductores en condiciones de máxima temperatura permanecerán dentro de los límites tales que no permitan disminución de las distancias eléctricas de seguridad entre fases o tierra, de tal forma que no se produzcan durante condiciones de viento o cortocircuito.

### *Temperatura límite de conductor según DIN 48201*

Material	Temperatura (°C)
Cobre	70
Aluminio	80

## Temperatura superficial de operación de barras flexibles

Para el cálculo de la temperatura de los conductores se deben tener en cuenta dos aspectos, el eléctrico y el meteorológico, siendo este un tema importante a ser tenido en cuenta, ya que los parámetros meteorológicos influyen el estado térmico del conductor. Este está afectado principalmente por la velocidad del viento, su dirección y turbulencia, la temperatura ambiente y la radiación solar.

Para el cálculo de la temperatura del conductor se recurre a un balance de energía [CIGRE (1992)], balance que solo es posible si se trabaja con la premisa de que la corriente de carga es la misma, tanto para corriente alterna como para corriente directa a igual temperatura del conductor. Este balance está dado por:

$$Q_g = Q_p$$

$$P_j + P_m + P_s + P_i = P_c + P_r + P_w$$

Donde:	$Q_g$ :	calor ganado
	$Q_p$ :	calor perdido
	$P_j$ :	calentamiento por efecto Joule
	$P_m$ :	calentamiento por efecto magnético
	$P_s$ :	calentamiento solar
	$P_i$ :	calentamiento por efecto corona
	$P_c$ :	enfriamiento por convección
	$P_r$ :	enfriamiento por radiación
	$P_w$ :	enfriamiento por evaporación

El calentamiento por efecto corona es únicamente significativo con gradientes superficiales de tensión elevados, los cuales se presentan durante las lluvias y alto viento que es cuando el enfriamiento por convección y evaporación es elevado. Para casos prácticos, el calentamiento por efecto corona se considera nulo ( $P_i = 0$ ).

El calentamiento por efectos magnéticos es debido a la presencia de flujos magnéticos los cuales producen calentamiento debido a la generación de corrientes de Eddy, histéresis y viscosidad magnética; este fenómeno solo ocurre en corriente alterna y puede considerarse no significativo ( $P_m = 0$ ).

Debido a que el enfriamiento por evaporación no es alterado significativamente por el vapor de agua presente en el aire o con las gotas de agua, se considera no significativo ( $P_w = 0$ ).

Con las anteriores premisas, la ecuación de balance de energía se convierte en:

$$P_j + P_s = P_c + P_r \dots \dots \dots (1)$$

A continuación, se describe brevemente la forma de calcular cada uno de estos términos.

### Calentamiento por efecto Joule

El calentamiento por efecto Joule debido a la resistencia del conductor, esta dado por la siguiente relación:

$$P_j = k_j * I^2 * R_{CD} * [1 + \alpha(T_{av} - 20)] \quad [W/m]$$

Donde:  $\alpha$ : coeficiente de temperatura de la resistencia ( $1/^\circ\text{C}$ )

$T_{av}$ : temperatura media superficial en el conductor ( $^\circ\text{C}$ ) ( $T_s$ )

$R_{CD}$ : resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )

$I$ : corriente directa a través del conductor (A)

$k$  : factor de efecto piel ( $k_j=1.0123$ )

### Coeficiente de dilatación térmica

Material	$\alpha$ [ $1/^\circ\text{C}$ ]
Cobre	$17 * 10^{-6}$
Aluminio	$24 * 10^{-6}$



$$P_j = 1.0123 * 836.72^2 * 0.0000284 * [1 + 2.4 * 10^{-5}(T_{av} - 20)] \quad [W/m]$$

$$P_j = 20.1274 * [1 + 2.4 * 10^{-5}(T_s - 20)] \quad [W/m]..... (2)$$

**Calentamiento solar**

Para el calentamiento solar se emplea la formula siguiente:

$$P_s = \alpha_s * S * D \quad [W/m]$$

Donde:  $\alpha_s$ : coeficiente de absorción de la superficie del conductor

$S$ : radiación solar, (Global Solar Radiation 714 W/m<sup>2</sup>)

$D$ : diámetro exterior del conductor (m)

**Coefficientes de absorción de la superficie del conductor**

Superficie del conductor	$\alpha_s$
Conductores nuevos de aluminio trenzado	0.27
Conductores expuestos a ambientes industriales	0.95
Para otro tipo de propósitos	0.5

$$P_s = 0.27 * 714 * 0.0414 \quad [W/m]$$

$$P_s = 7.9811 \quad [W/m]..... (3)$$

**Enfriamiento por convección**

Para el cálculo del enfriamiento por convección se utilizan ciertas constantes que permiten estimar la transferencia de calor por convección. El enfriamiento por convección esta dado por la siguiente expresión:

$$P_c = \pi * \lambda_f * (T_s - T_a) * Nu \quad [W/m]..... (4)$$

Donde:  $\lambda_f$ : conductividad térmica del aire (W/m\*°C)

$T_a$ : temperatura ambiente (°C) (15°C Subestación Mazocruz)

$T_s$ : temperatura superficial del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ )

$Nu_{\delta=90}$ : número de Nusselt a  $90^{\circ}$

Para determinar los valores de  $\lambda_f$  y  $Nu$  se deben emplear las siguientes relaciones:

$$\lambda_f = 0.0242 + 0.000072 * T_f \quad [\text{W/m}] \dots \dots \dots \text{(5)}$$

Siendo  $T_f$  la temperatura de capa.

$$T_f = 0.5 * (T_s + T_a) \quad [^{\circ}\text{C}] \dots \dots \dots \text{(6)}$$

Reemplazamos ecuación (6) en (5):

$$\lambda_f = 0.0242 + 0.000072 * 0.5 * (T_s + T_a) = 0.0242 + 0.000036 * (T_s + 15)$$

$$\lambda_f = 0.0242 + 0.000036 * (T_s + 15) \dots \dots \dots \text{(7)}$$

Número de Nusselt a  $90^{\circ}$ :

$$Nu_{\delta=90} = B_1(R_e)^{\eta} \dots \dots \dots \text{(8)}$$

El viento juega un papel importante en el cálculo del enfriamiento por convección, por lo cual se pueden realizar algunas correcciones en el valor del número de Nusselt, las cuales son función del ángulo de impacto del viento. Considerando las condiciones más desfavorables para un viento de baja velocidad ( $V < 0.5 \text{ m/s}$ ) puede tomarse un factor de corrección del número de Nusselt de 0.55, así:

$$Nu_{\delta} = 0.55 * Nu_{\delta=90} \dots \dots \dots \text{(9)}$$

Reemplazamos ecuación (9) en (8):

$$Nu_{\delta} = 0.55 * B_1(R_e)^{\eta} \dots \dots \dots \text{(10)}$$

Donde los valores de las constantes  $B_1$  y  $\eta$  dependen del numero de Reynolds y de la rugosidad de la superficie del conductor, la cual está dada por:

$$R_f = \frac{d}{2 * (D - 2d)}$$

Donde:  $d$ : diámetro de un hilo del conductor (m)

D: diámetro del conductor (m)

$$R_f = \frac{3.764}{2 * (41.4 - 2 * 3.764)}$$

$$R_f = 0.0556$$

**Constantes  $B_1$  y  $\eta$  [CIGRE (1992)]**

Superficie	$B_1$	$\eta$
Superficies totalmente trenzadas	0.641	0.471
Conductores trenzados con $R_f \leq 0.05$	0.178	0.633
Conductores trenzados con $R_f > 0.05$	0.048	0.800

$$R_f = 0.0556 \rightarrow B_1 = 0.048$$

$$R_f = 0.0556 \rightarrow \eta = 0.800$$

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_0} \quad \text{ó} \quad \rho_r = e^{(-1.16 \times 10^{-4} * H)}$$

Donde:  $\rho_r$ : densidad relativa del aire

$\rho$ : densidad del aire en el sitio

$\rho_0$ : densidad del aire a nivel del mar

$H$ : Altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m.)

$$\rho_r = e^{(-1.16 \times 10^{-4} * 3993)}$$

$$\rho_r = 0.6293$$

$$R_e = \frac{\rho_r * V * D}{\nu} \dots \dots \dots (11)$$

$$\nu = 1.32 \times 10^{-5} + 9.5 \times 10^{-8} * T_f \quad [m^2/s] \dots \dots \dots (12)$$

Donde:  $R_e$ : numero de Reynolds

D: diámetro del conductor (m)

$V$ : velocidad del viento (m/s) (para subestaciones nuevas)  
 $V = 0.5 \text{ m/s}$

$\nu$ : viscosidad cinemática del aire

Reemplazamos ecuación (6) en (12):

$$\nu = 1.32 \times 10^{-5} + 9.5 \times 10^{-8} * 0.5 * (T_s + T_a) \quad [m^2/s]$$

$$\nu = 1.32 \times 10^{-5} + 4.75 \times 10^{-8} * (T_s + 15) \quad [m^2/s] \dots \dots \dots (13)$$

Reemplazamos ecuación (13) en (11):

$$R_e = \frac{0.6293 * 0.5 * 0.0414}{1.32 \times 10^{-5} + 4.75 \times 10^{-8} * (T_s + 15)} \dots \dots \dots (14)$$

Reemplazamos ecuación (14) en (10):

$$Nu_s = 0.55 * 0.048 \left( \frac{0.6293 * 0.5 * 0.0414}{1.32 \times 10^{-5} + 4.75 \times 10^{-8} * (T_s + 15)} \right)^{0.8} \dots \dots \dots (15)$$

Reemplazamos ecuación (7), (15) en (4):

$$P_c = \pi * [0.0242 + 0.000036 * (T_s + 15)] * (T_s - 15) * 0.55 * 0.048 \left( \frac{0.6293 * 0.5 * 0.0414}{1.32 \times 10^{-5} + 4.75 \times 10^{-8} * (T_s + 15)} \right)^{0.8} \quad [W/m]$$

$$P_c = 2.57 * 10^{-3} * \frac{2.42 * 10^{-2} + 3.6 * 10^{-5} * (T_s + 15)}{[1.32 \times 10^{-5} + 4.75 \times 10^{-8} * (T_s + 15)]^{0.8}} * (T_s - 15) \quad [W/m] \dots \dots \dots (16)$$

**Enfriamiento por radiación**

Es suficientemente preciso obtener está perdida a partir de la siguiente relación:

$$P_r = \pi * D * \xi * \sigma_B * [(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad [W/m]$$

Donde:  $\xi$ : emisividad solar, depende del material

$\sigma_B$ : constante de Stefan-Boltzmann (5.6697E-08 W/m<sup>2</sup>K<sup>4</sup>)

**Valores para emisividad solar**

Superficie del conductor	$\xi$
Conductores nuevos	0.27

Conductores expuestos a ambientes industriales	0.95
Valor recomendado	0.5

$$P_r = \pi * 0.0414 * 0.5 * 5.6697 * 10^{-8} * [(T_s + 273)^4 - (15 + 273)^4] \quad [W/m]$$

$$P_r = 3.69 * 10^{-9} * [(T_s + 273)^4 - (15 + 273)^4] \quad [W/m] \dots \dots \dots \mathbf{(17)}$$

En la ecuación de balance de energía se deben reemplazar todos los términos indicados anteriormente. Posteriormente, recurrir a iteraciones variando el valor de  $T_s$ , hasta obtener que  $Q_g = Q_p$ , situación en la que se tendrá la temperatura superficial del conductor.

Reemplazamos las ecuaciones **(2)**, **(3)**, **(16)** y **(17)** en **(1)**

$$P_j + P_s = P_c + P_r$$

$$(20.1274 * [1 + 2.4 * 10^{-5}(T_s - 20)]) + (7.9811) = \left( 2.57 * 10^{-3} * \frac{2.42 * 10^{-2} + 3.6 * 10^{-5} * (T_s + 15)}{[1.32 * 10^{-5} + 4.75 * 10^{-8} * (T_s + 15)]^{0.8}} * (T_s - 15) \right) + (3.69 * 10^{-9} * [(T_s + 273)^4 - (15 + 273)^4]) \dots \dots \dots \mathbf{(18)}$$

Resolviendo la ecuación **(18)**, obtenemos el valor de  $T_s$

$$\boxed{T_s = 46.9972 \cong 47 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

Entonces cuando cumpla el balance, el valor de  $T_s$  refleja la temperatura superficial del conductor bajo operación normal, verificando que el valor obtenido deberá estar dentro de la temperatura límite de diseño.

Con el valor obtenido de  $T_s$ , encontramos los valores del calentamiento, así como el enfriamiento, para cumplir el balance de energía.

Calentamiento por **Efecto Joule**, ecuación **(2)**:

$$P_j = 20.1274 * [1 + 2.4 * 10^{-5}(T_s - 20)] \quad [W/m]$$

$$P_j = 20.1274 * [1 + 2.4 * 10^{-5}(47 - 20)] \quad [W/m]$$

$$\boxed{P_j = 20.14 \quad [W/m]}$$

Calentamiento **Solar**, ecuación (3):

$$\boxed{P_s = 7.98 \quad [W/m]}$$

Enfriamiento por **Convección**, ecuación (16):

$$P_c = 2.57 * 10^{-3} * \frac{2.42 * 10^{-2} + 3.6 * 10^{-5} * (T_s + 15)}{[1.32 * 10^{-5} + 4.75 * 10^{-8} * (T_s + 15)]^{0.8}} * (T_s - 15) \quad [W/m]$$

$$P_c = 2.57 * 10^{-3} * \frac{2.42 * 10^{-2} + 3.6 * 10^{-5} * (47 + 15)}{[1.32 * 10^{-5} + 4.75 * 10^{-8} * (47 + 15)]^{0.8}} * (7 - 15) \quad [W/m]$$

$$\boxed{P_c = 14.81 \quad [W/m]}$$

Enfriamiento por **Radiación**, ecuación (17):

$$P_r = 3.69 * 10^{-9} * [(T_s + 273)^4 - (15 + 273)^4] \quad [W/m]$$

$$P_r = 3.69 * 10^{-9} * [(48.93 + 273)^4 - (15 + 273)^4] \quad [W/m]$$

$$\boxed{P_r = 13.31 \quad [W/m]}$$

Con los valores obtenidos anteriormente, se realiza el balance de energía con la ecuación (1):

$$P_j + P_s = P_c + P_r$$

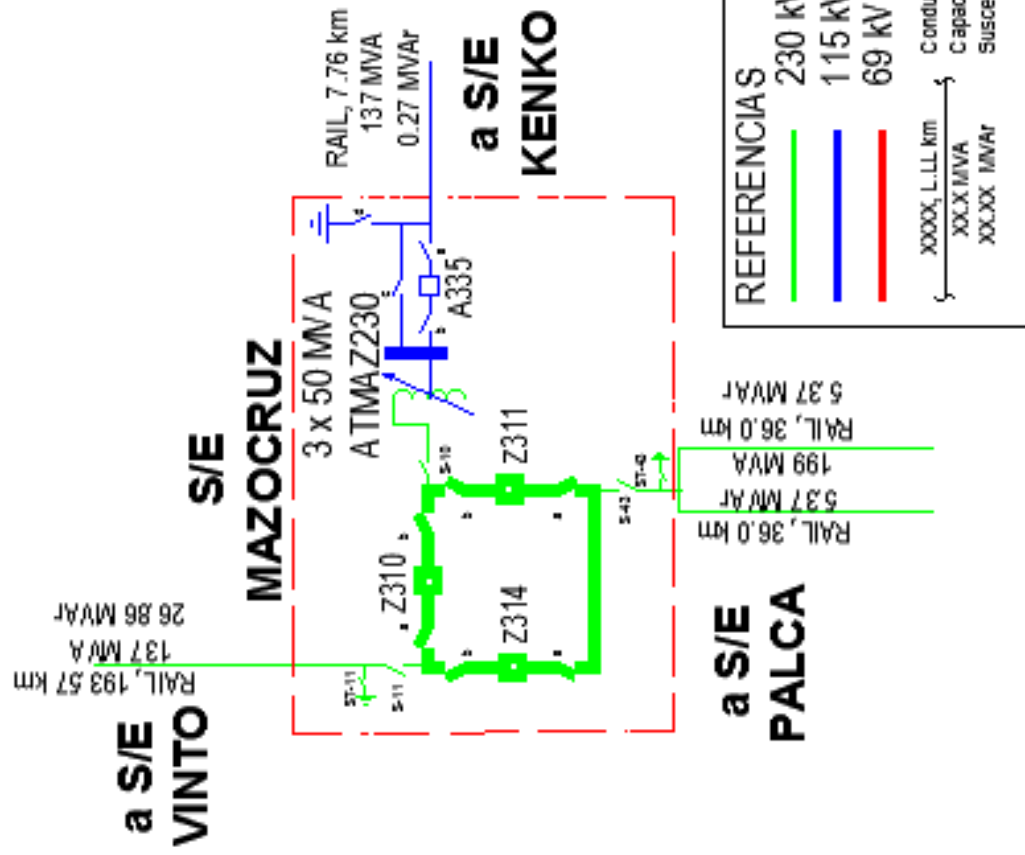
$$20.14 + 7.98 = 14.81 + 13.31$$

$$28.12 = 28.12$$

Se comprueba entonces que el valor de  $T_s$ , cumple con el balance de energía, además de que este valor se encuentra dentro del límite térmico del conductor.

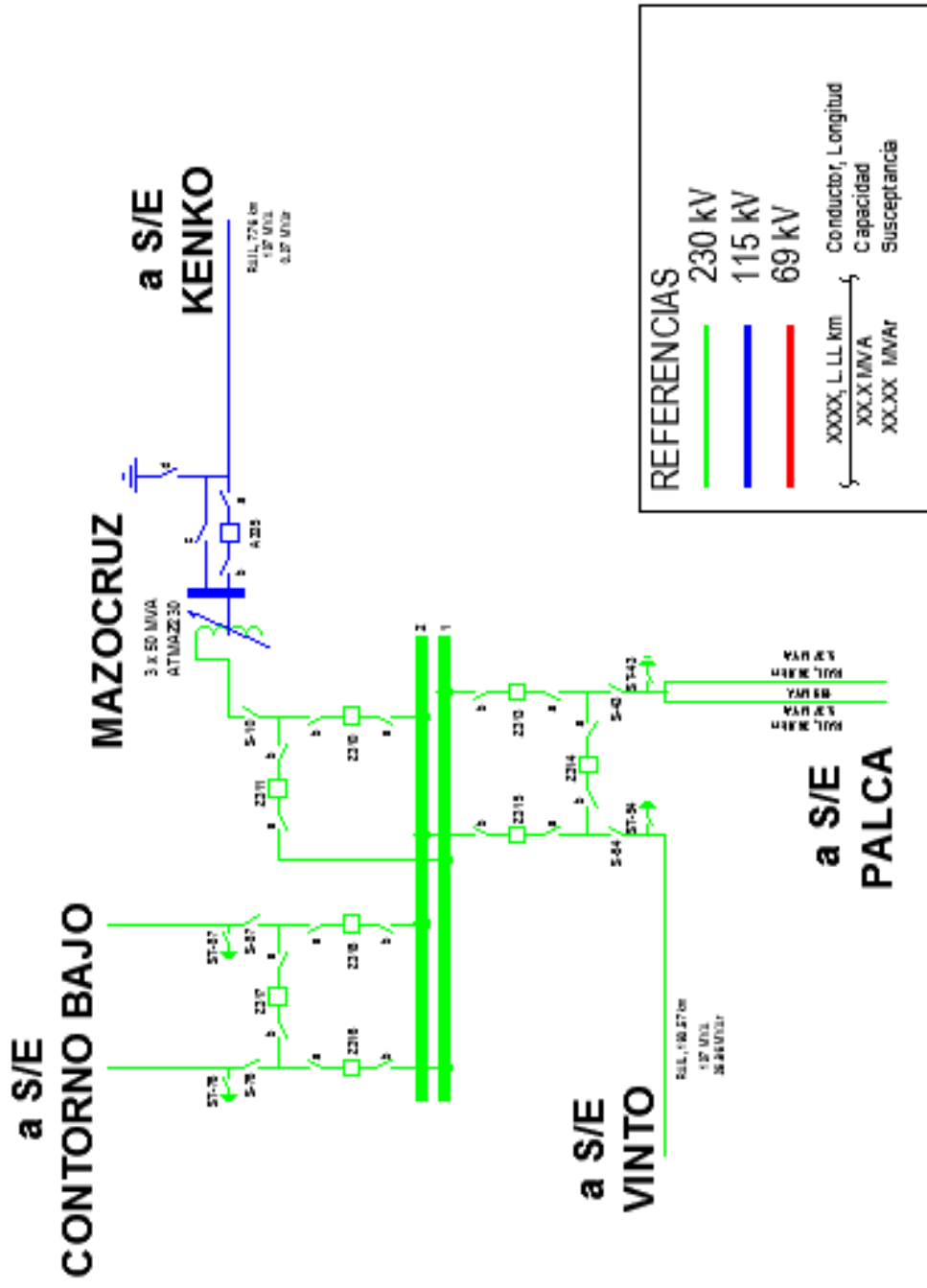
# ANEXO C

# DIAGRAMA UNIFILAR - CONFIGURACIÓN ANILLO





# DIAGRAMA UNIFILAR - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO





<b>PROYECTO:</b> SUBESTACION ELECTRICA MADOCHEZ (230/115 kV)		
<b>ELABORADO:</b> VISTA ISOMETRICA, CAMPO DE PANTO SUBESTACION MADOCHEZ (230/115 kV)	<b>REVISADO:</b> ING. ANDRÉS BALBUENA	
<b>PROYECTADO:</b> ING. HENRY DÍAZ (18-04-000)	<b>ESCALA:</b> 1:1000	<b>FECHA:</b> 20-04-2023

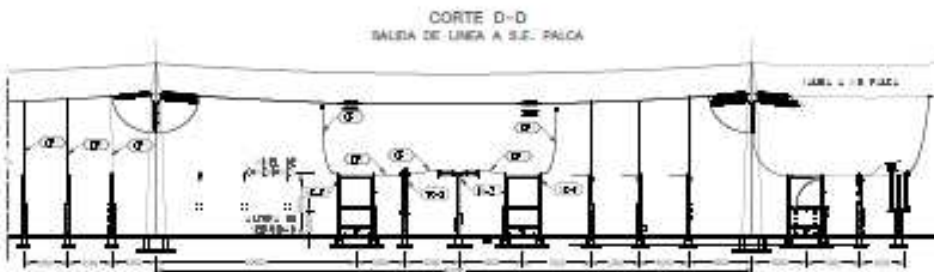
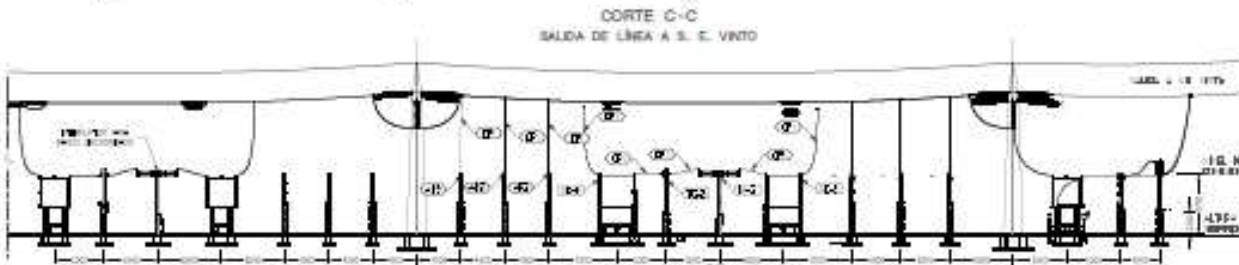
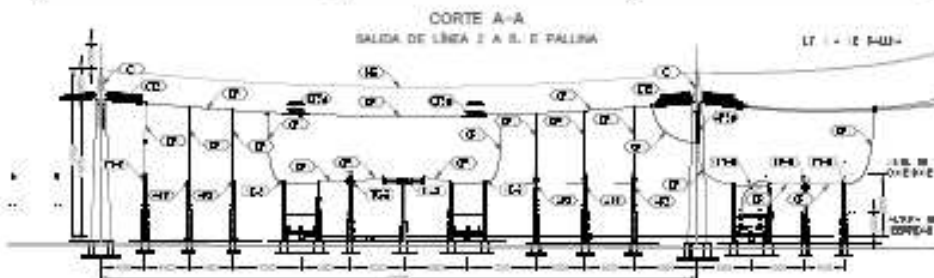
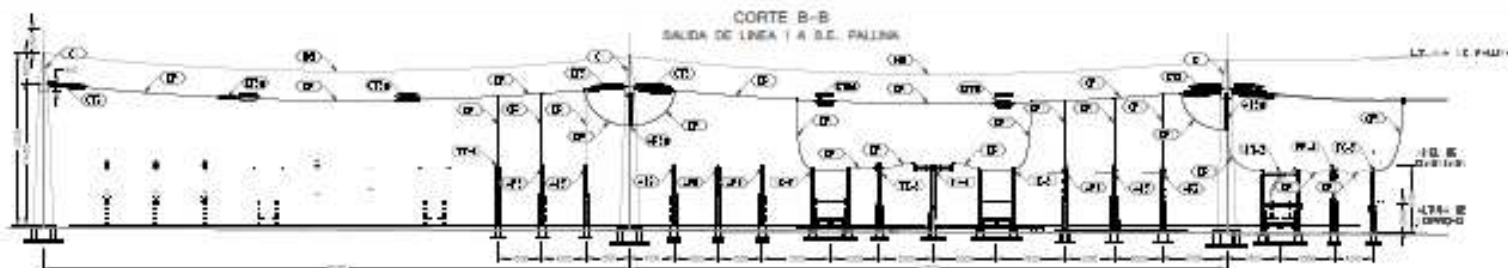


LISTADO DE EQUIPOS		
COD.	DESCRIPCION	CANTIDAD
EQUIPOS 230 KV		
IN.0	INTERRUPTOR DE POTENCIA OPERACION HEMIPOLAR 3B ON 420 KV, 520 MVA	1
SC.0	SECCIONADOR DE APERTURA CENTRAL CON HANDE TRIPOLAR ROTACIONAL 320 KV, 200 MVA	10
OPT.0	SECCIONADOR DE APERTURA CENTRAL CON CONEXION DE PUERTA TIERRA Y HANDE TRIPOLAR ROTACIONAL 320 KV, 200 MVA	2
TC.0	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CIGALOTI 4, 200 MVA	10
TT.0	TRANSFORMADOR DE TENSION 320 KV, 200 MVA	3
PL.0	PASARELLAS 90 KV	4

LEYENDA

- CÍRCULO DE EQUIPOS
- CÍRCULO DE MATERIALES
- CAS
- PAS - Línea 230 KV MATERIAL - PASARELLA

<b>PROYECTO</b>		
SUBESTACION ELECTRICA MADOCUZ (230/115 KV)		
<b>ELABO</b>	<b>REVISOR - APROBADO</b>	
VISTA EN PLANTA, EQUIPOS DE PATIO SUBESTACION MADOCUZ (230/115 KV)	ING. JOSE LUIS DIAZ PEREZ	
<b>GRABADO</b>	<b>ESCALA</b>	<b>FECHA</b>
ING. RICARDO ESPINO GILBERTO	1:50 (AUC)	JUN 2008



LISTADO DE MATERIALES		
COD.	DESCRIPCIÓN	CANT. UNID.
MATERIALES		
170	CABLES DE ALUMINIO DE TRAZO (10 ALAMBROS)	18 PEA
171	CABLES A PISO PARA (10 ALAMBROS)	18 PEA
172	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
173	CABLES DE ALUMINIO DE TRAZO (10 ALAMBROS)	18 PEA
174	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
175	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
176	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
177	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
178	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
179	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
180	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
181	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
182	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
183	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
184	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
185	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
186	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
187	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
188	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
189	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
190	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
191	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
192	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
193	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
194	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
195	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
196	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
197	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
198	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
199	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA
200	ALAMBRE TRO FICHO ALTA TENS. 4/0	12 PEA

LISTADO DE EQUIPOS		
COD.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
EQUIPOS 220 KV		
100	INTERRUPTOR DE POTENCIA OPERACIÓN REMOTA 220 KV 12500 A 12500 A	1
101	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
102	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
103	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
104	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
105	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
106	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
107	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
108	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
109	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
110	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
111	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
112	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
113	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
114	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
115	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
116	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
117	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
118	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
119	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1
120	RECIPIENTE DE APERTURA CENTRAL CON CUATRO TRILAS METÁLICAS 220 KV 12500 A	1

LEYENDA  
 ○ CÓDIGO DE EQUIPO  
 ○ CÓDIGO DE MATERIAL  
 --- LÍNEA DE TRAZO DE ALAMBROS

<b>PROYECTO:</b>		
INSTALACIÓN ELÉCTRICA		
PARQUE (2015-15)		
<b>PLANO:</b>	VISTA DE CORTE B-B DE FALLINA	<b>FECHA:</b> 15/05/2015
<b>ELABORADO:</b>	ING. JUAN CARLOS VILLALBA	<b>REVISADO:</b> ING. JUAN CARLOS VILLALBA
<b>PROYECTADO:</b>	ING. JUAN CARLOS VILLALBA	<b>APROBADO:</b> ING. JUAN CARLOS VILLALBA
<b>ESCALA:</b>	1:1	<b>HOJA:</b> 15 DE 15

Correo electrónico: [edespejoing@gmail.com](mailto:edespejoing@gmail.com)

Celular: 68036600