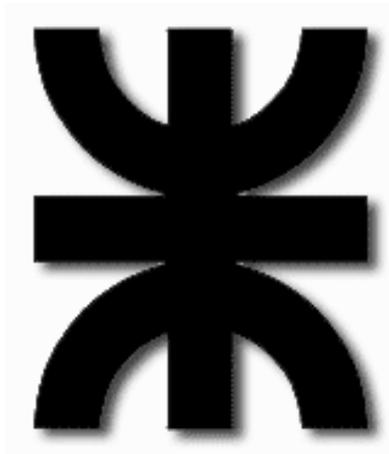


FACULTAD REGIONAL CONCORDIA



*Memoria de Cálculos de Subestación  
de Rebaje*

*33/13,2 kV - 5 MVA*

*"Puerto Yerúa"*

*Proyecto:*

*"Mejora de la Calidad de Servicio Eléctrico En la  
zona de Puerto Yerúa"*

<b>1. ENTORNO FÍSICO</b>	<b>8</b>
1.1. Emplazamiento de la Subestación o Playa	8
1.1.1. Geología	8
1.1.2. Topografía	9
1.1.3. Dimensiones del Predio	9
1.1.4. Orientación del Predio	10
1.1.5. Aspectos Ambientales	10
<b>2. DATOS CARACTERÍSTICOS DEL EMPLAZAMIENTO</b>	<b>11</b>
2.1.1. Altura sobre el nivel del mar.	11
2.1.2. Calificación de sismicidad y factor de riesgo asociado.	11
2.1.3. Condiciones climáticas:	11
2.1.4. Cantidad anual de días de Tormenta.	13
<b>3. Cortocircuito</b>	<b>14</b>
3.1. Introducción.	14
3.2. Características de la red en estudio.	14
3.2.1. Potencia de cortocircuito en 132 kV.	14
3.3. Cálculo de Cortocircuito	15
3.3.1. Datos Característicos de las instalaciones	16
3.3.1.1. Datos en ET Concordia	16
3.3.1.2. Datos del Alimentador N° 6	16
3.3.1.3. Datos de la Línea Puerto Yerúa	17
3.3.1.4. Datos del Transformador de la SET Puerto Yerúa	17
3.3.2. Método de cálculo	18
3.3.2.1. Valores Bases	18
3.3.3. Valores Por Unidad	18
3.3.3.1. Valores por unidad en ET Concordia	18
3.3.3.2. Valores por Unidad Alimentador N° 6	19
3.3.3.3. Valores por Unidad Línea Puerto Yerúa	20
3.3.3.4. Valores por unidad Transformador de la SET Puerto Yerúa	20
3.3.4. Elección estratégica de los Puntos de Cortocircuitos	21
3.3.4.1. (1) - Cortocircuito en barras de 33kV E.T. Concordia (Barras II)	21
3.3.4.2. (2) - Cortocircuito en barras de 33kV S.E.T. Yerúa Sur (Barras IV)	24
3.3.4.3. (3) - Cortocircuito en barras de 33kV S.E.T. Puerto Yerúa (Barras V)	26
3.3.4.4. (4) - Cortocircuito en barras de 13,2kV S.E.T. Puerto Yerúa (Barras VI)	29
3.3.4.5. Resumen de Resultados	31
<b>4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.</b>	<b>32</b>
4.1. Características constructivas.	33
4.1.1. Datos Generales del Transformador	33
4.1.2. Rendimientos Garantizados	34
4.1.3. RÉGIMEN DE SOBRECARGA ADMISIBLE	34
4.1.4. PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS	35
4.2. Detalles constructivos	36
4.2.1. Dimensiones y pesos	36
4.2.2. Cuba	37
4.2.3. Depósito de expansión	37
4.2.4. Núcleo magnético	37
4.2.5. Arrollamiento	38
4.2.6. Aceite mineral	38

4.2.7.	Bornes	39
4.2.8.	Cambiador de tomas sin carga	39
<b>4.3.</b>	<b>Protecciones del Transformador</b>	<b>39</b>
4.3.1.	PROTECCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR	39
4.3.1.1.	CHIMENEA DE ALIVIO	40
4.3.1.2.	NIVEL MAGNÉTICO.	42
4.3.1.3.	RELÉ BUCHHOLZ	43
4.3.1.4.	SECADOR DE AIRE	47
4.3.1.5.	TERMÓMETRO A CUADRANTE.	50
4.3.1.6.	VÁLVULA MARIPOSA	51
4.3.1.7.	VÁLVULA MARIPOSA CIERRE METAL-METAL	53
4.3.2.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR	54
4.3.2.1.	Principio de funcionamiento	54
4.3.2.2.	Transformadores auxiliares	55
4.3.2.3.	Aspectos al disparo del relé	55
4.3.2.4.	Conexionado del relé diferencial	55
4.3.3.	PROTECCIÓN DE CUBA	56
4.3.4.	PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE LLEGADA	56
4.3.5.	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD	56
<b>4.4.</b>	<b>Coordinación y ajuste del sistema de protecciones</b>	<b>57</b>
<b>4.5.</b>	<b>Sistema de contención de aceite</b>	<b>57</b>
4.5.1.	Introducción	57
4.5.2.	Diseño de Batea de Recolección de aceite	58
<b>5.</b>	<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA</b>	<b>60</b>
<b>5.1.</b>	<b>Datos del sistema</b>	<b>60</b>
5.1.1.	Resistividad del terreno.	60
5.1.2.	Sección mínima del conductor de tierra.	61
5.1.3.	Geometría de la red.	62
5.1.4.	Materiales para la red de PAT.	62
<b>5.2.</b>	<b>Consideraciones constructivas y de montaje.</b>	<b>63</b>
5.2.1.	Fundaciones.	63
5.2.2.	Malla de PAT y conexiones.	63
5.2.3.	Canales para cables.	63
5.2.4.	Cables.	64
5.2.5.	Estructuras.	64
5.2.6.	Cerco perimetral.	64
<b>5.3.</b>	<b>Metodología de cálculo según IEEE 80 (versión 2000)</b>	<b>65</b>
<b>5.4.</b>	<b>CALCULO DE MALLA DE PAT</b>	<b>66</b>
5.4.1.	Verificación de la sección del conductor utilizado	67
5.4.2.	Cálculo de las tensiones de paso ( $E_{step}$ ) y de contacto ( $E_{touch}$ ) admisibles	68
5.4.3.	Cálculo de la corriente de malla (IG)	68
5.4.4.	Cálculo de la resistencia de malla (RG)	69
5.4.4.1.	Geometría de la Malla de PAT	69
5.4.4.2.	Resistencia de Malla (RG)	69
5.4.5.	Cálculo del gradiente (GPR)	71
5.4.6.	Cálculo de $E_m$ (tensión de malla) y $E_s$ (tensión de paso)	71
5.4.7.	Conclusiones	72
<b>6.</b>	<b>SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS</b>	<b>73</b>
<b>6.1.</b>	<b>CABLES DE GUARDIA</b>	<b>73</b>
6.1.1.	MATERIAL Y SECCIÓN	73

6.1.2.	Calculo Mecánico del conductor de guardia de la SET	74
6.1.2.1.	Características del conductor de guardia Adoptado	74
6.1.2.2.	Estados atmosféricos.	75
6.1.2.3.	Cargas específicas.	76
6.1.2.4.	Peso propio del conductor.	76
6.1.2.5.	Cargas específicas para cada estado.	78
6.1.2.6.	Tensiones mecánicas admisibles por el Hilo de Guardia	78
6.1.2.7.	Flecha del cable de guardia en el estado V (temperatura Media Anual)	78
6.1.2.8.	Tensión mecánica en el estado V (temperatura Media Anual)	79
6.1.2.9.	Tensión de trabajo para los demás estados:	79
6.1.3.	Calculo de estructura de Hilo de Guardia-Poste Simple	80
6.1.3.1.	Longitud de las Columnas	80
6.1.3.2.	Características de las Columnas	80
6.1.3.3.	Cargas de Servicio	80
6.1.3.4.	Verificación del poste seleccionado para estructura de Hilo de Guardia	81
6.1.4.	Calculo de fundación de las columnas del Hilo de Guardia	82
6.1.4.1.	General	82
6.1.4.2.	Dimensiones mínimas.	82
6.1.4.3.	Peso Total de la Estructura	83
6.1.4.4.	Características del Suelo	83
6.1.4.5.	Momento volcador.	84
6.1.4.6.	Momentos Estabilizantes.	84
6.1.4.7.	Análisis de Estabilidad.	86
<b>6.2.</b>	<b>Método electro geométrico</b>	<b>87</b>
6.2.1.	Aplicación del Método EGM	87
<b>6.3.</b>	<b>DETERMINACIÓN DEL SPCR.</b>	<b>88</b>
6.3.1.	Determinación del área colectora equivalente de la estructura.	88
6.3.2.	Determinación de la densidad anual de rayos	89
6.3.3.	Cantidad promedio anual de rayos que caen sobre la estructura	89
6.3.4.	Determinación de $E_c$ (eficiencia del SPCR).	90
6.3.5.	Nivel de protección	91
6.3.6.	Radio de la esfera Rodante	91
6.3.7.	Determinación de la ubicación del dispositivo captor por el método de la esfera rodante.	91
<b>7.</b>	<b>DISTANCIAS ELÉCTRICAS DE SEGURIDAD</b>	<b>92</b>
<b>7.1.</b>	<b>Determinación de las Distancias Eléctricas de Seguridad</b>	<b>92</b>
7.1.1.	Resumen de Resultados	95
<b>8.</b>	<b>EQUIPAMIENTO DE LA SET</b>	<b>96</b>
<b>8.1.</b>	<b>EQUIPOS DE MT 33 kV.</b>	<b>96</b>
8.1.1.	Acometida Subterránea de 33 kV a la S.E.T.	96
8.1.1.1.	Potencia nominal.	96
8.1.1.2.	Corriente nominal.	96
8.1.1.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	96
8.1.1.4.	Longitud de los Conductores	96
8.1.1.5.	Categoría del cable	97
8.1.1.6.	Tensión máxima Soportada	97
8.1.1.7.	Determinación de la sección por intensidad máxima admisible.	97
8.1.1.8.	Verificación de calentamiento en cortocircuito.	98
8.1.1.9.	Verificación de la caída de tensión.	98
8.1.2.	Interruptor Automático.	99
8.1.2.1.	Potencia nominal.	99
8.1.2.2.	Corriente nominal.	99
8.1.2.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	99

8.1.2.4.	Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.	99
8.1.2.5.	Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.	100
8.1.2.6.	Corriente térmica.	100
8.1.2.7.	Características del Reconector Automático Adoptado	101
8.1.3.	Seccionadores.	103
8.1.3.1.	Potencia nominal.	103
8.1.3.2.	Corriente nominal.	103
8.1.3.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	103
8.1.3.4.	Capacidad dinámica.	103
8.1.3.5.	Corriente térmica.	104
8.1.3.6.	Características del Seccionador Adoptado	104
8.1.4.	Descargadores de sobretensión en 33 kV.	105
8.1.4.1.	Tensión nominal.	105
8.1.4.2.	Corriente de cortocircuito	105
8.1.4.3.	Resistencia de Puesta a Tierra	105
8.1.4.4.	Tensión máxima.	105
8.1.4.5.	Coefficiente de falla a tierra ( $K_e$ )	105
8.1.4.6.	Factor de puesta a tierra ( $C_e$ )	105
8.1.4.7.	Tensión máxima de operación continua.	106
8.1.4.8.	Tensión nominal del descargador.	106
8.1.4.9.	Factor de sobrecarga temporaria ( $T_r$ )	106
8.1.4.10.	Nivel básico de aislación (BIL)	107
8.1.4.11.	Nivel protector ( $U_d$ )	108
8.1.4.12.	Tensión Residual ( $U_{res}$ )	108
8.1.4.1.	Corriente nominal de descarga y capacidad de absorción de energía	108
8.1.4.2.	Elección del descargador adecuado	109
8.1.4.3.	Distancia eléctrica de protección del descargador.	110
8.1.4.4.	Margen de protección.	111
8.1.4.5.	Coordinación de la aislación.	111
8.1.4.6.	Esquema de coordinación	112
<b>8.2.</b>	<b>EQUIPOS DE MT 13,2 kV.</b>	<b>113</b>
8.2.1.	Conductor Subterráneo de 13,2 kV de la Salida 1	113
8.2.1.1.	Potencia nominal.	113
8.2.1.2.	Corriente nominal.	113
8.2.1.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	113
8.2.1.4.	Longitud de los Conductores	113
8.2.1.5.	Categoría del cable	114
8.2.1.6.	Tensión máxima Soportada	114
8.2.1.7.	Determinación de la sección por intensidad máxima admisible.	114
8.2.1.8.	Verificación de calentamiento en cortocircuito.	115
8.2.1.9.	Verificación de la caída de tensión.	115
8.2.2.	Interruptor Automático de barras de 13,2 kV.	116
8.2.2.1.	Potencia nominal.	116
8.2.2.2.	Corriente nominal.	116
8.2.2.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	116
8.2.2.4.	Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.	116
8.2.2.5.	Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.	117
8.2.2.6.	Corriente térmica.	117
8.2.2.7.	Características del Reconector Automático Adoptado	118
8.2.3.	Seccionadores de barras de 13,2 kV	120
8.2.3.1.	Potencia nominal.	120
8.2.3.2.	Corriente nominal.	120
8.2.3.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	120
8.2.3.4.	Capacidad dinámica.	120
8.2.3.5.	Corriente térmica.	121

8.2.3.6.	Características de los Seccionadores Adoptados	121
8.2.4.	Transformadores de Intensidad y Tensión.	123
8.2.4.1.	Transformadores de Corriente T.I.	123
8.2.4.2.	Transformadores de Tensión T.V.	124
8.2.4.3.	Características de los Transformadores de Medidas adoptados	125
8.2.5.	Descargadores de sobretensión en 13,2 kV.	126
8.2.5.1.	Tensión nominal.	126
8.2.5.2.	Corriente de cortocircuito	126
8.2.5.3.	Resistencia de Puesta a Tierra	126
8.2.5.4.	Tensión máxima.	126
8.2.5.5.	Coeficiente de falla a tierra (Ke)	126
8.2.5.6.	Factor de puesta a tierra (Ce)	127
8.2.5.7.	Tensión máxima de operación continua.	127
8.2.5.8.	Tensión nominal del descargador.	127
8.2.5.9.	Factor de sobrecarga temporaria (Tr)	128
8.2.5.10.	Nivel básico de aislación (BIL)	129
8.2.5.11.	Nivel protector ( $U_d$ )	129
8.2.5.12.	Tensión Residual ( $U_{res}$ )	129
8.2.5.1.	Corriente nominal de descarga y capacidad de absorción de energía	129
8.2.5.1.	Elección del descargador adecuado	130
8.2.5.2.	Distancia eléctrica de protección del descargador.	130
8.2.5.1.	Margen de protección.	131
8.2.5.2.	Coordinación de la aislación.	131
8.2.5.3.	Esquema de coordinación	132

## **9. CÁLCULO DE BARRAS. 133**

<b>9.1. Barras Aéreas de 33 kV</b>	<b>133</b>
9.1.1. MATERIAL Y SECCIÓN	133
9.1.2. Calculo Mecánico de los cables de Barras de la SET	133
9.1.2.1. Características de los conductores de Barras Adoptados	134
9.1.2.2. Estados atmosféricos.	134
9.1.2.3. Determinación de la carga del viento sobre el conductor.	134
9.1.2.4. Cargas específicas.	135
9.1.2.5. Cargas específicas para cada estado.	136
9.1.2.6. Tensiones mecánicas admisibles por los conductores de Barras	136
9.1.2.7. Flecha de los conductores en el estado V (temperatura Media Anual)	137
9.1.2.8. Tensión mecánica en el estado V (temperatura Media Anual)	137
9.1.2.9. Tensión de trabajo para los demás estados:	137
9.1.3. Calculo de estructura de Barras Aéreas - Poste Simple	138
9.1.3.1. Longitud de las Columnas	138
9.1.3.2. Características de las Columnas y Crucetas	138
9.1.3.3. Cargas de Servicio	138
9.1.3.4. Hipótesis 1-a	138
9.1.3.5. Tiro máximo en la cima Hipótesis 1-a	141
9.1.3.6. Hipótesis 1-b	141
9.1.3.7. Tiro máximo en la cima Hipótesis 1-b	141
9.1.3.8. Cargas de construcción y mantenimiento.	141
9.1.3.9. Hipótesis 2-a	142
9.1.3.10. Tiro máximo en la cima Hipótesis 2-a	142
9.1.3.11. Cargas de contención de fallas.	143
9.1.3.12. Hipótesis 3-a	143
9.1.3.13. Tiro máximo en la cima Hipótesis 3-a	144
9.1.3.14. Resumen de Resultados	144
9.1.4. Verificación del poste seleccionado para estructura Terminal	144
9.1.5. Calculo de fundación de las columnas de las barras aéreas	145
9.1.5.1. General	145

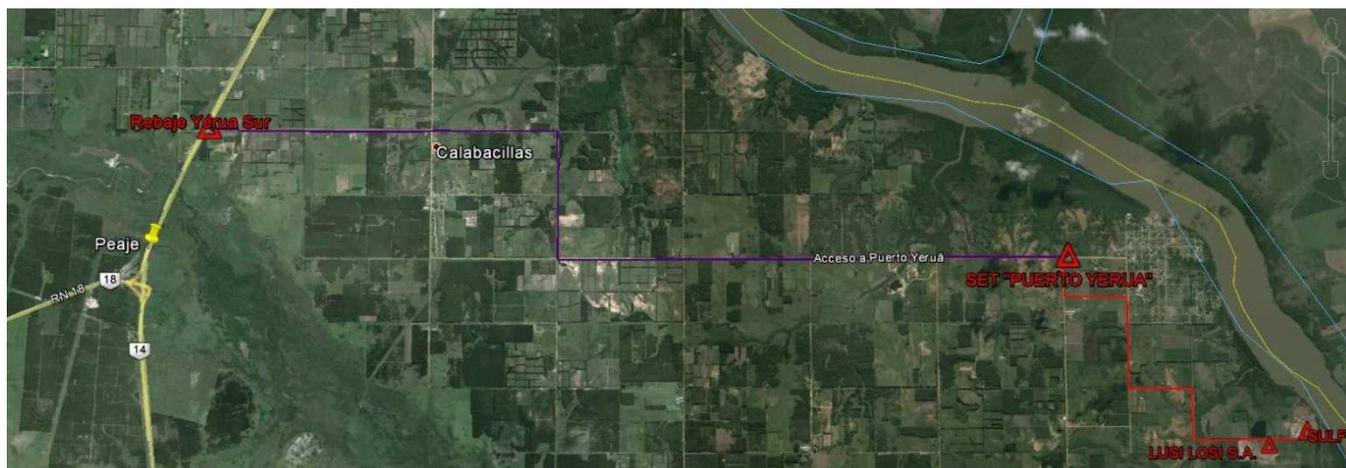
9.1.5.2.	Dimensiones mínimas.	145
9.1.5.3.	Peso Total de la Estructura	145
9.1.5.4.	Características del Suelo	146
9.1.5.5.	Momento volcador.	146
9.1.5.6.	Tiro máximo en la cima	146
9.1.5.7.	Momentos Estabilizantes.	147
9.1.5.8.	Análisis de Estabilidad.	148
<b>9.2.</b>	<b>Barras Aéreas de 13,2 kV</b>	<b>148</b>
<b>9.3.</b>	<b>Método de cálculo.</b>	<b>149</b>
9.3.1.	IRAM 2359 - Parte 2 - Barras de Cobre para Corriente Permanente.	149
9.3.2.	IRAM 2358.	150
9.3.2.1.	Verificación a los esfuerzos dinámicos en cortocircuito.	150
9.3.2.2.	Verificación a los efectos térmicos.	151
9.3.2.3.	Fuerza ejercida sobre los soportes.	151
<b>9.4.</b>	<b>Dimensionado de barras.</b>	<b>151</b>
9.4.1.	Barras de acometida del Transformador en 33 kV	151
9.4.1.1.	Características eléctricas del sistema.	152
9.4.1.2.	Datos mecánicos y eléctricos del conductor.	152
9.4.1.3.	Disposición de las barras.	153
9.4.1.4.	Cálculo de corriente admisible en el conductor.	153
9.4.1.5.	Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.	154
9.4.1.6.	Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.	154
9.4.1.7.	Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.	154
9.4.1.8.	Verificación térmica:	155
9.4.2.	Barras de Salida del Transformador en 13,2 kV	155
9.4.2.1.	Características eléctricas del sistema.	155
9.4.2.2.	Datos mecánicos y eléctricos del conductor.	155
9.4.2.3.	Disposición de las barras.	156
9.4.2.4.	Cálculo de corriente admisible en el conductor.	157
9.4.2.5.	Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.	157
9.4.2.6.	Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.	157
9.4.2.7.	Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.	158
9.4.2.8.	Verificación térmica:	158
<b>10.</b>	<b>Servicios Auxiliares</b>	<b>159</b>
<b>10.1.</b>	<b>Objetivo de los Servicios Auxiliares</b>	<b>159</b>
10.1.1.	Transformador de Servicios Auxiliares	160
10.1.1.1.	Características del Transformador de Servicios Auxiliares.	160
10.1.2.	Seccionador Autodesconector de 19,1 kV del TSA.	161
10.1.2.1.	Potencia nominal.	161
10.1.2.2.	Corriente nominal.	161
10.1.2.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	161
10.1.2.4.	Capacidad dinámica.	162
10.1.2.5.	Corriente térmica.	162
10.1.2.6.	Características del Seccionador Adoptado	162
10.1.1.	Seccionador fusible APR de 0,231 kV del TSA.	164
10.1.1.1.	Potencia nominal.	164
10.1.1.2.	Corriente nominal.	164
10.1.1.3.	Corriente de cortocircuito simétrica.	164
10.1.1.4.	Capacidad dinámica.	165
10.1.1.5.	Corriente térmica.	165
10.1.1.6.	Características del Seccionador APR Adoptado	165
<b>11.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>166</b>

## 1. ENTORNO FÍSICO

### 1.1. Emplazamiento de la Subestación o Playa

Deberán aprovecharse los márgenes de libertad disponibles para ubicar las instalaciones en el terreno más adecuado posible.

De acuerdo a un estudio de la proyección de la demanda, se determinó que la ubicación más conveniente de la subestación, la misma se detalla en la siguiente imagen:



#### **1.1.1. Geología**

Se escogió un terreno con buenas condiciones para fundar. Es conveniente que las mismas puedan resolverse con fundaciones directas, evitando el piloteado, no sólo por cuestiones de costo sino también para facilitar la construcción.

En el caso de no disponerse de información geotécnica suficiente, es conveniente efectuar algunas investigaciones expeditivas para la determinación de las características del subsuelo. Por ejemplo, realizar como mínimo un sondeo por hectárea de profundidad mínima de 8 m e igual cantidad de calicatas de forma cúbica, de 1,5 m de lado. Los sondeos permitirán comprobar la existencia de condiciones aptas para ejecución de fundaciones directas de pórticos, soportes y fundaciones de máquinas. Las calicatas aportarán las características del suelo superficial necesarias para el diseño de caminos, canales de cables y drenajes, plateas menores, etc.

Del estudio se deberán obtener los siguientes datos:

- Descripción de los distintos estratos.
- Nivel de la napa freática.
- Pesos específico natural y secado a estufa.
- Granulometría.
- Humedad natural.
- Limite líquido.
- Limite plástico.

- Angulo de rozamiento interno.
- Cohesión.
- Cota de fundación.
- Tipo de fundación requerida (Directa o Indirecta).
- Valor de resistencia de rotura para directas.
- Valor de rotura de punta y fricción para indirectas.

### **1.1.2. Topografía**

El terreno seleccionado no presenta fuertes irregularidades o pendientes para cuya nivelación deban realizarse grandes movimiento de suelos.

Es condición importante que el terreno sea alto y con drenajes naturales.

En una playa intemperie no deberá acumularse agua aún en las condiciones más severas de lluvias registradas históricamente. Asimismo, cualquier posibilidad de escurrimiento de aguas hacia la playa deberá ser anulada mediante la provisión de terraplenes y zanjones de guardia.

### **1.1.3. Dimensiones del Predio**

El terreno fue seleccionado con las dimensiones adecuadas para alojar las instalaciones proyectadas y las ampliaciones futuras según el plan de desarrollo previsto para la red, de la cual forma parte la Subestación transformadora.

Debe tenerse en cuenta que una Subestación transformadora tiene una vida útil de entre 30 y 50 años y su ampliación se verá en dificultades si no se prevén espacios suficientes.

Deberá preverse espacio para las siguientes áreas:

- Playas de distintas tensiones (33 kV y 13,2 kV).
- Áreas de transformadores.
- Camino perimetral.
- Área de dispositivos de control y de auxiliares.
- Área de depósitos de materiales intemperie.

Por todo lo descrito anteriormente el terreno que adquirió la distribuidora posee unas dimensiones de 40 metros de largo por 25 metros de frente.

#### **1.1.4. Orientación del Predio**

La orientación de la playa deberá permitir una fácil salida de las líneas que vinculen la Subestación transformadora o playa de maniobras con el sistema, iniciales y futuras.

Los puntos (campos) de salida de las líneas a construir inicialmente deberán elegirse de manera tal que las líneas futuras puedan salir sin tener que cruzar o acercarse excesivamente a las existentes. Deberá tenerse en cuenta las franjas de servidumbre para las líneas de 33 kV y para las líneas de 13,2 kV.

#### **1.1.5. Aspectos Ambientales**

El área seleccionada tiene poca o prácticamente ninguna contaminación ambiental debido a que la zona del predio es una zona Rural y la única contaminación que se puede considerar es tierra, aunque los niveles son muy bajos ya que el camino más cercano al predio se encuentra asfaltado.

Por otra parte, es ventajoso que las instalaciones queden disimuladas o poco destacadas en el entorno.

Los siguientes aspectos contribuyen a hacer una instalación menos intrusiva al paisaje:

- Mínimo desarrollo en altura.
- Uso de pantallas forestales.
- Uso de colores acordes en aisladores y tratamiento para las estructuras metálicas.

Desde el punto de vista de seguridad es conveniente que las instalaciones se encuentren alejadas de áreas con riesgo de incendio o explosión.

## **2. DATOS CARACTERÍSTICOS DEL EMPLAZAMIENTO**

La información mínima de las características del emplazamiento se detalla a continuación:

### **2.1.1. Altura sobre el nivel del mar.**

La altura sobre el nivel del mar del emplazamiento de la SET Puerto Yerúa es:

$$H_{mar} = 27 \text{ m}$$

### **2.1.2. Calificación de sismicidad y factor de riesgo asociado.**

No se considera zona sísmica, por lo tanto no se tiene en cuenta

### **2.1.3. Condiciones climáticas:**

Para realizar el cálculo mecánico de los conductores, deben considerarse las condiciones de Carga correspondientes a la zona climática a la que pertenece el lugar donde se ubican las instalaciones.

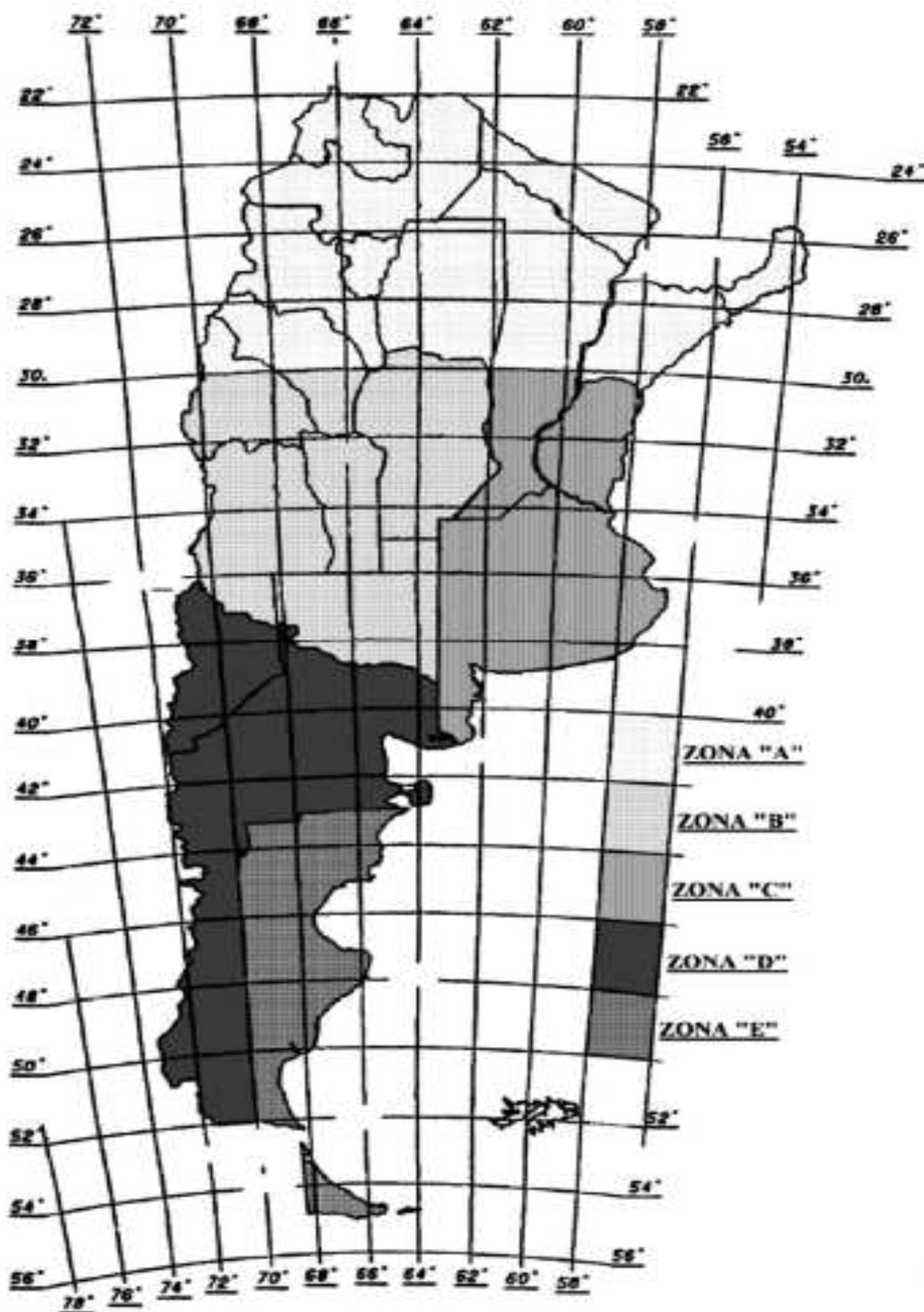
Los estados atmosféricos están caracterizados por diversas combinaciones de temperatura, velocidad de viento y eventuales sobrecargas de hielo.

Se consideran los estados que se indican en la Tabla 10.2-a-Estados atmosféricos, de la Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión AEA 95301, las distintas condiciones de carga que influyen en la tensión de los conductores, dilatando o contrayendo los mismos.

En el Mapa de zonas climáticas de la Republica Argentina que se encuentra detallado en la página siguiente, se definen las zonas climáticas y en el Mapa de isotacas que se presenta en el Anexo C de la Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión AEA 95301, se definen las velocidades de máximas promedio de los vientos, para cada zona.

La zona climática correspondiente al sitio donde se ubican las instalaciones es **C** (ver mapa de página siguiente) y la velocidad de referencia, en m/s para un período de recurrencia de 50 años, sobre intervalos de 10 minutos, en exposición abierta y altura de 10 metros es **36 m/s**.

**Mapa de zonas climáticas de la República Argentina**

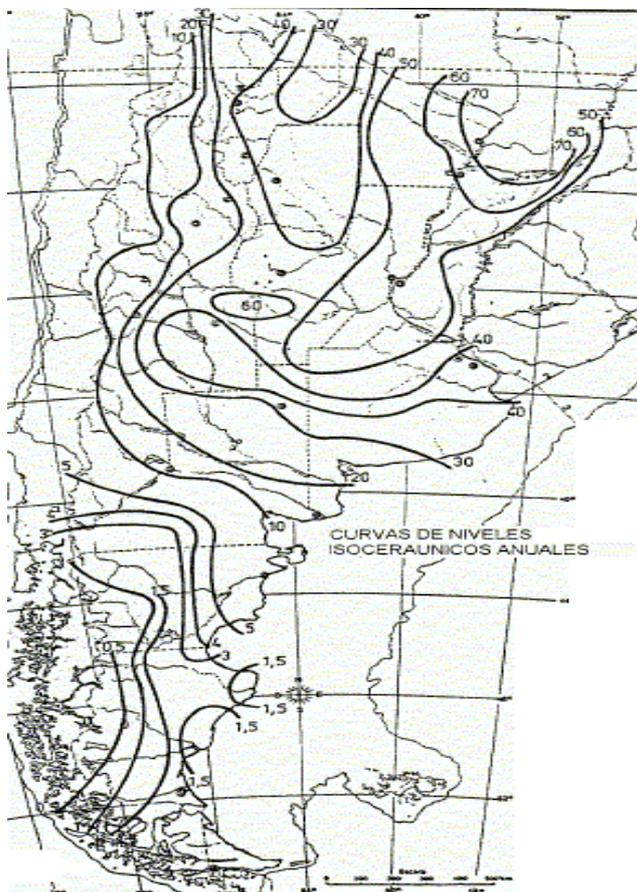


*Mapa de zonas climáticas, extraído del Anexo C de la  
Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión AEA 95301*

De acuerdo al mapa de zonas climáticas, La SET Puerto Yerúá se encuentra en la zona **C**, para dicha zona se adoptan los estados climáticos de acuerdo al siguiente cuadro:

Estado climático	Temperatura	Velocidad del viento		CARACTERISTICA	COMENTARIO
	[°C]	[km/h]	[m/s]		
I	45	0	0	Temperatura máxima	Flecha máxima en el cable (mínima tensión)
II	-10	0	0	Temperatura mínima	Elevada tensión (contracción térmica)
III	15	130	36	Viento máximo	Elevada tensión (máxima carga específica)
IV	-5	52	14	viento medio	Elevada tensión (combinación de temperatura baja, con sobrecarga por viento)
V	16	0	0	Temperatura media anual	Tensión moderada, pero comprometida por fenómeno de fatiga.

#### 2.1.4. Cantidad anual de días de Tormenta.



Del mapa isoceraúnico, extraído de la Norma IRAM 2184, obtenemos para la zona de Concordia, que la cantidad de días de tormenta por año, es:

$$T_d = 50$$

### **3. Cortocircuito**

#### **3.1. Introducción.**

Se expone en este informe la actualización de los estudios eléctricos de régimen permanente y de cortocircuitos considerando la Estación transformadora "ET Concordia" en el sistema de 132kV de la Provincia de Entre Ríos.

En la sección **3.3** se ilustra un esquema unifilar del sistema en análisis.

A partir de la potencia de cortocircuito de esta ET, se calcula la potencia de cortocircuito del Rebaje "Puerto Yerúa" Dicho Rebaje contará con 1 Transformador de 5 MVA para distribución en la tensión de 33/13,2 kV, siendo por lo tanto el objeto de este análisis.

En este estudio se realizará la determinación de los niveles de cortocircuito en barras de 33 kV y 13,2 kV.

#### **3.2. Características de la red en estudio.**

El estudio de cortocircuito se realiza sobre la red de 33/13,2 kV de la zona sur de la ciudad de Concordia, más precisamente sobre la zona de influencia del Alimentador N°6 que parte de la "ET Concordia".

La Estación Transformadora antes mencionada, forma parte de la red de 132 kV de la provincia de Entre Ríos, La misma se encuentra vinculada al SADI mediante tres puntos de interconexión, ET Salto Grande, ET Colonia Elia y ET Gran Paraná (*futuro inmediato*). La red está compuesta por veinticinco estaciones transformadoras con sus respectivas líneas de interconexión, formando un sistema mallado y radial en determinadas zonas de la provincia.

##### ***3.2.1. Potencia de cortocircuito en 132 kV.***

La potencia de cortocircuito, trifásica y monofásica, en la barra de 132 kV de la ET Concordia para el año 2015 fue suministrada por la empresa provincial encargada de la mayoría de la distribución de la Energía Eléctrica en Entre Ríos.

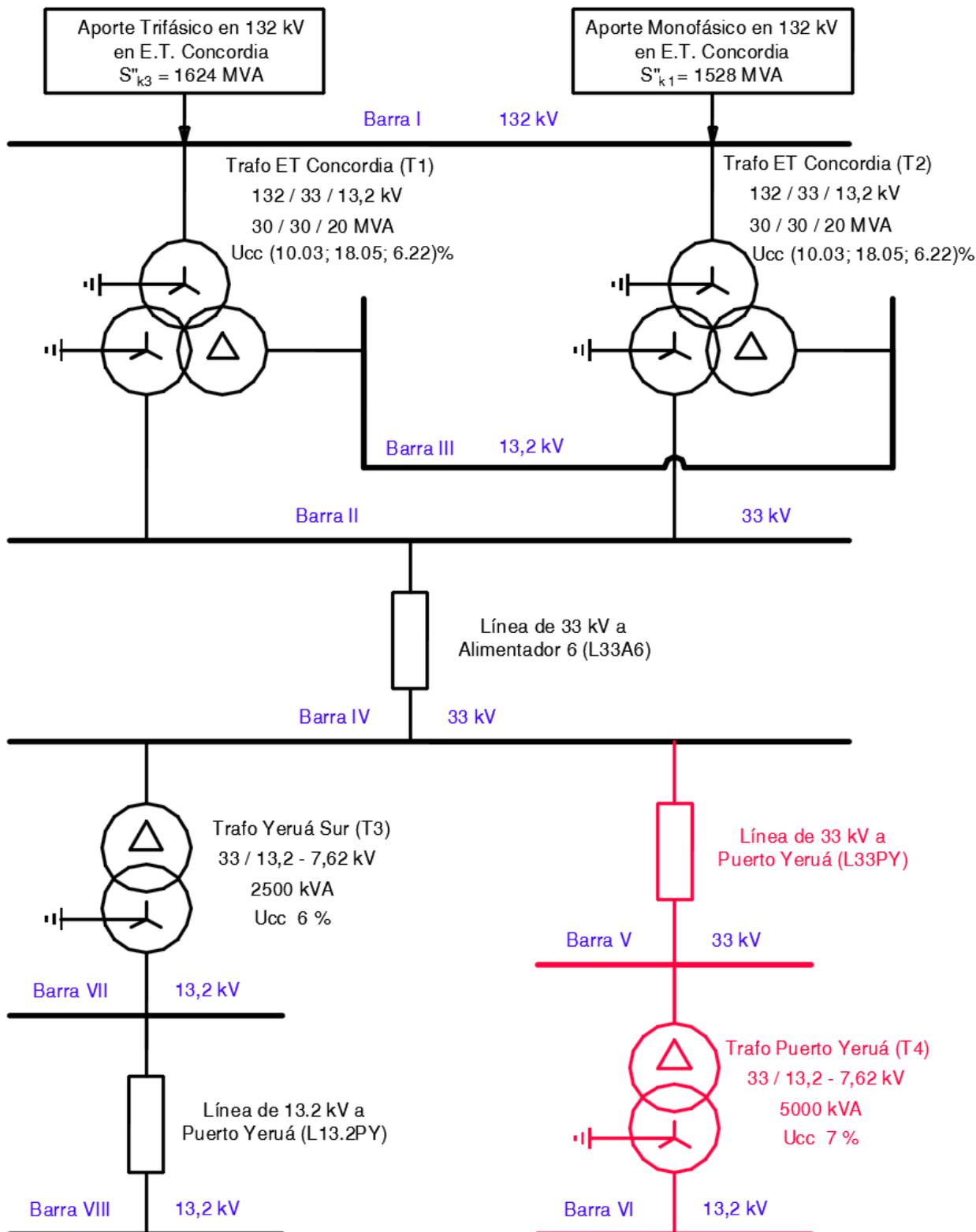
Según los estudios realizados por ENERSA las potencias de cortocircuito, para la barra de 132kV en la ET Concordia, son:

Potencia de cortocircuito trifásico:  $S''_{k3} = 1624 \text{ MVA}$

Potencia de cortocircuito monofásico:  $S''_{k1} = 1528 \text{ MVA}$

### 3.3. Cálculo de Cortocircuito

A continuación se presenta el esquema unifilar del sistema al cual se le desea calcular los niveles de cortocircuito en las diferentes barras.



**NOTA:** La parte del Esquema Unifilar Pintada de Rojo es lo Proyectado (Línea de 33 kV a Puerto Yerúa y SET Puerto Yerúa), lo de color negro corresponde a las instalaciones Existentes

### 3.3.1. Datos Característicos de las instalaciones

A continuación se detallan los datos de relevancia de las distintas instalaciones que participan en el cálculo de cortocircuito.

#### 3.3.1.1. Datos en ET Concordia

La Potencia de cortocircuito trifásico es:

$$S''_{k3con} = 1624 \text{ MVA}$$

La Potencia de cortocircuito monofásico es:

$$S''_{k1con} = 1528 \text{ MVA}$$

En la Estación Transformadora Concordia se encuentran conectados en paralelo dos transformadores (YN/YN0/d11) de idénticas características, cuyas tensiones son:

$$V_{t1con} = 132 \text{ kV} ; V_{t2con} = 33 \text{ kV} ; V_{t3con} = 13,2 \text{ kV}$$

Las potencias nominales de los transformadores según su arrollamiento son:

$$S_{t1con} = 30 \text{ MVA} ; S_{t2con} = 30 \text{ MVA} ; S_{t3con} = 20 \text{ MVA}$$

Las impedancias de cortocircuito (directas e inversas) entre arrollamientos, de los transformadores en valores porcentuales se expresan a continuación:

$$X_{t1-2con} = 10,03\% ; X_{t2-3con} = 18,05\% ; X_{t3-1con} = 6,22\%$$

En los transformadores de tres arrollamientos de conexión estrella – estrella – triángulo, el flujo disperso para la impedancia homopolar resulta ser semejante al de la secuencia directa y por ello las tres reactancias resultarán similares, por lo tanto se adoptan los mismos valores:

$$X_{01-2con} = 10,03\% ; X_{02-3con} = 18,05\% ; X_{03-1con} = 6,22\%$$

#### 3.3.1.2. Datos del Alimentador N° 6

Se denomina Alimentador N° 6 a la línea de 33kV que parte de la ET Concordia y finaliza en el peaje de Yerúa, a los fines del presente proyecto se recaudan los datos hasta la SET Yerúa Sur ubicada 2 km al norte del peaje.

Sección nominal de la Línea:  $Se_{L33A6} = 120/20 \text{ mm}^2 \text{ (Al/Ac)}$

Longitud de la línea hasta la SET Yerúa Sur:  $L_{L33A6} = 22,5 \text{ km}$

Resistencia por unidad de longitud:  $R_{L33A6} = 0,28 \Omega/\text{km}$

Inductancia directa por unidad de longitud:  $X_{L33A6} = 0,4 \Omega/\text{km}$

Inductancia homopolar por unidad de longitud:  $X_{0L33A6} = 1 \Omega/\text{km}$

Capacidad por unidad de longitud:  $B_{L33A6} = 2,99 \cdot 10^{-6} \text{ S}/\text{km}$

### 3.3.1.3. Datos de la Línea Puerto Yerúa

Se denomina así a la futura línea de 33kV que empalmará al Alimentador N°6 en la SET Yerúa Sur y finalizará en la SET Puerto Yerúa.

Esta línea fue proyectada y calculada por otro alumno de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia, El ahora Ingeniero Hernán Waldbillig, en su proyecto final de carrera, titulado "**Proyecto Final**".

A los fines del presente proyecto se adoptan los datos proporcionados por el trabajo antes mencionado:

Sección nominal de la Línea:

$$S_{e_{L33PY}} = 50/8 \text{ mm}^2 \text{ (Al/Ac)}$$

Longitud total de la línea:

$$L_{L33PY} = 16 \text{ km}$$

Resistencia por unidad de longitud:

$$R_{L33PY} = 0,595 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Inductancia directa por unidad de longitud:

$$X_{L33PY} = 0,3811 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Inductancia homopolar por unidad de longitud:

$$X_{0L33A6} = 1,02 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Capacidad por unidad de longitud:

$$B_{L33A6} = 2,99 \cdot 10^{-6} \text{ S/km}$$

### 3.3.1.4. Datos del Transformador de la SET Puerto Yerúa

Tensiones Nominales

$$V_{1TPY} = 33 \text{ kV} ; V_{2TPY} = 13,2 \text{ kV}$$

Potencia Nominal

$$S_{TPY} = 5 \text{ MVA}$$

Impedancia de Cortocircuito:

Por tratarse de un transformador que ya ha adquirido la distribuidora, para el proyecto, se cuenta con los valores proporcionados por el fabricante del mismo.

La impedancia directa e inversa de cortocircuito es:

$$X_{TPY} = 7\%$$

La impedancia Homopolar es:

$$X_{0TPY} = 2,55 \Omega$$

### 3.3.2. Método de cálculo

Se adopta como método de cálculo de cortocircuito el modelo de Sistema por Unidad, debido a su simplicidad

#### 3.3.2.1. Valores Bases

Es necesario escoger los valores bases para realizar el calculo

##### Potencia Base

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

##### Tensiones Bases

$$V_{bI} = 132 \text{ kV}$$

$$V_{bII} = V_{bIV} = V_{bV} = 33 \text{ kV}$$

$$V_{bIII} = V_{bVI} = V_{bVII} = 13,2 \text{ kV}$$

### 3.3.3. Valores Por Unidad

Con las bases seleccionadas se obtienen los valores por unidad del sistema.

#### 3.3.3.1. Valores por unidad en ET Concordia

La Potencia de aporte al cortocircuito trifásico es:

$$s_{ap3} = \frac{S''_{k3con}}{S_b} = \frac{1624 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 162,4 p. u.$$

La Potencia de aporte al cortocircuito monofásico es:

$$s_{ap1} = \frac{S''_{k1con}}{S_b} = \frac{1528 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 152,8 p. u.$$

La impedancia de aporte al cortocircuito trifásico se calcula:

$$x_{ap3} = 1,1 \cdot \frac{S_b}{S''_{k3con}} = 1,1 \cdot \frac{10 \text{ MVA}}{1624 \text{ MVA}} = 0,0068 p. u.$$

La impedancia de aporte al cortocircuito monofásico se calcula:

$$x_{ap1} = 1,1 \cdot \frac{3 \cdot S_b}{S''_{k1con}} - 2 \cdot x_{ap3} = 1,1 \cdot \frac{3 \cdot 10 \text{ MVA}}{1528 \text{ MVA}} - 2 \cdot 0,0068 = 0,0081 p. u.$$

Las impedancias directas entre arrollamientos, de los transformadores en valores por unidad, se expresan a continuación:

$$x_{t1-2con} = \frac{X_{t1-2con} \cdot S_b}{S_{t1con}} = \frac{10,03\% \cdot 10MVA}{30MVA \cdot 100\%} = 0,0334p. u.$$

$$x_{t1-3con} = \frac{X_{t1-3con} \cdot S_b}{S_{t2con}} = \frac{18,05 \cdot 10MVA}{30MVA \cdot 100\%} = 0,0602p. u.$$

$$x_{t3-1con} = \frac{X_{t3-1con} \cdot S_b}{S_{t3con}} = \frac{6,22\% \cdot 10MVA}{20MVA \cdot 100\%} = 0,0207p. u.$$

Las impedancias anteriores surgen del ensayo de cortocircuito, donde se trabajan los arrollamientos de a dos, resultando tres impedancias separadas, debiéndose encontrar un modelo en estrella de tal forma que la suma de dos brazos de la estrella resulte igual a una de las obtenidas en el ensayo. De allí surge el siguiente cálculo:

$$x_{t1con} = \frac{X_{t1-2con} + X_{t1-3con} - X_{t2-3con}}{2} = \frac{0,0334 + 0,0602 - 0,0207}{2} = 0,0364p. u.$$

$$x_{t2con} = \frac{X_{t1-2con} - X_{t1-3con} + X_{t2-3con}}{2} = \frac{0,0334 - 0,0602 + 0,0207}{2} = -0,0030p. u.$$

$$x_{t3con} = \frac{-X_{t1-2con} + X_{t1-3con} + X_{t2-3con}}{2} = \frac{-0,0334 + 0,0602 + 0,0207}{2} = 0,0237p. u.$$

Las impedancias Homopolares serán idénticas a las de secuencia directa e inversa, debido a que se definieron así en la **sección 3.3.1.1**, por lo tanto:

$$x_{0t1con} = 0,0364p. u. ; \quad x_{0t2con} = -0,0030p. u. ; \quad x_{0t3con} = 0,0237p. u.$$

### 3.3.3.2. Valores por Unidad Alimentador N° 6

Longitud de la línea hasta la SET Yerúa Sur:

$$L_{L33A6} = 22,5 \text{ km}$$

Resistencia en por unidad (p.u.) de la totalidad de la línea es:

$$r_{L33A6} = \frac{R_{L33A6} \cdot L_{L33A6} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{0,28 \frac{\Omega}{km} \cdot 22,5km \cdot 10MVA}{33kV^2} = 0,0579p. u.$$

Inductancia directa en por unidad (p.u.):

$$x_{L33A6} = \frac{X_{L33A6} \cdot L_{L33A6} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{0,4 \frac{\Omega}{km} \cdot 22,5km \cdot 10MVA}{33kV^2} = 0,0826p. u.$$

Inductancia homopolar en por unidad (p.u.):

$$x_{033A6} = \frac{X_{033A6} \cdot L_{L33A6} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{1 \frac{\Omega}{km} \cdot 22,5km \cdot 10MVA}{33kV^2} = 0,2066p. u.$$

Capacidad en por unidad (p.u.):

La totalidad de la capacidad se estima que estará distribuida de manera uniforme sobre la totalidad de la línea, a efectos prácticos se divide el total de la capacidad y se considera que la mitad de la capacidad se encuentra en cada extremo de la línea, este valor es:

$$0,5 \cdot b_{L33A6} = \frac{0,5 \cdot R_{L33A6} \cdot B_{L33A6} \cdot V_{bII}^2}{2 \cdot S_b} = \frac{2,99 \cdot 10^{-6} \frac{S}{km} \cdot 22,5 km \cdot 33 kV^2}{2 \cdot 10 MVA} = j \cdot 0,0018 \text{ p.u.}$$

### 3.3.3.3. Valores por Unidad Línea Puerto Yerúa

Longitud de la línea desde la SET Yerúa Sur hasta las SET Puerto Yerúa es:

$$L_{L33PY} = 16 \text{ km}$$

Resistencia en por unidad (p.u.) de la totalidad de la línea es:

$$r_{L33PY} = \frac{R_{L33PY} \cdot L_{L33PY} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{0,595 \frac{\Omega}{km} \cdot 16 km \cdot 10 MVA}{33 kV^2} = 0,0874 \text{ p.u.}$$

Inductancia directa e inversa en por unidad (p.u.):

$$x_{L33PY} = \frac{X_{L33PY} \cdot L_{L33PY} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{0,381 \frac{\Omega}{km} \cdot 16 km \cdot 10 MVA}{33 kV^2} = 0,056 \text{ p.u.}$$

Inductancia homopolar en por unidad (p.u.):

$$x_{033PY} = \frac{X_{033PY} \cdot L_{L33PY} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{1,02 \frac{\Omega}{km} \cdot 16 km \cdot 10 MVA}{33 kV^2} = 0,1499 \text{ p.u.}$$

Capacidad en por unidad (p.u.): Se calcula la capacidad en cada extremo de línea.

$$0,5 \cdot b_{L33PY} = \frac{R_{L33PY} \cdot B_{L33PY} \cdot V_{bII}^2}{2 \cdot S_b} = \frac{2,99 \cdot 10^{-6} \frac{S}{km} \cdot 16 km \cdot 33 kV^2}{2 \cdot 10 MVA} = 0,0013 \text{ p.u.}$$

### 3.3.3.4. Valores por unidad Transformador de la SET Puerto Yerúa

Potencia Nominal en (p.u.)

$$S_{TPY} = \frac{S_{TPY}}{S_b} = \frac{5 \text{ MVA}}{10 \text{ MVA}} = 0,5 \text{ p.u.}$$

Impedancia de Cortocircuito en (p.u.):

$$x_{TPY} = \frac{X_{TPY}}{S_{TPY}} = \frac{0,07}{0,5} = 0,14 \text{ p.u.}$$

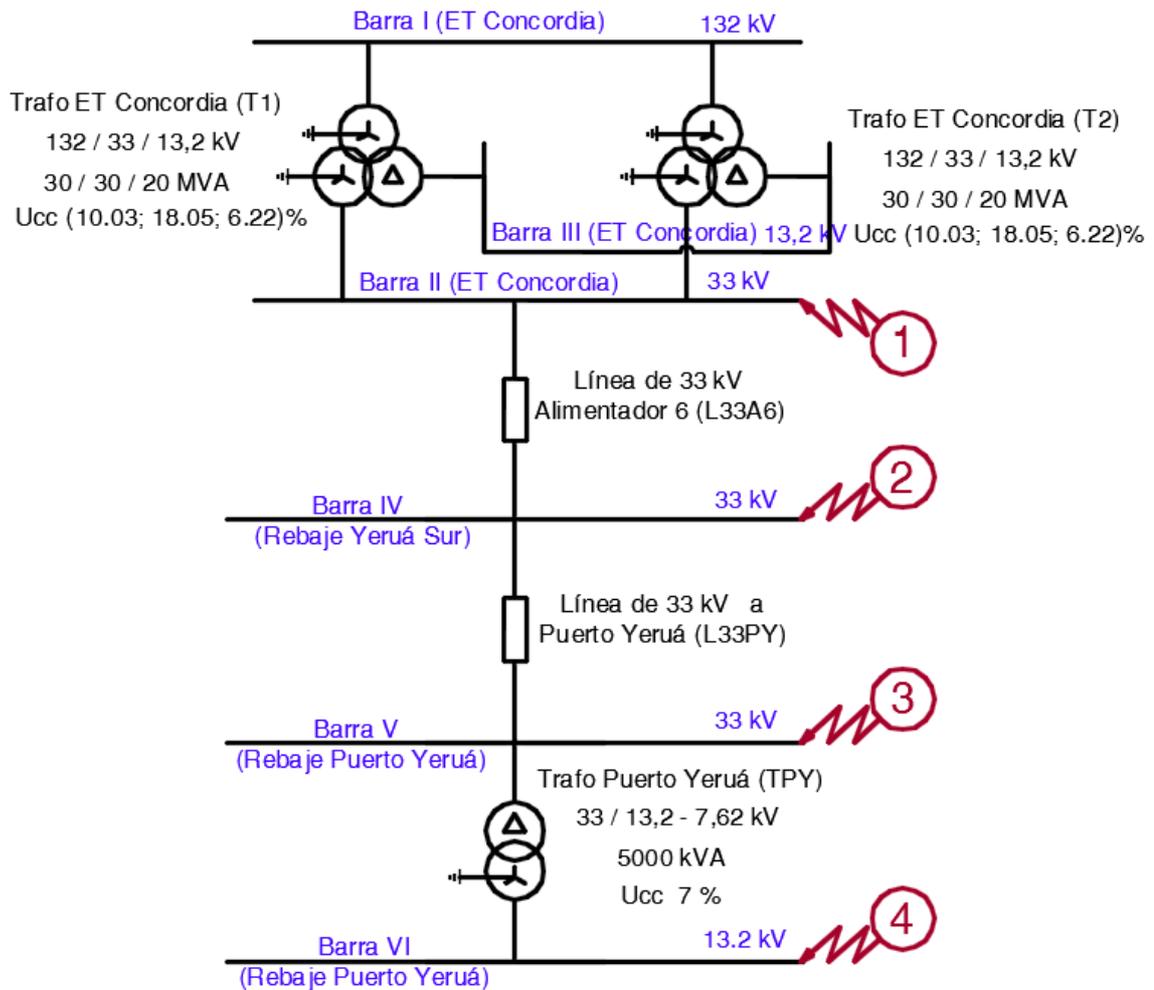
Impedancia de Homopolar en (p.u.):

$$x_{0TPY} = \frac{X_{0TPY} \cdot S_b}{V_{bII}^2} = \frac{2,55 \Omega \cdot 10 MVA}{33 kV^2} = 0,0234 \text{ p.u.}$$

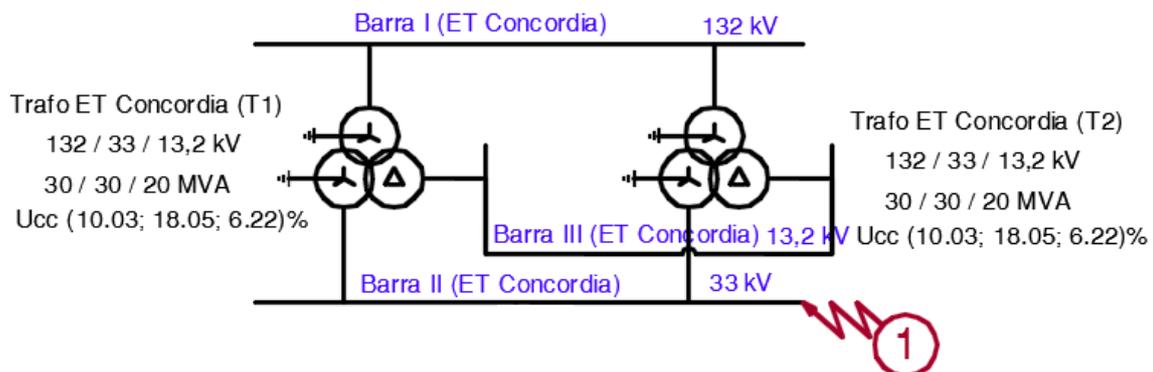
### 3.3.4. Elección estratégica de los Puntos de Cortocircuitos

La elección de los puntos donde se requiere calcular el cortocircuito, se debe realizar pensando el cortocircuito en aquellos puntos donde se vaya a instalar equipamiento, para conocer las solicitaciones del mismo ante un eventual cortocircuito.

A continuación se esquematizan dichos puntos

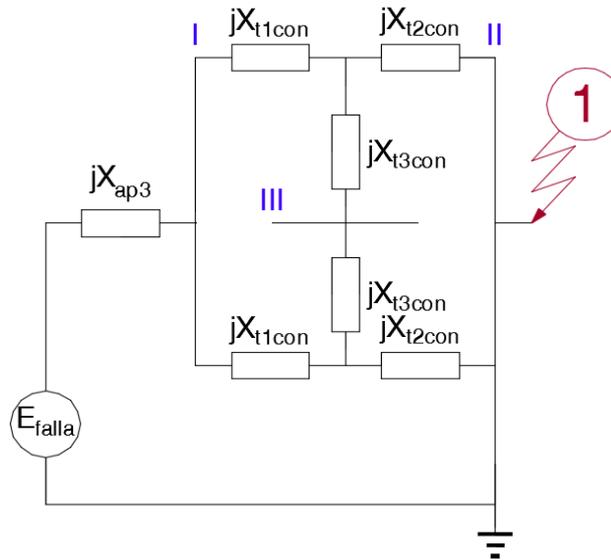


#### 3.3.4.1. (1) - Cortocircuito en barras de 33kV E.T. Concordia (Barras II)

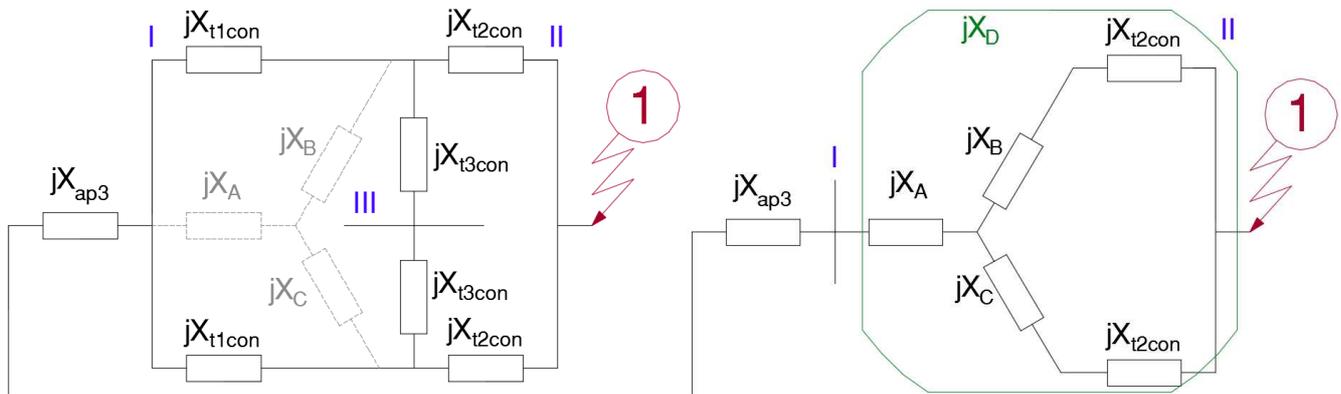


Impedancia de Secuencia Directa

Por tratarse de las barras de 33 kV de la propia E.T. concordia las impedancias que participan del cálculo de cortocircuito son las de los 2 transformadores de dicha estación y los aportes de la red de 132 kV.



En el circuito equivalente, para la impedancia de secuencia directa, se puede apreciar que la impedancia equivalente del cuadripolo de los 2 transformadores de 3 arrollamientos, conectados en paralelo, no se pueden calcular simplemente, para esto es necesario realizar una transformación de triángulo a estrella (Transformación de Kenelly), que se describe, y esquematiza a continuación



$$j \cdot x_A = \frac{j \cdot x_{t1con} \cdot j \cdot x_{t1con}}{2 \cdot j \cdot x_{t1con} + 2 \cdot j \cdot x_{t3con}} = \frac{j \cdot 0,0364 \cdot j \cdot 0,0364}{2 \cdot j \cdot 0,0364 + 2 \cdot j \cdot 0,0237} = j \cdot 0,011$$

$$j \cdot x_B = \frac{j \cdot x_{t1con} \cdot 2 \cdot j \cdot x_{t3con}}{2 \cdot j \cdot x_{t1con} + 2 \cdot j \cdot x_{t3con}} = \frac{j \cdot 0,0364 \cdot j \cdot 0,0237}{2 \cdot j \cdot 0,0364 + 2 \cdot j \cdot 0,0237} = j \cdot 0,0144$$

$$j \cdot x_C = \frac{j \cdot x_{t1con} \cdot 2 \cdot j \cdot x_{t3con}}{2 \cdot j \cdot x_{t1con} + 2 \cdot j \cdot x_{t3con}} = \frac{j \cdot 0,0364 \cdot j \cdot 0,0237}{2 \cdot j \cdot 0,0364 + 2 \cdot j \cdot 0,0237} = j \cdot 0,0144$$

La impedancia equivalente entre las Barras I y II, se describe con el subíndice D, y se calcula:

$$j \cdot x_D = j \cdot x_A + [(j \cdot x_B + j \cdot x_{t2con})^{-1} + (j \cdot x_C + j \cdot x_{t2con})^{-1}]^{-1}$$

$$j \cdot x_D = j \cdot 0,011 + [(j \cdot 0,0144 - j \cdot 0,0003)^{-1} + ((j \cdot 0,0144 - j \cdot 0,0003)^{-1})^{-1}]^{-1} = j \cdot 0,0167$$

La impedancia calculada anteriormente es ni más ni menos que la impedancia entre la barra de 132 kV y la barra de 33 kV de los 2 transformadores conectados en paralelo:

$$z_{1.tcon} = j \cdot x_D = j \cdot 0,0167$$

Finalmente se puede hallar la Impedancia de Thévenin para el circuito de impedancia Directa, sumando la impedancia equivalente del aporte de cortocircuito trifásico:

$$z_{1.1} = j \cdot (x_{ap3} + x_D) = j \cdot (0,0068 + 0,0167) = j \cdot 0,0235$$

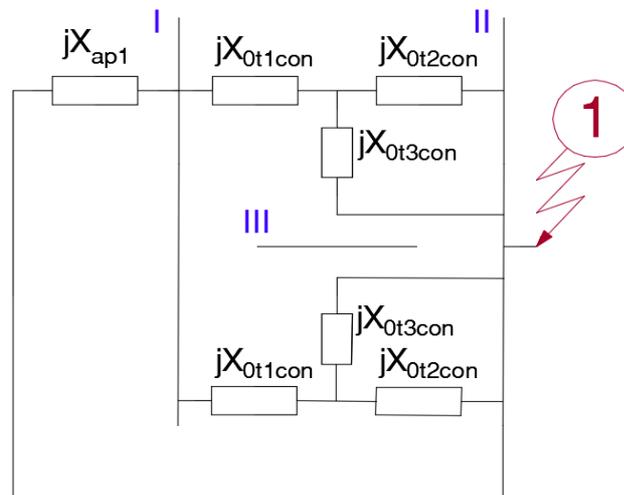
### Impedancia de Secuencia Inversa

Dicha impedancia es exactamente igual a la impedancia directa

$$z_{2.1} = j \cdot x_{ap3} + z_{t1con} = j \cdot (0,0068 + 0,0167) = j \cdot 0,0235$$

### Impedancia de Secuencia Homopolar

El circuito de impedancia Homopolar de un trafo de 3 arrollamientos, de conexión YN/YN0/d11 como los utilizados en la ET Concordia se esquematiza según el siguiente gráfico:



En la ilustración anterior se puede ver que la barra de conexión  $\Delta$  (Barra III - 13,2 kV), queda totalmente aislada de la barra de referencia.

En base a esta observación se calcula la impedancia equivalente Homopolar, de los 2 transformadores idénticos conectados en paralelo:

$$z_{0.tcon} = j \cdot \left[ \frac{1}{2} \cdot \left( x_{0t1con} + \frac{x_{0t2con} \cdot x_{0t3con}}{x_{0t2con} + x_{0t3con}} \right) \right]$$

$$z_{0.tcon} = j \cdot \left[ \frac{1}{2} \cdot \left( 0,0364 + \frac{-0,0030 \cdot 0,0237}{-0,0030 + 0,0237} \right) \right] = j \cdot 0,0165$$

Finalmente se puede calcular la impedancia homopolar del sistema, sumando el aporte monofásico de la red de 132 kV:

$$z_{0,1} = j \cdot x_{0ap1} + z_{0,tcon} = j \cdot 0,0081 + j \cdot 0,0165 = j \cdot 0,0246$$

Potencia y corriente de cortocircuito Trifásico

Se obtuvieron los valores por unidad de las impedancias de secuencia, ahora resta calcular los valores de cortocircuito:

$$S_{cc3} = \frac{1,1 \cdot S_b}{z_{1,1}} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ MVA}}{j \cdot 0,0235} = 468,1^{\angle -90^\circ} \text{ MVA}$$

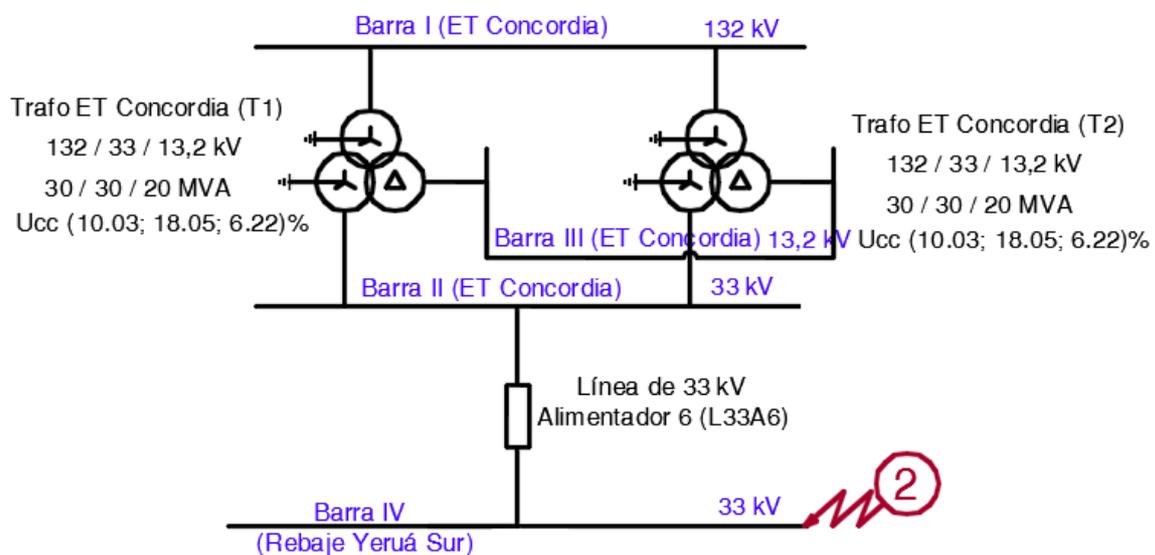
$$I_{k3} = \frac{S_{cc3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = \frac{468,1^{\angle -90^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 8,19^{\angle -90^\circ} \text{ kA}$$

Potencia y corriente de cortocircuito Monofásico

$$S_{cc1} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot S_b}{z_{1,1} + z_{2,1} + z_{0,1}} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 10 \text{ MVA}}{j \cdot 0,0235 + j \cdot 0,0235 + j \cdot 0,0246} = 460,9^{\angle -90^\circ} \text{ MVA}$$

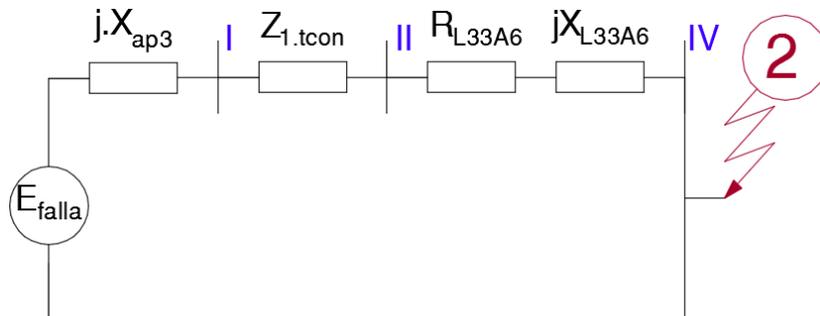
$$I_{k1} = \frac{S_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bII}} = \frac{460,9^{\angle -90^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 8,06^{\angle -90^\circ} \text{ kA}$$

3.3.4.2. (2) - Cortocircuito en barras de 33kV S.E.T. Yerúa Sur (Barras IV)



### Impedancia de Secuencia Directa

Por tratarse de las barras de 33 kV de la propia S.E.T. Yerúá Sur las impedancias que participan del cálculo de cortocircuito se esquematizan a continuación:



Donde  $z_{1.tcon}$  es la impedancia directa equivalente de los 2 transformadores en paralelo, La impedancia de secuencia directa, se puede hallar entonces:

$$z_{1.2} = r_{L33A6} + j \cdot (x_{ap3} + x_{L33A6}) + z_{1.tcon} = 0,0579 + j \cdot (0,0068 + 0,0826 + 0,0167)$$

$$z_{1.2} = 0,0579 + j \cdot 0,1061 = 0,1209^{<61,4^\circ}$$

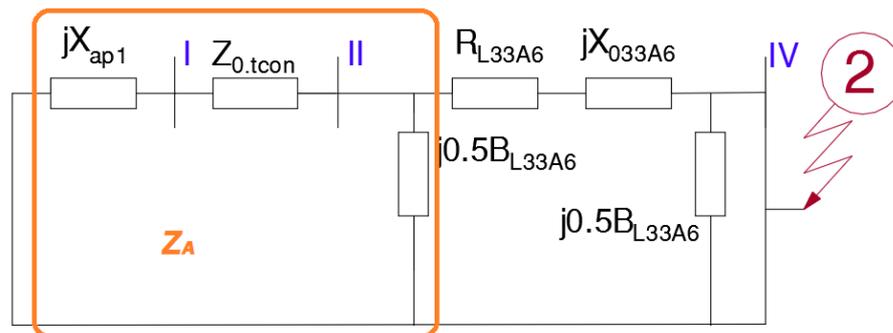
### Impedancia de Secuencia Inversa

Dicha impedancia es exactamente igual a la impedancia directa

$$z_{2.2} = 0,0579 + j \cdot 0,1061 = 0,1209^{<61,4^\circ}$$

### Impedancia de Secuencia Homopolar

El circuito de impedancia Homopolar:



Donde  $z_{0.tcon}$  es la impedancia homopolar equivalente de los 2 transformadores conectados en paralelo, la misma ya fue calculada en la **sección 3.3.4.1**

Se observa que la impedancia equivalente no es sencilla de calcular, para esto se define una sección del circuito y se calcula  $z_A$

$$z_A = \frac{1}{\frac{1}{j \cdot x_{ap1} + z_{0.tcon}} + j \cdot 0,5b_{L33A6}} = \frac{1}{\frac{1}{j \cdot 0,0081 + j \cdot 0,0165} + j \cdot 0,0018} = j \cdot 0,0246$$

Con el cálculo auxiliar anterior se puede calcular finalmente la impedancia homopolar de cortocircuito en la barra IV:

$$z_{0,2} = \frac{1}{\frac{1}{z_A + r_{L33A6} + j \cdot x_{L33A6}} + j \cdot 0,5b_{L33A6}} = \frac{1}{\frac{1}{j \cdot 0,0246 + 0,0579 + j \cdot 0,0826} + j \cdot 0,0018}$$

$$z_{0,2} = 0,0579 + j \cdot 0,2313 = 0,2384 <^{75,9^\circ}$$

Potencia y corriente de cortocircuito Trifásico

Finalmente se obtuvieron los valores por unidad de las impedancias de secuencia, ahora resta calcular los valores de cortocircuito:

$$S_{cc3} = \frac{1,1 \cdot S_b}{z_{1,2}} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ MVA}}{0,1209 <^{61,4^\circ}} = 91 <^{-61,4^\circ} \text{ MVA}$$

$$I_{k3} = \frac{S_{cc3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bIV}} = \frac{91 <^{-61,4^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 1,59 <^{-61,4^\circ} \text{ kA}$$

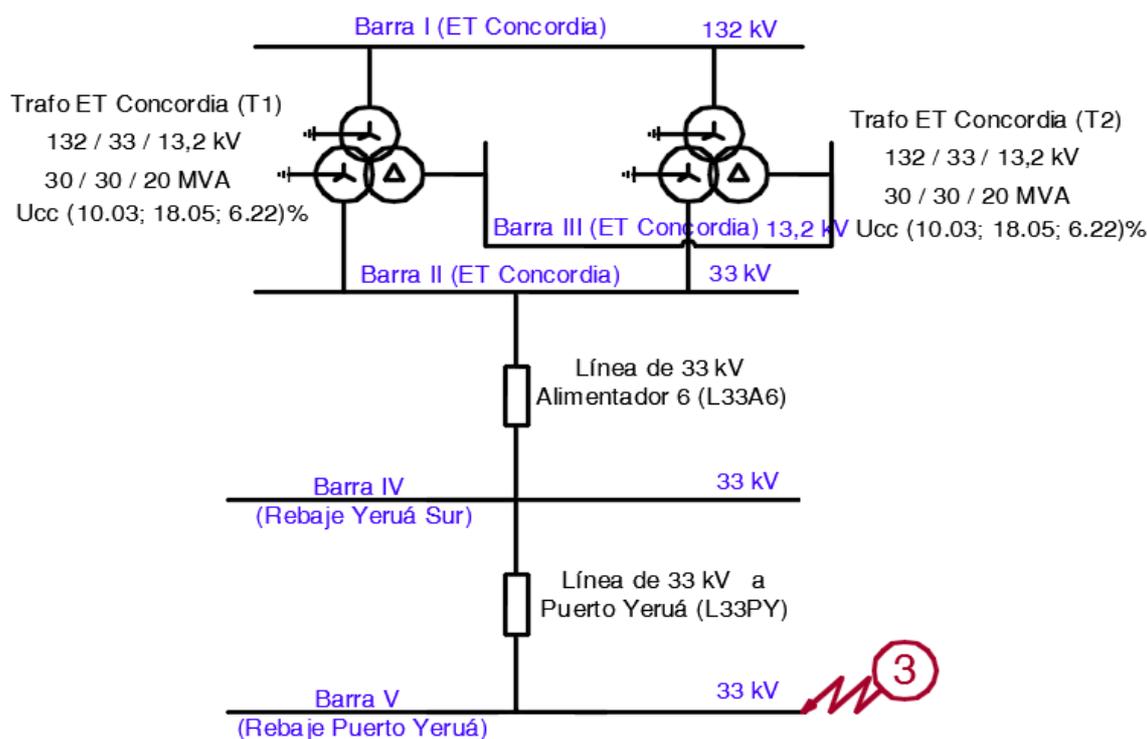
Potencia y corriente de cortocircuito Monofásico

$$S_{cc1} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot S_b}{z_{1,2} + z_{2,2} + z_{0,2}} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 10 \text{ MVA}}{0,0579 + j \cdot 0,1061 + 0,0579 + j \cdot 0,1061 + 0,0579 + j \cdot 0,1072}$$

$$S_{cc1} = 69,3 <^{-68,6^\circ} \text{ MVA}$$

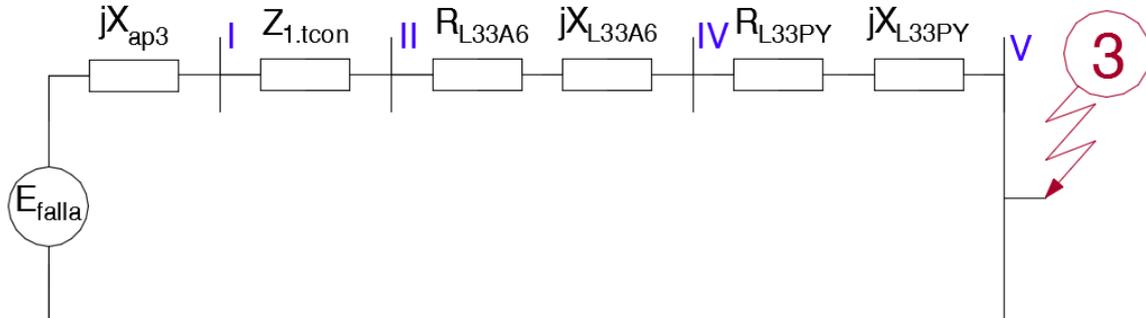
$$I_{k1} = \frac{S_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot V_{bIV}} = \frac{90,76 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 1,21 <^{-68,6^\circ} \text{ kA}$$

3.3.4.3. (3) - Cortocircuito en barras de 33kV S.E.T. Puerto Yerúa (Barras V)



Impedancia de Secuencia Directa

Las impedancias directas que participan del cálculo de cortocircuito se esquematizan a continuación:



La Impedancia de Thévenin para el circuito de impedancia Directa, se calcula a continuación:

$$Z_{1.3} = j \cdot x_{ap3} + Z_{1.tcon} + r_{L33A6} + j \cdot x_{L33A6} + r_{L33PY} + j \cdot x_{L33PY}$$

$$Z_{1.3} = 0,0579 + 0,0874 + j \cdot (0,0068 + 0,0167 + 0,0826 + 0,056)$$

$$Z_{1.3} = 0,1453 + j \cdot 0,1621 = 0,2177^{<48,1^\circ}$$

Impedancia de Secuencia Inversa

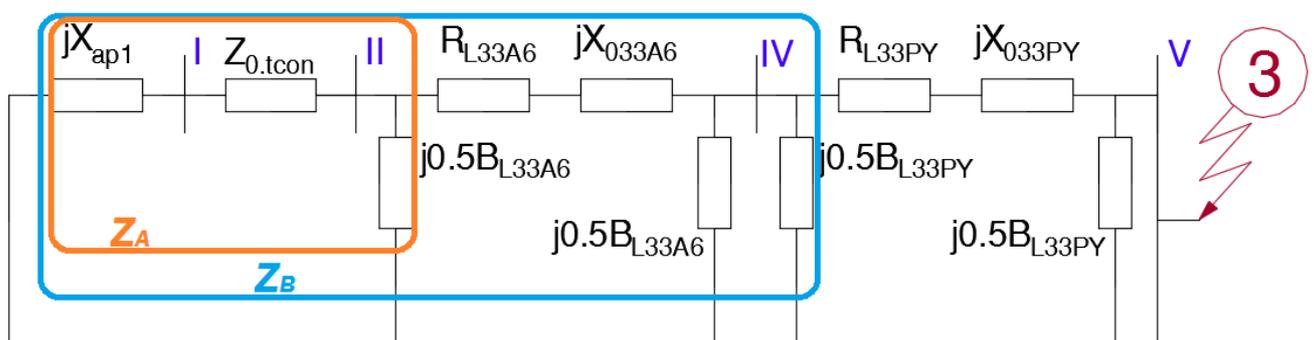
Dicha impedancia es exactamente igual a la impedancia directa

$$Z_{2.3} = z_{ap3} + r_{L33PY} + j \cdot (x_{L33PY}) = 0,0579 + 0,0874 + j \cdot (0,1061 + 0,056)$$

$$Z_{2.3} = 0,1453 + j \cdot 0,1621 = 0,2177^{<48,1^\circ}$$

Impedancia de Secuencia Homopolar

El circuito de impedancia Homopolar:



La impedancia equivalente no es sencilla de calcular sin seccionar el circuito para hacer cálculos auxiliares,  $Z_A$  ya fue calculada en la sección 3.3.4.2.

Por lo tanto:

$$Z_B = \frac{1}{\frac{1}{Z_A + r_{L33A6} + j \cdot x_{033A6}} + j \cdot (0,5b_{L33A6} + 0,5b_{L33PY})}$$

$$Z_B = \frac{1}{\frac{1}{j \cdot 0,0246 + 0,0579 + j \cdot 0,2066} + j \cdot (0,0018 + 0,0013)} = 0,058 + j \cdot 0,2313$$

Finalmente se puede calcular la impedancia homopolar del sistema para el caso de cortocircuito en la barra V

$$Z_{0.3} = \frac{1}{\frac{1}{Z_B + r_{L33PY} + j \cdot x_{033PY}} + j \cdot 0,5b_{L33PY}}$$

$$Z_{0.3} = \frac{1}{\frac{1}{0,058 + j \cdot 0,2313 + 0,0874 + j \cdot 0,1499} + j \cdot 0,0013}$$

$$Z_{0.3} = 0,1455 + j \cdot 0,3814 = 0,4082^{<69,1^\circ}$$

#### Potencia y corriente de cortocircuito Trifásico

Finalmente se obtuvieron los valores por unidad de las impedancias de secuencia, ahora resta calcular los valores de cortocircuito:

$$S_{cc3} = \frac{1,1 \cdot S_b}{z_{1.3}} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ MVA}}{0,2177^{<48,1^\circ}} = 50,5^{<-48,1^\circ} \text{ MVA}$$

$$I_{k3} = \frac{S_{cc3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bV}} = \frac{50,53^{<-48,1^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 0,88^{<-48,1^\circ} \text{ kA}$$

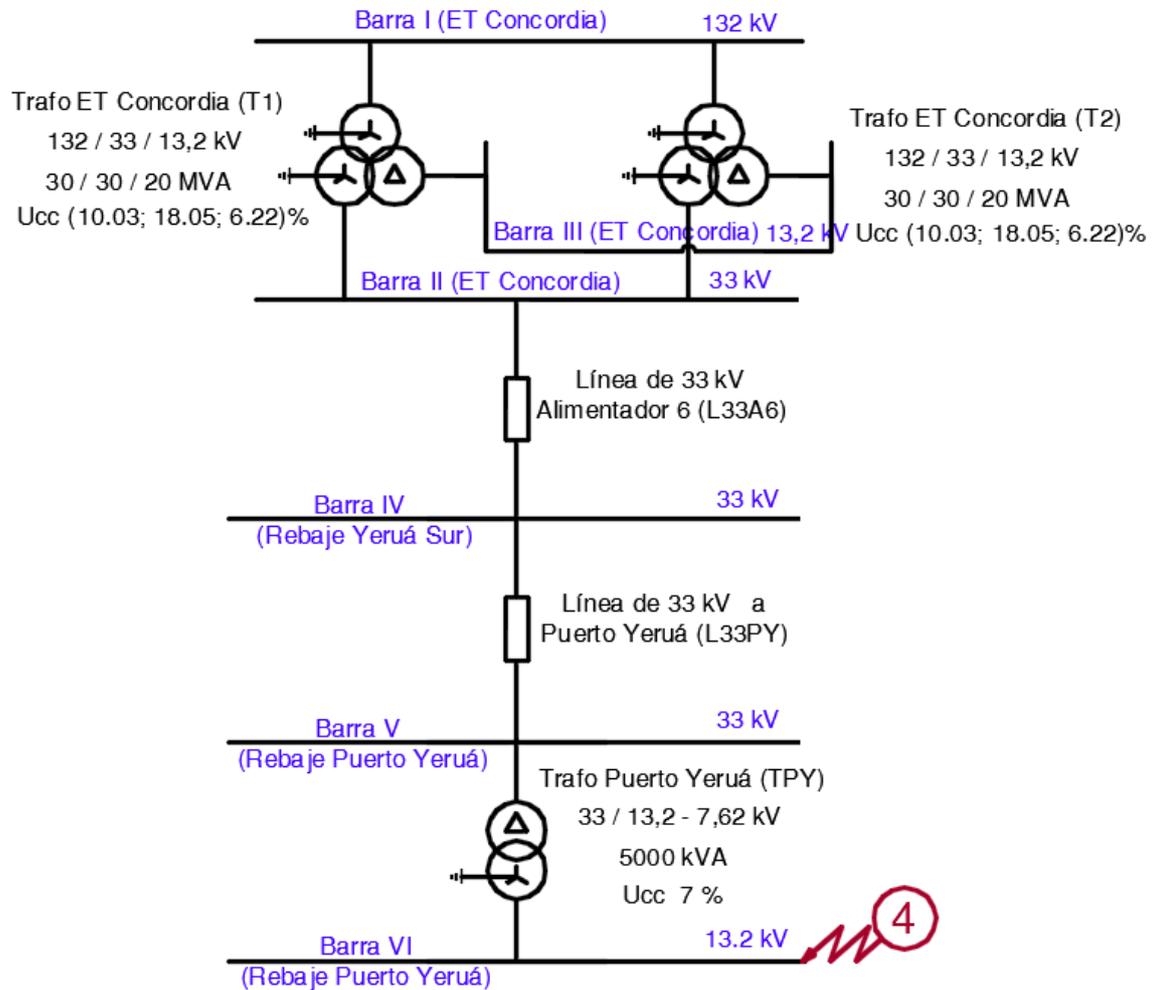
#### Potencia y corriente de cortocircuito Monofásico

$$S_{cc1} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot S_b}{z_{1.3} + z_{2.3} + z_{0.3}} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 10 \text{ MVA}}{0,1453 + 0,1453 + 0,1455 + j \cdot (0,1621 + 0,1621 + 0,3814)}$$

$$S_{cc1} = 39,8^{<-58,3^\circ} \text{ MVA}$$

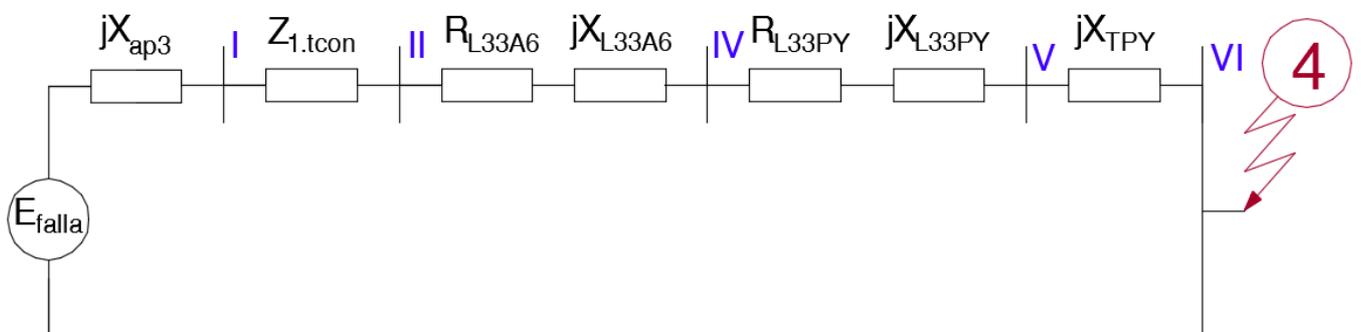
$$I_{k1} = \frac{S_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot V_V} = \frac{39,79^{<-58,3^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 0,69^{<-58,3^\circ} \text{ kA}$$

3.3.4.4. (4) - Cortocircuito en barras de 13,2kV S.E.T. Puerto Yerúa (Barras VI)



Impedancia de Secuencia Directa

Las impedancias de secuencia directa que participan del cortocircuito se esquematizan en la siguiente imagen



La Impedancia de Thévenin para el circuito de impedancia Directa, se calcula a continuación:

$$z_{1.4} = j \cdot x_{ap3} + Z_{1.tcon} + r_{L33A6} + j \cdot x_{L33A6} + r_{L33PY} + j \cdot x_{L33PY} + j \cdot x_{TPY}$$

$$z_{1.4} = 0,0579 + 0,0874 + j \cdot (0,0068 + 0,0167 + 0,0826 + 0,056 + 0,14)$$

$$z_{1.4} = 0,1453 + j \cdot 0,3021 = 0,3352^{<64,3^\circ}$$

### Impedancia de Secuencia Inversa

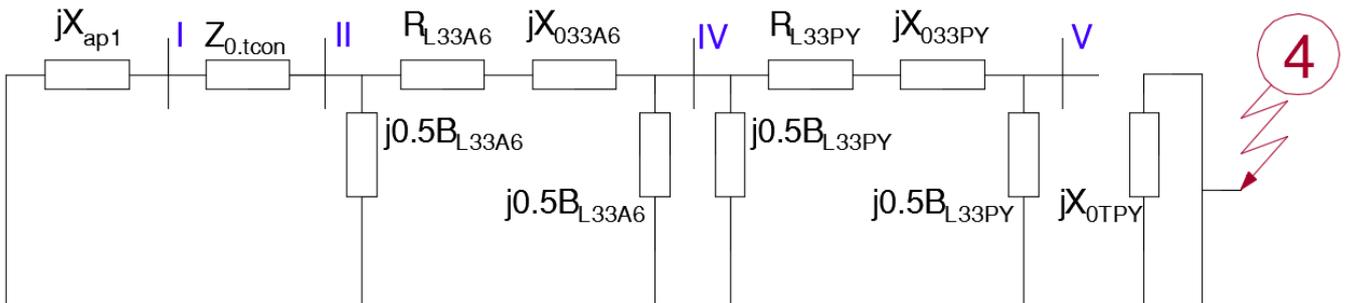
Dicha impedancia es exactamente igual a la impedancia directa

$$z_{2,4} = j \cdot x_{ap3} + z_{1.tcon} + r_{L33A6} + j \cdot x_{L33A6} + r_{L33PY} + j \cdot x_{L33PY} + j \cdot x_{TPY}$$

$$z_{2,4} = 0,1453 + j \cdot 0,3021 = 0,3352^{<-64,3^\circ}$$

### Impedancia de Secuencia Homopolar

El circuito de impedancia Homopolar esta esquematizado en la imagen ilustrada:



Debido a que el transformador de la futura SET Puerto Yerúa posee un conexionado Dyn11, la única impedancia homopolar que participa del cortocircuito monofásico en la barra de 13,2 kV de dicha SET, es la propia del transformador, por lo tanto:

$$z_{0,4} = j \cdot (x_{TPY})$$

$$z_{0,4} = j \cdot 0,234$$

### Potencia y corriente de cortocircuito Trifásico

Finalmente se obtuvieron los valores por unidad de las impedancias de secuencia, ahora resta calcular los valores de cortocircuito:

$$S_{cc3} = \frac{1,1 \cdot S_b}{z_{1,4}} = \frac{1,1 \cdot 10 \text{ MVA}}{0,3352^{<-64,3^\circ}} = 32,81^{<-64,3^\circ} \text{ MVA}$$

$$I_{k3} = \frac{S_{cc3}}{\sqrt{3} \cdot V_{bVI}} = \frac{32,81^{<-64,3^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 1,44^{<-64,3^\circ} \text{ kA}$$

### Potencia y corriente de cortocircuito Monofásico

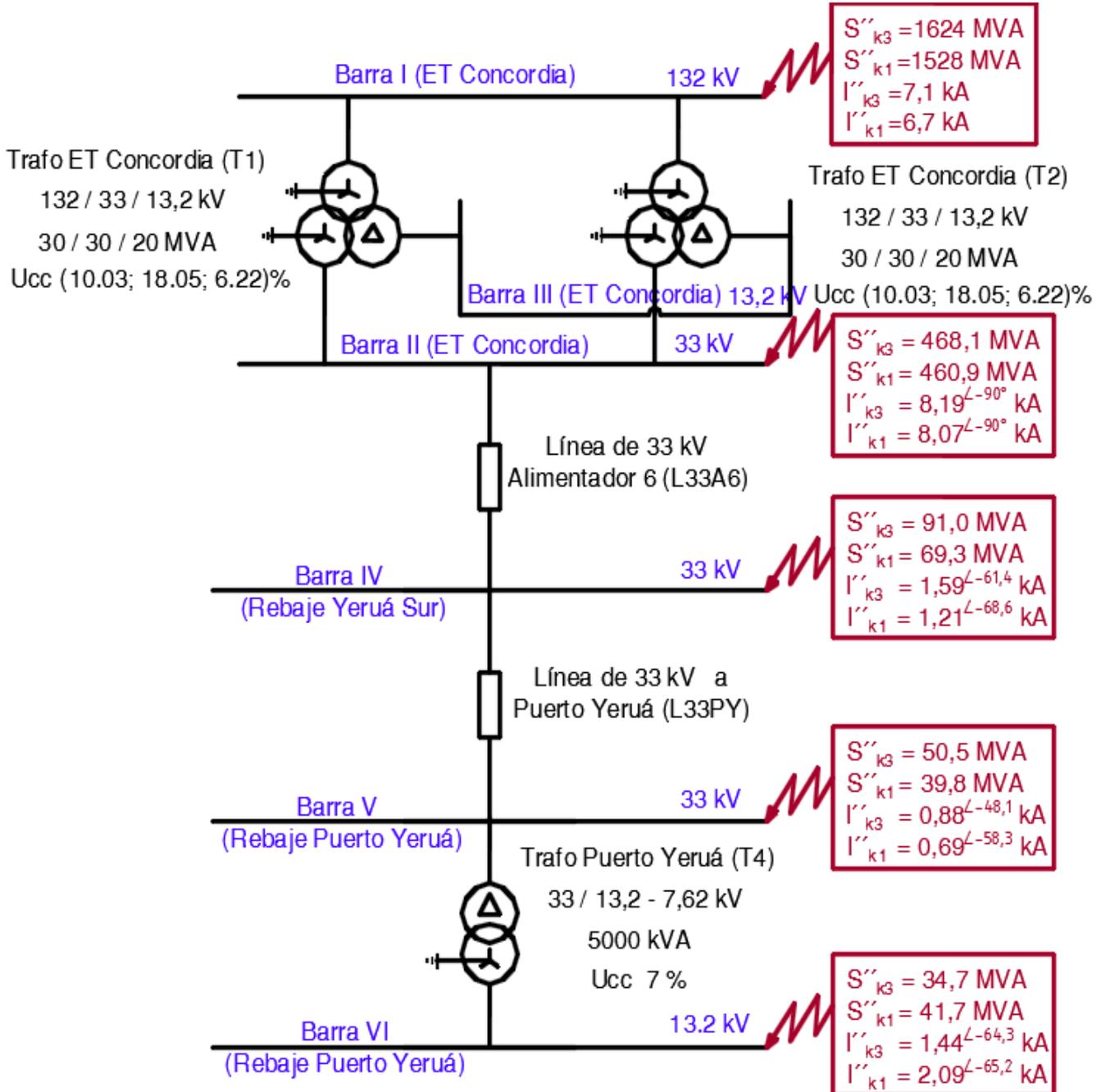
$$S_{cc1} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot S_b}{z_{1,4} + z_{2,4} + z_{0,4}} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 10 \text{ MVA}}{0,1453 + 0,1453 + j \cdot (0,3021 + 0,3021 + 0,0234)}$$

$$S_{cc1} = 41,71^{<-65,2^\circ} \text{ MVA}$$

$$I_{k1} = \frac{S_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot V_{VI}} = \frac{41,71^{<-65,2^\circ} \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 2,09^{<-65,2^\circ} \text{ kA}$$

3.3.4.5. Resumen de Resultados

A continuación se ilustra un cuadro con los valores de cortocircuitos obtenidos



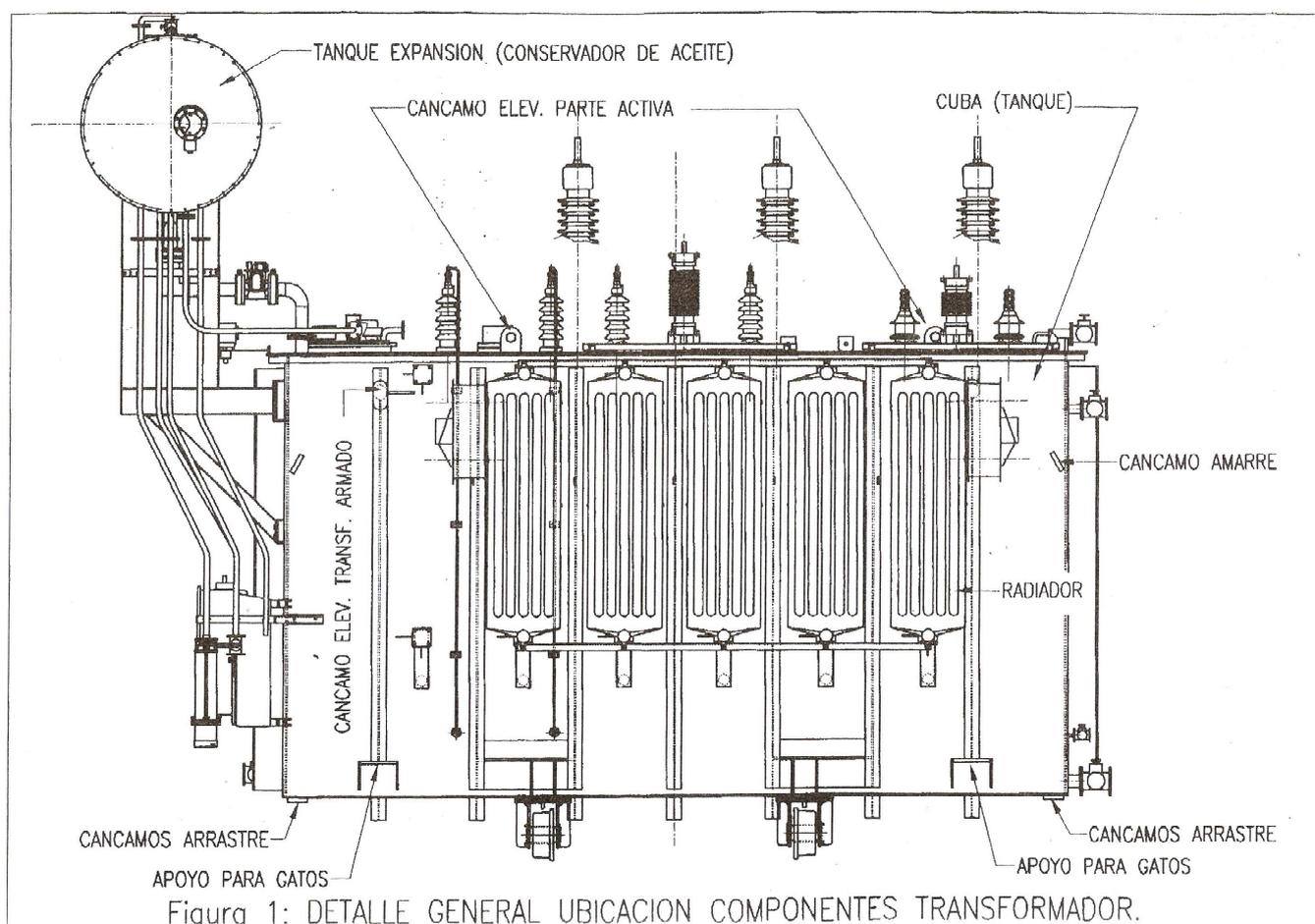
#### 4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Se instalara un transformador trifásico de subtransmisión 33.000  $\pm 5\%$ ;  $\pm 2,5\%$ ; 0/13.860-8002 V/V - 5000 kVA, provisto con todos sus accesorios y equipado con relé Buchholz y termómetro de cuadrante.

Dichos transformador estará instalado en la playa de maniobra en la ubicación correspondiente.

El transformador dispondrá de bobinados conectados en estrella con el neutro rígidamente a tierra en el lado de 13,2 kV y con bobinados conectados en triángulo del lado de 33 kV.

La SET dispondrá de vías de rodaje de los transformadores para el desplazamiento de los mismos hacia su posición.



#### **4.1. Características constructivas.**

La Cooperativa Eléctrica de Concordia ya ha realizado la compra del transformador de subtransmisión a instalar en la SET de Rebaje Puerto Yerúa, por lo tanto se detallan las características del mismo:

##### **4.1.1. Datos Generales del Transformador**

		UNIDAD	VALOR GARANTIZADO	
Normas de Fabricación:			IRAM 2476 Y Complementarias	
Potencia ONAN:		kVA	5000	
Tipo:			Subtransmisión	
Cantidad de Fases:			3	
Frecuencia:		Hz	50	
Tipo de Servicio:			PERMANENTE	
Tensión Primaria Nominal:		kV	33	
Regulación Primaria Para los Puntos de Conmutación:		%Un	±2x2,5%	
Tensión Secundaria en Vacío:		kV	13,860	8,002
Tensión Secundaria a Plena Carga con $\cos \phi = 0,8$ Y 75°C:		kV	13,214	7,629
Medio Aislante y Refrigerante:			Aceite mineral p/transformador	
Grupo de Conexiones:			Dyn11	
Conexiones:	Primaria:		TRIANGULO	
	Secundaria:		ESTRELLA con Neutro Accesible	
Niveles de Aislación (LI/AC):		kV	AT: 170/70 - MT: 95/38	
Corriente de Vacío según Norma IRAM 2106:	@Un	% In	1,4	
	@ ~ 1,05 Un	%In	3,08	
Nivel de Ruido según IRAM 2437:		dB	65	
Tensión de Cortocircuito a Corriente Nominal:		%Un	7	
Componente Resistiva de la Tensión de Cortocircuito:	Temperatura de Referencia:	°C	75	
Elevación Máxima de Temperatura del Aceite (*):		°C	60	
Elevación Media de Temperatura de los Arrollamientos (*):		°C	65	
Resistencia Mínima de Aislación a 20 °C:	Primario/Secundario:	MΩ	3000	
	Primario/Masa:	MΩ	3000	
	Secundario/Masa:	MΩ	3000	
Tipo Constructivo de los Arrollamientos:	Media Tensión:		CIRCULAR EN CAPAS	
	Alta Tensión:		CIRCULAR EN CAPAS	

#### 4.1.2. Rendimientos Garantizados

	ESTADO DE CARGA REFERIDOS A LA POTENCIA NOMINAL				
	1,25	1	0,75	0,5	0,25
COS $\phi$ = 1,0	99,01	99,16	99,29	99,39	99,31
COS $\phi$ = 0,8	98,76	98,95	99,12	99,24	99,14

#### 4.1.3. RÉGIMEN DE SOBRECARGA ADMISIBLE

Los mismos son expresados en minutos

Carga Permanente Previa en % de la Potencia Nominal	Temp. del Líquido Refrigerante al iniciar la Sobrecarga (°C)	Sobrecarga en (%) de la Carga Nominal				
		10	20	30	40	50
50	55	180	90	60	30	15
75	68	120	60	30	15	8
90	78	60	30	15	8	4

#### 4.1.4. PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
			REQUERIDO	OFRECIDO
1	Fabricante			Tadeo Czerweny s.a.
2	Normas		IRAM 2476	IRAM 2476
3	Tipo		En aceite	En aceite
4	Montaje		Intemperie	Intemperie
5	Servicio		Permanente	Permanente
6	Tipo de refrigeración		ONAN	ONAN
7	Grupo de conexión		Dyn11	Dyn11
8	Frecuencia	Hz	50	50
9	Potencia nominal	kVA	5000	5000
10	Tensión nominal del primario	KV	33	33
11	Tensión nominal en vacío del secundario	KV	13,86	13,86
12	Corriente primaria nominal	A	87,48	87,48
13	Corriente secundaria nominal	A	208,28	208,28
14	Corriente de vacío			
	a) 100% de Un	% In	≤1	0,5
	b) 105% de Un	% In		0,79
15	Tipo de regulación	---	Sin tensión	Sin tensión
16	Regulación de tensión	%	-5/-2,5/0/+2,5/+5	-5/-2,5/0/+2,5/+5
17	Tensión de cortocircuito a 75°C para:			
	a) Corriente nominal	%	7	7
	b) Componente resistiva	%		0,54
	c) Impedancia Homopolar	Ω		2,55
18	Pérdidas garantizadas			
	a) Vacío a 50 hz.	W	5600	5600
	b) Cortocircuito a 75 °C	W	27000	27000
19	índice de polarización IP			
	a) Primario-Secundario	--	≥2	≥2
	b) Primario-Masa	--	≥2	≥2
	e) Secundario-Masa	--	≥2	≥2
20	Sección del conductor del bobinado primario	mm <sup>2</sup>		24,2
21	Sección del conductor del bobinado secundario	mm <sup>2</sup>		92,43
22	Espárrago de cobre electrolítico, 96% de conductividad IACS para borne de baja tensión	--	SI	SI
23	Espárrago de cobre electrolítico, 96% de conductividad IACS para borne de alta tensión	--	SI	SI
24	Masa total con aceite	Kg		13000
25	Masa del aceite	Kg		2410
26	Masa aproximada de una columna del arrollamiento de alta tensión	Kg		435

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
			REQUERIDO	OFRECIDO
27	Masa aproximada de una columna del arrollamiento de baja tensión	Kg		290
28	Peso del decubaje (núcleo y devanados)	Kg		7610
29	Peso máximo para transporte	Kg		13000
30	Trocha	mm	1676 ± 5	1676 ± 5 (rueda c/pestaña)
31	Dimensiones generales: a) Alto b) Ancho e) Largo	mm mm mm		3000 2700 3100
32	Material del conductor del arrollamiento de media tensión	---	COBRE	COBRE
33	Material del conductor del arrollamiento de baja tensión	---	COBRE	COBRE
34	Accesorios según	---	IRAM 2476	IRAM 2476
35	Relevo Buchholz de dos contactos	---	SI	SI- $\phi 2''$
36	Termómetro a cuadrante de dos agujas	---	SI	SI - $\phi 160\text{mm}$
37	Protección de cuba	---	SI	SI- UBO
38	Transformador de corriente de tipo toroidal para protección de cuba	---	SI	SI
39	Caja de conjunción estanca cableada	---	SI	SI (de acero)
40	Juego de cuatro ruedas lisas	---	SI	SI
41	Juego de cuatro ruedas con pestaña para riel	---	SI	SI
42	Nivel Magnético			SI ( $\phi 140\text{mm}$ )
43	Nivel a vasos comunicantes			SI
44	Termómetro de Mercurio			SI
45	Explosores a cuernos para A T y BT.			SI

## 4.2. Detalles constructivos

A continuación se desarrollan las características más relevantes del transformador de potencia

### 4.2.1. Dimensiones y pesos

El transformador de 5 MVA de tipo I, con tanque de expansión dispondrá de las siguientes dimensiones máximas:

- Ancho: ..... 2,70 m
- Largo: ..... 3,10 m
- Altura: ..... 3,00 m

#### **4.2.2. Cuba**

La cuba será de chapa de acero al carbono y dispondrá de perfiles con la finalidad de aumentar su rigidez mecánica. Tanto las tuberías de refrigeración como el depósito de expansión deberán soportar el vacío y será perfectamente estanco (cuba incluida). Estará equipada con los siguientes accesorios que a continuación se desarrollan:

- 4 soportes para el empleo de gatos hidráulicos
- 4 bulones para el correcto izado del trafo.
- Agujeros de arrastre
- 4 ruedas de pestaña para su movimiento sobre perfiles UPN 180.
- Liberadores de presión
- Tomas de tierra para su conexión a la malla de puesta a tierra

#### **4.2.3. Depósito de expansión**

El calentamiento del aceite del transformador hace que el aceite se dilate, con lo que una parte de ella asciende de la cuba hacia el depósito de expansión. Éste tendrá asociados unos contactos eléctricos que informen un correcto nivel mínimo (transformador en vacío o desacoplado) y un correcto nivel máximo (en caliente).

Adicionalmente se instalará en el interior del depósito de expansión un desecador químico de aire, Secador de aire en base a cristales de silicagel, cuya finalidad es absorber las posibles humedades que pueda contener el aceite evitando una reducción de la rigidez dieléctrica del aislante. Éste será de chapa de acero al carbono

#### **4.2.4. Núcleo magnético**

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

Se fabricará mediante chapas de acero, de bajas pérdidas por histéresis y alta permeabilidad magnética. Cada chapa deberá cubrirse de material aislante resistente al aceite caliente (conocido comercialmente como "carlite"), debiendo estar exentas de impurezas y perfectamente aplanadas.

Las chapas magnéticas deben montarse de manera tal, que existan en el núcleo amplios conductos de enfriamiento para eliminar puntos calientes, y que se obtengan una distribución uniforme y simétrica del campo magnético.

Las columnas deberán ser fuertemente prensadas por medio de bloqueos y pernos pasantes adecuadamente aislados.

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

Toda la estructura de sujeción debe ser realizada de modo que se reduzcan al mínimo las corrientes parásitas.

Por diseño, se minimizarán al máximo las vibraciones de la máquina una vez puesta en servicio bajo cualquier condición de operación.

Los núcleos son producidos a partir de chapa de hierro silicio de grano orientado, con un espesor de 0,35 mm, en calidad tipo M3.

El proceso de producción del núcleo comienza con el flejado de la chapa de hierro silicio y su posterior corte a los largos y formas de diseño particulares. Este proceso se lleva a cabo con máquinas automáticas controladas por computadora, lo que garantiza cortes con tolerancias mínimas.

El montaje de los núcleos, finalmente se lleva a cabo en posición horizontal, sobre dispositivos especialmente diseñados para facilitar el perfecto ensamble entre columnas y yugos, y que permiten, una vez finalizado el apilado, llevar el núcleo totalmente armado a posición vertical en forma ágil y segura.

#### **4.2.5. Arrollamiento**

Los arrollamientos serán conductores de cobre electrolítico, exentos de impurezas, aislados con papel, y en cuanto sea posible, sin soldaduras.

Los materiales empleados serán insolubles y químicamente inactivos en baño de aceite caliente.

#### **4.2.6. Aceite mineral**

El aceite dieléctrico será mineral, de primera calidad, obtenido de la destilación fraccionada del petróleo en bruto, especialmente refinado para el uso como medio aislante y de enfriamiento de los transformadores. El aceite será libre de componentes de policlorobifenilos (PCB) y no inhibido. Será aceite ELECTRA de YPF

El aceite deberá satisfacer las siguientes prescripciones según la norma IEC-60296:

- Resistencia dieléctrica no inferior a 30.000 V, entre discos de diámetro 25 mm distanciados de 2,5 mm
- Punto de Fluidez mínimo a -40 °C.
- Punto de evaporación no inferior a 132 °C
- Punto de combustión, no inferior a 148 °C.

#### **4.2.7. Bornes**

Las bornes o pasatapas a instalar tanto en la lado de alta y como en los lados de baja del transformador serán del tipo enchufables. Dichos pasatapas permitirán reducir al máximo las posibilidades de cortocircuitos en barras del transformador.

Para conseguir el tipo de borne enchufable, se dispondrán una caja adaptadora de aceite para cada fase, unida a la cuba mediante unión atornillada con tornillo pasante en ambos extremos, y preparada para recibir la botella terminal del conductor.

#### **4.2.8. Cambiador de tomas sin carga**

El cambiador de tomas o regulador sin carga es un mecanismo mecánico que permite modificar la relación de transformación de la máquina, a través de una selección variable de espiras.

La regulación se hará en el lado de AT y dispondrá un total de 5 posiciones, siendo la posición 1 la de mayor tensión y la 5 la de menor.

### **4.3. Protecciones del Transformador**

#### **4.3.1. PROTECCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR**

Las averías en los transformadores pueden producirse por varios factores, que deben ser el motivo de su estudio:

- Causas externas: sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos en la red, subfrecuencias.
- Causas internas: defectos a masa, cortocircuito entre espiras o entre fase, defectos en las chapas del núcleo por fallo de aislamiento, defecto en las conexiones internas por falta de presión, fallo de elemento asociado (atravesador, cable, etc.).

Para resolver los problemas que tienen origen externo se recurre a desconectar la máquina suficientemente antes de que resulte perjudicada, y respecto a ello, el transformador debe poder soportar cortocircuitos externos durante un tiempo normalizado.

Para sobrecargas distintas del cortocircuito, los relés deben proporcionar tiempos en función de la carga, de manera que la curva de respuesta se adapte a la curva de calentamiento del transformador.

Cuando el defecto es interno, la práctica seguida es despejarlo tan pronto como sea posible con el fin de minimizar el daño y, consecuentemente, los gastos en reparaciones.

El transformador debe disponer de sistemas de protecciones del tipo "cerrado", es decir, protecciones selectivas, que despejen las faltas en la máquina y que lo hagan en un tiempo mínimo, a efectos de que otras protecciones, "aguas arriba", no actúen innecesariamente.

Por otro lado, deben incluirse también protecciones del tipo "abierto" que actúen como reserva de las protecciones de los equipos situados "aguas abajo". Estas protecciones deben preservar al transformador y sus elementos asociados.

También se necesitan algunos otros dispositivos de protección cuya finalidad es la de producir alguna alarma al detectarse anomalías que no exijan la inmediata desconexión del transformador, como puede ser, "la protección de cuba"

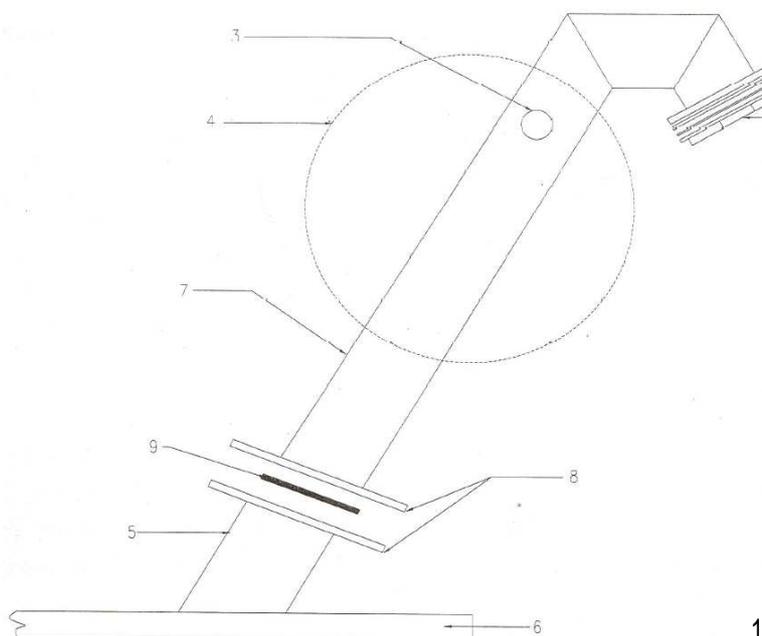
#### 4.3.1.1. CHIMENEA DE ALIVIO

##### GENERALIDADES.

La función de esta protección es aliviar a la estructura del transformador de los efectos de las sobrepresiones originadas por fallas internas,

Está constituida por una cañería de tres pulgadas que posee un diafragma en la (1) parte superior y una vinculación ecualizadora de presiones (3) con la cámara del tanque de expansión (4), La cañería que a su vez soporta el tanque de expansión, está compuesta de dos tramos, uno de los cuales (5) se encuentra soldado a la tapa del transformador (6) y el otro (7) al tanque, Ambos tramos se unen mediante bridas (8) y junta de goma (9),

El diafragma soporta una sobrepresión 0,5Kg/cm<sup>2</sup>, está constituido por una delgada lámina y está fijado al extremo de la cañería mediante bridas (10), El cierre hermético se logra con la junta de goma sintética (2).



- 1 - DIAFRAGMA.
- 2 - JUNTA DE GOMA SINTÉTICA ( O'ring )
- 3 - VINCULACIÓN· ECUALIZADORA DE·PRESIONES .
- 4 - TANQUE DE EXPANSIÓN.
- 5 - CAÑO DE 3"
- 6 - TAPA DEL TRANSFORMADOR.
- 7 - CAÑO DE 3".
- 8 - BRIDAS ,DE FIJACIÓN
- 9 - JUNTA DE GOMA SINTÉTICA.
- 10 - BRIDA SOPORTE DE DIAFRAGMA.
- 11 - BRIDA CON PROTECCIÓN MECÁNICA.

### FUNCIONAMIENTO.

Al originarse una falla interna en el transformador, la formación de gases produce un incremento de la presión dentro de la cuba, Esta provoca en el diafragma una deformación proporcional a la sobrepresión. Si la magnitud de dicha sobrepresión alcanza 0,8Kg/cm<sup>2</sup>, la deformación es tal que produce la ruptura del diafragma liberando la abertura con el siguiente alivio de la presión interior.

### PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR.

El transformador se expide de fábrica con la válvula de protección contra sobrepresiones sin su correspondiente diafragma. La razón de ello es que durante el traslado a destino del transformador, las oscilaciones del aceite aislante producen bruscas variaciones de presión en el interior de la cuba que pueden destruir la lámina de aluminio.

De ésta manera para el traslado de la máquina, la abertura de la válvula de protección es obturada por una membrana de goma, la cual será obligatoriamente reemplazada al instalarse el transformador en el lugar donde prestará servicio.

### REEMPLAZO DE LA MEMBRANA DE GOMA.

- a- Retirar la brida con protección mecánica (11).
- b- Retirar la membrana de goma.
- c- Colocar el O 'ring 2 en la cavidad correspondiente a la brida (10).
- d- Colocar la lámina de aluminio.
- e- Reponer la brida con protección mecánica (11).

### REPOSICIÓN DE DIAFRAGMAS.

- a- Retirar la brida con protección mecánica.
- b- Retirar el diafragma destruido.
- c- Verificar el estado de la junta (2) O 'ring proceder a su reemplazo si fuese necesario.
- d- Reponer una nueva lámina de aluminio.
- e- Reponer la brida con protección mecánica.

#### 4.3.1.2. NIVEL MAGNÉTICO.

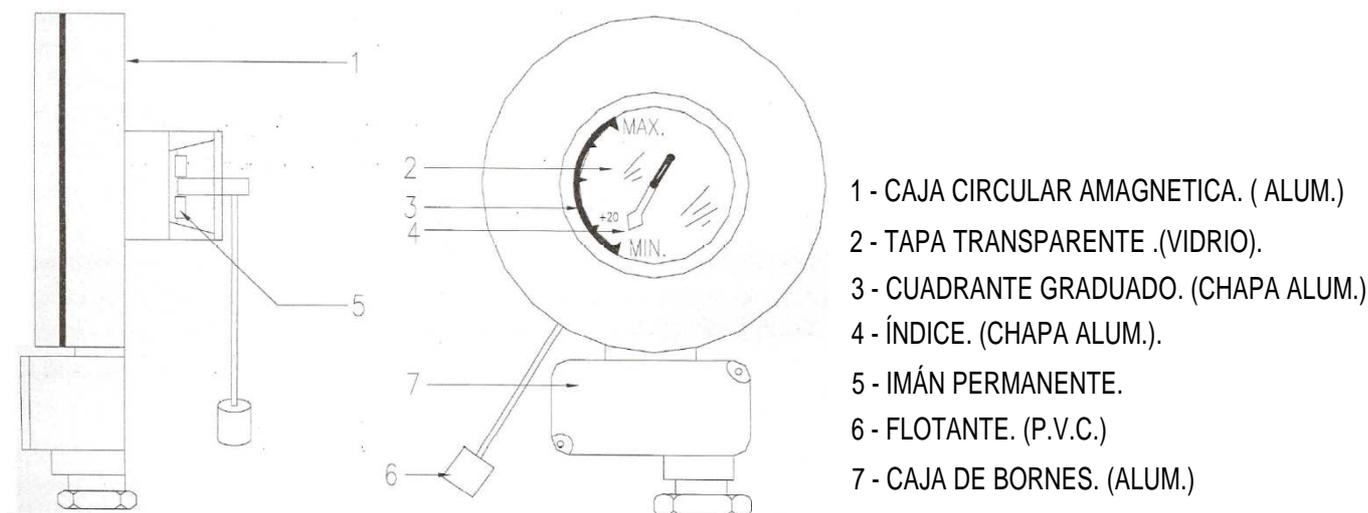
##### GENERALIDADES.

Este instrumento es apto para uso intemperie y su función es la de indicar y controlar el nivel de líquido aislante dentro del tanque de expansión del transformador.

##### Descripción.

El nivel está ubicado en la pared lateral desmontable del tanque de expansión o en la parte inferior del mismo en caso de llevar diafragma y está constituido por una caja circular amagnética (1) cubierta por un frente de vidrio (2) a través de la cual se observa un cuadrante graduado (3) y un índice (4) que señala el nivel correspondiente.

La caja posee dos sectores: uno anterior hermético al aceite y a la humedad y otro posterior que se introduce en el tanque y en el cual está montado un imán permanente (5) vinculado al flotante (6).



En el sector anterior, dentro de la caja, y en un eje coaxial al que tiene fijado al imán (5), giran solidario un imán permanente, dos contactos de mercurio y la aguja indicadora (4). De esta manera la variación del nivel de aceite, captada por el flotante, se transmite por acople magnético, en desplazamientos angulares del índice y los contactos de mercurio los cuales al llegar a cierto ángulo se cierran.

Una caja de bornes (7), ubicada debajo del sector anterior, lleva una bornera que recibe los conductores que vienen de los contactos de mercurio o magnético y provee la conexión de los cables del circuito exterior.

Los contactos al cerrarse accionan independientemente y en forma secuencial los circuitos de alarma y desconexión.

El indicador de nivel se fija en su posición por medio de pernos roscados y soldados a la tapa del tanque de expansión y una junta de goma sintética asegura la estanqueidad del sistema.

#### 4.3.1.3. RELÉ BUCHHOLZ

##### GENERALIDADES.

El Relé Buchholz es un accesorio de protección para aparatos refrigerados por aceite aislante, que tengan tanque de expansión, tales como transformadores o reactivos.

Las regularidades en el funcionamiento de estos equipos dan origen a calentamientos locales en los arrollamientos y por consiguiente la producción de gases o vapores de aceite, cuya rapidez en su desarrollo crece sensiblemente a medida que crece la avería.

Entre las posibles perturbaciones que suelen presentarse en la práctica cabe señalar:

- a) Ruptura de la conexión.
- b) Falta de aislación en la masa.
- c) Cortocircuito.
- d) Sobrecarga brusca.
- e) Modificación de propiedades químicas o dieléctricas del aceite.
- f) Fallas en la aislación entre chapas o del aislamiento de los bulones que comprimen los paquetes del núcleo.
- g) Pérdida de aceite.

En los casos "a al f", hay formación de gases y estos son utilizados para accionar el Relé Buchholz, en el caso "g" al escapar el aceite de la máquina ingresa aire a la misma, y es este el que acciona el Relé.

El diseño convencional del Relé Buchholz consta de dos circuitos independientes de alarma y desenganche.

##### DESCRIPCIÓN

Está compuesto por una caja (1) con bridas agujereadas (2) que permite conectarlo a la cuba del transformador y al tanque de expansión.

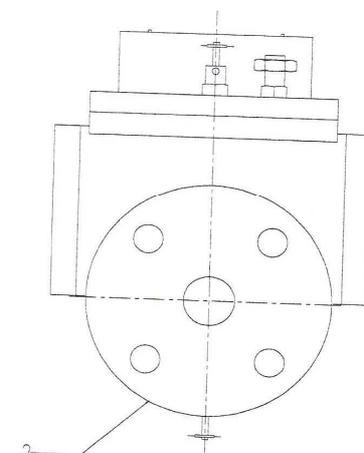
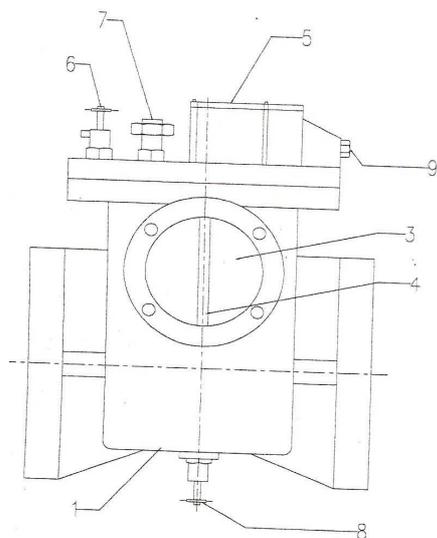
La caja también cuenta con dos ventanillas de vidrio (3) una de las cuales lleva adosada una regla graduada (4), que permite observar la cantidad y color de los gases.

Sobre la tapa del relé van fijados los bornes de contacto, que están protegidos de la intemperie por medio de una cubierta apropiada (5). En la tapa también se encuentra, un grifo (6) que permite extraer muestras de los gases acumulados para analizarlos y un pulsador (7) para probar el correcto funcionamiento de los sistemas de alarma y desenganche.

Otro grifo (8) ubicado en la parte inferior de la caja, permite desagotarlo en caso de tener que retirar el relé.

En el interior de la caja se encuentran dos flotantes móviles alrededor de sendos ejes fijos.

Cada flotante lleva adosado un interruptor de mercurio o magnético.



- 1 -CAJA DE ALUMINIO
- 2-BRIDA PARA MONTAJE
- 3-VISOR VIDRIO
- 4-ESCALA ALUMINIO
- 5-CAJA DE BORNES DE ALUMINIO
- 6-GRIFO PARA EXTRACCIÓN DE GASES.
- 7-PULSADOR DE PRUEBA
- 8-GRIFO DE DESAGOTE
- 9-PRENSA-CABLE.

### FUNCIONAMIENTO

Normalmente la caja se encuentra llena de aceite, cuando por causa de un defecto poco importante se producen pequeñas burbujas de gas, éstas se elevan de la cuba hacia el tanque de expansión y son captadas por el relé y almacenadas en la caja, cuyo nivel de aceite baja progresivamente.

El flotante superior se inclina y cuando la cantidad de gas es suficiente cierra los contactos de la ampolla de mercurio, accionando el circuito de alarma. Si el desprendimiento de gases es lento, el flotante interior conserva su posición de reposo. Pero si el defecto se acentúa el desprendimiento se hace violento y se forman gruesas burbujas, de modo que el aceite es enviado bruscamente por choque hacia el tanque de expansión,

Esta corriente rodea al flotador inferior, arrastrándolo, y ello provoca el cierre de los contactos de la ampolla acoplada accionando el mecanismo de desconexión del transformador, dejando el mismo fuera de servicio.

Los contactos de alarma y desenganche son asimismo accionados cuando el nivel de aceite desciende por debajo de un límite determinado.

El aire que se encontrase en el transformador será igualmente captado por el relé y accionará la señal de alarma



Análisis de gases acumulados

La observación a través de las ventanillas de los gases acumulados, permite establecer la cantidad y color de los mismos. De la primera se obtiene la indicación de la importancia del defecto.

El color de los gases nos orienta sobre el lugar en que se produce la falla; de esa forma

Tenemos:

- Gases blancos destrucción de papel
- Gases amarillos deterioro de piezas de madera
- Gases rojos deterioro de las bobinas
- Gases negros descomposición del aceite

Los gases acumulados en la caja pueden ser analizados por medio del analizador de gases o verificando el grado de inflamabilidad de los primeros por medio de llama que se acercará con prudencia al grifo superior (6) apenas abierto.

La inflamabilidad nos dice:

- a)- INFLAMABLES: indica la presencia de acetileno, se puede estar seguro que el transformador está deteriorado.
- b) - NO INFLAMABLE: indica la presencia de aire dentro del transformador.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR CUANDO EL RELÉ HA ACTUADO

*Tabla indicativa del funcionamiento de los contactos de alarma y desenganche para las fallas más comunes.*

<u>NATURALEZA DEL DEFECTO</u>	<u>CONTACTOS QUE OPERAN</u>
<u>Cortocircuito entre chapas del circuito magnético.</u>	<u>Alarma.</u>
<u>Falso contacto en uniones del circuito eléctrico.</u>	<u>Alarma.</u>
<u>Descarga a masa por efecto corona.</u>	<u>Alarma.</u>
<u>Descenso del nivel de aceite.</u>	<u>Alarma-desenganche.</u>
<u>Perforación de un aislador.</u>	<u>Alarma- desenganche.</u>
<u>Cortocircuito entre espiras o bobinas.</u>	<u>Alarma- desenganche.</u>
<u>Sobrecarga térmica elevada.</u>	<u>Alarma- desenganche.</u>

*La señal de alarma es accionada*

Se deberá desconectar el transformador en el menor tiempo posible, se examinarán los gases, verificando el color, la inflamabilidad y la composición de los mismos con el aparato analizador de gases.

- El gas acumulado no contiene acetileno, en este caso el gas contenido en el relé es aire y se debe a un descenso del nivel de aceite por pérdidas en la cuba.
- El gas acumulado contiene acetileno, esto es una evidencia de que el transformador ha sufrido una avería. La máquina será retirada del servicio y se realizarán las siguientes verificaciones:
  - *Verificar la continuidad de los arrollamientos.*
  - *Medición de la aislación entre arrollamientos y entre estos y masa.*
  - *Medición de la relación de transformadores.*
  - *Medición de la resistencia de bobinados.*
  - *Realizar un ensayo de cortocircuito hasta llegar a la corriente nominal.*
  - *Realizar un ensayo en vacío hasta llegar a la tensión nominal.*
  - *Realizar ensayos dieléctricos y químicos del aceite.*

Si durante el transcurso de estos ensayos se observan anomalías en el funcionamiento de la máquina, ésta será retirada de servicio, en el caso contrario será puesta en marcha manteniéndola bajo estrecha vigilancia.

*El contacto de desconexión es accionado.*

En este caso es posible que la máquina acuse una falla interna de importancia.

Se realizará un análisis como el indicado en el caso de que el gas contenga acetileno, verificando las condiciones de funcionamiento, tratando de localizar la avería.

*PUESTA EN SERVICIO*

Una vez que el transformador se ha llenado de aceite, se debe abrir el grifo (6), con el fin de purgar todo el aire que quedase acumulado en la parte superior del relé. Se deberá apretar repetidas veces el pulsador de prueba (7) para llenar de aceite los recipientes cilíndricos de las balanzas. Esta operación finalizará cuando no salga más aire a través del grifo para extracción de gases.

Un procedimiento similar deberá realizarse al reponer el nivel de aceite cada vez que éste haya disminuido por debajo del Relé Buchholz.

Antes de la puesta en servicio del transformador deberá verificarse el correcto funcionamiento del Relé. Para ello se utiliza el pulsador (7), que apretándolo acciona sucesivamente los contactos de alarma y desconexión.

### MONTAJE

Al montar el Relé, se prestará especial cuidado en disponer la caja con la fecha, dibujando en su lateral, indicando el sentido - cuba del transformador tanque de expansión

#### 4.3.1.4. SECADOR DE AIRE

##### GENERALIDADES.

Durante el funcionamiento del transformador, el aceite aislante sufre variaciones en su volumen debido al cambio de temperatura. Esto produce la aspiración o expulsión de aire por el tanque de expansión, con la consiguiente humidificación del aceite.

El aceite en contacto con el aire húmedo, disminuye su rigidez dieléctrica y se acidifica, ocasionando el envejecimiento de la aislación. Asimismo el ingreso de humedad dentro del transformador favorece la formación de barro y óxido en el tanque de expansión o la cuba.

Para evitar estos inconvenientes, se hace circular el aire que penetra en el tanque de expansión, a través de una sustancia higroscópica, que disminuye su contenido de humedad, evitando la contaminación del transformador y del conmutador bajo carga (cuando el equipo cuente con este).

El deshidratante a utilizar es un compuesto (cristales de silicagel) formado por anhídrido sílico (SiO<sub>2</sub>), impregnado con nitrato de cobalto (CO(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>).

Este es casi neutro químicamente, se halla bajo la forma de granos duros como de vidrio y posee gran poder de absorción de agua (hasta 40% de su peso).

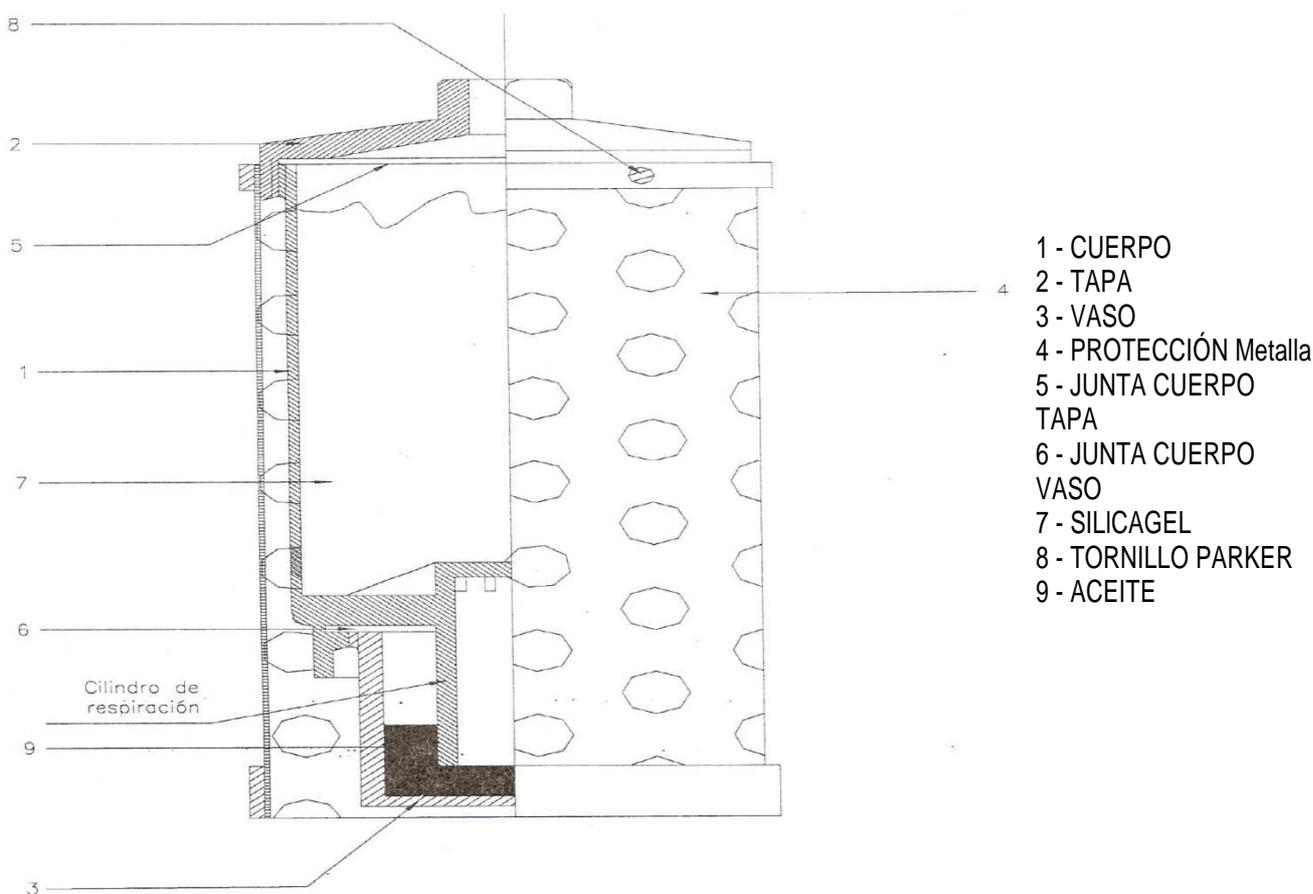
Su coloración, que indica el grado de humidificación, es azul cristalino en su estado activo, exento de humedad, y cambia a rosa claro cuando se humedece. En algunos casos, esta coloración se verifica solamente en cristales aislados colocados como testigos, ya que el material puede tener color blanco neutro en estado seco.

*Obs.: Cuando el tanque del transformador cuenta con bolsa interna, el aire está en contacto con el interior de la bolsa, evitando así la modificación en las propiedades del aceite y la formación de barro y óxido dentro del equipo.*

DETALLE CONSTRUCTIVO.

El secador de aire se compone de un cuerpo (1) de material transparente, que contiene el silicagel. Este recipiente está cubierto por una tapa (2) que a su vez permite conectar al conjunto con el tanque de expansión. En la parte inferior del cuerpo, se encuentra un vaso de material transparente para el aceite. Este tiene un conjunto de orificios que permite el pasaje de aire.

El cilindro de respiración, que forma parte del cuerpo, establece la comunicación entre el vaso y el recipiente con silicagel.



FUNCIONAMIENTO.

La disminución del nivel de aceite en el tanque de expansión, produce una depresión en la cámara de aire del mismo. El aire húmedo externo penetra por los orificios del vaso, burbujea a través del aceite en el contenido, pasa por el cilindro de respiración entra en contacto con el silicagel, el que retiene la humedad, permitiendo que al tanque de expansión entre aire seco. El paso del aire a través del aceite, impide la absorción inútil de humedad por parte del silicagel, ya que impide que el mismo esté en contacto permanente con el medio exterior, evitando que los cristales se saturen en poco tiempo.

### CAMBIO DE SILICAGEL.

Para su buen funcionamiento es aconsejable efectuar una revisión periódica mensual.

El silicagel deberá cambiarse cuando la mitad de la masa en el recipiente se haya humedecido, lo cual se advierte rápidamente a través del cambio de color del material, que pasa de azul a rosa.

Si es necesario reponer el silicagel se procederá de la siguiente manera:

- a) *Retirar la protección metálica.*
- b) *Desenroscar y extraer el vaso.*
- c) *Desenroscar y extraer el recipiente que contiene el silicagel.*
- d) *Verificar el estado de las juntas de goma, cuerpo-tapa (5) y cuerpo-vaso (6) y proceder a reemplazarlas si se estima conveniente.*
- e) *Limpiar el cuerpo (1) cuidadosamente con solvente, dejarlo secar y efectuar la carga con silicagel seco.*
- f) *Montar el cuerpo (1) y la junta de goma (5) enroscándola en la tapa (2).*
- g) *Limpiar el vaso que contiene aceite, observando que el mismo esté libre de impurezas o humedad. Reponer la carga de aceite hasta la marca del recipiente.*
- h) *Montar el vaso enroscándolo sobre el cuerpo previa colocación de la junta de goma (6).*
- i) *Colocar la protección metálica*

### SECADO DEL SILICAGEL

El silicagel puede regenerarse tantas veces como sea necesario, calentándolo en un horno a una temperatura de 150 . .:200°C.

Es conveniente la renovación del ambiente donde se realiza la reactivación para favorecer la evaporación de humedad. La operación durará hasta que el silicagel torne a su estado activo, que se manifiesta por la recuperación del color azul cristalino original.

El proceso de reactivación puede acelerarse removiendo el silicagel durante el período de calentamiento.

Convenientemente tratado el silicagel tiene vida casi ilimitada ya que puede ser reactivado sin que varíen sus propiedades químicas y físicas.

Es necesario evitar todo contacto del silicagel con el aceite, aún mínimas cantidades.

### IMPORTANTE:

El silicagel empapado en aceite adquiere una coloración marrón oscuro y hasta quedar negro. Una vez, que ha alcanzado este estado, ha perdido su propiedad de absorción, no pudiendo ya reactivarse.

El aceite del vaso del deshidratador puede ser el que contiene ,el transformador o 15w20 de uso comercial.

#### 4.3.1.5. TERMÓMETRO A CUADRANTE.

##### GENERALIDADES.

Este instrumento cumple las funciones de medición y protección del transformador.

Medición:

- a) *Permite medir la temperatura de la capa superior de aceite.*
- b) *Indica la temperatura máxima alcanzada por el transformador.*

Protección:

Al subir la temperatura y alcanzar los valores previamente establecidos cierra los contactos de:

1. *Señalización de alarma. Setear a 85°C.*
2. *Desconexión. Setear a 95°C.*

##### Ejecución.

El instrumento se ha previsto para su instalación a la intemperie, tanto en climas tropicales como en climas árticos.

Todas las piezas que componen dicho aparato se fabrican con materiales resistentes a la acción del tiempo y son sometidas a un tratamiento superficial anticorrosivo.

##### DESCRIPCIÓN.

Está compuesto por una caja estanca, de aluminio, con un visor de policarbonato, tras el cual se aprecian el indicador de temperatura y las escalas.

Por la parte inferior de la caja sale un tubo capilar flexible con su correspondiente sonda.

El sistema detector de la temperatura es del tipo de expansión (sin mercurio).

El tubo capilar de cromoniquel con acabado galvanoplástico de estaño está protegido por una cubierta de PVC.

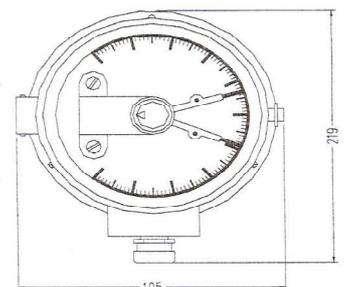
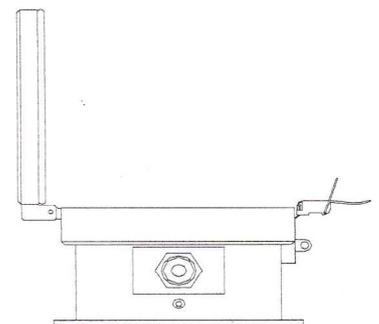
Las escalas con las cuales se regula la acción del instrumento son microconmutadores conectados a la placa de conexiones como conmutadores bidireccionales.

La aguja indicadora de máxima se reajusta desde el exterior del instrumento por medio de un destornillador.

-Escala 10 a 120°C.-

-Error de apreciación  $\pm 2^\circ\text{C}$ .-

-Diferencial (MARCACIÓN)  $5^\circ\text{C}$ .-



Temperaturas recomendadas:

-Alarma 85°C.-

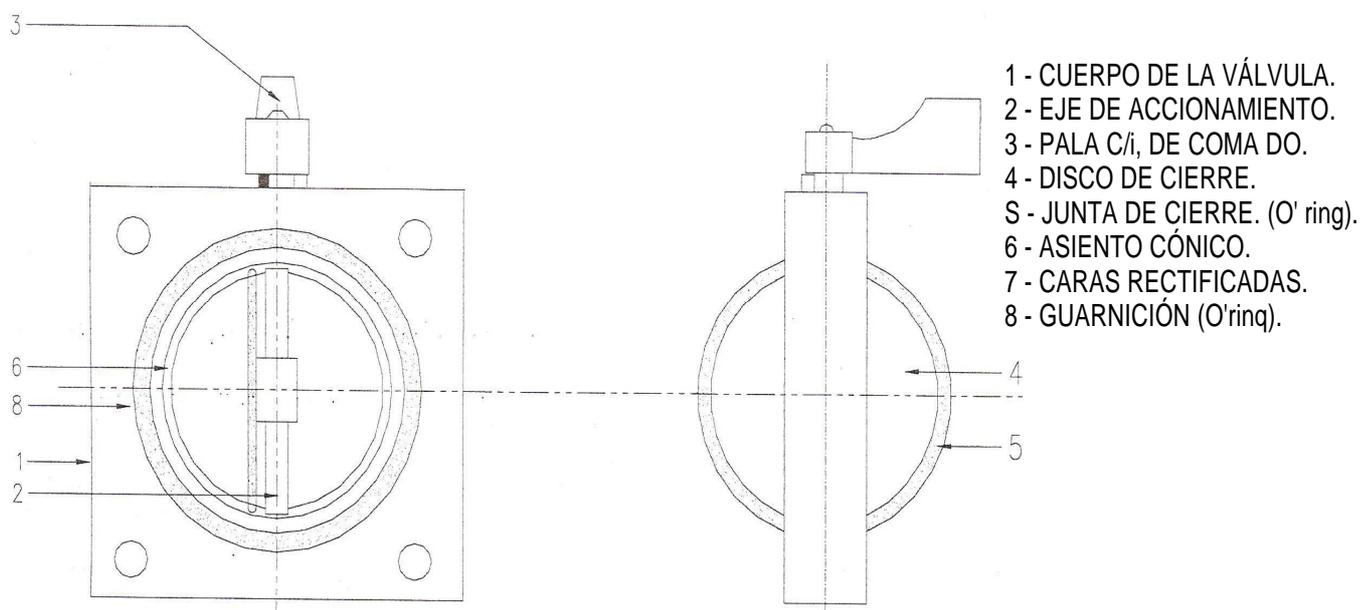
-Disparo 95°C.-

### PRECAUCIONES.

Para que la indicación del termómetro sea la correcta es necesario que la sonda se encuentre sumergida en aceite, de esta manera se facilita la transmisión de calor

Debe prestarse atención en el manipuleo del tubo capilar, evitando efectuar curvas cuyo radio sea menor a 50mm.

#### 4.3.1.6. VÁLVULA MARIPOSA



### GENERALIDADES.

Es un dispositivo que se agrega al conectar los grupos de radiadores y que permite desmontarlos sin pérdidas de aceite aislante.

Para su colocación se utilizan las uniones con bridas dispuestas en la cuba del transformador y en los grupos de radiadores.

Esta válvula consta de un cuerpo (1) sobre el cual va montado un eje (2) que es comandado desde el exterior por medio de una palanca (3).

La estanqueidad de eje está garantizada por una guarnición de goma que es prensada por una pieza metálica.

Sobre el eje y en la parte interior del cuerpo de la válvula se encuentra el disco de cierre (4) el cual lleva una junta de goma tipo O 'ring (5) en su periferia.

El interior del cuerpo, de forma cónica (6) proporciona un asiento perfecto sobre el que apoya el borde de goma del disco de cierre en la posición "CERRADO". De esta manera se logra la hermeticidad requerida por la válvula.

En la posición "ABIERTO", el disco de cierre permite el libre paso del fluido a través de la válvula.

El pasaje de la posición "CERRADO" a "ABIERTO" o viceversa se logra girando la palanca (3) 90°.

Sobre las caras rectificadas (7) del cuerpo de la válvula, se encuentran sendas cavidades que alojan guarniciones de goma sintética (8) resistente al aceite. Estas son comprimidas entre el cuerpo, y las bridas por medio de cuatro pernos roscados que aseguran la unión hermética entre las tres piezas (cuba-válvula-radiador).

#### PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO.

La válvula es probada con aceite de transformador.

Prueba de hermeticidad: son efectuadas primero sobre una cara y luego sobre la otra, con una presión sobre el aceite de 3 kg/cm<sup>2</sup> durante 15 minutos.

*Material de las partes metálicas:*            *Aluminio.*

*Material de los sellos:*                        *Vitón (para el o'rings entre la cuba y la válvula)*

*Acrilo nitrilo butadieno (para el resto de los o'rings)*

#### 4.3.1.7. VÁLVULA MARIPOSA CIERRE METAL-METAL

##### GENERALIDADES.

Es un dispositivo que se agrega al conectar los grupos de radiadores y que permite desmontarlos con mínimas pérdidas de aceite aislante.

Para su colocación se utilizan las uniones con bridas dispuestas en la cuba del transformador y en los grupos de radiadores.

Esta válvula consta de un cuerpo (1) sobre el cual va montado un eje (2) que es comandado desde el exterior por medio de una palanca (3). La estanqueidad del eje está garantizada por una guarnición de goma que es prensada por una pieza metálica.

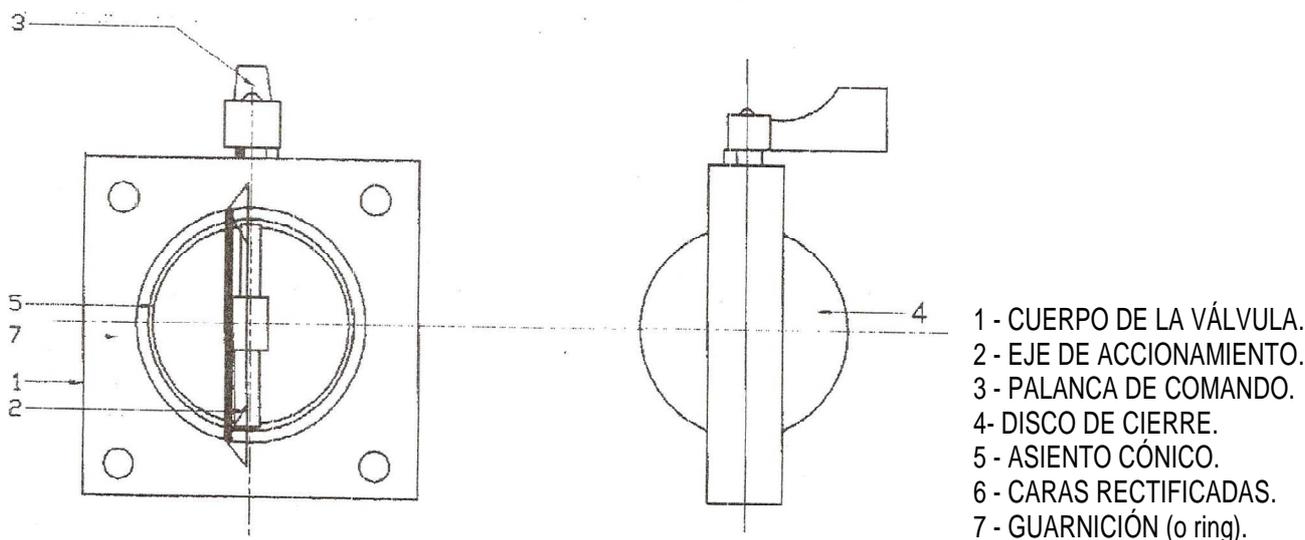
Sobre el eje y en la parte interior del cuerpo de la válvula se encuentra el disco de cierre (4).

El interior del cuerpo, de forma cónica (5) proporciona un asiento sobre el que apoya el disco cierre cuando la válvula se encuentra en posición "CERRADO". De esta manera se logra la hermeticidad requerida por la válvula cierre METAL - METAL

En la posición "ABIERTO", el disco de cierre permite el libre paso del fluido a través de la válvula.

El pasaje de la posición " CERRADO" a " ABIERTO" o viceversa se logra girando la palanca (3) 90°.

Sobre las caras rectificadas (6) del cuerpo de la válvula, se encuentran sendas cavidades que alojan guarniciones de goma sintética (7) resistente al aceite. Estas son comprimidas entre el cuerpo y las bridas por medio de cuatro pernos roscados que aseguran la unión hermética entre las tres piezas (cuba-válvula-radiador)



##### OBSERVACIONES.

Pérdida aproximada de aceite con la válvula cerrada: 100cm<sup>3</sup>/min, bajo una columna de aceite de 3m.

### 4.3.2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR

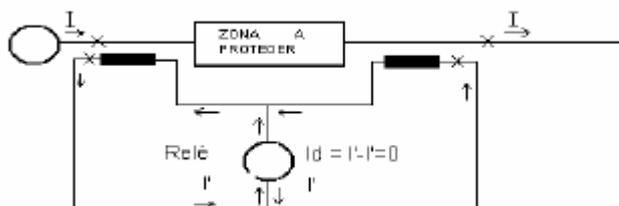
#### 4.3.2.1. Principio de funcionamiento

La protección diferencial sirve para proteger un elemento o sector cualquiera de la red, ya sea un transformador (en nuestro caso) o bien generadores, etc.

Esta requiere tantos juegos o conjuntos de transformadores de intensidad, como extremos (o derivaciones) tenga la sección o zona protegida.

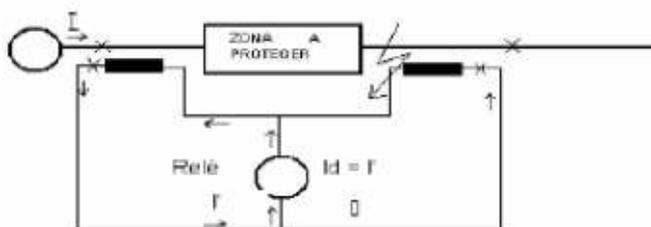
Los secundarios de los TI's están interconectados por unos hilos pilotos a través de los elementos de medida del relé diferencial, que describiremos posteriormente; en éste último tiene lugar la comparación (en módulo y argumento) de las intensidades de cada fase entre los extremos de la zona protegida. En condiciones de funcionamiento normal e incluso en el caso de fallas de cualquier tipo fuera de la zona protegida, la suma de todas las corrientes que entran en la zona es igual a la suma de todas las corrientes que salen de la misma (1ª ley de Kirchhoff), en consecuencia, para cada una de las fases, la diferencia entre la corriente total entrante y la corriente total saliente (corriente diferencial) es cercana a cero y la protección diferencial se mantiene estable sin trabajar.

Véase en la siguiente figura:



*Falla externa. No dispara el relé*

En el caso de falla dentro de la zona protegida circula una corriente por el relé diferencial (de baja impedancia interna) que produce el disparo del mismo. En la figura siguiente se muestra el caso de alimentación por un solo extremo y toda la corriente de falla actúa íntegramente como corriente diferencial.



*Falla interna. Produce el disparo del relé*

#### 4.3.2.2. Transformadores auxiliares

El valor secundario de las intensidades es prácticamente idéntico, pero a causa de las conexiones del transformador se introduce un desfase de  $30^\circ$ , que por supuesto deberemos corregir mediante la instalación de transformadores auxiliares, tanto el desfase como el módulo de la magnitud, por lo que se instalarán tres transformadores auxiliares uno por cada fase.

#### 4.3.2.3. Aspectos al disparo del relé

Se debe tener en cuenta también, cuando el transformador de potencia cambia a otra toma aparecerá una cierta corriente diferencial la cual no debe producir el disparo del relé. Si por ejemplo el cambiador de tomas tiene un margen de regulación del 10 % con relación a la toma central esto quiere decir que en las tomas extremas circulará una corriente diferencial de 0,10 veces la intensidad de carga. Por lo que se deberá tener en cuenta a la hora de calcular la intensidad de disparo del relé.

#### 4.3.2.4. Conexión del relé diferencial

El conexionado entre los transformadores de intensidad principales, los transformadores de intensidad auxiliares y los propios relés diferenciales debe efectuarse de tal forma que el relé sea estable, no solo para la carga normal sino también para cualquier tipo de falla externa y dispare con seguridad para fallas que se presenten dentro de la zona limitada por los TI's principales.

El proceso a seguir es el siguiente:

- Compensar el desfase, entre las corrientes de ambos lados del transformador de potencia, para que las corrientes secundarias que lleguen al relé diferencial estén en fase cuando el transformador de potencia esté en carga o sometido a falla externa. La forma más normal de conseguir esto es disponer, en los secundarios de los TI's principales, de un juego de tres transformadores auxiliares de intensidad monofásicos formando una "réplica" del transformador de potencia.
- Seleccionar la relación de transformación de estos TI's auxiliares para que con el transformador de potencia en carga y en la toma central, las corrientes en los elementos de frenado del relé sean iguales; de esta manera la corriente diferencial debe ser cercana a cero. Comprobar que, en caso de falla externa a tierra, en cualquier lado del transformador de potencia, no pasa corriente de desequilibrio por los elementos diferenciales de la protección. Si pasara, instalar un filtro de componente homopolar para impedir que dicha corriente atraviese los elementos diferenciales de la protección.

#### **4.3.3. PROTECCIÓN DE CUBA**

La misión de esta protección es detectar fallas internas en los transformadores que deriven en un contacto a la masa del tanque.

El tiempo de actuación del relé, deberá ser tal que no exceda de 30 ms.

Será necesario que las ruedas de los transformadores estén aisladas de tierra, se consideran que están aisladas con un aislamiento mínimo de  $25 \Omega$ .

El relé debe ser monofásico, de sobreintensidad, instantáneo, y dispone de elemento de medida de intensidad.

Esta protección no dará el disparo, únicamente señala el contacto a masa. Por lo que, se conectará un transformador de intensidad en la puesta a tierra de la masa del transformador de potencia. El mismo tendrá un núcleo para medida y no para protección, para que así el núcleo se sature rápidamente, y así no reproducir una corriente primaria elevada en el secundario.

El tiempo de actuación no es relevante pues sólo señala la falla, de que ha habido corriente a tierra.

#### **4.3.4. PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE LLEGADA**

Las líneas de llegada están sometidas permanentemente a las consecuencias de los fenómenos meteorológicos y a los riesgos de ser afectadas por circunstancias totalmente ajenas a la explotación. Como elemento que enlaza productores y usuarios, cualquier interrupción en la línea, interrumpe la alimentación de energía. Por estos motivos resulta importante una rápida y eficaz protección de las líneas.

En la sección 8 "Equipamiento de la SET" se calcula dicha protección

#### **4.3.5. PROTECCIÓN DE SOBREENSIDAD**

Para esta protección es necesario medir las corrientes en los devanados de alta tensión del transformador.

El relé de protección dispondrá de elementos de medida y con curvas de actuación por sobreintensidad a tiempo dependiente. El valor de arranque de los elementos de sobreintensidad a tiempo dependiente de fases debe permitir sobrecargas transitorias, y se ajustará entre el 130 y el 160 % de la corriente nominal del circuito.

En los elementos de sobreintensidad a tiempo dependiente, será posible utilizar cualquiera de las curvas  $I-t$  habituales; es decir:

- Normal inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

#### **4.4. Coordinación y ajuste del sistema de protecciones**

Todas las protecciones antes mencionadas solo proveen la señal al **Reconectador Automático** que tiene la capacidad de recibir todas las señales y configurarse para cumplir las funciones de protección y de interruptor a la vez.

En la **sección 8 "Equipamiento de la SET"** se detallan sus características

Los ajustes que a continuación se desarrollan para las distintas protecciones serán de tal forma que la actuación de las protecciones sea siempre de manera selectiva.

El principio de selectividad implica que ante una falla que produzca perturbación en el sistema eléctrico a proteger, las protecciones deberán aislar el elemento en falla minimizando el número de partes afectada, es decir, eliminando el elemento en falla.

Las necesidades de los sistemas de protecciones son:

- Seguridad de las personas: Para evitar tensiones de paso y contacto de valores reales como resultado de la canalización a tierra de una falla con referencia a tierra, se instalará en la subestación un malla de tierra de dimensiones tales que no presente valores de tensiones de paso y contacto peligrosas para la máxima falla.
- Seguridad de la aparamenta e instalaciones: Las protecciones actuarán de manera selectiva para proteger a todas las instalaciones conectadas a la red ante fallas que suponen elevados valores térmicos y fuerzas electrodinámicas. La finalidad de la actuación de las protecciones será protegerlas reduciendo el tiempo de situación de perturbación
- Estabilidad del sistema: La actuación selectiva de las protecciones eliminará el o los elementos en falla a través de la apertura de la mínima cantidad de elementos conectados a la red. El objetivo es por tanto asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

#### **4.5. Sistema de contención de aceite**

##### ***4.5.1. Introducción***

Los sistemas de contención de aceite deberán proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera derramarse de los equipos, mediante depósitos independientes del sistema de drenaje de agua.

Para evitar la contaminación del suelo con aceite, los transformadores o reactores, se encontrarán montados sobre bases ubicadas en piletas o bateas de recolección de emulsión de agua y aceite, proveniente de la unión de agua de lluvias en el caso de instalaciones a intemperie o de extinción en caso de un incendio y aceite producto de eventuales averías o fallas en la estanqueidad de las máquinas o derrames durante incendios.

La emulsión que se forma entre el agua y el aceite, deberá pasar a las bateas a través de rejillas arrestallamas y de allí derivarse al separador de agua y aceite.

Según el diseño de las instalaciones, pueden existir casos donde cada máquina contiene su propio separador o casos donde existe un separador común para varias bateas, las que están vinculadas mediante un caño colector.

El objetivo fundamental del separador, es producir la separación del agua de lluvia o extinción y el aceite proveniente de los transformadores o reactores, para derivar el aceite hacia una cisterna y el agua a la red de desagües pluviales.

#### **4.5.2. Diseño de Batea de Recolección de aceite**

Para este caso particular como se trata de una playa con un único transformador se diseña una batea de recolección.

Según datos del transformador en cuestión este posee una masa de Aceite de:

$$M_{ac} = 2410 \text{ kg}$$

El aceite recomendado para dicho transformador por el fabricante es Transformador 64 de YPF cuya densidad a 15°C es:

$$\gamma_{ac} = 860 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Por lo tanto el volumen aproximado de aceite contenido en el transformador es:

$$V_{ac} = \frac{M_{ac}}{\gamma_{ac}} = \frac{2410 \text{ kg}}{860 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 2,8 \text{ m}^3$$

Como regla Práctica se considera que la batea debe poseer una capacidad un 50% superior debido a agua que se pueda llegar a acumular debido a lluvias u otros eventos

Capacidad Mínima de la batea de recolección:

$$V_{batea} = 1,5 \cdot V_{ac} = 1,5 \cdot 2,8 \text{ m}^3 = 4,2 \text{ m}^3$$

Debido a las dimensiones del transformador, los lados de la batea serán de una longitud interior de:

$$L_{batea} = 3,6 \text{ m}$$

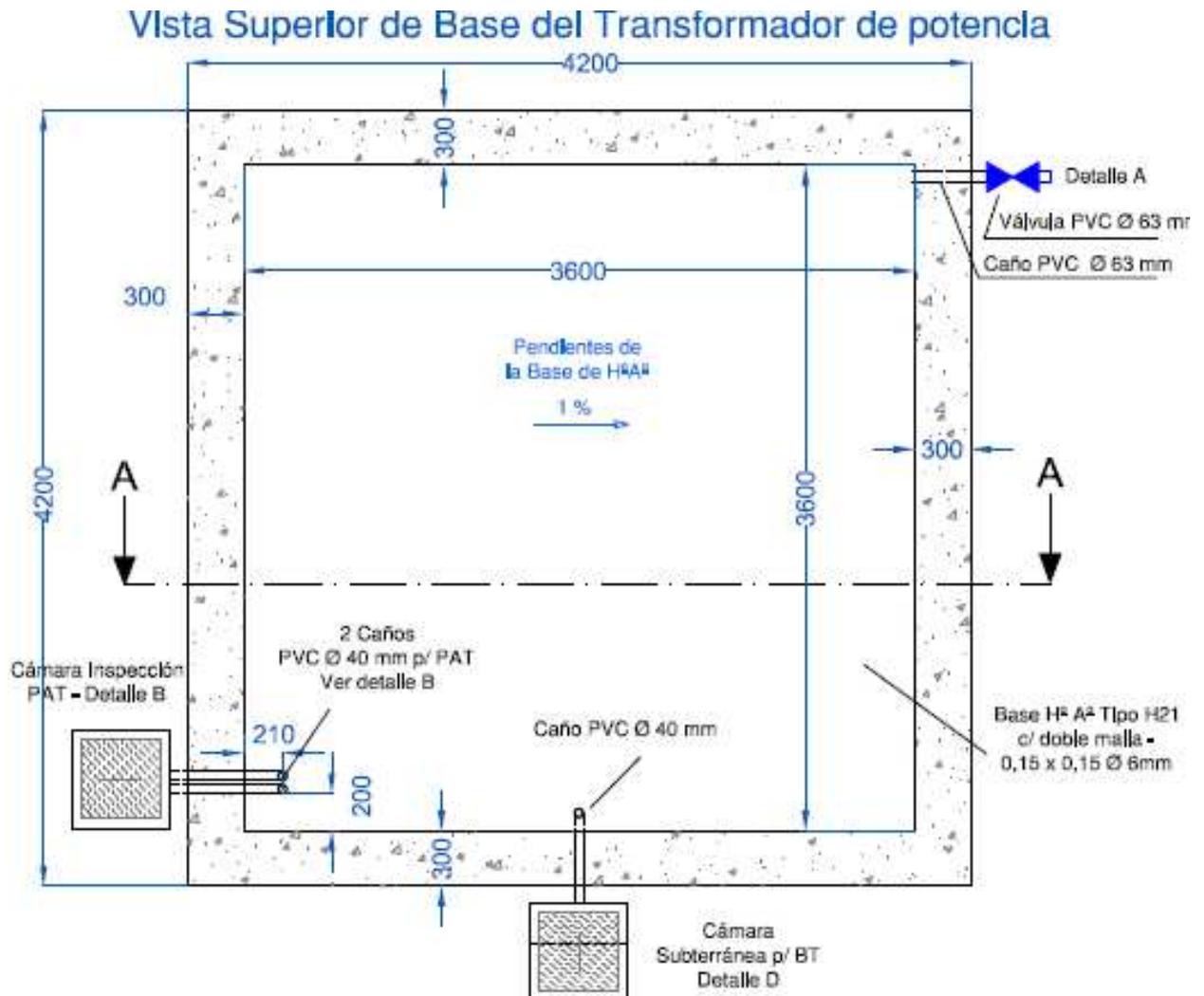
Por lo tanto la profundidad mínima de la batea será de:

$$A_{batea} = \frac{V_{batea}}{L_{batea} \cdot L_{batea}} = \frac{4,2 \text{ m}^3}{3,6\text{m} \cdot 3,6\text{m}} = 0,32 \text{ m}$$

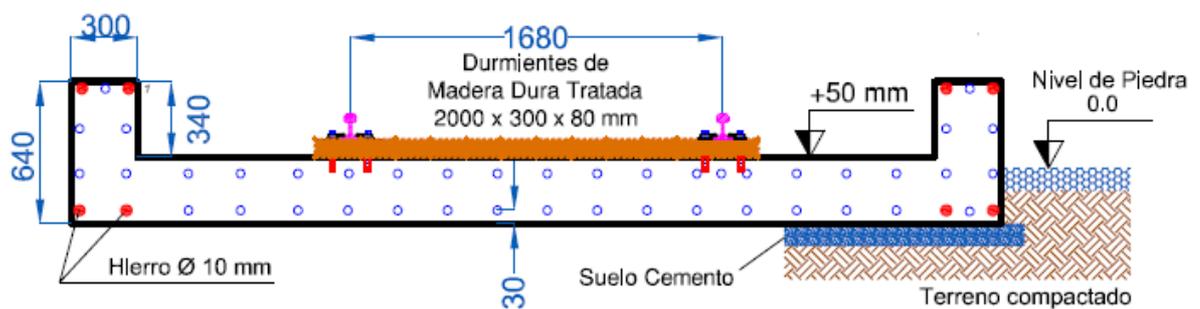
Se adopta una batea de dimensiones interiores de 3,6 metros de lados y una profundidad de 0,34 metros

A continuación se esquematiza dicha batea

Para mayores detalles recurrir al Plano N°7 "Base del Transformador"



### Corte de Base del Transformador de potencia



## **5. MALLA DE PUESTA A TIERRA**

A continuación se presenta el cálculo de la malla de tierra a implantar en la SET de Rebaje "Puerto Yerú" de 33/13,2 kV según las directivas de la norma IEEE 80 versión 2000.

### **5.1. Datos del sistema**

#### ***5.1.1. Resistividad del terreno.***

Las estimaciones de la resistividad basadas en una clasificación de suelos son insuficientes para el diseño.

Por lo tanto, deberán efectuarse mediciones en varios puntos del predio que ocupará la estación para conocer sus características geoelectricas.

Raramente se encuentran terrenos en los que la resistividad sea uniforme en toda el área y a una considerable profundidad. Típicamente, se encontrarán varias capas de diferente resistividad. El número de lecturas a efectuar deberá ser mayor cuanto mayor sea la dispersión, especialmente si los valores encontrados son muy altos. Se deberán determinar valores para diez puntos singulares de la playa a desarrollar como mínimo.

Deberá obtenerse información sobre temperatura y humedad del suelo al tiempo de la medición. Esta última tiene decisiva influencia en el valor de la resistividad.

Será conveniente realizar las mediciones con el terreno seco, por lo menos a una semana después de la última lluvia.

Por su influencia sobre la humedad permanente, el dato climático más importante es el del nivel de precipitaciones anuales.

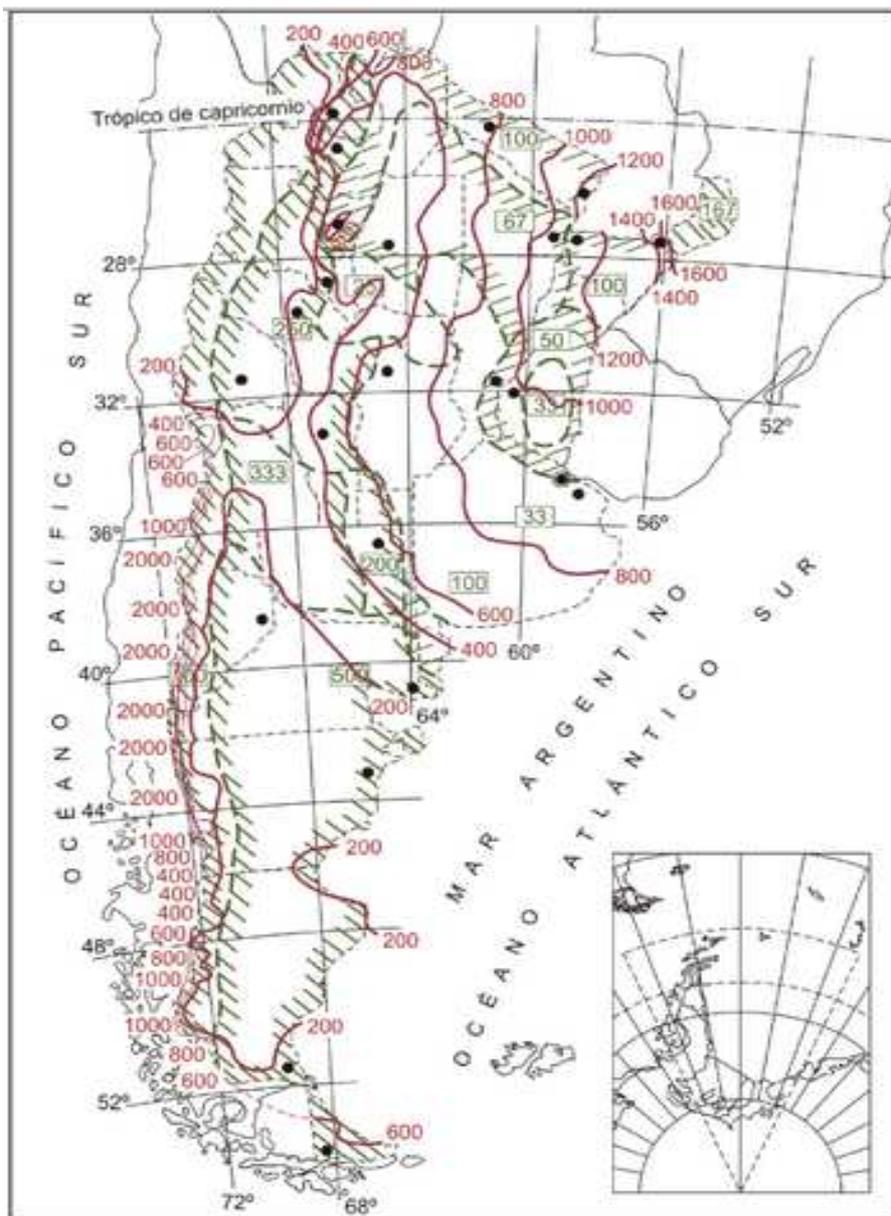
Los resultados a obtener del estudio geoelectrico, en cada uno de los puntos estudiados, deberán ser los siguientes:

- Valores de resistividad en las distintas capas.
- Espesor de cada capa.

Todas las instalaciones de la red nacional se diseñarán con una cubierta de piedra partida en las playas intemperie.

Por lo tanto, la resistividad de la capa superficial artificial ( $\rho_s$ ) resulta notablemente aumentada al cubrir el suelo con una capa de piedra partida.

A continuación se muestra un mapa de territorio argentino, donde se indican los valores de resistividad eléctrica del terreno y las isohietas, es decir, las líneas geográficas de igual precipitación media anual.



En base al mapa se escoge una resistencia promedio de suelo de 50  $\Omega$ .m

### 5.1.2. Sección mínima del conductor de tierra.

La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada en función de la corriente máxima previsible de falla, con la metodología desarrollada en la Sección 9 de la IEEE Std. 80.

No obstante, en el diseño de la red se ha mantenido, basado en un criterio de prevención de los daños producidos por corrosión, como sección mínima 50 mm<sup>2</sup>.

Además, para el caso de **suelos agresivos para el cobre**, el diseño deberá contemplar un estudio de la reducción de la sección durante la vida útil de la malla.

### **5.1.3. Geometría de la red.**

La geometría de la red de puesta a tierra deberá adaptarse a la ubicación en planta del equipamiento de la playa intemperie, tendiéndose los conductores en los corredores entre filas de los equipos, al costado de las bases.

Los espaciamientos típicos de los conductores de la red están entre 5m y 15 m, mientras que la profundidad normal es de 0,80 m.

El diámetro de los conductores normalmente empleados está entre 50 mm<sup>2</sup> y 250 mm<sup>2</sup> y tiene un efecto despreciable en el "potencial de malla".

El área de la playa intemperie es el factor individual geométrico determinante en la resistencia de dispersión de la red. Cuanto mayor sea dicho área, menor será la resistencia y en consecuencia menor la elevación de potencial y por ende el "potencial de malla".

### **5.1.4. Materiales para la red de PAT.**

En la elección de los materiales de puesta a tierra, deberá considerarse su resistencia a la corrosión en distintos medios y su compatibilidad para conectarse en las uniones de conductores y jabalinas o conductores y estructuras u otros.

En las estaciones transformadoras, por razones de confiabilidad, se usarán conductores de cobre (eventualmente, aunque menos recomendable, conductores de acero-cobre) y jabalinas de acero-cobre.

Los materiales a utilizar deberán ajustarse a las normas que se detallan a continuación:

- :: Jabalina cilíndrica de acero-cobre y sus accesorios: Norma IRAM 2309.
- :: Soldadura cuproaluminotérmica: Norma IRAM 2315.
- :: Conductores de Cobre desnudos: Norma IRAM 2004.
- :: Conductores de Cobre recubiertos con PVC: Norma IRAM 2143.
- :: Conductores de Acero recubiertos en cobre cableados en capas concéntricas: Norma IRAM 2467.
- :: Alambres de Acero recubiertos de cobre trefilado duro: Norma IRAM 2466.
- :: Alambres de Acero-Cobre: Norma ASTM B-227
- :: Código de práctica para Puesta a tierra de Sistemas Eléctricos:

#### **Norma IRAM 2281:**

*Parte I: Consideraciones generales.*

*Parte II: Guía de mediciones de magnitudes de puesta a tierra (resistencia, resistividades y gradientes).*

*Parte IV: Centrales, subestaciones y redes.*

## **5.2. Consideraciones constructivas y de montaje.**

### **5.2.1. Fundaciones.**

En las fundaciones, previo al hormigonado, deberán instalarse caños plásticos de diámetro mínimo 25 mm para el pasaje de los conductores de interconexión entre la malla de puesta a tierra y los equipos. Todos los cables de conexión deberán quedar protegidos para evitar que puedan ser dañados. Todos los bulones de conexión deberán ser accesibles para inspección.

Todas las armaduras de las fundaciones tendrán continuidad eléctrica mediante soldadura y serán conectadas a la malla de tierra mediante un chicote.

### **5.2.2. Malla de PAT y conexiones.**

Al margen de las necesidades específicas relativas a la resistividad del terreno y a las tensiones de paso y de contacto, la cuadrícula de la malla de tierra se densificará mediante el agregado de ramas adicionales en las proximidades de las estructuras aporricadas de retención de barras e hilo de guardia, los transformadores de medida y descargadores de sobretensión.

Las bajadas para conexión a la malla deberán ser conectadas, con la mínima longitud posible, a dos de los lados de la cuadrícula que rodean los pórticos y/o estructura soporte de equipo. Cada conexión deberá hacerse lo más cercana a los cruces de la malla. La sección de los cables de bajada deberá ser igual a la sección del cable de la malla de tierra.

Todas las conexiones de la malla deberán ser ejecutadas mediante soldadura exotérmica y las conexiones a equipos y estructuras mediante terminales y bulones.

Los descargadores de sobretensión, los transformadores de tensión y los neutros de los transformadores de potencia deberán estar conectados, además de su vinculación a la malla, a jabalinas con cámara de inspección.

Los descargadores deberán conectarse a la red de tierra de forma tal que las corrientes que drenen no afecten la zona de puesta a tierra de aparatos fuentes de señal (TI, TV, capacitores de acople).

La puesta a tierra del neutro de los secundarios de los transformadores de medida deberá ser realizada en la caja de conjunción de cada terna de transformadores.

### **5.2.3. Canales para cables.**

Los canales para el tendido de cables llevarán a lo largo, como mínimo, un conductor de la misma sección que la malla de puesta a tierra, al que se conectarán todos los soportes metálicos colocados dentro de los canales.

Dicho conductor deberá ser conectado a la malla de puesta a tierra cada 20 m como máximo.

#### **5.2.4. Cables.**

Los blindajes de los cables deberán ser conectados a tierra en ambos extremos de cada tramo con conexiones lo más cortas posibles, con las siguientes excepciones:

- Cables para el envío de señales de muy bajo nivel (por ejemplo termorresistencias o termocuplas), cuyo blindaje deberá ser conectado a tierra en un solo extremo, (el que corresponda al instalado en el edificio). Estos cables deberán, además, conducirse por cañería o por bandeja apantallante puesta a tierra cada 20 m.
- Cables provenientes de transductores del tipo doble apantallado; la pantalla interior, cinta de material no magnética, deberá ser conectada a tierra en un solo extremo ( lado RTU, donde se recepciona la señal), en tanto que la pantalla exterior, malla de cobre, deberá ser conectada a tierra en ambos extremos.

En todos los casos, el blindaje de los cables deberá ser conectado mediante un collar de cobre soldado a aquél y de la misma sección.

Todos los conductores libres de cables multifilares deberán ser conectados a tierra en ambos extremos.

Los blindajes de los cables provenientes de la playa de alta tensión, deberán ser conectados a tierra, a la entrada de los edificios, pudiendo luego proseguir y transitar en proximidad de otros circuitos y de aparatos electrónicos.

#### **5.2.5. Estructuras.**

En las estructuras metálicas, deberá asegurarse la continuidad, para permitirles actuar como conductor de puesta a tierra y deberán preverse los agujeros necesarios para la colocación de los bulones de conexión a la malla de puesta a tierra.

La puesta a tierra de funcionamiento de los seccionadores, transformadores de medida, capacitores de acoplamiento, deberá ser realizada mediante cables o pletinas de cobre de sección igual a la de la malla.

#### **5.2.6. Cerco perimetral.**

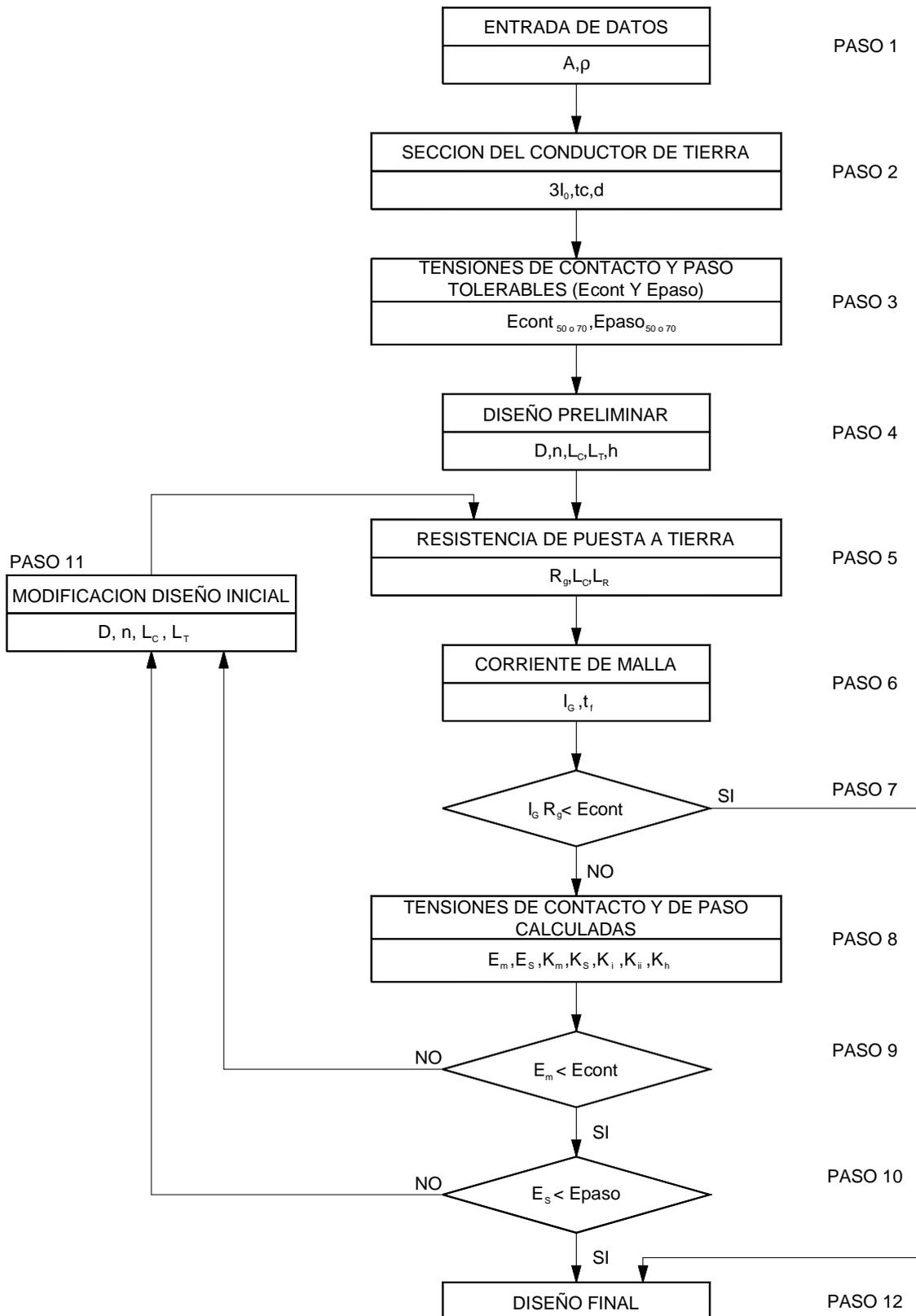
El cerco perimetral de acero cincado deberá conectarse a la red de puesta a tierra mediante conductores de cobre o acero-cobre. La conexión se efectuará con conectores de acero cincado o aluminio bifilares bimetálicos.

La malla de PAT deberá extenderse hacia fuera, mediante los conductores necesarios, para controlar la tensión de contacto en la parte exterior del cerco.

Se garantizará que todas y cada una de las secciones del cerco perimetral se encuentren conectadas a la red de tierra. Las puertas se conectarán al cerco mediante cintas flexibles de cobre estañado.

### 5.3. Metodología de cálculo según IEEE 80 (versión 2000)

A continuación se detalla el algoritmo de cálculo de una malla de PAT



#### 5.4. CALCULO DE MALLA DE PAT

En base a el método descrito anteriormente se realizan los cálculos necesarios para definir la geometría básica de diseño, para la malla de puesta a tierra de la SET Puerto Yerúa 33/13,2 kV.

El método aplicado corresponde a la norma IEEE Std 80 - 2000, donde se definen los siguientes parámetros y luego se realizan las verificaciones correspondientes:

Nombre	Cant.	Unidad	Descripción
If =	5000	[A]	corriente de falla a tierra
Sf =	1		factor de distribución de corriente
TCAP =	3,422	[J/cm <sup>3</sup> /°C]	factor de capacidad térmica (TCAP = f(mat. del conductor))
Ac <sub>a</sub> =	50	[mm <sup>2</sup> ]	sección del conductor adoptado
d =	0,0091	[m]	diámetro comercial del conductor adoptado
Ta =	40	[°C]	temperatura ambiente
Tm =	250	[°C]	máxima temperatura admisible
α <sub>0</sub> =	0,00413		coeficiente térmico de resistividad a 0°C
α <sub>r</sub> =	0,00381		Temperatura de referencia de las constantes del material del conductor.
tc =	0,7	[s]	tiempo de circulación de la corriente de falla
ρ <sub>r</sub> =	1,78	[μΩ.cm]	resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia
hs =	0,1	[m]	espesor de la capa superficial de roca partida
Cs =	0,7		factor de resistividad de la capa superficial
ρ <sub>1</sub> =	50	[Ω.m]	resistividad media del terreno a una profundidad H
ρ <sub>s</sub> =	3500	[Ω.m]	resistividad de la capa superficial
ts =	1	[s]	tiempo de duración del shock eléctrico para determinar la corriente admisible por el cuerpo humano
G =	70	[kg]	Peso estimado de una persona para la determinación de la tensión de contacto.
a <sub>g</sub> =	25	[m]	ancho de la grilla
l <sub>g</sub> =	40	[m]	largo de la grilla
D1 =	5	[m]	distancia entre conductores paralelos (medida según el eje de l <sub>g</sub> )
D2 =	5	[m]	distancia entre conductores paralelos (medida según el eje de a <sub>g</sub> )
n <sub>j</sub> =	8		número de jabalinas utilizadas
L <sub>j</sub> =	3	[m]	longitud promedio de 1 jabalina
d <sub>j</sub> =	0,019	[m]	diámetro de la jabalina
ρ <sub>j</sub> =	25	[Ω.m]	resistividad del terreno a la profundidad de jabalina
H =	1	[m]	espesor de la capa superior de resistividad ρ <sub>1</sub>
h =	0,8	[m]	profundidad de implantación de la grilla
tf =	0,7	[s]	tiempo de despeje de falla

### 5.4.1. Verificación de la sección del conductor utilizado

Del tipo de cobre duro cuyos parámetros se resaltan en la siguiente tabla extraída de la Pág. 42 de la Norma (ANSI / IEEE Std 80 – 2000):

Table 1—Material constants

Description	Material conductivity (%)	$\alpha_r$ factor at 20 °C (1/°C)	$K_0$ at 0 °C (°C)	Fusing <sup>a</sup> temperature $T_m$ (°C)	$\rho_r$ 20 °C ( $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ )	TCAP thermal capacity [J/(cm <sup>3</sup> ·°C)]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.00378	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod	20.0	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.00160	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod	9.8	0.00160	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.00320	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.03

Para un conductor de Cu recocido la temperatura Máxima admisible se escoge muy por debajo de la temperatura de fusión, por lo tanto  $T_m=250$  °C

A continuación se realiza el cálculo de la sección mínima del conductor

$$A_c [mm^2] = \frac{I_f}{1000} \sqrt{\frac{(t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r 10^4) / TCAP}{\ln \left[ 1 + \frac{(T_m - T_a)}{(K_0 + T_a)} \right]}} = \frac{5000}{1000} \sqrt{\frac{(0.7 \cdot 0.00381 \cdot 1.78 \cdot 10^4) / 3.42}{\ln \left[ 1 + \frac{(250 - 40)}{(242 + 40)} \right]}} = 24.96 mm^2$$

Este valor se encuentra ampliamente satisfecho ya que la sección utilizada es 50 mm<sup>2</sup> de cobre Recocido

#### 5.4.2. Cálculo de las tensiones de paso ( $E_{step}$ ) y de contacto ( $E_{touch}$ ) admisibles

Se dispondrá como recubrimiento superficial una capa de roca partida,  $h_s = 0,1$  [m] cuya resistividad se asume de  $3500$  [ $\Omega \cdot m$ ].

De los datos obtenidos en el correspondiente estudio de suelos se adopta un valor de la resistividad media a la profundidad  $h=0.8$  [m] de  $\rho_1=50$  [ $\Omega \cdot m$ ]

Se considera  $\rho_j$  a  $L_j \cong 25$  [ $\Omega \cdot m$ ]

El factor de reducción  $C_s$ , se obtiene mediante el gráfico que presenta la Fig. 8 - Pág. 41 de la Norma (ANSI / IEEE Std 80 – 2000), que permite su obtención, en función de  $h_s$  (espesor de la capa superficial de roca partida) y el coeficiente de reflexión  $K$  (Eq. 20 – Pág. 20 de Norma).

Para el cálculo de la  $E_{step}$  y  $E_{touch}$ , se asume que el cerco exterior no es fácilmente accesible, por lo que se adopta  $G = 70$ [kg]

Primero se Calcula  $C_s$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \cdot (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 \cdot h_s + 0.09} = 1 - \frac{0.09 \cdot (1 - \frac{50}{3500})}{2 \cdot 0.1 + 0.09} = 0.694$$

$$E_{step} = \frac{(1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s)}{\sqrt{ts}} \cdot 0,157 = \frac{(1000 + 6 \cdot 0.694 \cdot 3500)}{\sqrt{1}} \cdot 0,157 = 2445 \text{ [V]}$$

$$E_{touch} = \frac{(1000 + 1.5 \cdot C_s \cdot \rho_s)}{\sqrt{ts}} \cdot 0,157 = \frac{(1000 + 1.5 \cdot 0.694 \cdot 3500)}{\sqrt{1}} \cdot 0,157 = 729 \text{ [V]}$$

#### 5.4.3. Cálculo de la corriente de malla ( $I_G$ )

El mayor valor de corriente de falla a tierra entre los niveles de 33 y 13,2 kV define el valor de  $I_f$  a utilizar en el cálculo.

Dado que se ha considerado un  $ts = 0.7s$ , el factor ( $\Delta_f$ ) para tener en cuenta los efectos de la asimetría de la onda de corriente de falla se asume = 1.

En lo que respecta al valor de ( $S_f$ ) factor de división de corriente que relaciona la magnitud de corriente de falla con aquella fracción que efectivamente circula a través de la grilla hacia el terreno circundante, se asume por seguridad un valor de  $S_f = 1$ , es decir, a pesar de que pueda drenar corriente por el hilo de guardia, no se tiene en cuenta en el cálculo presente.

El último factor a tener en cuenta es ( $C_p$ ), aquel que considera el relativo incremento de la corriente de falla durante la vida útil de la S.E.T, se ha asumido  $C_p=1$

En el caso que se analiza, los estudios realizados indican que la  $I_{cc}$  presunta será del orden de :

- $I_{f_{33}} = 1 \text{ kA}$  en 33 kV
- $I_{f_{13,2}} = 1,5 \text{ kA}$  en 13,2 kV

Por tratarse de corrientes de cortocircuito muy chicas se estima un valor de corriente de cortocircuito de 5 kA como mínimo, este valor, conservador, se escoge para cubrir cualquier ocasión en la que se produzca una descarga atmosférica en la SET.

Resulta entonces  $I_g = I_f \cdot \Delta_f \cdot S_f \cdot C_p = 5 \text{ kA}$

#### 5.4.4. Cálculo de la resistencia de malla (RG)

##### 5.4.4.1. Geometría de la Malla de PAT

Para el cálculo de la resistencia del conductor de tierra se determinan las siguientes constantes geométricas de diseño

$$N_{ag} = \frac{ag}{D2} \cdot +1 = \frac{25}{5} \cdot +1 = 6 \qquad N_{lg} = \frac{lg}{D1} \cdot +1 = \frac{40}{5} \cdot +1 = 9$$

Se determina la longitud total del conductor enterrado:

$$L_c = N_{ag} \cdot l_g + N_{lg} \cdot a_g = 6 \cdot 40 + 9 \cdot 25 = 465 \text{ m}$$

Dado que en el diseño se ha previsto la ubicación de jabalinas en la parte interna de la malla de PAT y no se han provisto jabalinas en el perímetro de la misma, se utilizan las siguientes fórmulas:

Longitud equivalente debido a jabalinas

$$L_r = N_j \cdot l_j = 8 \cdot 3 \text{ m} = 24 \text{ m}$$

La longitud total equivalente de conductor enterrado.

$$L = L_c + L_r = 465 \text{ m} + 24 \text{ m} = 489 \text{ m}$$

El área cubierta por la malla de PAT es:

$$A = a_g \cdot l_g = 25 \text{ m} \cdot 40 \text{ m} = 1000 \text{ m}^2$$

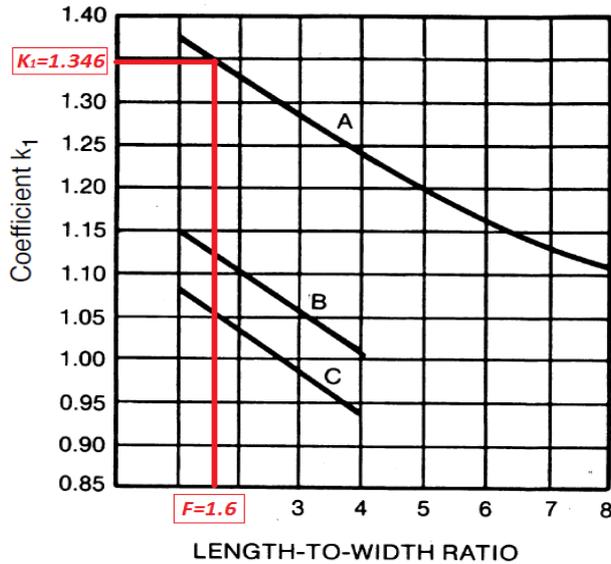
##### 5.4.4.2. Resistencia de Malla (RG)

Se investiga luego, el campo de existencia de la función que permite el cálculo de RG.

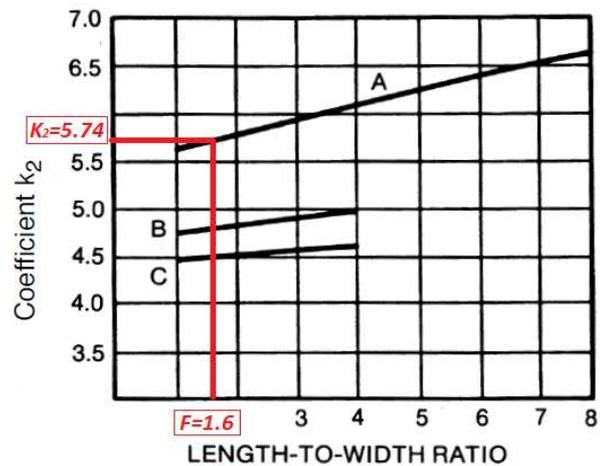
De dicho análisis surgen los valores de  $k_1$  y  $k_2$

La relación largo-ancho de la malla es:

$$F = \frac{l_g}{a_g} = \frac{40 \text{ m}}{25 \text{ m}} = 1,6 \text{ m}$$



CURVE A — FOR DEPTH  $h = 0$   
 $\gamma_A = -0.04x + 1.41$   
 CURVE B — FOR DEPTH  $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$   
 $\gamma_B = -0.05x + 1.20$   
 CURVE C — FOR DEPTH  $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$   
 $\gamma_C = -0.05x + 1.13$



CURVE A — FOR DEPTH  $h = 0$   
 $\gamma_A = 0.15x + 5.50$   
 CURVE B — FOR DEPTH  $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$   
 $\gamma_B = 0.10x + 4.68$   
 CURVE C — FOR DEPTH  $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$   
 $\gamma_C = -0.05x + 4.40$

Como  $\frac{1}{10} \cdot \sqrt{A} = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{1000 \text{ m}^2} = 3,16 \text{ m} \gg h (0,8 \text{ m})$

Utilizo las curvas A o sus respectivas ecuaciones.

$$K_1 = -0,04 \cdot F + 1,41 = -0,04 \cdot 1,6 + 1,41 = 1,346$$

$$K_2 = 0,15 \cdot F + 5,5 = 0,15 \cdot 1,6 + 5,5 = 5,74$$

La resistividad equivalente para las jabalinas es:

$$\rho_a = \frac{L_j \cdot \rho_1 \cdot \rho_j}{\rho_j \cdot (H - h) + \rho_1 (L_j + h - H)}$$

$$\rho_a = \frac{3 \text{ m} \cdot 50 \Omega\text{m} \cdot 25 \Omega\text{m}}{25 \Omega\text{m} \cdot (1 \text{ m} - 0,8 \text{ m}) + 50 \Omega\text{m} (3 \text{ m} + 0,8 \text{ m} - 1 \text{ m})}$$

$$\rho_a = 25,86 \Omega\text{m}$$

La resistencia de tierra de la red de malla es:

$$R_1 = \frac{\rho_1}{\pi \cdot L_c} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot L_c}{\sqrt{d \cdot h}} \right) + K_1 \left( \frac{L_c}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right]$$

$$R_1 = \frac{50 \Omega\text{m}}{\pi \cdot 465 \text{ m}} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot (465 \text{ m})}{\sqrt{0,0091 \text{ m} \cdot 0,8 \text{ m}}} \right) + 1,346 \left( \frac{465 \text{ m}}{\sqrt{1000 \text{ m}^2}} \right) - 5,74 \right]$$

$$R_1 = 0,799 \Omega$$

La resistencia de tierra de todas las jabalinas es:

$$R_2 = \frac{\rho_a}{2\pi \cdot N_j \cdot L_j} \left[ \ln \left( \frac{8 \cdot L_j}{d_j} \right) - 1 + 2 \cdot K_1 \left( \frac{L_j}{\sqrt{A}} \right) \cdot (\sqrt{N_j} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = \frac{25,86 \Omega \cdot m}{2\pi \cdot 8 \cdot 3 m} \left[ \ln \left( \frac{8 \cdot 3 m}{0,019 m} \right) - 1 + 2 \cdot 1,346 \left( \frac{3 m}{\sqrt{1000 m^2}} \right) \cdot (\sqrt{8} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 1,2 \Omega$$

La resistencia de tierra, mutua entre la malla y las jabalinas es:

$$R_{12} = \frac{\rho_a}{\pi \cdot L_C} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot L_C}{L_j} \right) + K_1 \left( \frac{L_C}{\sqrt{A}} \right) - K_2 + 1 \right]$$

$$R_{12} = \frac{25,86 \Omega m}{\pi \cdot 465 m} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot (465 m)}{3 m} \right) + 1,346 \left( \frac{465 m}{\sqrt{1000 m^2}} \right) - 5,74 + 1 \right]$$

$$R_{12} = 0,368 \Omega$$

La resistencia total de la malla de PAT es:

$$R_G = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_{12}} = \frac{0,799 \Omega \cdot 1,2 \Omega - (0,368 \Omega)^2}{0,799 \Omega + 1,2 \Omega - 2 \cdot 0,368 \Omega}$$

$$R_G = 0,652 \Omega$$

#### 5.4.5. Cálculo del gradiente (GPR)

En caso que  $GPR \geq E_{touch}$ , se deben calcular  $E_m$  y  $E_s$  (tensiones a comparar con las admisibles, determinadas en el paso 3).

$$GPR = I_G \cdot R_G = 5 kA \cdot 0,652 \Omega$$

$$GPR = 3260 V > E_{touch} = 794 V$$

Por lo tanto se debe calcular  $E_m$  y  $E_s$

#### 5.4.6. Cálculo de $E_m$ (tensión de malla) y $E_s$ (tensión de paso)

Para este cálculo se definen los siguientes factores:

La media geométrica del número de conductores en ambas direcciones es:

$$n = \sqrt{N_{lg} \cdot N_{ag}} = \sqrt{9 \cdot 6} = 7,35$$

Factor para jabalinas distribuidas solo en el interior de la malla y no en la periferia de la malla:

$$K_{ii} = (2 \cdot n)^{-\frac{2}{n}} = (2 \cdot 7,35)^{-\frac{2}{7,35}} = 0,481$$

El factor de corrección que tiene en cuenta la geometría de la malla es:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 0,644 + 0,148 \cdot 7,35 = 1,732$$

El factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla es:

$$K_h = \sqrt{1 + h} = \sqrt{1 + 0,8} = 1,3416$$

El factor de espaciado para el cálculo de la tensión de malla se calcula, adoptando D, que debe ser el mayor de los lados de la cuadrícula de la malla de PAT, según la siguiente fórmula:

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

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{(5m)^2}{16 \cdot 0,8m \cdot 0,0091m} + \frac{(5m + 2 \cdot 0,8m)^2}{8 \cdot 5m \cdot 0,0091m} - \frac{0,8m}{4 \cdot 0,0091m} \right) + \frac{0,481}{1,3416} \cdot \ln \left( \frac{8}{\pi(2 \cdot 7,35 - 1)} \right) \right] = 0,818$$

En este paso, la tensión de malla se calcula con la siguiente expresión:

$$E_m = \frac{\rho_1 \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_T} = \frac{50 \Omega m \cdot 5 kA \cdot 0,818 \cdot 1,732}{489 m}$$

$$E_m = 724,3 V < E_{touch} = 729,1 V \quad \text{Se verifica la condición para la tensión de malla.}$$

Para un valor de la profundidad de la malla de PAT comprendido entre  $0,25 m < h < 2,5 m$  el factor de espaciado para el cálculo de la tensión de paso es:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1 - 0,5^{n-2}}{D} \right]$$

Donde n es el mayor entre los valores  $N_{ag}$  o  $N_{lg}$

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1 - 0,5^{n-2}}{D} \right] = 0,317$$

En este paso, la tensión de paso se calcula con la siguiente expresión:

$$E_S = \frac{\rho_1 \cdot I_G \cdot K_S \cdot K_i}{L_T} = \frac{50 \Omega m \cdot 5kA \cdot 0,317 \cdot 1,732}{489 m} = 281 V$$

$$E_S = 281 V < E_{step} = 2445 V \quad \text{Se verifica la condición para la tensión de paso.}$$

En caso de no cumplirse la anterior condición, se debe modificar el diseño de la malla de PAT, pudiendo calcularse la longitud aproximada de conductor necesaria a agregar a través de la siguiente expresión:

$$L_{nec m} = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho_1 \cdot I_G \cdot \sqrt{t_S}}{0,116 + 0,235 \cdot C_S \cdot \rho_S}$$

#### 5.4.7. Conclusiones

En función de los resultados obtenidos se ha definido la geometría básica de diseño de la malla de puesta a tierra de la SET Puerto Yerúa, utilizando una cuadrícula de 5m x 5m en toda la SET, de conductores de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

## **6. SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS**

### **6.1. CABLES DE GUARDIA**

La playa intemperie (barras, conexiones y equipos) es protegida de las descargas atmosféricas mediante un rectángulo de cables de guardia.

Los cables se tienden entre puntos de sujeción constituidos por los terminales de las líneas, pórticos de barras y columnas colocadas para ese efecto.

Ocasionalmente se colocan pararrayos de punta, para proteger zonas donde es difícil o inconveniente la colocación de cables de guardia.

La descarga del rayo sobre los conductores puede provenir de un impacto directo o de un cebado del arco en la aislación, desde la estructura (cebado inverso). Esta última alternativa es muy poco probable en una SET, ya que depende de la resistencia de la puesta a tierra que, en este caso, es muy baja. Queda, por lo tanto, la eventualidad de que un rayo penetre el blindaje de los cables de guardia y caiga directamente sobre los conductores y equipos.

Un buen blindaje contra la penetración de las descargas es de primordial importancia, ya que el buen funcionamiento de los descargadores que protegen los equipos es función de la distancia entre el punto en que incide la descarga sobre los conductores de fase y los equipos de la SET. Los cálculos que se realizan en ese sentido se basan en que las descargas penetran en la línea como mínimo a una cierta distancia, que generalmente es del orden del Km. Una descarga más cercana produce falla, por lo que es indispensable un blindaje lo más perfecto posible en la SET.

#### **6.1.1. MATERIAL Y SECCIÓN**

Si bien el cable de guardia tiene una función primordial de apantallamiento de la SET contra las descargas atmosféricas, interviene activamente en la conducción de las corrientes de cortocircuito unipolares, por lo que su dimensionamiento debe tener en cuenta esta circunstancia, que normalmente es la condición más crítica.

Para la elección del material y sección, debe tenerse, en cuenta:

##### **Conducción de la corriente del rayo:**

Puede comprobarse que las menores secciones del cable de guardia seleccionadas son suficientes, según una impedancia baja y un limitado calentamiento durante la conducción de la corriente.

En efecto, aunque la corriente puede llegar a centenares de kA, su duración es tan breve que no compromete el calentamiento del cable de guardia.

Requisitos mecánicos:

La tensión de tendido del cable de guardia es bastante menor a la máxima admisible, significando esto un ahorro de carga a aplicarse sobre los apoyos.

Como desde el punto de vista eléctrico basta en general una sección reducida, menor que la de los conductores de fase, para lograr la condición de una menor flecha, debe adoptarse un material que soporte una mayor resistencia a la tracción:

Para las Subestaciones de 33/13,2 kV se recomienda conductores de guardia de acero cincado de 35 mm<sup>2</sup> de sección.

**6.1.2. Calculo Mecánico del conductor de guardia de la SET**

El cálculo se efectúa partiendo de la flecha deseada para el mismo, para calcular la tensión en el estado de temperatura media anual; Las demás tensiones y flechas se obtienen valiéndose de las ecuaciones de cambio de estado.

De todos modos, deben tenerse en cuenta los límites usuales para los cables de acero:

- ✓ Para el estado de temperatura media anual  $\sigma \leq 18 \text{ daN/mm}^2$
- ✓ Para cualquier otro estado  $\sigma \leq 1/3 \sigma_{rotura}$

En el primer caso, para evitar eventuales problemas por vibraciones. Si la flecha adoptada ocasiona una tensión por encima del valor indicado, será necesario adoptar una flecha mayor, debiéndose en consecuencia redimensionar el cabezal de la estructura, procediendo a ubicar el cable de guardia más alto, para permitir una correcta protección en todo el vano.

Otra posibilidad sería adoptar un cable de mayor sección.

6.1.2.1. Características del conductor de guardia Adoptado

Se adopto un conductor de acero MN101 de las siguientes características

<b>Datos del Conductor de Guardia</b>	
Material	Acero
Sección nominal	35 mm <sup>2</sup>
Diámetro exterior	7,5 mm
Carga de rotura	1760 daN
Vano del hilo de guardia	40 m
Peso del Conductor	269 daN/km
Flecha Máxima	0,2 m
Modulo de Elasticidad	2000 daN/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación	11x10 <sup>-6</sup> °C <sup>-1</sup>

#### 6.1.2.2. Estados atmosféricos.

Para realizar el cálculo mecánico de los conductores, deben considerarse las condiciones de carga correspondientes a la zona climática a la que pertenece el lugar donde se ubica la Subestación Transformadora.

Los estados atmosféricos están caracterizados por diversas combinaciones de temperatura, velocidad de viento y eventuales sobrecargas de hielo.

Los estados atmosféricos a considerar son 5 y fueron detallados en la sección 2.1.3 Condiciones climáticas, en la página 13 del presente proyecto.

#### Determinación de la carga del viento sobre el conductor.

Se aplican las ecuaciones y principios de cálculo indicadas en el inciso 10.2.2. de AEA 95301.

La fuerza del viento sobre el conductor de guardia se calcula con los siguientes parámetros:

#### Velocidad del viento.

Según el Anexo C de AEA 95301 la velocidad del viento para la zona de Puerto Yerúa es:

$$V_{max} = 36 \text{ m/s}$$

#### Viento medio.

De no contar con datos directos para la determinación de los vientos medios se toma el 40 % de la velocidad del viento máximo de diseño.

$$V_{med} = 0,4 \cdot V_{50} = 14,4 \text{ m/s}$$

#### Factor que depende de la densidad del aire.

El factor de densidad del aire  $Q$ , convierte la energía cinética del movimiento del aire en presión.

$$Q = 0,0613 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 0,0601 \frac{\text{daN}}{\text{m}^3}$$

#### Factor del terreno.

El factor de terreno se determina mediante la tabla 10.2-f- factores de terreno de AEA, considerando la categoría de exposición B y altura sobre el nivel del terreno igual a 10 m.

$$Z_p = 0,72$$

#### Factor de carga.

El factor de carga se determina mediante la tabla 10.2-b- factores de carga de AEA, considerando que la línea es de clase "B" y el periodo de recurrencia es igual a 50 años.

$$F_c = 1$$

Factor de ráfaga.

El factor de ráfaga se aplica a líneas aéreas de vanos extensos, en el caso en estudio, el vano es muy pequeño, debido a que no superara los límites del terreno de la SET, por lo tanto:

$$G_w = 1$$

Coefficiente de presión dinámica o de forma.

Para conductores y cables de guardia se recomienda el siguiente coeficiente de forma.

$$C_f = 1$$

Área proyectada.

Es el área longitudinal del conductor donde incide el viento perpendicularmente. Esta área es igual al producto del diámetro del conductor y la longitud del vano.

La longitud del vano es justamente la longitud del terreno de la SET Puerto Yerúa:

$$L_v = 40 \text{ m}$$

El diámetro del conductor es:

$$d_c = 7,5 \text{ mm}$$

El Angulo de incidencia de viento sobre el conductor es:

$$\alpha = 0^\circ$$

El área proyectada del vano es:

$$A_p = L_v \cdot d_c = 40\text{m} \cdot 0,0075 \text{ m} = 0,3 \text{ m}^2$$

6.1.2.3. Cargas específicas.

El peso propio y las sobrecargas constituyen las componentes de las cargas específicas que se emplean en el cálculo del conductor

6.1.2.4. Peso propio del conductor.

Se Denomina:

- g al peso específico del conductor.
- $\gamma$  a la masa por unidad de longitud del conductor.
- S a la sección real del conductor.

$$\gamma = 269 \frac{\text{daN}}{\text{km}} ;$$

$$S = 35 \text{ mm}^2 ;$$

$$g = \frac{\gamma}{S} = \frac{269 \text{ daN}}{35 \text{ mm}^2 \cdot \text{km}} = 7,68 \frac{\text{daN.}}{\text{mm}^2 \cdot \text{km}}$$

Carga aerodinámica máxima.

Primero se calcula la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud para el estado de máximo viento.

La fuerza del viento sobre el conductor de guardia, por unidad de longitud es:

$$F_{max(III)} = \frac{Q \cdot (Z_p \cdot V_{max})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_f \cdot L_v \cdot d_c \cdot \cos(\alpha)^2}{L_v}$$

$$F_{max(III)} = \frac{0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot \left(0,72 \cdot 36 \frac{m}{s}\right)^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (1) \cdot 40 m \cdot 0,0075 m \cdot (1)^2}{0,04 km}$$

$$F_{max(III)} = 302,83 \frac{daN}{km}$$

La carga aerodinámica específica es la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud por unidad de sección:

$$g_v = \frac{F_{max(III)}}{S} = \frac{302,83 daN}{35 mm^2 \cdot km} = 8,65 \frac{daN}{mm^2 \cdot km}$$

Carga aerodinámica media.

La misma se calcula con la fuerza del viento sobre el conductor dada por el viento medio, el cual es igual al 40 % del viento máximo.

$$F_{med(IV)} = \frac{Q \cdot (Z_p \cdot V_{med})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_f \cdot A_p \cdot \cos(\alpha)^2}{L_v}$$

$$F_{med(IV)} = \frac{0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot \left(0,72 \cdot \frac{14,4m}{s}\right)^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (1) \cdot 40 m \cdot 0,0075 m \cdot (1)^2}{0,04 km}$$

$$F_{med(IV)} = 48,45 \frac{daN}{km}$$

La carga aerodinámica específica es la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud por unidad de sección:

$$g'_v = \frac{F_{med(IV)}}{S} = \frac{48,45 daN}{35 mm^2 \cdot km} = 1,384 \frac{daN}{mm^2 \cdot km}$$

### 6.1.2.5. Cargas específicas para cada estado.

A continuación se detallan las cargas para los 5 estados determinados por la Norma AEA N° 95301, con sus valores calculados

Estado climático	CARACTERISTICA	CARGA ESPECIFICA	
		[daN/mm <sup>2</sup> . km]	COMENTARIO
I	Temperatura máxima	$g_I = g = 7,68$	Peso Propio
II	Temperatura mínima	$g_{II} = g = 7,68$	Peso Propio
III	Viento máximo	$g_{III} = (g^2 + g'_v{}^2)^{0,5}$ $g_{III} = 11,567$	Carga Aerodinámica Máxima
IV	viento medio	$g_{IV} = (g^2 + g'_v{}^2)^{0,5}$ $g_{IV} = 7,804$	Carga Aerodinámica Media
V	Temperatura media anual	$g_V = g = 7,68$	Peso Propio

### 6.1.2.6. Tensiones mecánicas admisibles por el Hilo de Guardia

Como se detallo anteriormente se definen los limites de tensiones admisibles para hilos de guardia de acero cincado según:

#### Tensión Mecánica Admisible para estado V

Este es el estado de temperatura media anual y se exige que la tensión mecánica no supere:

$$\sigma_{Vadm} = 18 \frac{daN}{mm^2}$$

#### Tensión Mecánica Admisible para los demás estados

Para los demás estados atmosféricos se exige que la tensión mecánica no supere:

$$\sigma_{Iadm} = \sigma_{IIadm} = \sigma_{IIIadm} = \sigma_{IVadm} = \frac{1}{3} \cdot \sigma_{rotura} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1760 daN}{35 mm^2} = 16,76 \frac{daN}{mm^2}$$

### 6.1.2.7. Flecha del cable de guardia en el estado V (temperatura Media Anual)

Este valor es justamente el que se define de proyecto, en el caso de la SET de puerto Yerúa se decidió que la flecha del hilo de guardia no sea mayor a 0,4 metros. para asegurar la protección de todos los equipos instalados en la misma.

$$f_{HG-V} < 0,4 m$$

6.1.2.8. Tensión mecánica en el estado V (temperatura Media Anual)

Cuando ambas estructuras de un vano se encuentran a igual nivel, la tensión mecánica del conductor en el mismo se puede calcular mediante la ecuación:

$$\sigma_V = \frac{a^2 \cdot g_V}{8 \cdot f_{HG-V}} = \frac{(40m)^2 \cdot \frac{7,68 \text{ daN}}{\text{mm}^2 \cdot \text{km}} \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}}}{8 \cdot 0,4m} = 3,84 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

Donde:

- $g_V$  es la carga específica del conductor.
- $a$  es la longitud del vano.
- $\sigma_V$  es la tensión del estado V (temperatura media anual).
- $f_{HG-V}$  es la flecha máxima del estado V (temperatura media anual).

Del cálculo anterior se concluye que

$$\sigma_V = 3,84 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2} < 18 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

El hilo de guardia verifica el tiro admisible para una flecha máxima de 0,4 metros

6.1.2.9. Tensión de trabajo para los demás estados:

Por medio de la ecuación de cambio de estado se calcula la tensión de trabajo en el estado climático I, partiendo del estado climático (V) hallado anteriormente:

$$\sigma_V - \frac{a^2 \cdot E}{24} \cdot \frac{g_V^2}{\sigma_V^2} = \sigma_I - \frac{a^2 \cdot E}{24} \cdot \frac{g_I^2}{\sigma_I^2} + \alpha \cdot E \cdot (T_I - T_V)$$

La solución de esta ecuación no es sencilla ya que se trata de hallar las raíces de un polinomio;

Se utiliza un programa de cálculo para determinar las raíces del mismo y se desechan los valores físicamente imposibles.

Como se explico anteriormente se determinan los demás estados de manera análoga.

A continuación se detallan los valores obtenidos de tensiones de trabajo para todos los estados, y además se puede comprobar que dichos valores no superan los máximos admisibles para cada estado.

Ancho de vano a [m]	Tensiones de trabajo y admisibles para cada estado [daN/mm <sup>2</sup> ]									
	Estado I		Estado II		Estado III		Estado IV		Estado V	
	$\sigma_I$	$\sigma_{IAdm}$	$\sigma_{II}$	$\sigma_{IIAdm}$	$\sigma_{III}$	$\sigma_{IIIadm}$	$\sigma_{IV}$	$\sigma_{IVadm}$	$\sigma_V$	$\sigma_{Vadm}$
40,00	2,73	16,77	6,25	16,77	5,24	16,77	5,66	16,76	3,84	18,00

El hilo de guardia verifica el tiro admisible en todos los estados atmosféricos, para una flecha máxima de 0,4 metros

### 6.1.3. Cálculo de estructura de Hilo de Guardia-Poste Simple

En este inciso se dimensionan las estructuras que soportaran al hilo de guardia, las mismas consisten en dos postes simples de hormigón armado que cumplen la función de estructuras terminales del hilo de guardia en cada extremo:

#### 6.1.3.1. Longitud de las Columnas

La altura de las columnas se define de acuerdo al equipamiento instalado en la SET al cual debe proteger el hilo de guardia.

Por lo tanto se escogen columnas de 10 metros de altura

$$L_C = 10 \text{ m}$$

#### 6.1.3.2. Características de las Columnas

Con los datos anteriores se estima una columna y luego se verifica si esta cumple las solicitudes correspondientes

<i>Datos de los Columnas de Guardia</i>	
Denominación	10 R 400
Carga de rotura	400 kg (392 daN)
Longitud	10 m
Diámetro en la cima	170 mm
Conicidad	15 mm/m
Diámetro en la base	320 mm
Peso de la Columna	858 kg (841,4 daN)

#### 6.1.3.3. Cargas de Servicio

Se considera solo la hipótesis 1-b que para el vano en cuestión y las particularidades de la instalación, se trata de la hipótesis de mayor sollicitación a la estructura debido a que el vano es reducido lo que hace que la carga aerodinámica no sea preponderante frente a la condición de menor temperatura (Estado II).

##### Hipótesis 1-b

- Peso propio y cargas verticales permanentes.
- Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de mínima temperatura.

Sumatoria de esfuerzos debido a excentricidades en dirección YY reducidos a la cima (cargas verticales permanentes).

Como se aprecia en los planos adjuntos las columnas del hilo de guardia no presentan asimetrías respecto a este eje y se encuentran totalmente equilibradas ante cargas permanentes

Tracción unilateral del conductor en el estado de mínima temperatura.

Según el cálculo realizado en la sección **6.1.2 "Calculo Mecánico del Hilo de guardia"** se tiene que la tensión mecánica para el estado II es:

$$\sigma_{II} = 6,25 \frac{daN}{mm^2}$$

El tiro para este estado se calcula según:

$$T_{II} = \sigma_{II} \cdot S_{HG} = 6,25 \frac{daN}{mm^2} \cdot 35 mm^2 = 218,75 daN$$

6.1.3.4. Verificación del poste seleccionado para estructura de Hilo de Guardia

Con todos los cálculos realizados anteriormente finalmente se puede verificar si el poste seleccionado cumple con las solicitaciones para las distintas hipótesis de carga estudiadas.

Por tratarse de columnas de hormigón donde la resistencia nominal se comprueba mediante ensayos:  $K_E = 1$

Por tratarse de columnas Terminales de Línea:  $K_C = 1,2$

La solicitación última que resulta la solicitación máxima actuante es:

$$S_U = T_{max} = 218,75 daN$$

Por tratarse de columnas dimensionadas a flexocompresión:  $\varphi = 0,75$

La Resistencia de rotura de la columna estudiada es:  $R_C = 392,3 daN$

Finalmente se puede Verificar que:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_U \leq \varphi \cdot R_C$$

$$(1) \cdot (1,2) \cdot 218,75 daN \leq (0,75) \cdot 392,3 daN$$

$$262,5 daN \leq 294,2 daN$$

Se verifica que el máximo tiro en la cima no supera el tiro admisible por la columna, por lo tanto se concluye que las columnas Terminales del Hilo de Guardia utilizadas serán columnas **10R400** en la disposición de poste simple.

#### 6.1.4. Cálculo de fundación de las columnas del Hilo de Guardia

##### 6.1.4.1. General

Se planea utilizar fundaciones de sección cuadrada orientada de manera que un par de vértices tenga la dirección de la línea (romboidal)

##### 6.1.4.2. Dimensiones mínimas.

Para la construcción de una fundación con postes de hormigón armado, debe tenerse en cuenta que la base debe llevar un agujero para colocar posteriormente el poste. Dicho agujero debe ser algo mayor, unos 10 cm por ejemplo, que el diámetro de la base del poste, para permitir que este entre con facilidad. Se ejecuta con un molde que, para poder ser extraído, además de ser partido, tiene una cierta conicidad hacia arriba lo que aumenta aun más el diámetro del agujero a tener en cuenta.

Cuando se funda en terrenos de buena capacidad portante, la base puede reducirse a las dimensiones mínimas posibles, para lo que es necesario tener en cuenta que el mínimo espesor entre el citado agujero y el borde lateral es de 0.15 m y en el fondo 0.20 m.

Este espesor no conviene que sea mayor a  $1/3$  de la altura total de la fundación, para la construcción con hormigón simple.

Caso contrario, debe realizarse una armadura que complemente la acción de rigidez que realiza el poste.

##### Profundidad de la fundación

La profundidad recomendable debe ser mayor al siguiente valor:

$$t_{hg-min} = (H_{Col} - H_{Libre}) + 0,2 m = (10m - 9m) + 0,2m = 1,2 m$$

La profundidad recomendable debe ser menor al siguiente valor:

$$t_{hg-max} = (H_{Col} - H_{Libre}) \cdot (1 + 1/3) = (10m - 9m) \cdot (1 + 1/3) = 1,333m$$

Se Adopta

$$t_{hg} = 1,2 m$$

##### Lados de las Bases

Los lados mínimos serán:

$$a_{hg} = d_{baseCol} + 0,1m + 2 \cdot 0,15m = 0,320m + 0,1m + 2 \cdot 0,15m = 0,71 m$$

Se adoptan lados de:

$$a_{hg} = 0,75 m$$

#### 6.1.4.3. Peso Total de la Estructura

Este es la suma del peso de los conductores en un semivano, y el peso de la columna de hormigón armado con su respectiva fundación.

El peso de conductor en 1 semivano que soporta una columna del hilo de guardia es:

$$G_{Cond} = 0,5 \cdot P_{Cond} \cdot a = 0,5 \cdot 269 \frac{daN}{km} \cdot 0,04 km = 5,38 daN$$

El peso de la base de Hormigón se calcula a partir de las dimensiones propuestas y estimando un peso específico de:

$$\gamma_{H^{\circ}A^{\circ}} = 2250 \frac{daN}{m^3}$$

$$G_{base} = \gamma_{H^{\circ}A^{\circ}} \cdot t_{hg} \cdot \left[ (a_{hg})^2 - \pi(0,5 \cdot d_{baseCol})^2 \right]$$

$$G_{base} = 2250 \frac{daN}{m^3} \cdot 1,2m \cdot \left[ (0,75m)^2 - \pi(0,5 \cdot 0,32)^2 \right]$$

$$G_{base} = 1301,6 daN$$

El peso total de la estructura será:

$$G_{estr} = G_{Cond} + G_{Col} + G_{base}$$

$$G_{estr} = 5,38 daN + 841,4 daN + 1301,6 daN$$

$$G_{estr} = 2148,4 daN$$

#### 6.1.4.4. Características del Suelo

El suelo de la zona de Puerto Yerúa es Tipo C "Arcilla medio dura"

El Coeficiente de compresibilidad para las paredes de la base a una profundidad de 2 metros es:

$$C = 6 \frac{daN}{cm^3}$$

Por lo tanto el coeficiente de compresibilidad para las paredes de la fundación es:

$$C_t = \frac{C \cdot t_{hg}}{2m} = \frac{6 \frac{daN}{cm^3} \cdot 1,2m}{2m} = 3,6 \frac{daN}{cm^3}$$

Coeficiente de compresibilidad para el fondo de la fundación (para las cargas verticales en el fondo) cumple la relación de 1 a 1,2 respecto al coeficiente anterior, este valor es:

$$C_b = 1,1 \cdot C_t = 1,1 \cdot 3,6 \frac{daN}{cm^3} = 3,96 \frac{daN}{cm^3}$$

Coefficiente de fricción entre el terreno y la fundación

$$\mu = 0,4$$

6.1.4.5. Momento volcador.

Los esfuerzos volcadores son las cargas horizontales:

- Viento
- Tiro de los conductores

Que actúan sobre la estructura. En los apoyos de hormigón armado, lo normal es contar con la carga total reducida a la cima del poste, valor que puede formarse como dato para realizar el cálculo del momento volcador.

Tiro máximo en la cima

Este se calcula en la sección del cálculo mecánico de estructuras del hilo de guardia y es el valor máximo que surge de considerar las distintas hipótesis de cálculos

$$T_{max} = 218,75 \text{ daN}$$

Según sea la posición del eje de giro, resultará la distancia de aplicación de la fuerza que provoca el momento volcador.

Para el caso más común en que la fundación trabaja parcialmente despegada del suelo, el momento volcador tiene por expresión:

$$M_V = T_{max} \cdot \left( H_L + \frac{2 \cdot t_{hg}}{3} \right) = 218,75 \text{ daN} \cdot \left( 9\text{m} + \frac{2 \cdot 1,2\text{m}}{3} \right)$$

$$M_V = 2143,75 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

6.1.4.6. Momentos Estabilizantes.

La fundación reacciona ante el momento volcador, presentando dos momentos estabilizantes:

- a) El originado por la reacción en las paredes, que incluye la fricción entre el hormigón y la tierra a lo largo de las paredes, llamado Momento de Encastramiento  $[M_s]$ ,
- b) Momento de reacción de fondo  $[M_b]$  provocado por las cargas verticales.

Para la determinación de los valores de los momentos estabilizantes se elaboran las fórmulas a partir de la distribución de la presión producida por la reacción del terreno ante el movimiento de la fundación, en torno al eje de giro del conjunto, de acuerdo a las condiciones expresadas en los postulados básicos del método de Sulzberger.

### Momento de Encastramiento

Para averiguar cuál es la fórmula a utilizar, se calcula previamente el ángulo a partir del cual comienza la fundación a separarse del terreno, para ello se aplica la fórmula:

$$tg(\alpha) = \frac{4,5 \cdot \mu \cdot G_{estr}}{a_{hg} \cdot t_{hg}^2 \cdot C_t} = \frac{4,5 \cdot 0,4 \cdot 2148,4 \text{ daN}}{0,75 \text{ cm} \cdot (120 \text{ cm})^2 \cdot 3,6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}} = 0,001$$

Resulta que:

$$tg(\alpha) \leq 0,01 \leftrightarrow 0,001 \leq 0,01$$

El valor de  $tg(\alpha)$  a utilizar para cálculos futuros será el mayor de los dos valores comparados anteriormente.

Entonces, para la inclinación impuesta como admisible, la totalidad de las paredes de la fundación aun están en contacto con el terreno y se aplican las siguientes fórmulas:

$$M_S = \frac{1,414 \cdot a_{hg} \cdot t_{hg}^3}{36} \cdot C_t \cdot tg(\alpha) = \frac{1,414 \cdot 0,75 \text{ m} \cdot (120 \text{ cm})^3}{36} \cdot 3,6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3} \cdot 0,01 = 1832,5 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

### Momento de Fondo

Para averiguar cuál es la fórmula a utilizar, se calcula previamente el ángulo a partir del cual comienza la fundación a separarse del terreno, para ello se aplica la fórmula:

$$tg(\alpha) = \frac{1,414 \cdot G_{estr}}{a_{hg}^3 \cdot C_b} = \frac{1,414 \cdot 2148,4 \text{ daN}}{(75 \text{ cm})^3 \cdot 3,96 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}} = 0,0018$$

Resulta que:

$$tg(\alpha) \leq 0,01 \leftrightarrow 0,0018 \leq 0,01$$

El valor de  $tg(\alpha)$  a utilizar para cálculos futuros será el mayor de los dos valores comparados anteriormente.

Entonces para la inclinación impuesta como admisible, la totalidad de las paredes de la fundación aun están en contacto con el terreno y se aplican las siguientes fórmulas:

$$M_B = G_{estr} \cdot \left[ \frac{\sqrt{2} \cdot a_{hg}}{2} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot G_{estr}}{C_b \cdot tg(\alpha)}} \right] = 2148,4 \text{ daN} \cdot \left[ \frac{\sqrt{2} \cdot 75 \text{ cm}}{2} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 2148,4 \text{ daN}}{3,96 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3} \cdot 0,01}} \right]$$

$$M_B = 552,9 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momento Estabilizante

Finalmente se calcula el momento estabilizante como la suma de los 2 momentos anteriores

$$M_S + M_B = 1832,5 \text{ daN.m} + 552,9 \text{ daN.m} = 2385,4 \text{ daN.m}$$

6.1.4.7. Análisis de Estabilidad.

El Método Sulzberger ofrece una aceptable precisión cuando:

$$M_B < M_S \leftrightarrow 552,9 \text{ daN.m} < 1832,5 \text{ daN.m}$$

Para verificar que la fundación sea estable para la suspensión se tiene que verificar que:

$$M_V < M_S + M_B$$

$$2143,75 \text{ daN.m} < 1832,5 \text{ daN.m} + 552,9 \text{ daN.m}$$

$$2143,75 \text{ daN.m} < 2385,4 \text{ daN.m}$$

Se verifica que la fundación Romboidal de 0,75 metros lado y una profundidad de 1,2 metros, construida en Hormigón soporta los esfuerzos para las columnas terminales del hilo de guardia de la SET Puerto Yerúa.

## **6.2. Método electro geométrico**

La teoría del modelo electro geométrico (EGM) muestra que el área de protección de un cable de guardia o un pararrayos de punta, depende de magnitud de la corriente de la descarga. A diferencia de los métodos geométricos (Langrehr, por ejemplo), en donde el área protegida es fija para cualquier corriente de la descarga, el modelo EGM tiene en cuenta la amplia distribución de magnitudes de corriente de descargas atmosféricas que pueden existir durante una tormenta.

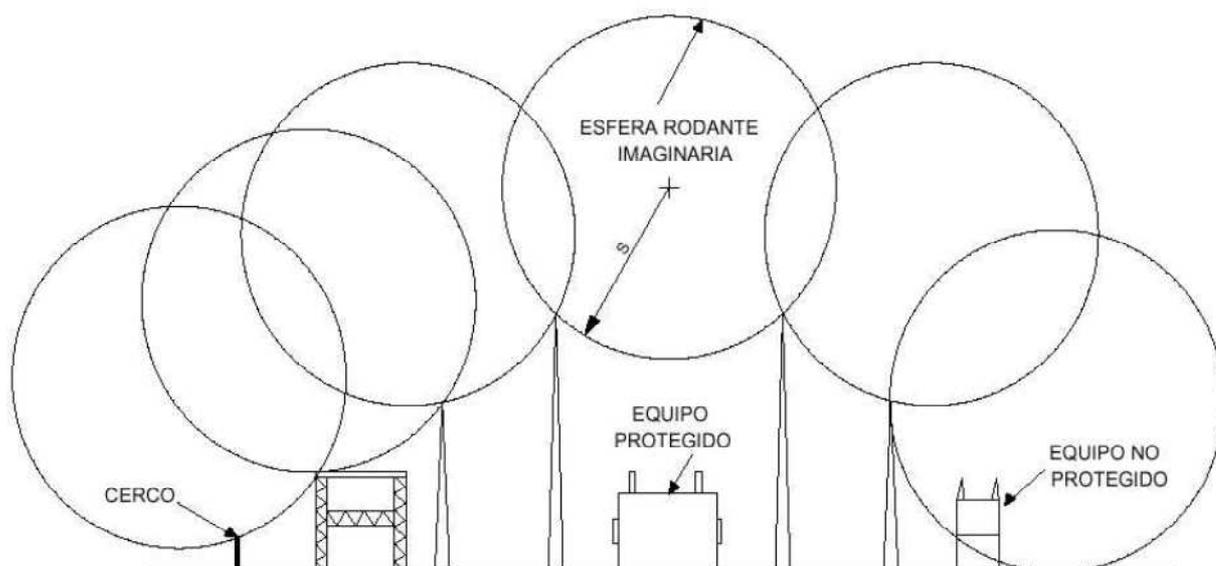
Si un cable de guardia o pararrayos protege un conductor o parte de un equipamiento para una corriente de descarga  $I_s$ , puede no protegerlo para una corriente menor. En el caso de la protección contra descargas atmosféricas en EE.TT. o en líneas, el método permite calcular una corriente de descarga crítica  $I_{sc}$  por debajo de la cual la descarga penetrará el sistema de cobertura de la instalación pero no la dañará puesto que la tensión producida por esta descarga no será suficiente para producir el cebado en la aislación.

Diseñado de este modo, el sistema de protección contra descargas atmosféricas estará calculado para interceptar sólo los rayos cuyas magnitudes de corriente puedan dañar el equipamiento.

Este método es el más racional, actual y fundamentado, aunque es más complejo de aplicar. Su utilización dependerá de la importancia de la instalación a proteger en cuanto a la relación costo beneficio.

### **6.2.1. Aplicación del Método EGM**

El método requiere que se haga rodar una esfera imaginaria de radio  $S$  sobre la superficie de la estación

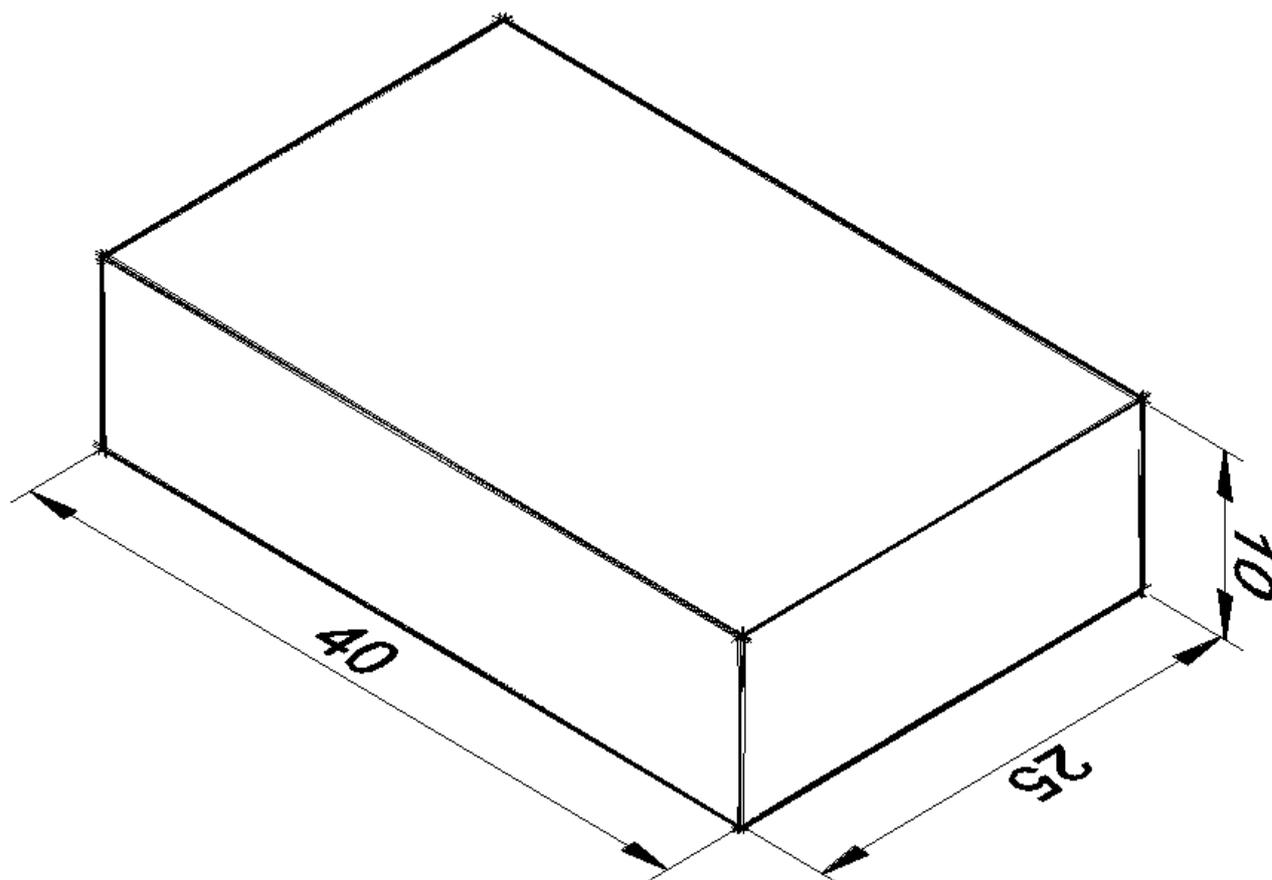


Una parte de un equipo o aparato se dice que está protegido de un impacto directo que lo dañaría si queda por debajo de la superficie de la esfera, ya que la misma queda montada sobre los cables de guardia o pararrayos de punta, si los hubiera.

### **6.3. DETERMINACIÓN DEL SPCR.**

Calculo del SPCR (Sistema de protección contra rayos), según normas IRAM 2184-1-1\* e IRAM 2184-1

La estructura a proteger tiene las siguientes dimensiones en metros [m.]:

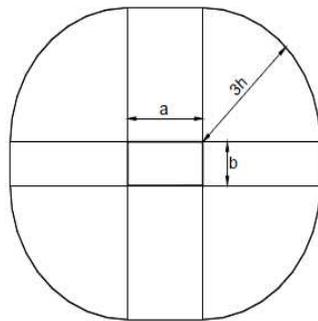
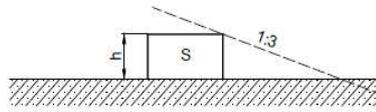


#### ***6.3.1. Determinación del área colectora equivalente de la estructura.***

Se entiende por área colectora equivalente de la estructura a un área de superficie del suelo con la misma cantidad de rayos anuales directos que la estructura.

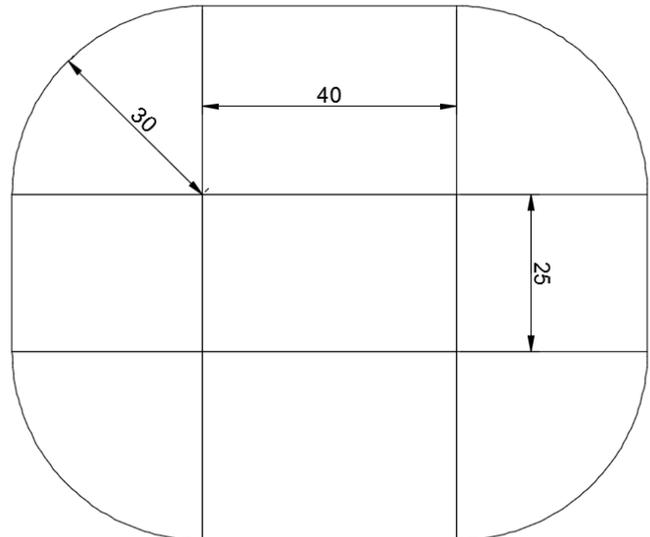
En el caso de las estructuras aisladas (nuestro caso), el área colectora equivalente  $A_e$  es el área encerrada por una línea límite obtenida a partir de la intersección entre la superficie del suelo y una línea recta con una inclinación de 1:3 que va de las partes superiores de la estructura (toca allí) y gira alrededor de ella.

Ejemplo de Área Equivalente



De la SET Puerto Yerúa

Área Colectora Equivalente



$$Ac_{eq} = a \cdot b + 6h(a + b) + 9 \cdot \pi \cdot h^2$$

$$Ac_{eq} = 40m \cdot 25m + 6 \cdot 10m(40m + 25m) + 9 \cdot \pi \cdot (10m)^2$$

$$Ac_{eq} = 7727,4 \text{ m}^2$$

### 6.3.2. Determinación de la densidad anual de rayos

La densidad anual de rayos que caen a tierra en la región donde se encuentra la estructura es:

$$N_g = 0.04 \cdot T_d^{5/4}$$

$T_d$  : Cantidad de días de tormentas eléctricas por año obtenidas a partir de mapas de curvas isoceráunicas.

Para la zona de Concordia:  $T_d = 50$

$$N_g = 0.04 \cdot 50^{5/4}$$

$$N_g = 5,32 \left[ \frac{\text{rayos}}{\text{km}^2 \cdot \text{año}} \right]$$

### 6.3.3. Cantidad promedio anual de rayos que caen sobre la estructura

Determinación de  $N_d$  cantidad promedio de rayos que caen anualmente directamente sobre la estructura.

$$N_d = N_g * Ac_{eq} \cdot 10^{-6}$$

$$N_d = 5,31 * 7727,4 \cdot 10^{-6} = 0,041 \left[ \frac{\text{rayos directos}}{\text{año}} \right]$$

#### 6.3.4. Determinación de $E_c$ (eficiencia del SPCR).

$$E_c \geq 1 - \frac{N_c}{N_d}$$

$N_c$  : Cantidad anual de rayos que se acepta que caigan sobre la estructura.

$N_c$  Se calcula con la fórmula siguiente:

$$N_c = \frac{2,243 \cdot 10^{-3}}{C} \cdot \left[ \frac{\text{rayos} \cdot \text{aceptados}}{\text{año}} \right]$$

Donde  $C = C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5$  son factores determinados por la Norma Iram 2184

Coefficiente  $C_2$  de evaluación del tipo de construcción de la estructura:

$$\text{Estructura común con techado común} \Rightarrow C_2 = 1$$

Coefficiente  $C_3$  de evaluación del contenido de la estructura:

$$\text{Contenido de valor común o normalmente inflamable} \Rightarrow C_3 = 1$$

Coefficiente  $C_4$  de evaluación de la ocupación de la estructura:

$$\text{Estructura normalmente ocupada} \Rightarrow C_4 = 1$$

Coefficiente  $C_5$  de evaluación de las consecuencias de un impacto de rayo sobre el extremo:

$$\text{Sin necesidad de continuidad en el servicio y con alguna consecuencia sobre el entorno} \Rightarrow C_5 = 1$$

$$C = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \Rightarrow C = 1$$

Finalmente se calcula la cantidad de rayos aceptada sobre la estructura

$$N_c = \frac{2,243 \cdot 10^{-3}}{1} = 2,243 \cdot 10^{-3} \cdot \left[ \frac{\text{rayos} \cdot \text{aceptados}}{\text{año}} \right]$$

Como  $N_c < N_d$  se debe colocar un SPCR con el siguiente nivel de protección:

$$E_c = 1 - \frac{2,243 \cdot 10^{-3}}{0,041} = 0,945$$

### 6.3.5. Nivel de protección

Con el valor de  $E_c$  calculado se ingresa a la tabla siguiente y se obtiene el nivel de protección de la instalación.

**Tabla 3 – Relación entre niveles de protección y eficiencia**

Niveles de protección	Eficiencia E del spcr
I + Medidas complementarias (*)	$E > 0,98$
I	$0,95 < E \leq 0,98$
II	$0,90 < E \leq 0,95$
III	$0,80 < E \leq 0,90$
IV	$0 < E \leq 0,80$

Por tabla se adopta el nivel de protección II ( $0,90 < E \leq 0,95$ ).

### 6.3.6. Radio de la esfera Rodante

Con el nivel de protección II se obtiene el radio de la esfera de la tabla siguiente

#### Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección

Nivel de Protección	Radio de la Esfera ( $r_{sc}$ ) [m]
Nivel I	35
Nivel II	40
Nivel III	50
Nivel IV	55

El radio de la esfera obtenido es:  $R = 40$  m.

### 6.3.7. Determinación de la ubicación del dispositivo captor por el método de la esfera rodante.

Los captosres (hilos de guardia) se colocarán en la cima de las columnas de hormigón armado. Con lo cual, para determinar la altura mínima en que se colocarán los captosres hace rodar una esfera de 40 metros de radio y esta solo debe tener contacto con el hilo de guardia y las partes de la estructura no protegidas.

Ver plano N° 6: "Verificación de ubicación de hilos de guardia mediante el método Esfera Rodante".

## **7. DISTANCIAS ELÉCTRICAS DE SEGURIDAD**

En el diseño de las instalaciones de MT, AT, EAT, es necesario respetar por razones de seguridad, distancias mínimas, que son función de la tensión nominal, del tipo de distancia a considerar (entre fases, fase-tierra, a cercos, otras), según sea la instalación intemperie y/o interior, según el caso.

Se define como distancia eléctrica de seguridad, a la separación mínima (espacio libre) que debe mantenerse en aire entre cualquier punto con tensión, y tierra u otro equipo o conductor sobre el cual sea necesario realizar algún trabajo.

Para su determinación, se cuenta en la Argentina con la ley N° 19587 de Higiene y Seguridad en el trabajo, y su decreto reglamentario.

### **7.1. Determinación de las Distancias Eléctricas de Seguridad**

La distancia eléctrica de seguridad se determina en función de:

- 1. Una distancia predeterminada que depende del movimiento del personal de mantenimiento, de la naturaleza de los trabajos a efectuar, y de los requerimientos de circulación y acceso. Por ejemplo, en sentido vertical, esta distancia está fijada por la altura a que la mano de una persona llega con su brazo extendido hacia arriba.*
- 2. La distancia eléctrica no disruptiva, que garantiza la prevención de cualquier riesgo de descarga en las condiciones menos favorables. Esta distancia está establecida por las normas legales de Higiene y Seguridad en el Trabajo.*

Asimismo para la determinación de la altura mínima de los conductores bajo tensión respecto de tierra, deben tenerse en cuenta además consideraciones de orden biológico, de manera que el gradiente de potencial al que se vea sometido el personal que circule por la playa de la subestación quede limitado a valores no peligrosos.

Se pueden expresar a las distancias eléctricas mínimas de seguridad con las siguientes expresiones:

$$d_h = d_{f-t} + 0,9m$$

$$d_v = d_{f-t} + 2,5m$$

Donde

$d_h$  = Distancia horizontal, en metros, que debe respetarse en todas las zonas de circulación.

$d_v$  = Distancia vertical, en metros, que debe respetarse en toda la zona de circulación y nunca debe ser menor de 3,05 m.

$d_{f-t}$  = Distancia Base conductor-tierra mínima correspondiente al valor fijado en el Decreto N° 351/79 de la Ley N° 19587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, y a los considerados en el Decreto N° 911/96 de la Ley 24557 de Riesgos de Trabajo.

Para establecer la altura máxima a que llega una persona con el brazo extendido, se adopta universalmente el valor de 2,25 m definido en varias normas internacionales. Esta distancia

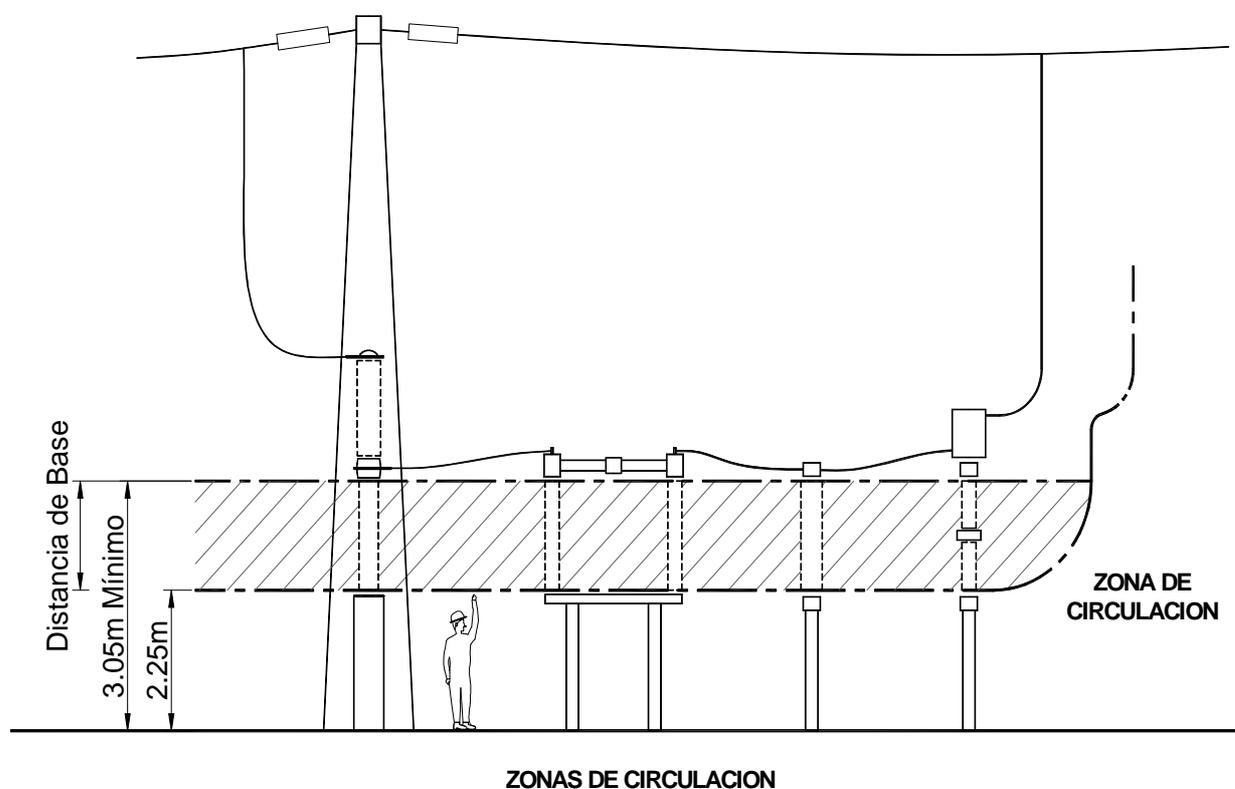
corresponde a la altura promedio de un operario con los brazos levantados. Se sobreentiende que este valor está tomado desde el punto más alto accesible sin trepar, durante la circulación normal, punto que corresponde al nivel del suelo o elementos sobre él, como conductos de cables sobre el piso, tarimas o plataformas desde las cuales se efectúen maniobras, si existieran. La distancia entre la base del aislador más cercano a tierra y el piso no deberá ser inferior a este valor, ya que el borde inferior de porcelana del aislador se considera sujeto a tensión.

La altura mínima  $h_s$  de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3,05 m, si no se encuentran separadas por barreras de protección. Si las partes bajo tensión se encuentran a alturas inferiores a las especificadas, se instalarán barandas protectores o bien cercas.

Las barandas deben tener mínimo 1,20 m de altura y quedar a una distancia de las partes vivas igual a la distancia base  $d_{f-t}$  (fijada por ley) aumentada en 0,90 m como mínimo. Esta distancia de 0,90 m es la universalmente aceptada como alcance de un hombre con el brazo extendido horizontalmente.

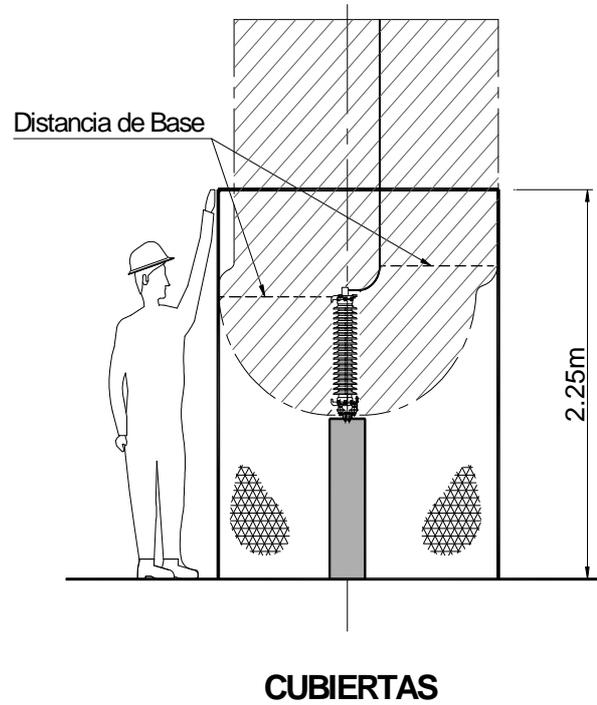
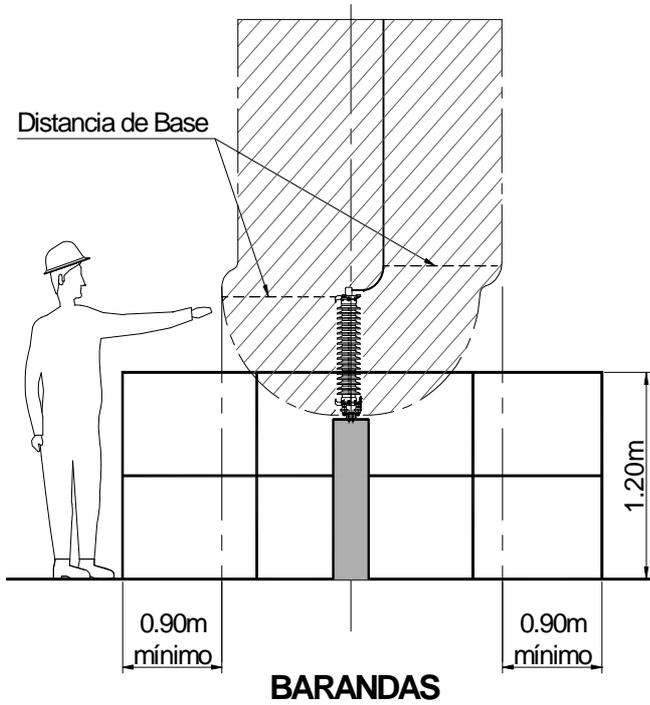
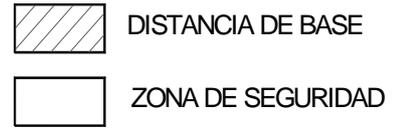
Las cercas deben ser mínimo de 2,25 m de altura y estar alejadas de las partes vivas a una distancia igual a la distancia base  $d_{f-t}$  (fijada por ley).

En las figuras siguientes se representan las diferentes situaciones, ya sea para tareas de mantenimiento, circulación, u otras.



ALTURA MINIMA = DISTANCIA DE BASE + 2.25m

DISTANCIA HORIZONTAL MINIMA = DISTANCIA DE BASE + 0.90m



### 7.1.1. Resumen de Resultados

En la tabla de la que se muestra a continuación se dan las distancias de seguridad usuales adoptadas para el presente proyecto, debido a que se trata de una instalación exterior.

Las distancias libres mínimas que figuran exceden en algunos casos los mínimos calculados por las ecuaciones descriptas anteriormente.

<b>Cuadro Resumen de Distancias de seguridad Adoptadas [m]</b>			
<b>Descripción</b>		<b>Tensiones</b>	
		<b>13,2 kV</b>	<b>33 kV</b>
<b>Distancias Mínimas Límites</b>	<i>Distancia Base conductor-tierra mínima según Ley N° 19587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo</i>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>
	<i>Distancia Horizontal mínima en toda la zona de circulación</i>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>
	<i>Distancia vertical mínima en toda la zona de circulación</i>	<b>3,05</b>	<b>3,05</b>
<b>Distancias Mínimas Fase - Tierra</b>	<i>Distancia mínima a paredes, soportes y cercos macizos interiores a la Instalación</i>	<b>0,24</b>	<b>0,475</b>
	<i>A cercos mallados interiores a la Instalación</i>	<b>0,475</b>	<b>0,62</b>
	<i>A cercos macizos perimetrales a la Instalación</i>	<b>1,215</b>	<b>1,325</b>
	<i>A cercos mallados perimetrales a la Instalación</i>	<b>1,72</b>	<b>1,825</b>
<b>Distancias Mínimas entre fases</b>	<i>Entre conductores o partes metálicas bajo tensión</i>	<b>0,24</b>	<b>0,465</b>
<b>Distancias Mínimas de mantenimiento y seguridad</b>	<i>Entre ejes de conductores flexibles</i>	<b>0,6</b>	<b>1</b>
	<i>Entre conductores de seccionadores de campos distintos</i>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>
	<i>Entre ejes de conductores adyacentes de juegos de barras diferentes</i>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>
	<i>De partes inferiores de porcelana al suelo</i>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>
	<i>De partes bajo tensión al suelo sin tránsito vehicular</i>	<b>3,4</b>	<b>3,4</b>
	<i>De partes bajo tensión a pasillos o pistas con tránsito</i>	<b>3,5</b>	<b>3,5</b>

En oportunidad de realizarse un proyecto, en el caso de las distancias mínimas admisibles, como para toda otra especificación o normativa, es indispensable respetar las instrucciones del comitente aunque, de todos modos, en ningún caso se deben violar los valores mínimos exigidos por la legislación vigente.

## **8. EQUIPAMIENTO DE LA SET**

### **8.1. EQUIPOS DE MT 33 kV.**

VER PLANO Nº 1: UNIFILAR SET PUERTO YERUÁ.

#### **8.1.1. Acometida Subterránea de 33 kV a la S.E.T.**

La acometida a la S.E.T. Puerto Yerúa se realizará con conductores Subterráneos.

A continuación se procede a dimensionar los mismos:

##### *8.1.1.1. Potencia nominal.*

La potencia queda determinada por la máxima potencia suministrada por la SET.

$$S_n = 5 \text{ MVA}$$

##### *8.1.1.2. Corriente nominal.*

La corriente nominal que deberá circular por el conductor, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 87,5 \text{ A}$$

##### *8.1.1.3. Corriente de cortocircuito simétrica.*

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito, detallados en la sección **3.3 Calculo de Cortocircuito** del presente documento.

$$S''_{k3} = 50,5 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{50,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 0,88 \text{ kA}$$

##### *8.1.1.4. Longitud de los Conductores*

La longitud de los conductores de acometida está definida por la distancia entre los campos de entrada de 33kV de la SET y el Terminal de la línea de 33kV que alimenta a dicha instalación.

Se estima que esta longitud no supera los 100 metros, por lo tanto:

$$L_{Sub33} = 100 \text{ m}$$

### 8.1.1.5. Categoría del cable

Se proyecta un cable de CATEGORÍA I.

Esta categoría comprende aquellos sistemas en los que, en el caso de falla de una fase contra tierra, el cable es retirado de servicio en un tiempo no mayor de una hora.

Cuando se utilicen cables con conductores aislados, individualmente apantallados, se podrán tolerar duraciones más prolongadas, pero en ningún caso períodos mayores de 8 horas.

### 8.1.1.6. Tensión máxima Soportada

Por tratarse de conductores categoría I para instalaciones de 33 kV, soportan una tensión máxima de:

$$U_{max} = 36 \text{ kV}$$

### 8.1.1.7. Determinación de la sección por intensidad máxima admisible.

Calculada la corriente nominal y conocidas las condiciones de instalación, la sección se determina mediante la tabla de capacidad de carga del tipo de cable seleccionado; Estas tablas permiten elegir la sección de los conductores en base a la corriente máxima admisible para los diversos valores de la tensión de servicio.

En base a las siguientes consideraciones para una instalación enterrada:

- > Temperatura del terreno, 25° C.
- > Solo una terna de cables unipolares separados 7 cm entre sí, o un cable tripolar.
- > Terreno de resistividad térmica normal (100° C · cm/W).
- > Profundidad de la instalación (Entre 6,6 y 33 kV: 100 cm.)

Los valores de intensidades admisibles indicados en las hojas de productos están referidos a las condiciones mencionadas y con una tensión de servicio igual a la nominal.

La temperatura máxima de trabajo de los cables esta prevista en 90° C y la temperatura ambiente que rodea al cable ha sido supuesta en 25° C para la instalación enterrada, tal como ya se ha expresado.

## Cable Retenax AL 33 kV - Categoría I

Datos Eléctricos

Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
50	196	156	184	160	0,821	0,231	0,132

De acuerdo a la corriente admisible se adoptan conductores unipolares tipo Retenax Al 33kV categoría I de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

#### 8.1.1.8. Verificación de calentamiento en cortocircuito.

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor de esta última ( $I$ , en amperes) y su duración ( $t$ , en segundos), debe cumplirse la condición:

$$I \cdot \sqrt{t} < K \cdot S$$

Donde:

$t$  - es el tiempo de despeje de la falla ( $t = 0,1s$ )

$K$  - es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.

$S$  - es la sección nominal del conductor en  $mm^2$ .

En la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible en tal caso, el valor de  $K$  para el XLPE es de 143 y 92, según se trate de cables con conductores de cobre o de aluminio respectivamente, mientras que si el cable está aislado en PVC el valor de  $K$  será de 115 y 75 respectivamente.

En el supuesto de que las condiciones de servicio permitieran considerar una temperatura de régimen más reducida, aumenta el salto de temperatura y la corriente de cortocircuito admisible sería por lo tanto más elevada; en este caso, en que las condiciones de servicio son distintas a las consideradas por los catálogos de fabricantes, el valor de la corriente máxima admisible durante el cortocircuito puede calcularse según lo indicado por la Norma IEC 60949.

$$I \cdot \sqrt{t} < K \cdot S$$

$$880 \cdot \sqrt{0,1} < 92 \cdot 50$$

$$278 < 4600$$

El conductor Retenax Al 33kV categoría I de 50 mm<sup>2</sup> de sección escogido verifica la condición

#### 8.1.1.9. Verificación de la caída de tensión.

La caída de tensión en el caso de los cables de media tensión, generalmente tiene poca importancia, a menos que se trate de líneas de gran longitud.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot L_{Sub33}}{U_n} (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) = \frac{\sqrt{3} \cdot 87,5A \cdot 0,1km}{33kV} (0,821 \cdot 0,88 + 0,231 \cdot 0,475)$$

$$\Delta V = 0,0003 \text{ ;}$$

$$\Delta V_{\%} = 0,03\%$$

Para el caso en estudio se aprecia que la caída de tensión es despreciable, por lo tanto

El conductor escogido verifica dicha solicitud.

### **8.1.2. Interruptor Automático.**

Para cumplir esta función se decidió utilizar un Reconectador Automático N-Series de Siemens.

A continuación se detallan las características mínimas que debe reunir de acuerdo a la instalación proyectada, y luego se muestran las características del equipo, las mismas deben superar a las proyectadas.

#### *8.1.2.1. Potencia nominal.*

La potencia queda determinada por la máxima potencia suministrada por la SET

$$S_n = 5 \text{ MVA}$$

#### *8.1.2.2. Corriente nominal.*

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 87,5 \text{ A}$$

#### *8.1.2.3. Corriente de cortocircuito simétrica.*

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito.

$$S''_{k3} = 50,5 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{50,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 0,88 \text{ kA}$$

#### *8.1.2.4. Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.*

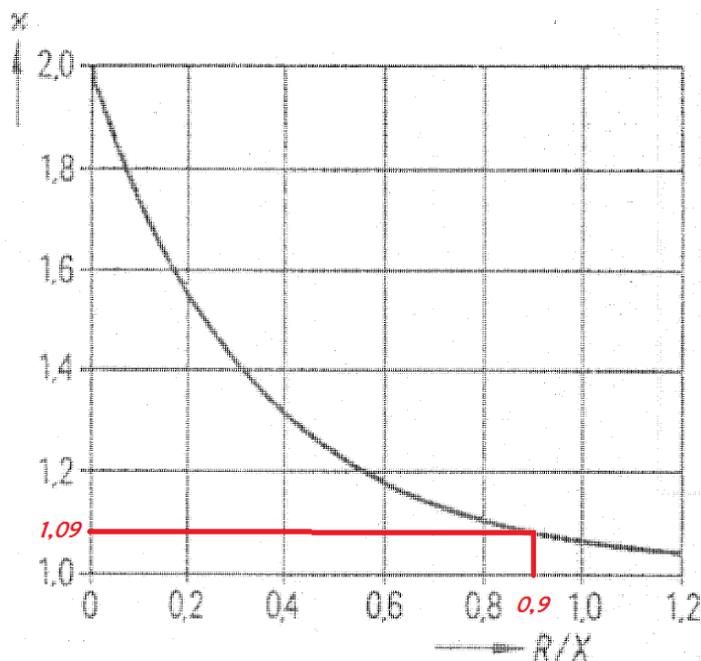
Para este cálculo, como se desconoce las características los generadores y la SET esta distanciada de la generación, se consideran las condiciones más desfavorables.

$$\mu = 1$$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 0,88 \text{ kA}$$

### 8.1.2.5. Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor  $\chi$  se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual es función de la relación entre la resistencia y la reactancia de cortocircuito de la red.



La impedancia de cortocircuito de secuencia directa en sistema P.U. para la barra de 33kV de la SET Puerto Yerúa es:

$$Z_{cc} = 0,1453 + j. 0,1621$$

La relación entre la resistencia y la reactancia de cortocircuito es:

$$R/X = 0,9$$

Con este valor se escoge  $\chi$  de la Norma VDE (Figura de la Izquierda).

$$\chi = 1,09$$

Finalmente se puede calcular la Capacidad de conexión necesaria

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 1,36 \text{ kA}$$

### 8.1.2.6. Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$  Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$  Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$  Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 0,88 \text{ kA} \cdot \sqrt{0,1 + 1} \cdot \frac{1}{1} = 0,93 \text{ kA}$$

### 8.1.2.7. Características del Reconectador Automático Adoptado

#### N-Series Reconectador Automático

- Reconectador automático trifásico
- Optimizado y habilitado para automatización, control remoto y monitoreo.
- Tanque sellado de acero inoxidable grado 316.
- Tecnología de última generación de interrupción de arco por medio de botellas de vacío y microelectrónica.
- SF6 como medio de aislamiento
- Medida de corriente en 3 fases
- Medida de Tensión en los 6 Bornes
- Solenoides de apertura y cierre controlados desde el gabinete de control.
- Diseño seguro y de fácil instalación.
- Indicador externo visible.

#### Especificaciones

- 38 kV de Voltaje de Sistema.
- 12,5 kA de Capacidad de falla.
- 170 kV de Nivel de Aislamiento.
- 800 A de Corriente Permanente.
- -30 a 50°C de Temperatura ambiente
- 3 Transformadores de Corriente incorporados
- 6 Transformadores de Tensión moldeados en cada bushing
- Monitoreo de presión del gas SF6 y lockout
- Sensor de Presión
- Comando – Solenoide
- Comando Manual – Apertura bajo pértiga



### Funciones de Protección

- Sobrecorriente de fase
- Falla a Tierra
- Falla Sensible a Tierra
- Secuencia de Fase Negativa
- Baja/Sobre Frecuencia
- Baja/Sobre Tensión
- Bloqueo Direccional
- Protección direccional
- Pérdida de Fase

### Funciones Adicionales de Protección

- Control de Secuencia
- Bloqueo a Carga Viva
- Bloqueo a Fuente Muerta
- Bloqueo por Alta Corriente
- Inrush Restraint
- Carga Fría
- Disparo Único
- Etiqueta de Trabajo

### Aplicaciones

El Reconectador detectara la falla y abrirá por un tiempo programado antes de cerrar automáticamente. Este cierre automático es llamado autorecierre y en uno o más ciclos de apertura – cierre pueden ser utilizados para disipar fallas transitorias.

Si la falla es transitoria y es disipada cuando la línea se encuentra desenergizada, el próximo autorecierre retornara el suministro de energía.

Si la falla es permanente, el Reconectador permanecerá abierto hasta que sea cerrado por el operador, esta condición es llamada bloqueo (Lockout).

### **8.1.3. Seccionadores.**

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

#### *8.1.3.1. Potencia nominal.*

La potencia queda determinada por la máxima potencia suministrada por la SET

$$S_n = 5 \text{ MVA}$$

#### *8.1.3.2. Corriente nominal.*

La corriente nominal que deberá circular por el seccionador, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 87,5 \text{ A}$$

#### *8.1.3.3. Corriente de cortocircuito simétrica.*

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito.

$$S''_{k3} = 50,5 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{50,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 0,88 \text{ kA}$$

#### *8.1.3.4. Capacidad dinámica.*

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1,09$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 1,09 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,88 \text{ kA} = 1,36 \text{ kA}$$

8.1.3.5. Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0,1$  Influencia de la componente continua de corriente.

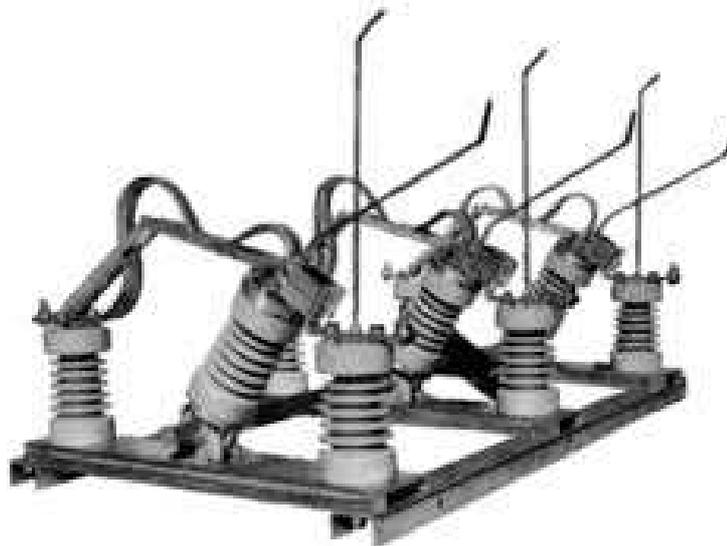
$n = 1$  Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$  Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 0,88kA \cdot \sqrt{0,1 + 1} \cdot \frac{1}{1} = 0,93 kA$$

8.1.3.6. Características del Seccionador Adoptado

Se escogió un seccionador tripolar a cuernos cuyas características se detallan a continuación



**Especificaciones Técnicas**

Modelo	SCET 334
Normas	IEC – IRAM
Tensión nominal	33 Kv
Tensión máxima de servicio	36 kV
Intensidad nominal	400A
Intensidad de breve duración (1 seg)	16 kA
Intensidad límite dinámica	40 kA
Frecuencia	50 / 60 Hz
Montaje	Horizontal / vertical
Accionamiento	Manual

#### 8.1.4. Descargadores de sobretensión en 33 kV.

Estos descargadores se instalan a la entrada del transformador de potencia como protección contra sobretensiones de los cables de acometida a barras de 33 kV.

Para realizar el cálculo de los descargadores necesarios, se emplea el método regido por las normas IEC 60099 e IEC 60071, y se utiliza el Catálogo de un fabricante de Descargadores de Óxido de Zinc que habla sobre el dimensionamiento de los mismos.

A continuación se detallan los datos del sistema

##### 8.1.4.1. Tensión nominal.

$$U_n = 33 \text{ kV}$$

##### 8.1.4.2. Corriente de cortocircuito

$$I''_{k3} = 0,88 \text{ kA}$$

##### 8.1.4.3. Resistencia de Puesta a Tierra

$$R_{PAT} = 0,652 \Omega$$

##### 8.1.4.4. Tensión máxima.

$$U_{max} = 1,1 \cdot U_n = 36,3 \text{ kV}$$

##### 8.1.4.5. Coefficiente de falla a tierra ( $K_e$ )

Se define el Coeficiente de falla a tierra. Valor dado por la fórmula:

$$K_e = \frac{U_{F0}}{U_f} = 1,25$$

Siendo:

$K_e$ : el coeficiente de puesta a tierra, en por ciento;

$U_{F0}$ : la mayor tensión en valor eficaz de la frecuencia de la red entre una fase sana y tierra, que puede producirse en el lugar para el cual se determina el coeficiente cuando una o las restantes fases fallan a tierra, independientemente del lugar donde ocurre la falla, en Volt ;

$U_f$ : la tensión eficaz entre fase y tierra a la frecuencia de la red, en el lugar para el cual se determina el coeficiente si no existiera la falla, en Volt.

##### 8.1.4.6. Factor de puesta a tierra ( $C_e$ )

Según las características de la instalación, se define un factor de puesta a tierra ( $C_e$ ) que depende de si la red posee neutro a tierra.

**Red con neutro a tierra:** red cuyo punto neutro está unido a tierra, ya sea directamente o mediante una resistencia o reactancia de valor suficientemente pequeño para reducir las

oscilaciones transitorias de tensión y dejar pasar una corriente suficiente para la protección selectiva de tierra. Se clasifican en redes con neutros puestos efectivamente a tierra y redes con neutros no puestos efectivamente a tierra.

Debe verificarse  $C_e > K_e$ .

Donde  $C_e = 1.4$  en el caso de que el sistema esté rígidamente puesto a tierra.

Esto significa que para admitir que el sistema está rígidamente puesto a tierra, se tolera hasta un 40% de sobretensión durante la falla.

#### 8.1.4.7. Tensión máxima de operación continua.

La tensión de operación permanente mínimamente requerida debe ser tan elevada como la tensión fase tierra del sistema, con un adicional de por lo menos un 5%, la tolerancia tiene en cuenta posibles armónicos del sistema.

$$COV = 1,05 \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 22 \text{ kV}$$

Con este valor, se escoge el descargador apropiado. Si no se cumpliera esto, los descargadores estarían drenando a tierra continuamente.

La tensión máxima de funcionamiento o tensión de operación continua ( $U_c$ ), a menudo abreviada COV, es el valor de tensión eficaz designado como admisible que debe ser aplicado continuamente entre los terminales del descargador.

#### 8.1.4.8. Tensión nominal del descargador.

Con la preselección de la tensión permanente de operación mínimamente requerida y un factor que usualmente tiene un valor de 1,25 se calcula la tensión nominal del descargador, esta será una posible, aunque no definitiva, tensión nominal de un descargador.

$$U_{nd} = 1,25 \cdot COV = 27,5 \text{ kV}$$

El valor 1.25 es empírico y funciona bien, independiente del fabricante.

Es el valor de tensión máximo esperado por el sistema, este depende de si es un sistema con neutro rígido a tierra o aislado. Se define como el valor dado para una operación de parámetros nominales durante 10 s. Si la sobretensión es superior a este valor, el descargador no lo soportara por el mismo tiempo, sino por uno menor según la característica tensión-tiempo del mismo. Con ello se define el factor de sobrecarga temporaria.

#### 8.1.4.9. Factor de sobrecarga temporaria ( $Tr$ )

Primero es necesario definir las sobretensiones temporarias (TOV).

Éstas, a diferencia de las sobretensiones de descarga, son sobretensiones oscilatorias de relativamente larga duración y que no son drenadas a tierra, o que sólo lo son en forma tenue. El rango de frecuencia de las TOV varía desde unos pocos Hz a varios cientos y con duraciones de algunos milisegundos a varias horas, dependiendo del tiempo de despeje de la falla. La forma

más común de aparición de las TOV ocurre sobre las fases sanas de un sistema durante una falla a tierra de una o más fases. Otras fuentes de TOV son la ferro resonancia, recierres, etc.

Luego es necesario ya sí definir el factor de sobrecarga temporaria (Tr).

Éste es el factor que define la capacidad del descargador para soportar las TOV. El mismo se obtiene del siguiente gráfico, el cual es dado por el fabricante del descargador, y nos dice que sobretensión temporaria es capaz de soportar un determinado periodo de tiempo

Del grafico se deducen las constantes para 1 y 10 segundos respectivamente:

$$T_{r(1s)} = 1,46$$

$$T_{r(10s)} = 1,38$$

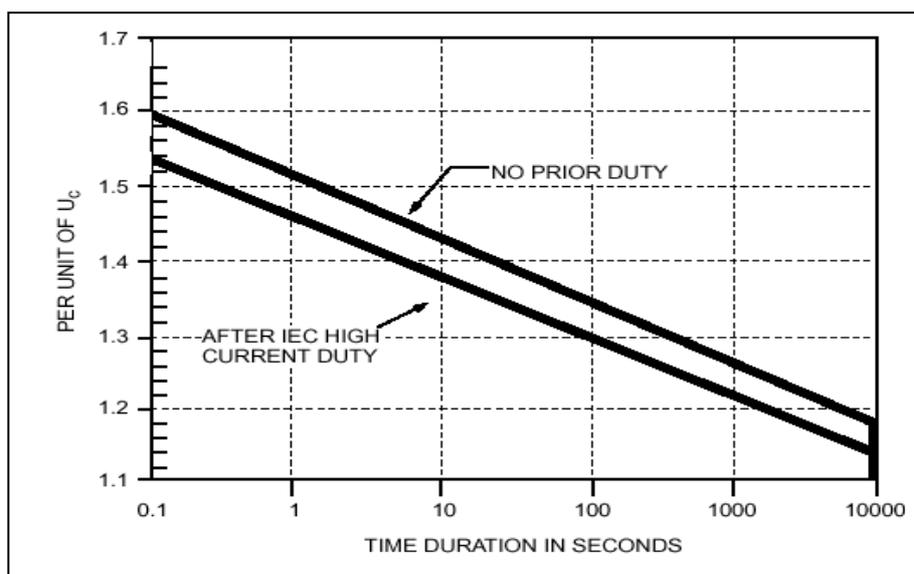


Figura – Factor de sobrecarga temporaria.

Una vez obtenido los factores Tr, se realiza la siguiente verificación:

Donde para un segundo,  $U_{tov}$  es igual a:

$$U_{TOV1s} = \frac{U_{max} \cdot C_e \cdot T_{r(1s)}}{\sqrt{3}} = \frac{36,3kV \cdot 1,4 \cdot 1,46}{\sqrt{3}} = 42,8kV$$

y para 10 segundos,  $U_{tov}$  vale:

$$U_{TOV10s} = \frac{U_{max} \cdot C_e \cdot T_{r(10s)}}{\sqrt{3}} = \frac{36,3kV \cdot 1,4 \cdot 1,38}{\sqrt{3}} = 40,5kV$$

Es importante destacar que la resistencia a las TOV, el coeficiente Tr, será un factor con el cual se eligen los descargadores, ya que los mismos pueden cumplir con el nivel de tensión requerido, pero no verificar alguna de las TOV que pueden aparecer en el sistema. Por lo que será necesario elegir un descargador más resistente.

#### 8.1.4.10. Nivel básico de aislación (BIL)

Una vez escogido el aislador, se busca el Nivel básico de aislamiento (BIL).

Para el transformador de la SET Puerto Yerúa el BIL es:

$$BIL = 145 kV$$

#### 8.1.4.11. Nivel protector ( $U_d$ )

La tensión  $U_d$  se denomina "nivel protector". Es el mayor valor de tensión residual que aparece en el descargador durante una descarga de 10 kA de forma de onda 8/20  $\mu$ s.

Se debe verificar que el BIL sea un porcentaje mayor a la tensión residual, en este caso se decide un margen del 20%, entonces:

$$BIL > 1,2 \cdot U_d \quad U_d < \frac{145kV}{1,2} < 120kV$$

Si no se cumple, se debe variar el valor de  $U_d$  para que cumpla.

#### 8.1.4.12. Tensión Residual ( $U_{res}$ )

Finalmente, definimos la Tensión Residual ( $U_{res}$ ), ésta es el valor pico de tensión que aparece entre los terminales de un descargador mientras dura la falla a tierra. La misma depende de la magnitud, como también de la forma de onda de la corriente de descarga. Para amplitudes y formas de onda que difieren de la corriente de descarga nominal, la  $U_{res}$  es usualmente expresada en porcentaje de la tensión residual que aparece bajo condiciones nominales de descarga.

Bajo condiciones normales de descarga  $U_d = U_{res}$

#### 8.1.4.1. Corriente nominal de descarga y capacidad de absorción de energía

Los pararrayos pueden funcionar de forma fiable en las redes si su capacidad de absorción de energía es mayor que las solicitudes de energía que se espera puedan originarse con el funcionamiento del sistema.

Los pararrayos con una corriente nominal de descarga de 5kA han demostrado ser suficientemente fiables en las redes de MT. Esta es la razón por la cual se utilizan generalmente en la mayoría de los casos.

La capacidad de absorción de energía de estos tipos es mucho mayor que las solicitudes esperadas en la red, excepto las altas corrientes debidas a rayos muy potentes o aquellos que impactan directamente sobre el descargador.

Estas corrientes también pueden ser controladas por los pararrayos, no obstante, las elevadas corrientes pueden producir una tensión residual elevada que disminuye el margen de protección del equipamiento

Para casos especiales se solicita descargadores con corrientes nominales de descarga de 10kA o 20 kA respectivamente.

Su utilización se recomienda en todas partes donde se hayan establecido los requerimientos máximos en términos de resistencia, seguridad de funcionamiento y nivel de protección.

Los valores de energía se dan en la Tabla

Este es el caso en:

- ✓ Regiones con una elevada actividad eléctrica atmosférica
- ✓ Líneas aéreas con postes de madera o de hormigón y crucetas no puestas a tierra.
- ✓ Pararrayos situados en emplazamientos habitualmente frecuentadas por personas
- ✓ En líneas en las que se requiera una elevada seguridad de funcionamiento protección de motores, generadores y cables

Tipo de pararrayos	Tensión de carga 3.5 p.u.		Forma de la onda de corriente			
	200 km línea	10 km cable	$I_n$ 8/20 $\mu$ s		Alta tensión 4/10 $\mu$ s	
	kJ/kV $U_C$	kJ/kV $U_C$	kA	kJ/kV $U_C$	kA	kJ/kV $U_C$
POLIM-DN	0.4	0.33	5	2.26	65	2.6
POLIM-D	0.4	0.33	10	0.55	100	3.6
POLIM-DA	0.4	0.33	10	0.53	100	3.5
MWK, MWD POLIM-I	0.4	0.33	10	0.48	100	3.4
POLIM-S	0.4	0.33	10	0.47	100	3.3
POLIM-H	0.4	0.33	20	1.0	100	3.2

Por lo expresado anteriormente, se escoge una corriente nominal del descargador de:

$$I_{nom} = 10 \text{ kA}$$

#### 8.1.4.2. Elección del descargador adecuado

Con los valores calculados previamente se escoge el descargador, verificando que los valores asegurados por el fabricante satisfagan los valores calculados

$$U_{nd} \geq 27,5 \text{ kV} ; U_{TOV1s} \geq 42,8 \text{ kV} ; U_{TOV10s} \geq 40,5 \text{ kV} ; U_d \leq 120 \text{ kV}$$

Pero de acuerdo a catálogos de distintos fabricantes, se observa recuadrado en la tabla siguiente, la tensión residual de un **descargador de 39kV de tensión nominal y 10 kA** con las características antes mencionadas posee un tensión residual de

$$U_{res} = 95,3 \text{ kV}$$

## Datos de protección garantizados

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	30/60 $\mu$ s			8/20 $\mu$ s			
						$U_C$	MCOV	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	0,5 kA	1 kA	2 kA
$U_m$	$U_f$	$U_C$	MCOV	1 s	10 s	0,5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>
36 <sup>3)</sup>	30	24,0	24,4	34,5	33,0	61,7	64,2	67,2	73,3	77,7	87,1	100
	33	26,4	26,7	37,9	36,3	67,9	70,6	73,9	80,6	85,5	95,8	110
	36	28,8	29,0	41,4	39,6	74,1	77,0	80,6	88,0	93,3	105	120
	39	31,2	31,5	44,8	42,9	80,3	83,4	87,3	95,3	102	114	130
	42	34	34,0	48,3	46,2	86,4	89,8	94,0	103	109	122	140
	48	38	39,0	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140	160

8.1.4.3. Distancia eléctrica de protección del descargador.

La distancia entre el descargador y el aparato a proteger no es demasiado grande, los descargadores tienen una zona de protección de solamente unos pocos metros en un sistema de distribución y de hasta 60 m en sistemas de AT y EAT

Con un margen de protección del 20 % la tensión máxima permisible en el equipo a proteger en la instalación durante la descarga es:

$$U_{c1} = 0,8 \cdot BIL_{trafo} = 0,8 \cdot 145 \text{ kV} = 116 \text{ kV}$$

La distancia eléctrica máxima de cobertura del descargador al objeto a proteger es:

$$L_{max} = \frac{v \cdot (U_{c1} - U_{res})}{2 \cdot S}$$

Donde:

$v$ : velocidad de la luz.

$U_{c1}$ : tensión máxima permisible en el equipamiento de la instalación.

$U_{res}$ : tensión residual.

$S=500 \text{ kV}/\mu\text{s}$  valor de la pendiente del frente de onda para líneas aéreas con hilo de guardia.

$$L_{max} = \frac{300 \text{ m}/\mu\text{s} \cdot (116 \text{ kV} - 95,3 \text{ kV})}{2 \cdot 500 \text{ kV}/\mu\text{s}} = 6,21 \text{ m}$$

$$L_{max} = 6 \text{ m}$$

El perfil de tensión a lo largo de los campos es función de la distancia "L" entre el punto en análisis y el descargador, este se calcula con la siguiente ecuación.

$$U_{des} = U_{des} + \frac{2 \cdot S \cdot L_{max}}{v}$$

También se debe verificar la siguiente condición:

$$BIL \geq 1,25 \cdot U_{res}$$

$$145 \text{ kV} \geq 1,25 \cdot 86 \text{ kV}$$

$$145 \text{ kV} \geq 107,5 \text{ kV}$$

Verifica la condición.



#### 8.1.4.4. Margen de protección.

El margen de protección del descargador, si se supone ubicado 1 metro del equipo a proteger, resulta:

$$U_{des1m} = U_{des} + \frac{2 \cdot S \cdot L_{max}}{v} = 95,5kV + \frac{2.500 \text{ kV}/\mu s \cdot 1m}{300 \text{ m}/\mu s} = 98,9 \text{ kV}$$

$$MP = \frac{BIL - U_{res}}{U_{res}} \cdot 100\% = \frac{145kV - 98,9kV}{98,9kV} \cdot 100\%$$

$$MP = 46,6 \%$$

#### 8.1.4.5. Coordinación de la aislación.

Para obtener una seguridad en el servicio y desplazar la descarga por sobretensión a un lugar no peligroso, se ha recurrido a un escalonamiento de las tensiones de descarga superficial o de contorno, que se denomina coordinación de la aislación.

El escalón más bajo corresponde a los descargadores de sobretensión o pararrayos.

El siguiente escalón, a las separaciones de aire entre polo y tierra, por ejemplo, en aisladores, pasatapas, etc...

El escalón o nivel máximo de aislación, a los elementos con aislante sólido o líquido, como transformadores, cables, reactores, etc...

Si las partes de una instalación se prueban con tensiones de choque, para que la coordinación de la aislación sea eficiente, todas las descargas deben producirse en los elementos correspondientes al nivel más bajo de aislamiento, es decir, precisamente a los aparatos dispuestos para la protección contra sobretensiones, y ninguna descarga debe producirse en los elementos cuyo nivel de aislamiento sea superior.

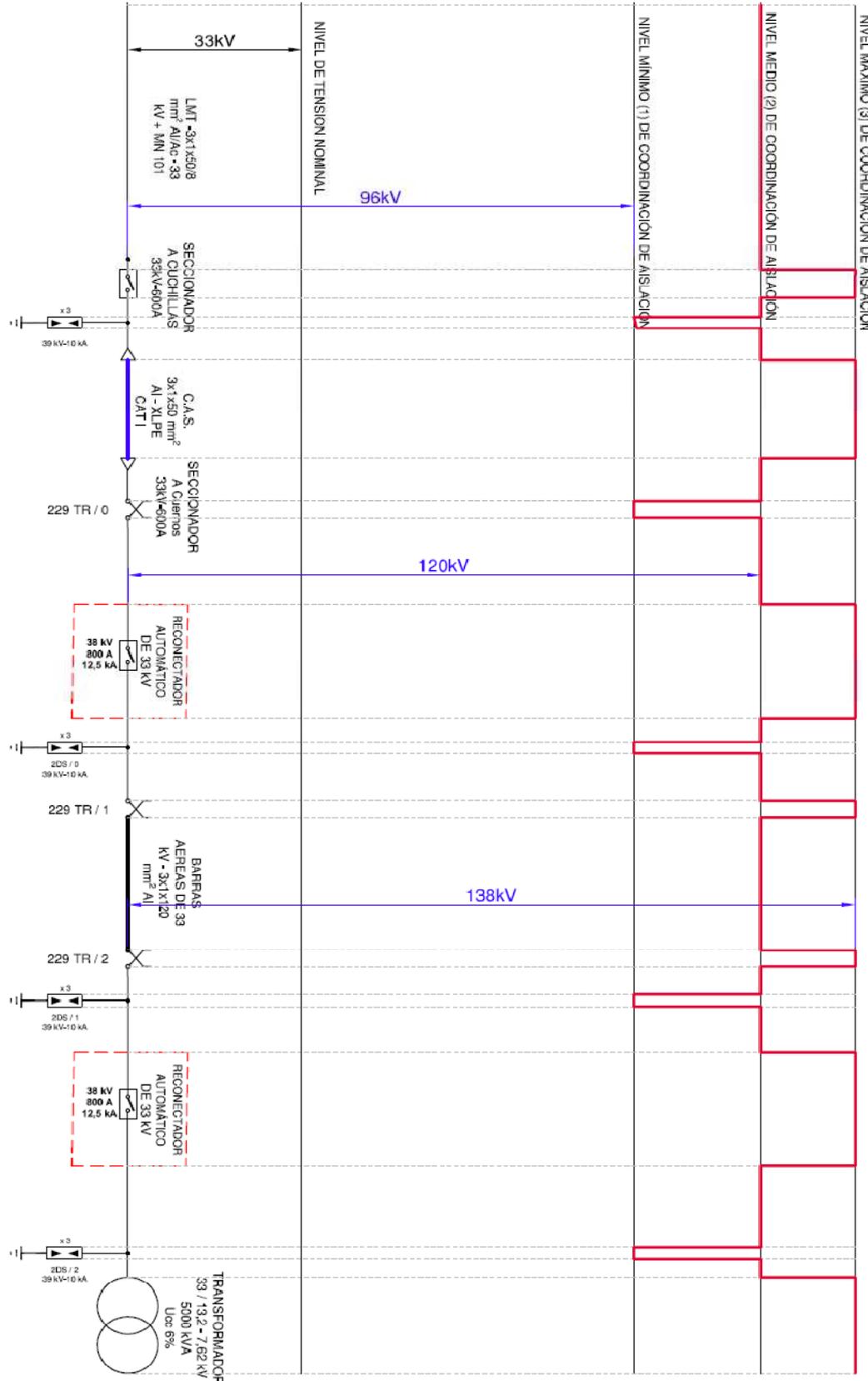
De esta forma, la instalación presentará 3 niveles de aislamiento. Las descargas superficiales se producirán primeramente en los sitios destinados a propósito para este objeto, es decir, en los pararrayos, que constituyen el más bajo nivel de aislamiento de la instalación. Si este nivel inferior no funciona, se producirán descargas superficiales en cualquier parte de la instalación cuyo aislamiento sea de nivel medio, quedando protegidas las partes interiores de las máquinas, transformadores y aparatos, que constituyen el nivel máximo de aislamiento.

Resumiendo, los 3 niveles de aislamiento para las instalaciones de 33 kV, están constituidos de la siguiente forma:

- a) Nivel mínimo (96 kV): pararrayos, descargadores de protección.
- b) Nivel medio (120kV): aisladores, distancias libres en el aire.
- c) Nivel máximo (138kV): aislantes sólidos y líquidos en el interior de transformadores y aparatos, distancias entre contactos abiertos, y entre diferentes fases de los aparatos de corte, etc...

8.1.4.6. Esquema de coordinación

En base a lo explicado anteriormente, se detalla el esquema de coordinación de la aislación del equipamiento de 33 kV de la SET



## **8.2. EQUIPOS DE MT 13,2 kV.**

VER PLANO N°1 UNIFILAR SET PUERTO YERUÁ.

### **8.2.1. Conductor Subterráneo de 13,2 kV de la Salida 1**

La Salida N°1 de la S.E.T. Puerto Yerúa tiene como objetivo alimentar la ciudad de Puerto Yerúa, el tramo de salida hasta la vinculación con la Línea Aérea se realizara con conductores Subterráneos.

A continuación se procede a dimensionar los mismos:

#### ***8.2.1.1. Potencia nominal.***

La potencia queda determinada por la máxima potencia transmitida por el alimentador a un punto de consumo lejano.

$$S_n = 2,5 \text{ MVA}$$

#### ***8.2.1.2. Corriente nominal.***

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{2,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 109,3 \text{ A}$$

#### ***8.2.1.3. Corriente de cortocircuito simétrica.***

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito.

$$S''_{k3} = 34,7 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{34,7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 1,52 \text{ kA}$$

#### ***8.2.1.4. Longitud de los Conductores***

La longitud de los conductores subterráneos desde la SET hasta la línea Aérea es de

$$L_{SubN^{\circ}1} = 100 \text{ m}$$

### 8.2.1.5. Categoría del cable

Se proyecta un cable de CATEGORÍA II.

Esta categoría comprende aquellos conductores que no se encuadren en categoría I, por lo tanto no tienen la restricción de que se debe despejar la falla de fase contra tierra en menos de una hora.

### 8.2.1.6. Tensión máxima Soportada

Por tratarse de conductores categoría II de 13,2 kV soportan una tensión máxima fase-neutro de:

$$U_{max} = 10,5 \text{ kV}$$

Cabe aclarar que para 13,2kV, la tensión fase-neutro es 7,6kV

### 8.2.1.7. Determinación de la sección por intensidad máxima admisible.

Calculada la corriente nominal y conocidas las condiciones de instalación, la sección se determina mediante la tabla de capacidad de carga del tipo de cable seleccionado; Estas tablas permiten elegir la sección de los conductores en base a la corriente máxima admisible para los diversos valores de la tensión de servicio.

En base a las siguientes consideraciones para una instalación enterrada:

- › Temperatura del terreno, 25º C.
- › Solo una terna de cables unipolares separados 7 cm entre sí, o un cable tripolar.
- › Terreno de resistividad térmica normal (100º C · cm/W).
- › Profundidad de la instalación (Entre 6,6 y 33 kV: 100 cm.)

Los valores de intensidades admisibles indicados en las hojas de productos están referidos a las condiciones mencionadas y con una tensión de servicio igual a la nominal.

La temperatura máxima de trabajo de los cables esta prevista en 90º C y la temperatura ambiente que rodea al cable ha sido supuesta en 25º C para la instalación enterrada, tal como ya se ha expresado.

### **Cable Retenax AL 13,2 kV**

#### Datos Eléctricos

Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
50	196	152	184	160	0,821	0,226	0,116

De acuerdo a la corriente admisible se adoptan conductores unipolares

Retenax Al 13,2kV categoría II de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

### 8.2.1.8. Verificación de calentamiento en cortocircuito.

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor de esta última ( $I$ , en ampere) y su duración ( $t$ , en segundos), debe cumplirse la condición:

$$I \cdot \sqrt{t} < K \cdot S$$

Donde:

$t$  - es el tiempo de despeje de la falla ( $t = 0,1s$ )

$K$  - es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.

$S$  - es la sección nominal del conductor en  $mm^2$ .

En la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible en tal caso, el valor de  $K$  para el xlpe es de 143 y 92, según se trate de cables con conductores de cobre o de aluminio respectivamente, mientras que si el cable está aislado en PVC el valor de  $K$  será de 115 y 75 respectivamente.

En el supuesto de que las condiciones de servicio permitieran considerar una temperatura de régimen más reducida, aumenta el salto de temperatura y la corriente de cortocircuito admisible sería por lo tanto más elevada; en este caso, en que las condiciones de servicio son distintas a las consideradas por los catálogos de fabricantes, el valor de la  $I$  máxima admisible durante el cortocircuito puede calcularse según lo indicado por la Norma IEC 60949.

$$I \cdot \sqrt{t} < K \cdot S$$

$$1520 \cdot \sqrt{0,1} < 92 \cdot 50$$

$$481 < 4600$$

El conductor Retenax Al 13,2kV categoría II de 50 mm<sup>2</sup> de sección escogido verifica la condición

### 8.2.1.9. Verificación de la caída de tensión.

La caída de tensión en el caso de los cables de media tensión, generalmente tiene poca importancia, a menos que se trate de líneas de gran longitud.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot L_{SubN^{\circ}1}}{U_n} (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) = \frac{\sqrt{3} \cdot 109,3A \cdot 0,1km}{13,2kV} (0,821 \cdot 0,88 + 0,231 \cdot 0,475)$$

$$\Delta V = 0,0012 \text{ ;}$$

$$\Delta V_{\%} = 0,12\%$$

Para el caso en estudio se aprecia que la caída de tensión es despreciable, por lo tanto

El conductor escogido verifica dicha solicitud.

### **8.2.2. Interruptor Automático de barras de 13,2 kV.**

Para cumplir esta función se decidió utilizar un Reconectador Automático N-Series de Siemens.

A continuación se detallan las características mínimas que debe reunir de acuerdo a la instalación proyectada, y luego se muestran las características del equipo, las mismas deben superar a las proyectadas.

#### **8.2.2.1. Potencia nominal.**

La potencia queda determinada por la máxima potencia a por el transformador en 13,2 kV.

$$S_n = 5 \text{ MVA}$$

#### **8.2.2.2. Corriente nominal.**

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 218,7 \text{ A}$$

#### **8.2.2.3. Corriente de cortocircuito simétrica.**

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 13,2 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 34,7 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{34,7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 1,52 \text{ kA}$$

#### **8.2.2.4. Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.**

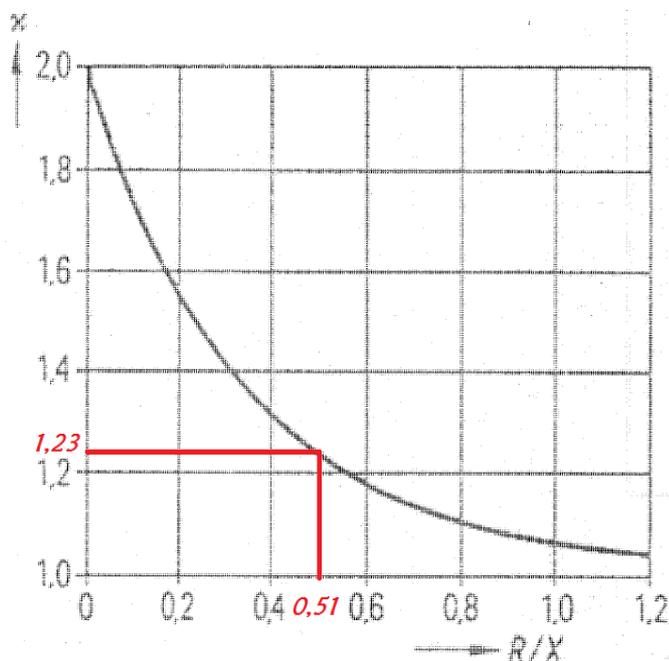
Para el presente cálculo, como no se conocen las características los generadores y la instalación se encuentra lejos de la generación, se realizan los cálculos para las condiciones más desfavorables.

$$\mu = 1$$

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3} = 1,52 \text{ kA}$$

### 8.2.2.5. Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.

El factor  $\chi$  se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.



La impedancia de secuencia directa de Cortocircuito para las barras de 13,2 kV en la SET Puerto Yerúa se determinó en la **sección 3.3 "Cálculo de Cortocircuito"** y su valor es:

$$z_1 = 0,1453 + j.0,2821$$

La relación R/X es:

$$\frac{R}{X} = \frac{0,1453}{0,2821} = 0,51$$

De acuerdo a la gráfica se obtiene  $\chi = 1,23$

Finalmente se puede calcular la Capacidad de conexión necesaria

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3}$$

$$I_S = 1,23 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,52 \text{ kA} = 2,64 \text{ kA}$$

### 8.2.2.6. Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0,1$  Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$  Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$  Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 1,52 \text{ kA} \cdot \sqrt{0,1 + 1} \cdot \frac{1}{1s} = 1,6 \text{ kA}$$

### 8.2.2.7. Características del Reconectador Automático Adoptado

#### N-Series Reconectador Automático

- Reconectador automático trifásico
- Optimizado y habilitado para automatización, control remoto y monitoreo.
- Tanque sellado de acero inoxidable grado 316.
- Tecnología de última generación de interrupción de arco por medio de botellas de vacío y microelectrónica.
- SF6 como medio de aislamiento
- Medida de corriente en 3 fases
- Medida de Tensión en los 6 Bornes
- Solenoides de apertura y cierre controlados desde el gabinete de control.
- Diseño seguro y de fácil instalación.
- Indicador externo visible.

#### Especificaciones

- 15 kV de Voltaje de Sistema.
- 12,5 kA de Capacidad de falla.
- 110 kV de Nivel de Aislamiento.
- 800 A de Corriente Permanente.
- -40 a 50°C de Temperatura ambiente
- 3 Transformadores de Corriente incorporados
- 6 Transformadores de Tensión moldeados en cada bushing
- Monitoreo de presión del gas SF6 y lockout
- Sensor de Presión
- Comando – Solenoide
- Comando Manual – Apertura bajo pértiga



### Funciones de Protección

- Sobrecorriente de fase
- Falla a Tierra
- Falla Sensible a Tierra
- Secuencia de Fase Negativa
- Baja/Sobre Frecuencia
- Baja/Sobre Tensión
- Bloqueo Direccional
- Protección direccional
- Pérdida de Fase

### Funciones Adicionales de Protección

- Control de Secuencia
- Bloqueo a Carga Viva
- Bloqueo a Fuente Muerta
- Bloqueo por Alta Corriente
- Inrush Restraint
- Carga Fría
- Disparo Único
- Etiqueta de Trabajo

### Aplicaciones

El Reconectador detectara la falla y abrirá por un tiempo programado antes de cerrar automáticamente. Este cierre automático es llamado autorecierre y en uno o más ciclos de apertura – cierre pueden ser utilizados para disipar fallas transitorias.

Si la falla es transitoria y es disipada cuando la línea se encuentra desenergizada, el próximo autorecierre retornara el suministro de energía.

Si la falla es permanente, el Reconectador permanecerá abierto hasta que sea cerrado por el operador, esta condición es llamada bloqueo (Lockout).

Para más información ver catalogo adjunto

### **8.2.3. Seccionadores de barras de 13,2 kV**

Los parámetros para la selección de los seccionadores son:

#### *8.2.3.1. Potencia nominal.*

La potencia queda determinada por la máxima potencia transmitida por el transformador

$$S_n = 5 \text{ MVA}$$

#### *8.2.3.2. Corriente nominal.*

La corriente nominal que deberá circular por el seccionador, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 218,7 \text{ A}$$

#### *8.2.3.3. Corriente de cortocircuito simétrica.*

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 13,2 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito.

$$S''_{k3} = 34,7 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{34,7 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ kV}} = 1,52 \text{ kA}$$

#### *8.2.3.4. Capacidad dinámica.*

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1,23$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 1,23 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,52 \text{ kA} = 2,64 \text{ kA}$$

### 8.2.3.5. Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0,1$  Influencia de la componente continua de corriente.

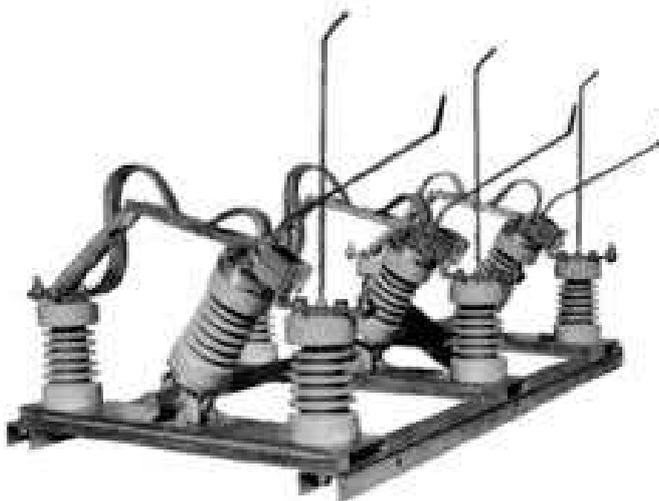
$n = 1$  Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1s$  Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 1,52kA \cdot \sqrt{0,1 + 1} \cdot \frac{1}{1} = 1,6 kA$$

### 8.2.3.6. Características de los Seccionadores Adoptados

Se decidió utilizar un seccionadores Tripolar a Cuernos Marca Electroingeniería cuyas especificaciones se detallan a continuación:



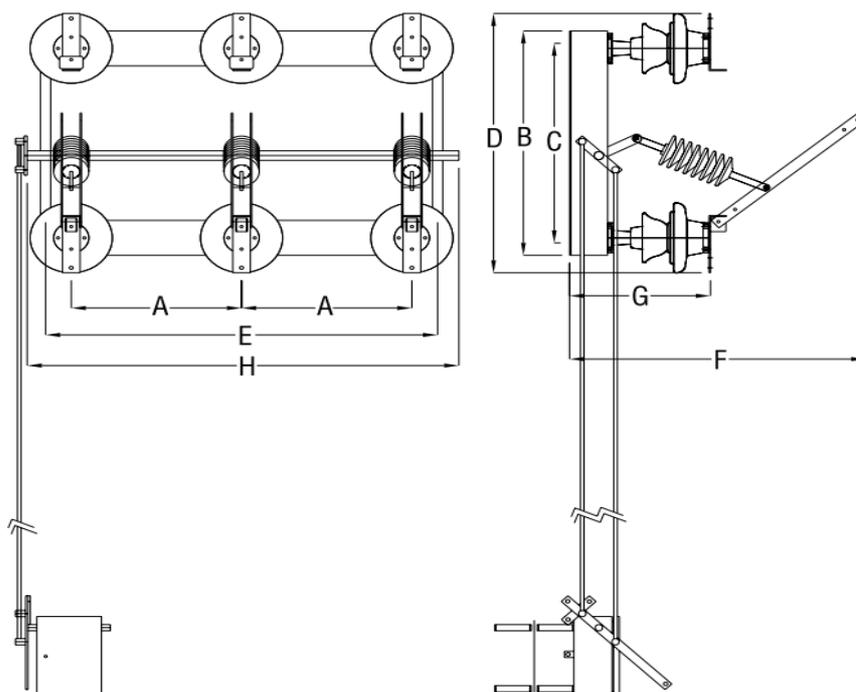
Especificaciones Técnicas	
Modelo	SCET 134 / 136
Normas	IEC - IRAM
Tensión nominal	13,2 kV
Tensión máxima de servicio	17,5 kV
Intensidad nominal	400
Intensidad de breve duración (1 seg)	16 kA
Intensidad límite dinámica	40 kA
Frecuencia	50 / 60 Hz
Montaje	Horizontal / vertical
Accionamiento	Manual

Además se decidió utilizar seccionadores tripolares a cuchillas tipo exterior para cada salida de 13,2 kV de la SET, Marca *Electroingenieria*



Cuyas características se describen en el siguiente cuadro resumen

Especificaciones Técnicas	
Modelo	SGET - 134
Normas	IRAM - IEC
Tensión nominal	13,2 kV
Tensión máxima de servicio	17,5 kV
Intensidad nominal	400
Intensidad de breve duración (1 seg)	16 kA
Intensidad límite dinámica	40 kA
Frecuencia	50/60 Hz
Montaje	Vertical
Accionamiento	Manual



#### 8.2.4. Transformadores de Intensidad y Tensión.

Los mismos estarán encargados de adecuar las señales para el sistema de medición comercial SMEC. El mismo debe mantener una precisión de 0,2%

##### 8.2.4.1. Transformadores de Corriente T.I.

Los parámetros para la selección de los transformadores de corriente son:

##### Corriente y relación de transformación nominal de los T.I.

$$I_n = 150 - 300 \text{ A}$$

$$R_T = 150 - 300 / 5 - 5 \text{ A}$$

##### Pérdidas en los cables alimentadores de los instrumentos.

$$s = 4 \text{ mm}^2 ; l = 15 \text{ m} ; \rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 2 \cdot \frac{0,01754 \cdot 15}{4} = 0,132 \Omega$$

$$P_P = (I_{sec})^2 \cdot R = (5 \text{ A})^2 \cdot 0,132 \Omega = 3,28 \text{ VA}$$

##### Núcleo de medición de T.I.

Potencia Conectada en el secundario:

- Medidor de energía Activa y Reactiva (Wh) = 3 VA
- Cofímetro ( $\cos \phi$ ) = 3 VA
- Amperímetro (A) = 3 VA
- Pérdidas en el cable (Pp) = 3,28 VA

Prestación del núcleo de medición = 12,28 VA.

El núcleo de T.I. debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 0,2

Corriente máxima en el secundario, en caso de cortocircuito:

$$I_{th} = 1,6 \text{ kA}$$

$$I_{thSec} = \frac{I_{th}}{R_T} = \frac{1,6 \text{ kA}}{30} = 53,3 \text{ A}$$

$$F_S = \frac{I_{thSec}}{5 \text{ A}} = \frac{53,3 \text{ A}}{5 \text{ A}} = 10,6$$

El factor de sobreintensidad debe ser 15.

**El núcleo de T.I. debe ser un núcleo de 15 VA con una clase de 0,2S para mediciones con factor de sobreintensidad igual a 15**

#### 8.2.4.2. Transformadores de Tensión T.V.

Los parámetros para la selección de los transformadores de tensión son:

##### Tensión nominal:

$$V_n = 13,2 \text{ kV}$$

##### Tensión máxima:

$$V_m = 1,1 \cdot V_n = 14,52 \text{ kV}$$

##### Frecuencia nominal:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

##### Tensión y relación de transformación nominal de los TT.

$$V_n = 13,2 / \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$R_T = \frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV} = 0,12$$

##### Núcleo de medición de T.V.

Clase 0,2S

Aparatos conectados:

- 1 Watímetro (P) = 2,5 VA
- 1 Vatímetro (Q) = 2,5 VA
- 3 Medidor de energía activa (Wh) y reactiva (VARh) = 2,5 VA
- 1 Cofímetro ( $\cos \phi$ ) = 2,5 VA
- 1 Voltímetro (V) = 2,5 VA

Prestación total del núcleo = 12,5 VA.

La corriente que circula por el secundario del transformador de tensión es:

$$I_s = \frac{12,5 \text{ VA}}{\frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}} = 0,197 \text{ A}$$

Pérdidas en los cables alimentadores de los instrumentos.

$$s = 4 \text{ mm}^2$$

$$l = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 0,01754 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$R = 2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{s} = 0,1754 \Omega$$

$$P_p = (I_s)^2 \cdot R = (0,197 \text{ A})^2 \cdot 0,1754 \Omega = 0,007 \text{ VA}$$

Caída de tensión en los cables.

$$\Delta V = I_s \cdot R = 0,197 \text{ A} \cdot 0,1754 \Omega = 0,034 \text{ V} < 0,5 \text{ V}$$

**El núcleo del T.V. debe ser un núcleo de 15 VA de clase 0,2S.**

8.2.4.3. Características de los Transformadores de Medidas adoptados

A continuación se detallan las características aseguradas por un fabricante de Transformadores de Intensidad y Tensión, con la particularidad de que los equipos están integrados en un solo bloque.

BLOQUE DE MEDICIÓN TRIFÁSICO USO EXTERIOR  
HASTA 17,5 kV

Modelo CC6

- Transformador trifásico combinado corriente-tensión en resina sintética
- Simple relación primaria de 5 a 400 A.
- Doble relación primaria de 5-10 A. hasta 300-600 A.
- Corriente secundaria 5 o 1 A.
- 1 núcleo y 1 secundario de medición
- Prestación hasta 30 VA
- Clase 0.5 o 0.5s
- $I_{th}$ : 80xIn o hasta 24 kA
- Tensión primaria: 13.2/v3 kV
- Tensión secundaria: 0.11/v3 kV
- Prestación hasta 60 VA
- Clase 0.5
- Frecuencia: 50 Hz o 60 Hz. (a pedido)
- Peso: 135 kG
- Clase 0.2s o 0.2 u otras tensiones secundarias bajo consulta
- Normas: IRAM-IEC o ANSI (bajo consulta)



### 8.2.5. Descargadores de sobretensión en 13,2 kV.

Estos descargadores se instalan en cada salida de línea de 13,2 kV como protección contra sobretensiones del transformador del rebaje.

Para realizar el cálculo de los descargadores necesarios, se emplea el método regido por las normas IEC 60099 e IEC 60071, y se utiliza el Catálogo de un fabricante de Descargadores de Óxido de Zinc que habla sobre el dimensionamiento de los mismos.

A continuación se detallan los datos del sistema

#### 8.2.5.1. Tensión nominal.

$$U_n = 13,2 \text{ kV}$$

#### 8.2.5.2. Corriente de cortocircuito

$$I''_{k3} = 1,52 \text{ kA}$$

#### 8.2.5.3. Resistencia de Puesta a Tierra

$$R_{PAT} = 0,652 \Omega$$

#### 8.2.5.4. Tensión máxima.

$$U_{max} = 1,1 \cdot U_n = 14,52 \text{ kV}$$

#### 8.2.5.5. Coefficiente de falla a tierra ( $K_e$ )

Se define el Coeficiente de falla a tierra. Valor dado por la fórmula:

$$K_e = \frac{U_{F0}}{U_f} = 1,25$$

Siendo:

$K_e$ : el coeficiente de puesta a tierra, en por ciento;

$U_{F0}$ : la mayor tensión en valor eficaz de la frecuencia de la red entre una fase sana y tierra, que puede producirse en el lugar para el cual se determina el coeficiente cuando una o las restantes fases fallan a tierra, independientemente del lugar donde ocurre la falla, en Volt ;

$U_f$ : la tensión eficaz entre fase y tierra a la frecuencia de la red, en el lugar para el cual se determina el coeficiente si no existiera la falla, en Volt.

Se define para un lugar determinado de una red (generalmente el punto de instalación de un equipo) y para una configuración dada de la misma. Si son factibles diferentes configuraciones de dicha red, se utiliza aquella con la que se obtiene el más elevado de los coeficientes.

#### 8.2.5.6. Factor de puesta a tierra ( $C_e$ )

Según las características de la instalación, se define un factor de puesta a tierra ( $C_e$ ) que depende de si la red posee neutro a tierra.

**Red con neutro a tierra:** red cuyo punto neutro está unido a tierra, ya sea directamente o mediante una resistencia o reactancia de valor suficientemente pequeño para reducir las oscilaciones transitorias de tensión y dejar pasar una corriente suficiente para la protección selectiva de tierra. Se clasifican en redes con neutros puestos efectivamente a tierra y redes con neutros no puestos efectivamente a tierra.

Debe verificarse  $C_e > K_e$ .

Donde  $C_e = 1,4$  en el caso de que el sistema esté rígidamente puesto a tierra.

Esto significa que para admitir que el sistema está rígidamente puesto a tierra, se tolera hasta un 40% de sobretensión durante la falla.

#### 8.2.5.7. Tensión máxima de operación continua.

La tensión de operación permanente mínimamente requerida debe ser tan elevada como la tensión fase tierra del sistema, con un adicional de por lo menos un 5%, la tolerancia tiene en cuenta posibles armónicos del sistema.

$$COV = 1,05 \cdot \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} = 8,8 \text{ kV}$$

Con este valor, se escoge el descargador apropiado. Si no se cumpliera esto, los descargadores estarían drenando a tierra continuamente.

La tensión máxima de funcionamiento o tensión de operación continua ( $U_c$ ), a menudo abreviada COV, es el valor de tensión eficaz designado como admisible que debe ser aplicado continuamente entre los terminales del descargador. La corriente que fluye a través del mismo sometido a esta tensión  $U_c$  es predominantemente capacitiva con una amplitud aproximada de 1 mA de pico.

#### 8.2.5.8. Tensión nominal del descargador.

Con la preselección de la tensión permanente de operación mínimamente requerida y un factor que usualmente tiene un valor de 1,25 se calcula la tensión nominal del descargador, esta será una posible, aunque no definitiva, tensión nominal de un descargador.

$$U_{nd} = 1,25 \cdot COV = 11 \text{ kV}$$

El valor 1,25 es empírico y funciona bien, independiente del fabricante.

Es el valor de tensión máximo esperado por el sistema, este depende de si es un sistema con neutro rívido a tierra o aislado. Se define como el valor dado para una operación de parámetros nominales durante 10 s. Si la sobretensión es superior a este valor, el descargador no lo soportara por el mismo tiempo, sino por uno menor según la característica tensión-tiempo del mismo. Con ello se define el factor de sobrecarga temporaria.

### 8.2.5.9. Factor de sobrecarga temporaria ( $T_r$ )

Primero es necesario definir las sobretensiones temporarias (TOV).

Éstas, a diferencia de las sobretensiones de descarga, son sobretensiones oscilatorias de relativamente larga duración y que no son drenadas a tierra, o que sólo lo son en forma tenue. El rango de frecuencia de las TOV varía desde unos pocos Hz a varios cientos y con duraciones de algunos milisegundos a varias horas, dependiendo del tiempo de despeje de la falla. La forma más común de aparición de las TOV ocurre sobre las fases sanas de un sistema durante una falla a tierra de una o más fases. Otras fuentes de TOV son la ferro resonancia, recierres, etc.

Luego es necesario ya sí definir el factor de sobrecarga temporaria ( $T_r$ ).

Éste es el factor que define la capacidad del descargador para soportar las TOV. El mismo se obtiene del siguiente gráfico, el cual es dado por el fabricante del descargador, y nos dice que sobretensión temporaria es capaz de soportar un determinado periodo de tiempo

Del grafico se deducen las constantes para 1 y 10 segundos respectivamente:

$$T_{r(1s)} = 1,46$$

$$T_{r(10s)} = 1,38$$

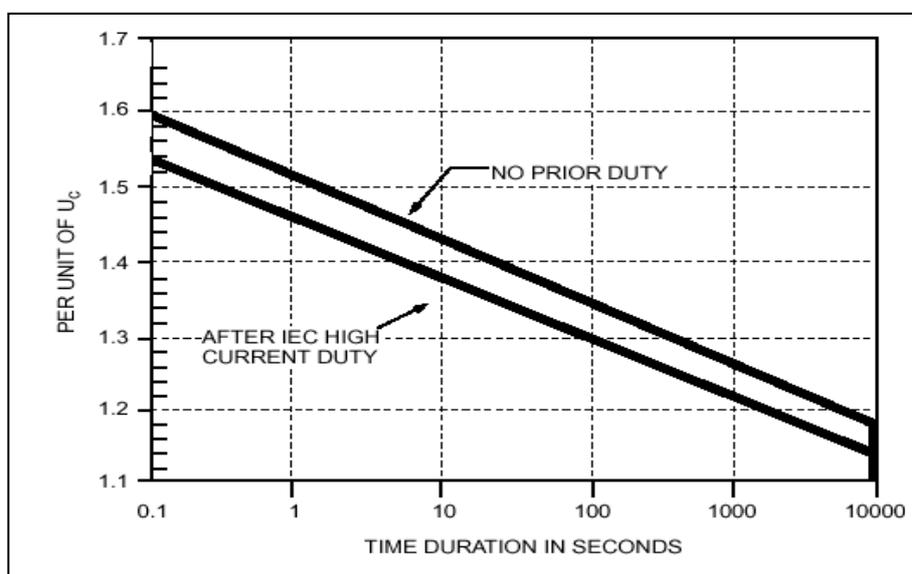


Figura – Factor de sobrecarga temporaria.

Una vez obtenido los factores  $T_r$ , se realiza la siguiente verificación:

Donde para un segundo,  $U_{tov}$  es igual a:

$$U_{TOV1s} = \frac{U_{max} \cdot C_e \cdot T_{r(1s)}}{\sqrt{3}} = \frac{14,52kV \cdot 1,4 \cdot 1,46}{\sqrt{3}} = 17,1 kV$$

y para 10 segundos,  $U_{tov}$  tiene un valor de:

$$U_{TOV10s} = \frac{U_{max} \cdot C_e \cdot T_{r(10s)}}{\sqrt{3}} = \frac{14,52kV \cdot 1,4 \cdot 1,38}{\sqrt{3}} = 16,2 kV$$

Es importante destacar que la resistencia a las TOV, el coeficiente  $T_r$ , será un factor con el cual se eligen los descargadores, ya que los mismos pueden cumplir con el nivel de tensión requerido, pero no verificar alguna de las TOV que pueden aparecer en el sistema. Por lo que será necesario elegir un descargador más resistente

#### 8.2.5.10. Nivel básico de aislación (BIL)

Una vez escogido el aislador, se busca el Nivel básico de aislamiento (BIL) en la norma.

Este es el nivel de aislación a impulso del equipo más importante de la red (comúnmente los transformadores de potencia y los reactores en aceites). Es un coeficiente de seguridad.

Para el transformador de la SET Puerto Yerúa el BIL para el lado de 13,2 kV es:

$$BIL = 95 \text{ kV}$$

#### 8.2.5.11. Nivel protector ( $U_d$ )

La tensión  $U_d$  se denomina "nivel protector". Es el mayor valor de tensión residual que aparece en el descargador durante una descarga de 10 KA de forma de onda 8/20  $\mu$ s.

Se debe verificar que:

$$BIL > 1,2 \cdot U_d$$

$$U_d < \frac{95 \text{ kV}}{1,2} < 79,1 \text{ kV}$$

Si no se cumple, se debe variar el valor de  $U_d$  para que cumpla.

#### 8.2.5.12. Tensión Residual ( $U_{res}$ )

Finalmente, se define la Tensión Residual ( $U_{res}$ ), ésta es el valor pico de tensión que aparece entre los terminales de un descargador mientras dura la falla a tierra. La misma depende de la magnitud, como también de la forma de onda de la corriente de descarga. Para amplitudes y formas de onda que difieren de la corriente de descarga nominal, la tensión residual es usualmente expresada en porcentaje de la tensión residual que aparece bajo condiciones nominales de descarga.

Bajo condiciones normales de descarga  $U_d = U_{res}$

#### 8.2.5.1. Corriente nominal de descarga y capacidad de absorción de energía

Los pararrayos pueden funcionar de forma fiable en las redes si su capacidad de absorción de energía es mayor que las sollicitaciones de energía que se espera puedan originarse con el funcionamiento del sistema.

Los pararrayos con una corriente nominal de descarga de 5kA han demostrado ser suficientemente fiables en las redes de MT.

Esta es la razón por la cual se utilizan generalmente en la mayoría de los casos.

Por lo expresado anteriormente, se escoge una corriente nominal del descargador de:

$$I_{nom} = 5 \text{ kA}$$

### 8.2.5.1. Elección del descargador adecuado

Con los valores calculados previamente se escoge el descargador, verificando que los valores asegurados por el fabricante satisfagan los valores calculados

$$U_{nd} \geq 11 \text{ kV} ; U_{TOV1s} \geq 17,1 \text{ kV} ; U_{TOV10s} \geq 16,2 \text{ kV} ; U_d \leq 79,1 \text{ kV}$$

Pero de acuerdo a catálogos de distintos fabricantes la tensión residual de un **descargador de 18 kV y 5 kA** con las características antes mencionadas posee un tensión residual de

$$U_{res} = 44 \text{ kV}$$

## Datos de protección garantizados

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			30/60 $\mu$ s		8/20 $\mu$ s				
				1 s	10 s	0,5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
$U_m$ kV <sub>rms</sub>	$U_r$ kV <sub>rms</sub>	$U_c$ kV <sub>rms</sub>	MCOV kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>
24 <sup>3)</sup>	18	14,4	15,3	20,7	19,8	37,1	38,5	40,3	44,0	46,7	52,3	59,7
	21	16,8	17,0	24,1	23,1	43,2	44,9	47,0	51,3	54,4	61,0	69,7
	24	19,2	19,5	27,6	26,4	49,4	51,3	53,8	58,7	62,2	69,7	79,6
	27	21,6	22,0	31,0	29,7	55,6	57,7	60,5	66,0	70,0	78,4	89,6

### 8.2.5.2. Distancia eléctrica de protección del descargador.

La distancia entre el descargador y el aparato a proteger no es demasiado grande, los descargadores tienen una zona de protección de solamente unos pocos metros en un sistema de distribución y de hasta 60 m en sistemas de AT y EAT

Con un margen de protección del 20 % la tensión máxima permisible en el equipo a proteger en la instalación durante la descarga es:

$$U_{c1} = 0,8 \cdot BIL_{trafo} = 0,8 \cdot 95 \text{ kV} = 76 \text{ kV}$$

La distancia eléctrica máxima de cobertura del descargador al objeto a proteger es:

$$L = \frac{v \cdot (U_{c1} - U_{res})}{2 \cdot S}$$

Donde:

$v$ : velocidad de la luz.

$U_{c1}$ : tensión máxima permisible en el equipamiento de la instalación.

$U_{res}$ : tensión residual.

$S=1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$  valor de la pendiente del frente de onda para líneas aéreas sin hilo de guardia.

$$L_{max} = \frac{300 \text{ m}/\mu\text{s} \cdot (76 \text{ kV} - 44 \text{ kV})}{2 \cdot 500 \text{ kV}/\mu\text{s}} = 4,8 \text{ m}$$

El perfil de tensión a lo largo de los campos es función de la distancia "L" entre el punto en análisis y el descargador, este se calcula con la siguiente ecuación.

$$U_{des} = U_{des} + \frac{2.S.L_{max}}{v}$$

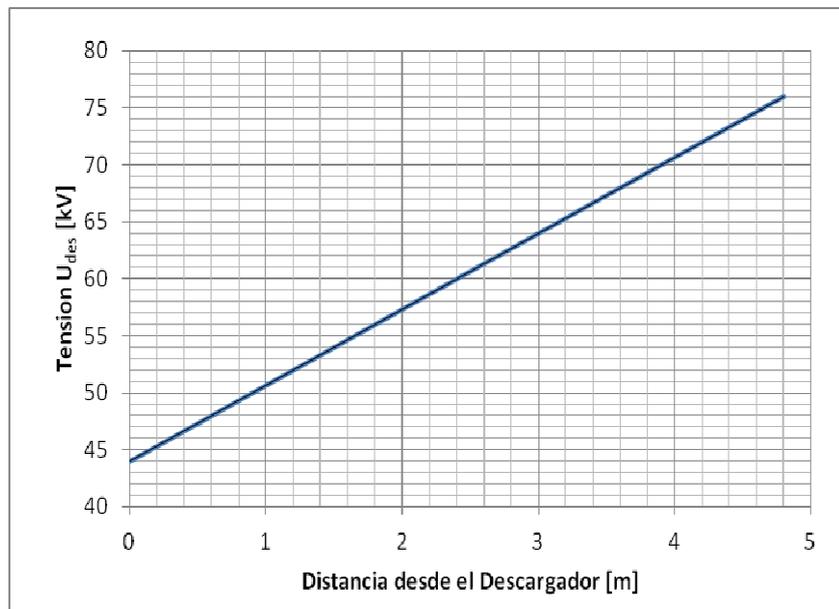
También se debe verificar la siguiente condición:

$$BIL \geq 1,25 \cdot U_{res}$$

$$95 \text{ kV} \geq 1,25 \cdot 44 \text{ kV}$$

$$95 \text{ kV} \geq 55 \text{ kV}$$

Verifica la condición.



#### 8.2.5.1. Margen de protección.

El margen de protección del descargador, si se supone ubicado 1 metro del equipo a proteger, resulta:

$$U_{des-1m} = U_{des} + \frac{2 \cdot S \cdot L_{max}}{v} = 44 \text{ kV} + \frac{2 \cdot 1000 \text{ kV}/\mu\text{s} \cdot 1 \text{ m}}{300 \text{ m}/\mu\text{s}} = 50,7 \text{ kV}$$

$$MP = \frac{BIL - U_{res}}{U_{res}} \cdot 100\% = \frac{95 \text{ kV} - 50,7 \text{ kV}}{50,7 \text{ kV}} \cdot 100\%$$

$$MP = 87,4\% \%$$

#### 8.2.5.2. Coordinación de la aislación.

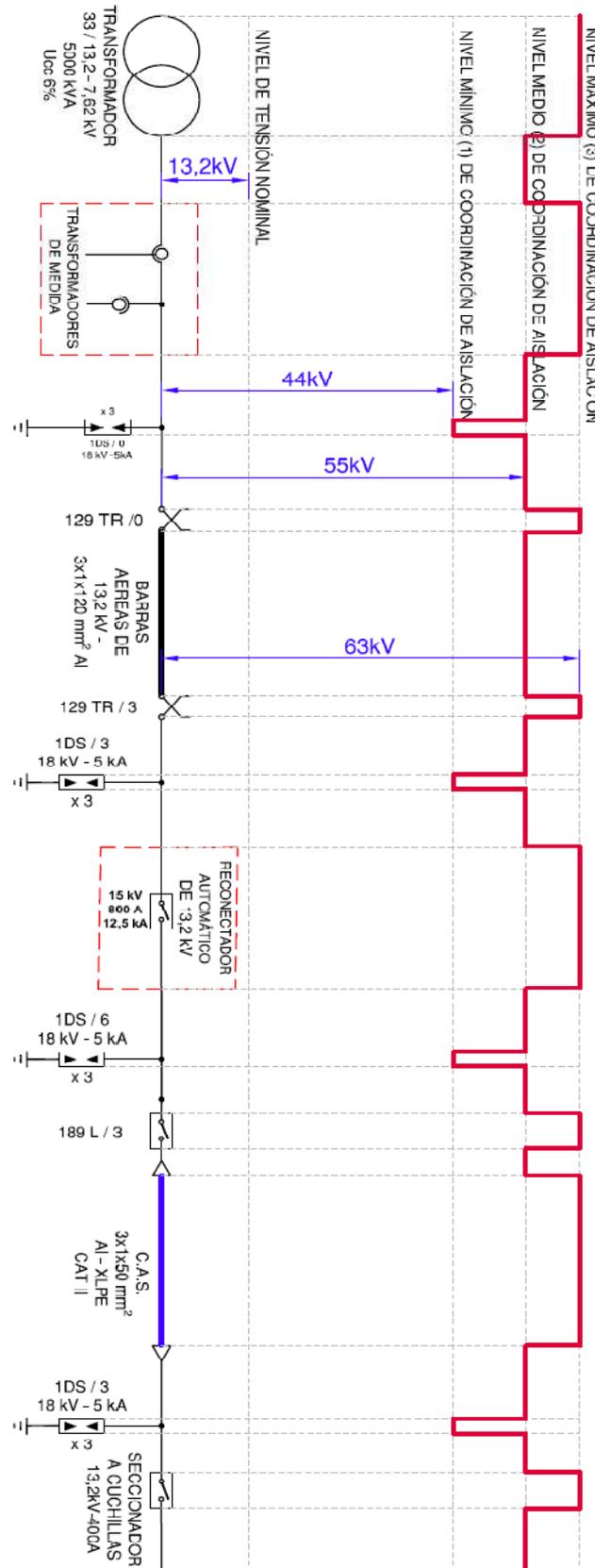
Para obtener una seguridad en el servicio y desplazar la descarga por sobretensión a un lugar no peligroso, se ha recurrido a un escalonamiento de las tensiones de descarga superficial o de contorno, que se denomina coordinación de la aislación.

Resumiendo, los 3 niveles de aislamiento para las instalaciones de 13,2 kV, están constituidos de la siguiente forma:

- Nivel mínimo (44 kV): pararrayos, descargadores de protección.
- Nivel medio (55 kV): aisladores, distancias libres en el aire.
- Nivel máximo (63 kV): aislantes sólidos y líquidos en el interior de transformadores y aparatos, distancias entre contactos abiertos, y entre diferentes fases de los aparatos de corte, etc...

### 8.2.5.3. Esquema de coordinación

En base a lo explicado anteriormente, se detalla el esquema de coordinación de la aislación del equipamiento de 13,2 kV de la SET.



## **9. CÁLCULO DE BARRAS.**

### **9.1. Barras Aéreas de 33 kV**

La playa posee un juego de barras Aéreas de 33 kV formada por conductores de aluminio y columnas de Hormigón

#### **9.1.1. MATERIAL Y SECCIÓN**

Para la elección del material y sección, debe tenerse en cuenta:

##### *Requisitos Eléctricos:*

La sección de las barras Aéreas de 33 kV debe verificar las solicitaciones de Corriente Nominal, calentamiento al cortocircuito y caída de tensión, como cualquier conductor en la instalación.

En el caso particular del juego de barras posee una distancia de 20 metros, no se considera conveniente ajustar el cálculo la menor sección que verifique dichas solicitaciones, por el simple motivo de que al tratarse de una longitud muy pequeña, el costo del conductor se vuelve despreciable frente al costo de toda la SET de Rebaje, Además se prevé ampliaciones futuras y por Ultimo y muy importante se pretende estandarizar las barras de todas las SET que pertenecen a la distribuidora, para simplicidad en el manejo de stock de materiales de reemplazo en Almacenes.

##### *Requisitos mecánicos:*

La tensión de tendido de los conductores de barras Aéreas es bastante menor a la tensión mecánica de una línea de la misma sección debido a que las barras por lo general tienen distancias cortas entre apoyos.

#### **9.1.2. Calculo Mecánico de los cables de Barras de la SET**

El cálculo se efectúa partiendo de la flecha deseada para los mismos, para calcular la tensión en el estado de temperatura media anual; Las demás tensiones y flechas se obtienen valiéndose de las ecuaciones de cambio de estado.

9.1.2.1. Características de los conductores de Barras Adoptados

Se adopto unos conductores de Aluminio de las siguientes características

Sección nominal	Formación	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Carga de rotura calculada	Resistencia eléctrica máxima a 20°C y c. c.	Intensidad de corriente admisible (1)
mm <sup>2</sup>	N° x mm	mm	kg/km	kg	ohm/km	A
120	19 x 2,85	14,3	335	2061	0,2291	380

9.1.2.2. Estados atmosféricos.

Para realizar el cálculo mecánico de los conductores, deben considerarse las condiciones de Carga correspondientes a la zona climática a la que pertenece el lugar donde se ubica la línea.

La SET Puerto Yerúa se encuentra en la zona **C** cuyas características ya fueron detalladas en la sección 6.1.2 "Cálculo mecánico del conductor de Guardia de la SET."

9.1.2.3. Determinación de la carga del viento sobre el conductor.

Se aplican las ecuaciones y principios de cálculo indicadas en el inciso 10.2.2. de AEA 95301.

La fuerza del viento sobre los conductores de barras se calcula con los siguientes parámetros:

Velocidad del viento .....  $V_{max} = 36 \text{ m/s}$

Viento medio .....  $V_{med} = 0,4 \cdot V_{50} = 14,4 \text{ m/s}$

Factor que depende de la densidad del aire. ....  $Q = 0,0613 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 0,0601 \frac{\text{daN}}{\text{m}^3}$

Factor del terreno. ....  $Z_p = 0,72$

Factor de carga .....  $F_c = 1$

Factor de ráfaga .....  $G_w = 1$

Coefficiente de presión dinámica o de forma .....  $C_f = 1$

Área proyectada.

Es el área longitudinal del conductor donde incide el viento perpendicularmente.

Esta área es igual al producto del diámetro del conductor y la longitud del vano.

La longitud del vano es: .....  $L_v = 20 \text{ m}$

El diámetro del conductor es: .....  $d_c = 14,3 \text{ mm}$

El Angulo de incidencia de viento sobre el conductor es: .....  $\alpha = 0^\circ$

El área proyectada del vano es:

$$A_p = L_v \cdot d_c = 20\text{m} \cdot 0,0143 \text{ m} = 0,286 \text{ m}^2$$

#### 9.1.2.4. Cargas específicas.

El peso propio y las sobrecargas constituyen las componentes de las cargas específicas que se emplean en el cálculo del conductor

##### Peso propio del conductor.

Denominamos:

- g al peso específico del conductor.
- $\gamma$  a la masa por unidad de longitud del conductor.
- S a la sección real del conductor.

$$\gamma = 335 \frac{kg}{km} = 329 \frac{daN}{km}; \quad S = 120 \text{ mm}^2;$$

$$g = \frac{\gamma}{S} = \frac{329 \text{ daN}}{120 \text{ mm}^2 \cdot km} = 2,74 \frac{daN}{\text{mm}^2 \cdot km}$$

##### Carga aerodinámica máxima.

Primero se calcula la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud para el estado de máximo viento.

La carga aerodinámica específica es la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud por unidad de sección:

$$F_{max(III)} = \frac{Q \cdot (Z_p \cdot V_{max})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_f \cdot L_v \cdot d_c \cdot \cos(\alpha)^2}{L_v}$$

$$F_{max(III)} = \frac{0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot (0,72 \cdot 36 \frac{m}{s})^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (1) \cdot 20 \text{ m} \cdot 0,0143 \text{ m} \cdot (1)^2}{0,02 \text{ km}}$$

$$F_{max(III)} = 577,55 \frac{daN}{km}$$

La carga aerodinámica específica es la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud por unidad de sección:

$$g_v = \frac{F_{max(III)}}{S} = \frac{577,55 \text{ daN}}{120 \text{ mm}^2 \cdot km} = 4,813 \frac{daN}{\text{mm}^2 \cdot km}$$

##### Carga aerodinámica media.

La misma se calcula con la fuerza del viento sobre el conductor dada por el viento medio, el cual es igual al 40 % del viento máximo.

$$F_{med(IV)} = \frac{Q \cdot (Z_p \cdot V_{med})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_f \cdot A_p \cdot \cos(\alpha)^2}{L_v}$$

$$F_{med(IV)} = \frac{0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot (0,72 \cdot 14,4 \text{ m/s})^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (1) \cdot 20 \text{ m} \cdot 0,0143 \text{ m} \cdot (1)^2}{0,02 \text{ km}} = 92,41 \frac{daN}{km}$$

La carga aerodinámica específica es la fuerza del viento sobre el conductor por unidad de longitud por unidad de sección:

$$g'_v = \frac{F_{med(IV)}}{S} = \frac{92,41 \text{ daN}}{120 \text{ mm}^2 \cdot \text{km}} = 0,77 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2 \cdot \text{km}}$$

#### 9.1.2.5. Cargas específicas para cada estado.

A continuación se detallan las cargas para los 5 estados determinados por la Norma AEA N° 95301, con sus valores calculados:

Estado climático	CARACTERÍSTICA	CARGA ESPECIFICA	
		[daN/mm <sup>2</sup> · km]	COMENTARIO
I	Temperatura máxima	$g_I = g = 2,738$	Peso Propio
II	Temperatura mínima	$g_{II} = g = 2,738$	Peso Propio
III	Viento máximo	$g_{III} = (g^2 + g'_v{}^2)^{0,5}$ $g_{III} = 5,537$	Carga Aerodinámica Máxima
IV	viento medio	$g_{IV} = (g^2 + g'_v{}^2)^{0,5}$ $g_{IV} = 2,844$	Carga Aerodinámica Media
V	Temperatura media anual	$g_V = g = 2,738$	Peso Propio

#### 9.1.2.6. Tensiones mecánicas admisibles por los conductores de Barras

Se limitará la tensión admisible correspondiente a los estados de máxima solicitación al 70% de la tensión de rotura y la tensión admisible correspondiente al estado de temperatura media al 20% de la tensión de rotura.

La tensión de rotura del conductor es:

$$\sigma_{rot} = \frac{W_{rot}}{S} = \frac{2061 \text{ kg}}{120 \text{ mm}^2} = 16,84 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

#### Tensión Mecánica Admisible para estado V

Este es el estado de temperatura media anual y se exige que la tensión mecánica no supere:

$$\sigma_{Vadm} = 0,2 \cdot \sigma_{rot} = 0,2 \cdot 16,84 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2} = 3,37 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

#### Tensión Mecánica Admisible para los demás estados

Para los demás estados atmosféricos se exige que la tensión mecánica no supere:

$$\sigma_{Iadm} = \sigma_{IIadm} = \sigma_{IIIadm} = \sigma_{IVadm} = 0,7 \cdot \sigma_{rot} = 0,7 \cdot 16,84 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2} = 11,79 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

9.1.2.7. Flecha de los conductores en el estado V (temperatura Media Anual)

Este valor es justamente el que se define de de proyecto, en el caso de la SET de puerto Yerúa se decidió que la flecha de los conductores de las barras aéreas no sea mayor a 0,6 metros.

$$f_{\text{barra-V}} < 0,6 \text{ m}$$

9.1.2.8. Tensión mecánica en el estado V (temperatura Media Anual)

Cuando ambas estructuras de un vano se encuentran a igual nivel, la tensión mecánica del conductor en el mismo se puede calcular mediante la ecuación:

$$\sigma_V = \frac{a^2 \cdot g_V}{8 \cdot f_{\text{barra-V}}} = \frac{(20\text{m})^2 \cdot \frac{2,738 \text{ daN}}{\text{mm}^2 \cdot \text{km}} \cdot \frac{1 \text{ km}}{1000 \text{ m}}}{8 \cdot 0,6 \text{ m}} = 0,228 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

9.1.2.9. Tensión de trabajo para los demás estados:

Por medio de la ecuación de cambio de estado se calcula la tensión de trabajo en el estado climático I, partiendo del estado básico (V) hallado anteriormente:

$$\sigma_V - \frac{a^2 \cdot E}{24} \cdot \frac{g_V^2}{\sigma_V^2} = \sigma_I - \frac{a^2 \cdot E}{24} \cdot \frac{g_I^2}{\sigma_I^2} + \alpha \cdot E \cdot (T_I - T_V)$$

La solución de esta ecuación no es sencilla ya que se trata de hallar las raíces de un polinomio;

Se utiliza un programa de cálculo para determinar las raíces del mismo y se desechan los valores físicamente imposibles.

Como se explico anteriormente se determinan los demás estados de manera análoga.

A continuación se detallan los valores obtenidos de tensiones de trabajo para todos los estados, y además se puede comprobar que dichos valores no superan los máximos admisibles para cada estado.

Ancho de vano a [m]	Tensiones de trabajo y admisibles para cada estado [daN/mm <sup>2</sup> ]									
	Estado I		Estado II		Estado III		Estado IV		Estado V	
	$\sigma_I$	$\sigma_{IAdm}$	$\sigma_{II}$	$\sigma_{IIAdm}$	$\sigma_{III}$	$\sigma_{IIIadm}$	$\sigma_{IV}$	$\sigma_{IVadm}$	$\sigma_V$	$\sigma_{Vadm}$
20,00	0,21	11,79	0,24	11,79	0,46	11,79	0,25	11,79	0,23	3,37

El conductor desnudo de 120 mm<sup>2</sup> de Aluminio verifica el tiro admisible en todos los estados atmosféricos, para una flecha máxima de 0,6 metros.

### 9.1.3. Cálculo de estructura de Barras Aéreas - Poste Simple

En este inciso se dimensiona las estructuras que soportaran a las barras aéreas, las mismas consisten en postes simples de hormigón armado que cumplen la función de estructuras terminales de las barras en cada extremo:

#### 9.1.3.1. Longitud de las Columnas

La altura de las columnas se define de acuerdo al equipamiento instalado en la SET manteniendo las distancias de seguridad calculadas en el presente proyecto.

Por lo tanto se escogen columnas de 8,5 metros de altura  $L_C = 8,5 \text{ m}$

#### 9.1.3.2. Características de las Columnas y Crucetas

Con los datos anteriores se estima una columna y luego se verifica si esta cumple las solicitaciones correspondientes

<b>Datos de los Columnas Terminales</b>	
Denominación	8,5 R 400
Carga de rotura	400 kg (392 daN)
Longitud	8,5 m
Diámetro en la cima	170 mm
Conicidad	15 mm/m
Diámetro en la base	298 mm
Peso de la Columna	670 kg (657 daN)

<b>Datos de las Crucetas</b>	
Denominación	Z 2,1 Rx 900
Carga de rotura en los agujeros	900 kg (883 daN)
Longitud	2,1 m
Diámetro de los agujeros	215 mm
altura en el centro	200 mm
altura en los extremos	100 mm
Peso de cruceta	86,7 kg (85 daN)

#### 9.1.3.3. Cargas de Servicio

Se divide en varias hipótesis de cálculo

#### 9.1.3.4. Hipótesis 1-a

- ✓ Peso propio y cargas verticales permanentes.
- ✓ Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente.
- ✓ Tracciones unilaterales de todos los conductores.
- ✓ El ángulo de incidencia del viento es  $\psi_C = 0^\circ$

#### Fuerza del viento sobre el conductor

El área proyectada por el conductor es:

$$A_p = 0,5 a \cdot d_C = 0,5 \cdot 20m \cdot 0,0143m = 0,143 \text{ m}^2$$

La fuerza del viento sobre el conductor es:

$$F_{cond} = Q \cdot (Z_p \cdot V_{max})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_f \cdot A_p \cdot \cos(\psi_c)^2$$

$$F_{cond} = 0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot \left(0,72 \cdot 36 \frac{m}{s}\right)^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (1) \cdot 0,143 m^2 \cdot (1)^2 = 5,78 daN$$

#### Fuerza del viento sobre el Aislador

Se considera como aproximación que para aisladores de retención de 33 kV, la fuerza del viento sobre el aislador es aproximadamente:

$$F_{aisl} = 2 daN$$

#### Fuerza del viento sobre la columna de la retención

El coeficiente de presión dinámica sobre el poste es:

$$C_{FC} = 0,9$$

La altura libre del poste de Hormigón Armado es:

$$H_L = 7,5 m$$

El diámetro del poste a nivel de piso es:

$$d_{piso} = d_{cima} + H_L \cdot \text{Conicidad}$$

$$d_{piso} = 170mm + 7,5m \cdot 15 \frac{mm}{m} = 283 mm$$

El área proyectada por el poste es:

$$A_{post} = H_L \cdot 0,5 \cdot (d_{piso} + d_{cima})$$

$$A_{post} = 7,5 m \cdot 0,5 \cdot (0,298m + 0,17m) = 1,7 m^2$$

La fuerza del viento sobre el poste:

$$F_{post} = Q \cdot (Z_p \cdot V_{max})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_{FC} \cdot A_{post}$$

$$F_{post} = 0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot \left(0,72 \cdot 36 \frac{m}{s}\right)^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (0,9) \cdot 1,7 m^2 = 61,75 daN$$

Altura de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste

$$H_{Fpost} = \frac{2 \cdot d_{cima} + d_{piso}}{d_{cima} + d_{piso}} \cdot \frac{H_L}{3} = \frac{2 \cdot 0,17m + 0,298m}{0,17m + 0,298m} \cdot \frac{7,5m}{3} = 3,44m$$

#### Fuerza del viento sobre la Cruceta

El área proyectada por la cruceta en la dirección del viento es:

$$A_{cru} = (H_{cru}) \cdot a_{cru} = (0,2m) \cdot 1 m$$

$$A_{cru} = 0,2 m^2$$

La fuerza del viento sobre la cruceta será:

$$F_{cru} = Q \cdot (Z_p \cdot V_{max})^2 \cdot F_c \cdot G_w \cdot C_{Fcru} \cdot A_{cru}$$

$$F_{cru} = 0,0601 \frac{daN}{m^3} \cdot \left(0,72 \cdot 36 \frac{m}{s}\right)^2 \cdot (1) \cdot (1) \cdot (1) \cdot 0,2 m^2$$

$$F_{cru} = 8,08 daN$$

#### Momento del viento sobre el Conjunto Terminal

Finalmente se calcula el esfuerzo sobre el conjunto del poste terminal

$$M_{ter} = F_{pos} \cdot H_{Fpost} + F_{cru} \cdot H_L$$

$$M_{ter} = 61,75 daN \cdot 3,44m + 8,08daN \cdot 7,5m = 272,88 daN \cdot m$$

#### Sumatoria de esfuerzos debido a excentricidades en dirección YY reducidos a la cima (cargas verticales permanentes)

Los esfuerzos de cargas verticales permanentes que soporta una columna terminal son totalmente equilibrados debido a la configuración física, por lo tanto:

$$T_{G-YY} = 0 daN$$

#### Sumatoria de esfuerzos en dirección YY (Carga de viento).

Los esfuerzos en la dirección YY, según la geometría de línea adoptada son:

$$T_{V-YY} = \frac{3 \cdot (F_{cond} + F_{aisl}) \cdot (H_L) + M_{ter}}{H_L}$$

$$T_{V-YY} = \frac{3 \cdot (5,78 daN + 2 daN) \cdot (7,5m) + 272,88 daN \cdot m}{7,5 m} = 59,71 daN$$

#### Tracción unilateral de todos los conductores.

La tensión del estado III para el vano de las barras (20 m) es:

$$\sigma_{III} = 0,46 \frac{daN}{mm^2}$$

El tiro para este estado es:

$$T_{III} = \sigma_{III} \cdot S = 0,46 \frac{daN}{mm^2} \cdot 120mm^2 = 55,2daN$$

#### Sumatoria de esfuerzos en dirección XX (Tracción unilateral de todos los conductores).

$$T_{T-XX} = \frac{3 \cdot T_{III} \cdot H_L}{H_L} = \frac{3 \cdot 55,2 daN \cdot 7,5m}{7,5m} = 165,6 daN$$

### 9.1.3.5. Tiro máximo en la cima Hipótesis 1-a

El tiro máximo surge de componer las dos fuerzas anteriores

$$T_{MAX} = \sqrt{(T_{V-YY})^2 + (T_{T-XX})^2} = \sqrt{(59,71 \text{ daN})^2 + (165,6 \text{ daN})^2} = 176,1 \text{ daN}$$

### 9.1.3.6. Hipótesis 1-b

- ✓ Peso propio y cargas verticales permanentes.
- ✓ Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de mínima temperatura.

Sumatoria de esfuerzos debido a excentricidades en dirección YY reducidos a la cima (cargas verticales permanentes).

Como se aprecia en los planos adjuntos las columnas terminales no presentan asimetrías respecto a este eje y se encuentran totalmente equilibradas ante cargas permanentes

Tracción unilateral de todos los conductores en el estado de mínima temperatura.

La tensión del estado II para el vano de las barras (20 m) es:

$$\sigma_{II} = 0,24 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

El tiro para este estado es:

$$T_{II} = \sigma_{II} \cdot S = 0,24 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2} \cdot 120 \text{mm}^2 = 28,8 \text{ daN}$$

Sumatoria de esfuerzos en dirección XX (Tracción unilateral de todos los conductores).

$$T_{T-XX} = \frac{3 \cdot T_{II} \cdot H_L}{H_L} = \frac{3 \cdot 28,8 \text{ daN} \cdot 7,5 \text{m}}{7,5 \text{ m}} = 86,4 \text{ daN}$$

### 9.1.3.7. Tiro máximo en la cima Hipótesis 1-b

Como no hay esfuerzos en el eje YY, el tiro máximo coincide con los esfuerzos en el eje XX.

$$T_{MAX} = T_{T-XX} = 86,4 \text{ daN}$$

### 9.1.3.8. Cargas de construcción y mantenimiento.

En este cálculo se consideran 2 hipótesis que se describen a continuación

9.1.3.9. Hipótesis 2-a

- ✓ Peso propio.
- ✓ Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,50, aplicadas en cualquiera de los puntos de suspensión, en varios de ellos o en todos simultáneamente.
- ✓ Sobrecarga adicional de montaje.
- ✓ Tiro de todos los conductores correspondiente a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5.
- ✓ No se considera viento.

Sobrecarga adicional de montaje

La sobrecarga adicional de montaje se estima, según recomendación de la AEA, en:

$$G_{Ad} = 200 \text{ daN}$$

Sumatoria de esfuerzos debido a excentricidades en dirección YY reducidos a la cima (cargas verticales permanentes y carga adicional).

La columna terminal no posee asimetrías respecto al eje YY por lo tanto

$$T_{G-YY} = 0 \text{ daN}$$

Sumatoria de esfuerzos en dirección XX (fuerzas de tracción de los conductores).

Según cálculos anteriores se tiene que el tiro máximo para el estado V para un vano de 20 metros es:

$$\sigma_V = 0,23 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

El tiro para este estado es:

$$T_V = \sigma_V \cdot S = 0,23 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2} \cdot 120 \text{ mm}^2 = 27,6 \text{ daN}$$

Por lo tanto el esfuerzo total será afectado por el factor 1,5:

$$T_{F-XX} = \frac{3 \cdot 1,5 \cdot (T_V) \cdot H_L}{H_L} = \frac{3 \cdot 1,5 \cdot (27,6 \text{ daN}) \cdot (7,5 \text{ m})}{7,5 \text{ m}} = 124,2 \text{ daN}$$

9.1.3.10. Tiro máximo en la cima Hipótesis 2-a

Este coincide con los esfuerzos en el eje XX ya que los esfuerzos en el eje YY son nulos

$$T_{MAX} = T_{F-XX} = 124,2 \text{ daN}$$

9.1.3.11. Cargas de contención de fallas.

9.1.3.12. Hipótesis 3-a

- ✓ Peso propio y cargas verticales permanentes.
- ✓ Eliminación de una cualquiera o varias tracciones en el estado de mayor sollicitación.
- ✓ No se considera la carga de viento.

Las acciones a considerar son:

Tiro máximo unilateral.

La rotura más desfavorable es la rotura del conductor más alto o el de un extremo de la ménsula.

El tiro para el estado II para un vano de 20 metros es:

$$T_{II} = 28,8 \text{ daN}$$

Momento flector o vuelco debido a tiro máximo y a la tracción de los conductores restantes

Este se calcula mediante la siguiente expresión:

$$M_{F-X} = 2 \cdot T_{II} \cdot H_L = 2 \cdot 28,8 \text{ daN} \cdot 7,5\text{m} = 432 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momento flector o vuelco debido al desequilibrio vertical.

Cabe destacar que la configuración de la retención terminal de barras es coplanar Horizontal y no presenta asimetrías en el eje vertical, por lo tanto el momento flector debido al desequilibrio vertical es nulo.

Momento Flector Total

Este es la composición de los 2 momentos calculados anteriormente, pero como se puede apreciar el momento debido al desequilibrio vertical es nulo, por lo tanto el momento Flector total es:

$$M_F = M_{F-XX} = 432 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momento Torsor debido a la tracción de los conductores restantes

Se calcula mediante la expresión:

$$M_{Tor} = 0,5 \cdot T_{II} \cdot L_{cru} = 0,5 \cdot 28,8 \text{ daN} \cdot 2,1\text{m} = 30,24 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

Momento Total al que se somete el poste

Se calcula según:

$$M_{TOT} = 0,5 \cdot \left[ M_F + \sqrt{M_F^2 + M_T^2} \right]$$

$$M_{TOT} = 0,5 \cdot \left[ 432 \text{ daN} \cdot \text{m} + \sqrt{(432 \text{ daN} \cdot \text{m})^2 + (30,24 \text{ daN} \cdot \text{m})^2} \right] = 432,5 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

9.1.3.13. Tiro máximo en la cima Hipótesis 3-a

Es el igual al momento total dividido por la altura libre de la columna

$$T_{max} = \frac{M_{TOT}}{H_L} = \frac{432,5 \text{ daN} \cdot \text{m}}{7,5 \text{ m}} = 57,7 \text{ daN}$$

9.1.3.14. Resumen de Resultados

A continuación se muestran los tiros máximos obtenidos, para las distintas hipótesis de cálculos

Hipótesis de Carga	1-a	1-b	2-a	3-a
Tiro máximo [daN]	176,1	86,4	124,2	57,7

**9.1.4. Verificación del poste seleccionado para estructura Terminal**

Con todos los cálculos realizados anteriormente finalmente se puede verificar si el poste seleccionado cumple con las solicitaciones para las distintas hipótesis de carga estudiadas.

Por tratarse de columnas de hormigón donde La resistencia nominal se comprueba mediante

ensayos:  $K_E = 1$

Por tratarse de columnas Terminales de Línea:  $K_C = 1,2$

La solicitación última que resulta la solicitación máxima actuante es:

$$S_U = T_{max} = 176,1 \text{ daN}$$

Por tratarse de columnas dimensionadas a flexocompresión:  $\varphi = 0,7$

La Resistencia de rotura de la columna estudiada es:  $R_C = 392,3 \text{ daN}$

Finalmente se puede Verificar que:

$$K_E \cdot K_C \cdot S_U \leq \varphi \cdot R_C$$

$$(1) \cdot (1,2) \cdot 176,1 \text{ daN} \leq (0,7) \cdot 392,3 \text{ daN}$$

$$211,32 \text{ daN} \leq 274,61 \text{ daN}$$

Se verifica que el máximo tiro en la cima no supera el tiro admisible por la columna, por lo tanto se concluye que las columnas Terminales de Barras Aéreas utilizadas serán columnas 8,5R400 formando un poste simple.

### 9.1.5. Cálculo de fundación de las columnas de las barras aéreas

#### 9.1.5.1. General

Se planea utilizar fundaciones de sección cuadrada orientada de manera que un par de vértices tenga la dirección de la línea (romboidal)

#### 9.1.5.2. Dimensiones mínimas.

##### Profundidad de la fundación

La profundidad recomendable debe ser mayor al siguiente valor:

$$t_{brr-min} = (H_{Col} - H_{Libre}) + 0,2 \text{ m} = (8,5\text{m} - 7,5\text{m}) + 0,2\text{m} = 1,2 \text{ m}$$

La profundidad recomendable debe ser menor al siguiente valor:

$$t_{brr-max} = (H_{Col} - H_{Libre}) \cdot (1 + 1/3) = (8,5\text{m} - 7,5\text{m}) \cdot (1 + 1/3) = 1,333\text{m}$$

Se Adopta

$$t_{brr} = 1,2 \text{ m}$$

##### Lados de las Bases

Los lados mínimos serán:

$$a_{brr} = d_{baseCol} + 0,1\text{m} + 2,0,15\text{m} = 0,283\text{m} + 0,1\text{m} + 2,0,15\text{m} = 0,68 \text{ m}$$

Se adoptan lados de:

$$a_{brr} = 0,70 \text{ m}$$

#### 9.1.5.3. Peso Total de la Estructura

Este es la suma del peso de los conductores en un semivano, y el peso de la columna de hormigón armado

El peso de conductor en 1 semivano que soporta una columna de las barras aéreas es:

$$G_{Cond} = 0,5 \cdot P_{Cond} \cdot a = 0,5 \cdot 335 \frac{\text{kg}}{\text{km}} \cdot 0,02 \text{ km} = 3,29 \text{ daN}$$

El peso de la base de Hormigón se calcula a partir de las dimensiones propuestas y estimando un peso específico de:

$$\gamma_{H^{\circ}A^{\circ}} = 2250 \frac{\text{daN}}{\text{m}^3}$$

$$G_{base} = \gamma_{H^{\circ}A^{\circ}} \cdot t_{hg} \cdot [(a_{hg})^2 - \pi(0,5 \cdot d_{baseCol})^2]$$

$$G_{base} = 2250 \frac{\text{daN}}{\text{m}^3} \cdot 1,2\text{m} \cdot [(0,7\text{m})^2 - \pi(0,5 \cdot 0,298)^2] = 570 \text{ daN}$$

El peso total de la estructura será:

$$G_{estr} = 3 \cdot (G_{cond} + G_{aisl}) + G_{col} + G_{base}$$

$$G_{estr} = 3 \cdot (3,29 \text{ daN} + 1,5 \text{ daN}) + 657 \text{ daN} + 570 \text{ daN} = 1241,1 \text{ daN}$$

#### 9.1.5.4. Características del Suelo

El suelo de la zona de Puerto Yerúa es Tipo C "Arcilla medio dura"

El Coeficiente de compresibilidad para las paredes de la base a una profundidad de 2 metros es:

$$C = 6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}$$

Por lo tanto el coeficiente de compresibilidad para las paredes de la fundación es:

$$C_t = \frac{C \cdot t_{brr}}{2m} = \frac{6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3} \cdot 1,2m}{2m} = 3,6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}$$

Coeficiente de compresibilidad para el fondo de la fundación (para las cargas verticales en el fondo) cumple la relación de 1 a 1,2 respecto al coeficiente anterior, este valor es:

$$C_b = 1,1 \cdot C_t = 1,1 \cdot 3,6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3} = 3,96 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}$$

Coeficiente de fricción entre el terreno y la fundación

$$\mu = 0,4$$

#### 9.1.5.5. Momento volcador.

Los esfuerzos volcadores son las cargas horizontales:

- Viento
- Tiro de los conductores

Que actúan sobre la estructura. En los apoyos de hormigón armado, lo normal es contar con la carga total reducida a la cima del poste, valor que puede formarse como dato para realizar el cálculo del momento volcador.

#### 9.1.5.6. Tiro máximo en la cima

Este se calculo en la sección del cálculo mecánico de estructuras del hilo de guardia y es el valor máximo que surge de considerar las distintas hipótesis de cálculos

$$T_{max} = 176,1 \text{ daN}$$

Según sea la posición del eje de giro, resultara la distancia de aplicación de la fuerza que provoca el momento volcador.

Para el caso más común en que la fundación trabaja parcialmente despegada del suelo, el momento volcador tiene por expresión:

$$M_V = T_{max} \cdot \left( H_L + \frac{2 \cdot t_{brr}}{3} \right) = 176,1 \text{ daN} \cdot \left( 7,5m + \frac{2 \cdot 1,2 m}{3} \right) = 1461,6 \text{ daN} \cdot m$$

#### 9.1.5.7. Momentos Estabilizantes.

La fundación reacciona ante el momento volcador, presentando dos momentos estabilizantes:

a) El originado por la reacción en las paredes, que incluye la fricción entre el hormigón y la tierra a lo largo de las paredes, llamado Momento de Encastramiento [ $M_s$ ],

b) Momento de reacción de fondo [ $M_b$ ] provocado por las cargas verticales.

Para la determinación de los valores de los momentos estabilizantes se elaboran las fórmulas a partir de la distribución de la presión producida por la reacción del terreno ante el movimiento de la fundación, en torno al eje de giro del conjunto, de acuerdo a las condiciones expresadas en los postulados básicos.

#### Momento de Encastramiento

Para averiguar cuál es la fórmula a utilizar, se calcula previamente el ángulo a partir del cual comienza la fundación a separarse del terreno, para ello se aplica la fórmula:

$$tg(\alpha) = \frac{4,5 \cdot \mu \cdot G_{estr}}{a \cdot t^2 \cdot C_t} = \frac{4,5 \cdot 0,4 \cdot 1241,1 \text{ daN}}{0,7 \text{ cm} \cdot (120 \text{ cm})^2 \cdot 3,6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}} = 0,0006$$

Resulta que:

$$tg(\alpha) \leq 0,01 \leftrightarrow 0,0006 \leq 0,01$$

El valor de  $tg(\alpha)$  a utilizar para cálculos futuros será el mayor de los dos valores comparados anteriormente.

Entonces, para la inclinación impuesta como admisible, la totalidad de las paredes de la fundación aun están en contacto con el terreno y se aplican las siguientes fórmulas:

$$M_s = \frac{1,414 \cdot a_{brr} \cdot t_{brr}^3}{36} \cdot C_t \cdot tg(\alpha) = \frac{1,414 \cdot 0,7 \text{ m} \cdot (120 \text{ cm})^3}{36} \cdot 3,6 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3} \cdot 0,01$$

$$M_s = 1710,4 \text{ daN} \cdot \text{m}$$

#### Momento de Fondo

Para averiguar cuál es la fórmula a utilizar, se calcula previamente el ángulo a partir del cual comienza la fundación a separarse del terreno, para ello se aplica la fórmula:

$$tg(\alpha) = \frac{1,414 \cdot G_{estr}}{a_{brr}^3 \cdot C_b} = \frac{1,414 \cdot 1241,1 \text{ daN}}{(70 \text{ cm})^3 \cdot 3,96 \frac{\text{daN}}{\text{cm}^3}} = 0,0013$$

Resulta que:

$$tg(\alpha) \leq 0,01 \leftrightarrow 0,0013 \leq 0,01$$

El valor de  $tg(\alpha)$  a utilizar para cálculos futuros será el mayor de los dos valores comparados anteriormente.

Entonces para la inclinación impuesta como admisible, la totalidad de las paredes de la fundación aun están en contacto con el terreno y se aplican las siguientes fórmulas:

$$M_B = G_{estr} \cdot \left[ \frac{\sqrt{2} \cdot a_{brr}}{2} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot G_{estr}}{C_b \cdot tg(\alpha)}} \right] = 1241,1 daN \cdot \left[ \frac{\sqrt{2} \cdot 70 cm}{2} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 1241,1 daN}{3,96 \frac{daN}{cm^3} \cdot 0,01}} \right]$$

$$M_B = 332,1 daN \cdot m$$

#### Momento Estabilizante

Finalmente se calcula el momento estabilizante como la suma de los 2 momentos anteriores

$$M_S + M_B = 1710,4 daN \cdot m + 332,1 daN \cdot m = 2042,5 daN \cdot m$$

#### 9.1.5.8. Análisis de Estabilidad.

El Método Sulzberger ofrece una aceptable precisión cuando:

$$M_B < M_S \leftrightarrow 332,1 daN \cdot m < 1710,4 daN \cdot m$$

Para verificar que la fundación sea estable se tiene que verificar que:

$$M_V < M_S + M_B$$

$$1461,6 daN \cdot m < 1710,4 daN \cdot m + 332,1 daN \cdot m$$

$$1461,6 daN \cdot m < 2042,5 daN \cdot m$$

Se verifica que la fundación Romboidal de 0,7 metros lado y una profundidad de 1,2 metros, construida en Hormigón soporta los esfuerzos para las columnas terminales de los conductores de barras Aéreas de 33 kV de la SET Puerto Yerúa.

## 9.2. Barras Aéreas de 13,2 kV

La SET Puerto Yerúa posee un juego de barras aéreas de 13,2 kV de igual disposición y tipo constructivo que las barras aéreas de 33kV, por lo tanto se considera superfluo realizar el cálculo mecánico y de estructuras de las barras de 13,2 kV.

Las barras estarán compuestas por Conductores desnudos de Aluminio de 120mm<sup>2</sup> de idénticas características a los utilizados en las barras de 33 kV y las estructuras también serán idénticas, con la variación de que se puede escoger disminuir las distancias entre fases hasta la distancia límite calculada en la **sección 7 "distancias Eléctricas"**

También se reemplazarán los aisladores de 33kV por aisladores de 13,2 kV.

Además se asegura que la corriente soportada por los conductores de barras es mayor a la corriente nominal presente en las barras de 13,2 kV.

### **9.3. Método de cálculo.**

Los cálculos se realizan en base a las siguientes normas:

- **IRAM 2358:** Corrientes de Cortocircuito - Métodos para el Cálculo de sus Efectos
- **IRAM 2359 - Parte 2:** Tableros Eléctricos - Barras de Cobre para Corriente Permanente - Diseño

#### **9.3.1. IRAM 2359 - Parte 2 - Barras de Cobre para Corriente Permanente.**

Para el presente proyecto se utilizarán barras de material E-Cu F30, cuyas características son las siguientes:

Resistencia a la tracción:	$R = 200 \text{ N/mm}^2$
Módulo de elasticidad:	$E = 11 \cdot 10^4 \cdot \text{N/mm}^2$
Tensión límite de fluencia:	$R_{p0.2} = 250 \cdot \text{N/mm}^2$
Conductibilidad (a 20° C):	$C = 56 \cdot \text{m/}\Omega \cdot \text{mm}^2$

Una vez que se selecciona la sección y cantidad de barras se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{\text{Nuevo}} = I_{\text{Tabla}} \cdot \prod_{i=1}^5 K_i$$

Donde los  $K_i$  son factores de cálculo y se aplican:

$K_1$  Para modificaciones de la corriente permanente dependientes de la conductibilidad del material (fig. 1).

$K_2$  Para temperaturas diferentes a las indicadas en las tablas (fig. 2).

$K_3$  Para modificaciones de la corriente permanente por razones térmicas debidas a la disposición de las barras (ver tabla V).

$K_4$ : Para modificaciones de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debidas a la disposición de las barras (fig. 3).

$K_5$ : Para influencias del entorno (elevación, radiación solar) (ver tabla VI).

Se debe verificar:

$$I_{\text{Carga}} \leq I_{\text{Nuevo}}$$

### 9.3.2. IRAM 2358.

Con ésta norma se realiza la verificación de las barras a los esfuerzos dinámicos y térmicos debidos al cortocircuito.

También se calcula el esfuerzo que deben resistir los soportes.

#### 9.3.2.1. Verificación a los esfuerzos dinámicos en cortocircuito.

Fuerza máxima entre las barras durante un cortocircuito trifásico:

$$F_{m3} = 0,2 \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87$$

$i_{p3}$  = Corriente de cortocircuito trifásico, valor de cresta. [kA]

$l$  = Distancia entre soportes [m]

$a$  = Distancia entre barras [m]

Esfuerzo de flexión máximo en las barras durante el cortocircuito:

$$\sigma_m = V_\sigma \cdot V_r \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8 \cdot E_c} \quad [\text{N/mm}^2]$$

$E_c$  Módulo resistente [ $\text{cm}^3$ ]

$l$  = Distancia entre soportes [m]

$F_{m3}$  = Fuerza máxima entre las barras [N]

$V_\sigma$  y  $V_r$  son coeficientes que tienen en cuenta los fenómenos dinámicos (se obtienen de las figuras 4 y 5).

$\beta$  Es un coeficiente correctivo que depende del tipo y del número de soportes (empotramientos o apoyos simples) (sale de la tabla 2).

Para obtener  $V_\sigma$  y  $V_r$  es necesario calcular la relación  $f_0/f$ .

$f_0$  = Frecuencia natural [Hz]

$f$  = Frecuencia de la red [Hz]

$$f_0 = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m'}}$$

$\gamma$  Depende del tipo y del número de soportes (tabla 2)

$l$  = Distancia los soportes [m]

$E$  = Módulo de elasticidad [ $\text{N/mm}^2$ ]

$J$  = Momento de inercia [ $\text{cm}^4$ ]

$m'$  = Masa por unidad de longitud de la barra [kg/m]

Algunas consideraciones:

$V_{\sigma}$  Tiene como valor máximo 1.

En el caso de recierre automático trifásico, se tomará  $V_r = 1,8$ , de otro modo  $V_r = 1$ .

Las estructuras de baja frecuencia, tales como  $f_0/f < 0,5$ , donde  $\chi < 1,6$ , se tomará  $V_F = V_{\sigma} = 1$

Se debe verificar que:

$$\sigma_m \leq q \cdot R_{p02}$$

$R_{p02}$  = Tensión límite de fluencia [N/mm<sup>2</sup>]

$q$  = Coeficiente que depende de la forma de la sección de la barra

9.3.2.2. Verificación a los efectos térmicos.

Se hacen los siguientes supuestos:

Se adopta una sobreelevación de temperatura  $\Delta T$  (en el caso del Cu  $\Delta T = 150^\circ C$ ).

Se conoce el tiempo de duración del cortocircuito ( $T_k$ ) a partir del tiempo de actuación de las protecciones [s].

Con la siguiente fórmula:

$$I_{adm} = \frac{13 \cdot Seccion}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{T_k}}$$

Se debe verificar:

$$I_k'' \leq I_{adm}$$

9.3.2.3. Fuerza ejercida sobre los soportes.

$$F_d = V_F \cdot V_r \cdot \alpha \cdot F_{m3}$$

$\alpha$  Depende del tipo y número de soportes (tabla 2)

$F_{m3}$  = Fuerza máxima entre las barras [N]

## 9.4. Dimensionado de barras.

Para el dimensionamiento de las barras principales y para conexiones de equipos se toma como referencia las normas DIN 57 103 / VDE 0103 e IRAM 2358.

### **9.4.1. Barras de acometida del Transformador en 33 kV**

Las mismas se encargan de vincular el Reconectador automático, con el Transformador de potencia de la SET. Ver Plano N°3 "Corte Longitudinal y detalles de Montaje"

9.4.1.1. Características eléctricas del sistema.

En las barras de 33 kV se tiene presente los siguientes parámetros eléctricos:

$I''_K = 0,88 \text{ kA}$	Corriente simétrica de cortocircuito
$I_S = 1,36 \text{ kA}$	Corriente de choque
$f = 50 \text{ Hz}$	Frecuencia nominal
$S_n = 5 \text{ MVA}$	Potencia nominal
$V_n = 33 \text{ kV}$	Tensión nominal
$I_n = 87,5 \text{ A}$	Corriente nominal

9.4.1.2. Datos mecánicos y eléctricos del conductor.

Se adoptan conductores de sección Anular de cobre de 20 mm de diámetro y 3 mm de espesor.

Por simplicidad en su instalación y además debido a que la Cooperativa Eléctrica de Concordia ya cuenta con este tipo de conductor para barras.

Por lo tanto se procede a verificar si el conductor de sección Anular de cobre 20/3 mm, supera las sollicitaciones necesarias para cumplir la función de barras de 33 kV.

Material	Cobre E-Cu F30
Tipo	barra Anular
$e = 3 \text{ mm}$	Espesor de barra
$R = 10 \text{ mm}$	Radio exterior de la barra
$r = 7 \text{ mm}$	Radio interior de la barra
$\sigma_C = 250 \text{ kg/mm}^2$	Tensión admisible del conductor
$\sigma'_C = 360 \text{ kg/mm}^2$	Tensión de rotura del conductor
$E_C = 110000 \text{ N/mm}^2$	Módulo de elasticidad del conductor
$I_{Adm} = 450 \text{ A}$	Corriente admisible del conductor
$\rho_C = 0,0178 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	Resistividad del cobre
$\delta_C = 0,0088 \text{ kg/cm}^3$	Densidad del cobre
$S_C = \pi \cdot (R^2 - r^2) = \pi \cdot (10\text{mm}^2 - 7\text{mm}^2) = 160 \text{ mm}^2$	Sección de barra
$J_C = \frac{\pi \cdot (R^4 - r^4)}{4} = 0,597 \text{ cm}^4$	Momento de inercia del conductor
$M_C = \frac{\pi \cdot (R^4 - r^4)}{R} = 2,387 \text{ cm}^3$	Momento resistente del conductor
$P_C = \delta_C \cdot S_C = 1,408 \text{ kg/m}$	Peso propio del conductor

#### 9.4.1.3. Disposición de las barras.

Se dispone de barras anulares distribuidas horizontalmente a una distancia de 0,4 metros, dicha distancia es la separación entre los bornes de 33 kV del transformador de la SET, además la configuración de las barras es coplanar horizontal, en la mayoría de su longitud.

Dichas barras están soportadas por Aisladores Poliméricos para Pedestal en el extremo próximo al Reconectador Automático Nulec N38, y en el otro extremo están soportadas por los Aisladores Bushings del Transformador de potencia.

Para mayores detalles Ver Plano N° 3 "Corte Longitudinal y detalles de Montaje"

$d = 0,4 \text{ m}$ .....Distancia de separación entre ejes de las barras

$L = 4,8 \text{ m}$ .....Distancia de separación entre soportes de las barras

$\gamma = 0,157$ .....Factor de sujeción del conductor

$\alpha = 0,5$ .....Factor de transferencia de esfuerzo mecánico al apoyo

$v_A = 1$ .....Factor de amortiguación por deformación plástica según el tipo de corriente.

$\beta = 1$ .....Factor de carga que depende de los apoyos del conductor

#### 9.4.1.4. Cálculo de corriente admisible en el conductor.

Los factores fueron extraídos de la Norma Iram 2359.

Remitirse a la misma para mayor información

$K_1 = 1$  ;  $K_2 = 1$  ;  $K_3 = 1$  ;  $K_4 = 1$  ;  $K_5 = 1$  ;

$I_{\text{tabla}} = 450 \text{ A}$

$I_{\text{nuevo}} = I_{\text{tabla}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 = 450 \text{ A}$

$$I_n < I_{\text{nuevo}}$$

$$87,5 \text{ A} < 450 \text{ A}$$

Las barras seleccionadas Verifican la corriente Admisible

9.4.1.5. Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.

El esfuerzo máximo sobre el conductor será:

$$F_{Cond} = 0,2 \cdot I_S^2 \cdot \frac{L}{d} = 0,2 \cdot \frac{(1,36kA)^2 \cdot 4,8m}{0,4m} = 4,44N$$

9.4.1.6. Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.

Frecuencia mecánica natural del conductor

$$f_n = \frac{\gamma}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{E_c \cdot J_c}{P_c}} = \frac{0,157}{4,8m^2} \cdot \sqrt{\frac{110000 \text{ N/mm}^2 \cdot 0,597 \text{ cm}^4}{1,408 \text{ kg/m}}} = 1,47 \text{ Hz}$$

Frecuencia mecánica relativa del conductor

$$f_r = \frac{f_n}{f} = \frac{1,47 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,029$$

Con el valor de la frecuencia relativa, se concluye que:

$v_f = 1$  Coeficiente relacionado con los fenómenos dinámicos en las barras.

$v_\sigma = 1$  Tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados con la frecuencia de resonancia mecánica del conductor.

$v_r = 1,8$  Tiene en cuenta el re cierre de los interruptores

La tensión mecánica resulta:

$$\sigma_m = \frac{v_\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot F_{Cond} \cdot L}{8 \cdot M_c} \cdot f_n = \frac{1 \cdot 1,8 \cdot 1 \cdot 4,44N \cdot 4,8m}{8 \cdot 2,387 \text{ cm}^3} = 2 \frac{N}{\text{mm}^2} = 0,2 \frac{kg}{\text{mm}^2}$$

El valor calculado recientemente debe ser menor la tensión mecánica admisible de la barra

$$\sigma_m \leq \sigma_c = 250 \text{ kg/mm}^2 \quad 0,2 \text{ kg/mm}^2 \leq 250 \text{ kg/mm}^2$$

Las barras anulares de cobre escojidas Verifican ampliamente los esfuerzos electrodinámicos

9.4.1.7. Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.

Carga máxima aplicada en los aisladores

$$F = v_f \cdot v_r \cdot \alpha \cdot F_{Cond} = 1 \cdot 1,8 \cdot 0,5 \cdot 4,44 \text{ N} = 4 \text{ N} = 0,4kg$$

Se verifica que dicho esfuerzo es ampliamente soportado por los Aisladores Instalados.

9.4.1.8. Verificación térmica:

Se admite un sobrecalentamiento máximo de la temperatura del conductor de:

$$\Delta T = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

El tiempo transcurrido para despejar la falla se considera:

$$t = 1 \text{ s}$$

La Corriente térmica admitida por el conductor para cortocircuito será:

$$I_{Th} = \frac{13 \cdot S_c}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{t}} f_r = \frac{13 \cdot 160 \text{ mm}^2}{1000} \sqrt{\frac{150 \text{ }^{\circ}\text{C}}{1 \text{ s}}} 0,029 = 4,34 \text{ kA}$$

Esta corriente debe ser superior a la corriente de choque presente en la instalacion

$$I_{Th} > I_S ; 4,34 \text{ kA} > 1,36 \text{ kA}$$

Las barras Anulares de 20/3 mm de cobre seleccionadas superan ampliamente las sollicitaciones térmicas presentes en cortocircuito.

9.4.2. **Barras de Salida del Transformador en 13,2 kV**

9.4.2.1. Características eléctricas del sistema.

En las barras de 13,2 kV se tiene presente los siguientes parámetros eléctricos:

$$I''_{K3} = 1,52 \text{ kA} \dots\dots\dots \text{Corriente simétrica de cortocircuito}$$

$$I_S = 2,64 \text{ kA} \dots\dots\dots \text{Corriente de choque}$$

$$f = 50 \text{ Hz} \dots\dots\dots \text{Frecuencia nominal}$$

$$S_n = 5 \text{ MVA} \dots\dots\dots \text{Potencia nominal}$$

$$V_n = 13,2 \text{ kV} \dots\dots\dots \text{Tensión nominal}$$

$$I_n = 218,7 \text{ A} \dots\dots\dots \text{Corriente nominal}$$

9.4.2.2. Datos mecánicos y eléctricos del conductor.

De manera análoga a las barras de 33kV, se adoptan conductores de sección Anular de cobre de 20 mm de diámetro y 3 mm de espesor.

Por simplicidad en su instalación y además debido a que la Cooperativa Eléctrica de Concordia ya cuenta con este tipo de conductor para barras.

Por lo tanto se procede a verificar si el conductor de sección Anular de cobre 20/3 mm, supera las sollicitaciones necesarias para cumplir la función de barras de 33 kV.

Material.....Cobre E-Cu F30

Tipo.....barra Anular

$e = 3 \text{ mm}$ .....Espesor de barra

$R = 10 \text{ mm}$ .....Radio exterior de la barra

$r = 7 \text{ mm}$ .....Radio interior de la barra

$\sigma_c = 250 \text{ kg/mm}^2$ .....Tensión admisible del conductor

$\sigma'_c = 360 \text{ kg/mm}^2$ .....Tensión de rotura del conductor

$E_c = 110000 \text{ N/mm}^2$ .....Módulo de elasticidad del conductor

$I_{Adm} = 450 \text{ A}$ .....Corriente admisible del conductor

$\rho_c = 0,0178 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .....Resistividad del cobre

$\delta_c = 0,0088 \text{ kg/cm}^3$ .....Densidad del cobre

$S_c = \pi \cdot (R^2 - r^2) = \pi \cdot (10 \text{ mm}^2 - 7 \text{ mm}^2) = 160 \text{ mm}^2$ .....Sección de barra

$J_c = \frac{\pi \cdot (R^4 - r^4)}{4} = 0,597 \text{ cm}^4$ .....Momento de inercia del conductor

$M_c = \frac{\pi \cdot (R^4 - r^4)}{R} = 2,387 \text{ cm}^3$ .....Momento resistente del conductor

$P_c = \delta_c \cdot S_c = 1,408 \text{ kg/m}$ .....Peso propio del conductor

#### 9.4.2.3. Disposición de las barras.

Se dispone de barras anulares distribuidas horizontalmente a una distancia de 0,275 metros, dicha distancia es la separación entre los bornes de 13,2 kV del transformador de la SET, además la configuración de las barras es coplanar horizontal, en la mayoría de su longitud.

Las barras están soportadas por los Aisladores Bushings de 13,2 kV del Transformador de potencia en un extremo, y en el otro, están soportadas por los Transformadores de Medición de la SET. Para mayores detalles Ver Plano N° 3 "Corte Longitudinal y detalles de Montaje"

$d = 0,275 \text{ m}$ .....Distancia de separación entre ejes de las barras

$L = 5 \text{ m}$ .....Distancia de separación entre soportes de las barras

$\gamma = 0,157$ .....Factor de sujeción del conductor

$\alpha = 0,5$ .....Factor de transferencia de esfuerzo mecánico al apoyo

$\nu_A = 1$ .....Factor de amortiguación por deformación plástica según el tipo de corriente.

$\beta = 1$ .....Factor de carga que depende de los apoyos del conductor

9.4.2.4. Cálculo de corriente admisible en el conductor.

Los factores fueron extraídos de la Norma Iram 2359.

Remitirse a la misma para mayor información

$$K_1 = 1 ; K_2 = 1 ; K_3 = 1 ; K_4 = 1 ; K_5 = 1 ;$$

$$I_{\text{tabla}} = 450 \text{ A}$$

$$I_{\text{nuevo}} = I_{\text{tabla}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 = 450 \text{ A}$$

$$I_n < I_{\text{nuevo}}$$

$$218,7 \text{ A} < 450 \text{ A}$$

Las barras seleccionadas Verifican la corriente Admisible.

9.4.2.5. Cálculo del esfuerzo mecánico sobre el conductor.

El esfuerzo máximo sobre el conductor será:

$$F_{\text{Cond}} = 0,2 \cdot I_s^2 \cdot \frac{L}{d} = 0,2 \cdot \frac{(2,64 \text{ kA})^2 \cdot 5 \text{ m}}{0,275 \text{ m}} = 25,34 \text{ N}$$

9.4.2.6. Cálculo de la tensión mecánica sobre el conductor.

Frecuencia mecánica natural del conductor

$$f_n = \frac{\gamma}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{E_c \cdot J_c}{P_c}} = \frac{0,157}{(5 \text{ m})^2} \cdot \sqrt{\frac{110000 \text{ N/mm}^2 \cdot 0,597 \text{ cm}^4}{1,408 \text{ kg/m}}} = 1,36 \text{ Hz}$$

Frecuencia mecánica relativa del conductor

$$f_r = \frac{f_n}{f} = \frac{1,36 \text{ Hz}}{50 \text{ Hz}} = 0,027$$

Con el valor de la frecuencia relativa, se concluye que:

$v_f = 1$  Coeficiente relacionado con los fenómenos dinámicos en las barras.

$v_\sigma = 1$  Tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados con la frecuencia de resonancia mecánica del conductor.

$v_r = 1,8$  Tiene en cuenta el recierre de los interruptores

La tensión mecánica resulta:

$$\sigma_m = \frac{v_\sigma \cdot v_r \cdot \beta \cdot F_{\text{Cond}} \cdot L}{8 \cdot M_c} \cdot f_n = \frac{1 \cdot 1,8 \cdot 1 \cdot 25,34 \text{ N} \cdot 5 \text{ m}}{8 \cdot 2,387 \text{ cm}^3} = 11,94 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} = 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

El valor calculado recientemente debe ser menor que la tensión mecánica admisible de la barra

$$\sigma_m \leq \sigma_c = 250 \text{ kg/mm}^2 \quad 1,2 \text{ kg/mm}^2 \leq 250 \text{ kg/mm}^2$$

Las barras anulares de cobre escojidas Verifican ampliamente los esfuerzos electrodinámicos

#### 9.4.2.7. Cálculo del esfuerzo sobre los apoyos.

Carga máxima aplicada en los aisladores

$$F = v_f \cdot v_r \cdot \alpha \cdot F_{cond} = 1 \cdot 1,8 \cdot 0,5 \cdot 25,34 \text{ N} = 22,8 \text{ N} = 2,28 \text{ kg}$$

Se verifica que dicho esfuerzo es ampliamente soportado por los Aisladores Instalados en el transformador y por los transformadores de medición.

#### 9.4.2.8. Verificación térmica:

Se admite un sobrecalentamiento máximo de la temperatura del conductor de:

$$\Delta T = 150 \text{ }^\circ\text{C}$$

El tiempo transcurrido para despejar la falla se considera:

$$t = 1 \text{ s}$$

La Corriente térmica admitida por el conductor para cortocircuito será:

$$I_{Th} = \frac{13 \cdot S_c}{1000} \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{t}} f_r = \frac{13 \cdot 160 \text{ mm}^2}{1000} \sqrt{\frac{150 \text{ }^\circ\text{C}}{1 \text{ s}}} 0,029 = 4,34 \text{ kA}$$

Esta corriente debe ser superior a la corriente de choque presente en la instalacion

$$I_{Th} > I_S ; 4,34 \text{ kA} > 2,64 \text{ kA}$$

Las barras Anulares de 20/3 mm de cobre seleccionadas superan ampliamente las solicitudes térmicas presentes en cortocircuito.

## **10. Servicios Auxiliares**

### **10.1. Objetivo de los Servicios Auxiliares**

Los equipos de maniobra de extra alta tensión –seccionadores e interruptores- requieren de una alimentación de baja tensión para su accionamiento.

Los sistemas de protección y de registro requieren de alimentación para sus fuentes internas.

Los transformadores y reactores requieren alimentación de potencia para sus equipos de bombeo y para sus ventiladores.

En consecuencia, es necesario definir para cada uno de los siguientes equipos, aparatos, sistemas o instalación, los siguientes datos:

- Alimentación en corriente alternada 220 V.
- Potencia requerida por el equipo.
- Condiciones requeridas: ininterrumpible, barra segura, etc.

Deberá disponerse de dichos datos para:

- Accionamiento de los interruptores de potencia.
- Accionamiento de los seccionadores motorizados.
- Sistemas de protecciones.
- Sistemas de comunicaciones vía portadora o fibra óptica.
- Registradores y protocolizadores.
- Sistemas de medición comercial y de control.
- Sistema de control y mando de las instalaciones.
- Terminales remotas y unidades de procesamiento.
- Sistemas de iluminación normal y de emergencia en playa intemperie.
- Sistemas de iluminación y de emergencia en edificios y kioscos.
- Sistemas de refrigeración de transformadores y reactores.
- Sistemas de tratamiento de aceite aislante.
- Sistemas de aire acondicionado en edificios y kioscos.

El dimensionamiento de los servicios auxiliares se hará siguiendo los lineamientos de la Guía de Servicios Auxiliares.

### 10.1.1. Transformador de Servicios Auxiliares

#### Análisis de las opciones de Tensión primaria

Se prevé instalar un transformador Monofásico de 19,1/0,231 kV de una potencia de 10 kVA, tipo Rural para alimentar el tablero de servicios auxiliares de la S.E.T.

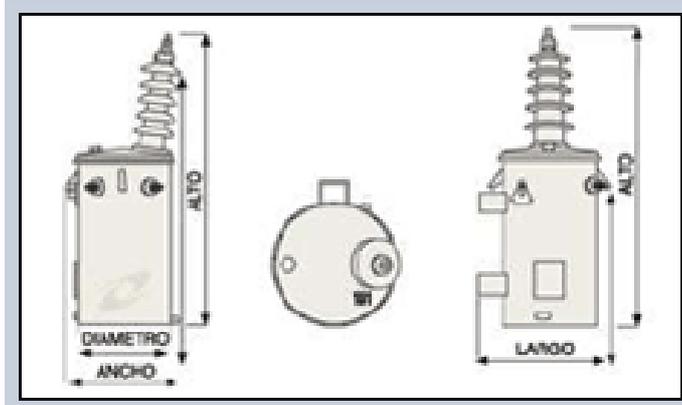
Se decide instalar un transformador de 19,1 kV de tensión primaria debido a que esta es la tensión monofásica del sistema de 33kV.

Esta tensión primaria del trafo, es elegida estratégicamente ya que la otra opción sería instalar un transformador de 13,2 kV, pero observando el esquema unifilar de la SET se puede apreciar que las probabilidades de que dicho transformador salga de servicio por actuación de alguna de las protecciones es considerablemente mayor a las probabilidades de que salga de servicio la barra de 33 kV de donde se alimentara el transformador de servicios auxiliares.

#### 10.1.1.1. Características del Transformador de Servicios Auxiliares.

#### Normas IRAM 2279

Transformadores Rurales Monofásicos								
Relación 19.050 ±5%/231 V/V								
Potencia (KVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Peso (Kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Diámetro	
10	60	270	4,5	600	600	1450	380	150



#### Arrollamientos

Son del tipo en capas y construidos en cobre electrolítico puro. Los mismos han sido cuidadosamente diseñados para soportar los esfuerzos de cortocircuito externo, sobretensiones de impulso y maniobra, como así también para lograr una disipación óptima del calor generado. Los ensayos de Impulso, Cortocircuito Externo y Calentamiento, realizados en Laboratorios Oficiales de reconocido prestigio.

### Núcleo Magnético

Se construye en chapa de acero laminada en frío doble decapada. Su forma cilíndrica reduce a un mínimo las fuerzas producidas por los vientos, especialmente en las instalaciones monoposte, permitiendo además la realización de vacío absoluto dentro de la misma.

El diseño de la tapa con forma convexa evita la acumulación de agua y aumenta su resistencia mecánica.

La terminación interior se realiza con una base de fondo epoxídico color blanco no contaminante del aceite refrigerante, ni atacable por el mismo.

La terminación exterior STANDARD es en base a un esquema de pintura con antióxido al cromato de zinc y acabado final con esmalte sintético color naranja, apto para intemperie.

### Conmutación

El transformador posee un conmutador sin tensión accionable externamente, en un todo de acuerdo a las Normas IRAM 2247 y 2279.

#### **10.1.2. Seccionador Autodesconectador de 19,1 kV del TSA.**

Los parámetros para la selección del seccionador son:

##### 10.1.2.1. Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la potencia nominal del transformador

$$S_n = 10 \text{ kVA}$$

##### 10.1.2.2. Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{V_n} = \frac{10 \text{ kVA}}{19,1 \text{ kV}} = 0,52 \text{ A}$$

##### 10.1.2.3. Corriente de cortocircuito simétrica.

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito.

$$S''_{k3} = 50,5 \text{ MVA}$$

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{50,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 0,88 \text{ kA}$$

#### 10.1.2.4. Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1,09$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 1,09 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,88 \text{ kA} = 1,36 \text{ kA}$$

#### 10.1.2.5. Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0,1$  Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$  Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1\text{s}$  Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 0,88 \text{ kA} \cdot \sqrt{0,1 + 1} \cdot \frac{1}{1} = 0,93 \text{ kA}$$

#### 10.1.2.6. Características del Seccionador Adoptado

Se escogió un seccionador autodesconectador unipolar MARCA FAMI FAMI cuyas características se detallan a continuación

El seccionador Tipo XS combinado con Fusibles POSITROL® provee una protección completa o de amplio espectro, para todo tipo de fallas en sistemas de distribución aérea de 13.2 a 33 kV Aplicación: Transformadores, Bancos de Capacitores, Cables y Líneas.

El término "protección de alto espectro" indica que el seccionador interrumpe todas las fallas: desde la más baja corriente que funde el fusible POSITROL®, hasta la capacidad de interrupción máxima, bajo todas las condiciones de tensión transitoria de recuperación (TTR).

Todos los seccionadores Tipo XS emplean un innovador desarrollo: apertura sencilla hacia abajo.

Una característica especialmente importante donde el escape de gases debe mantenerse fuera de las otras fases.



Su robustez lo hace extremadamente confiable frente a altas corrientes de falla, soportando los esfuerzos a los cuales puede ser sometido por el uso.

Una característica distintiva es que su contacto superior e inferior son plateados y ajustados por un resorte de respaldo que provee alta presión de contacto, con superficies realzadas para una acción autolimpiante eficiente, arrojando como resultado una mínima resistencia eléctrica de contacto.

DESCRIPCION		UNID	GARANTIZADOS	
1	1	Marca	FAMI-S&C	
	2	Norma a la que responde	ANSI C37.41 y C37.42	
	3	Modelo (Designación de fábrica )	XS 89032	
	4	Tipo <span style="font-size: 2em; vertical-align: middle;">{</span> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Tipo</li> <li>b) Forma de accionamiento</li> </ul>	Autodesconectador A pertiga	
2	1	Tensión nominal	kV	25
	2	Tensión máxima	kV	27
	3	Corriente nominal	A	100
	4	Frecuencia nominal	Hz	50
3	1	Poder de interrupción asimétrico	kA	12
	2	Poder de interrupción simétrico	kA	8
4	1	Tensión ensayo seco 50 Hz:		
		✓ cerrado parte activa con tierra	kV	45
		✓ abierto entrada con salida	kV	60
	2	Tensión ensayo impulso de onda: 1,2 / 50		
✓ cerrado parte activa con tierra		kVcr	125	
		✓ abierto entrada con salida	kVcr	125
5	1	Peso	kg	9

### 10.1.1. Seccionador fusible APR de 0,231 kV del TSA.

Los parámetros para la selección del seccionador son:

#### 10.1.1.1. Potencia nominal.

La potencia queda determinada por la potencia nominal del transformador

$$S_n = 10 \text{ kVA}$$

#### 10.1.1.2. Corriente nominal.

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, se la define por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{V_n} = \frac{10 \text{ kVA}}{0,231 \text{ kV}} = 45,45 \text{ A}$$

#### 10.1.1.3. Corriente de cortocircuito simétrica.

Se la calcula partiendo de la potencia de cortocircuito en las barras de 33 kV obtenida de los estudios eléctricos de Cortocircuito.

$$S''_{k3} = 50,5 \text{ MVA} ; S''_{k1} = 39,8 \text{ MVA}$$

La impedancia del transformador es (p.u.) referida a 10 kVA:

$$x_{TSA} = 0,04$$

La impedancia de aporte al cortocircuito trifásico se calcula:

$$x_{ap3} = 1,1 \cdot \frac{S_b}{S''_{k3}} = 1,1 \cdot \frac{10 \text{ kVA}}{50,5 \text{ MVA}} = 0,00022$$

La impedancia de aporte al cortocircuito monofásico se calcula:

$$x_{ap1} = 1,1 \cdot \frac{3 \cdot S_b}{S''_{k1con}} - 2 \cdot x_{ap3} = 1,1 \cdot \frac{3 \cdot 10 \text{ kVA}}{39,8 \text{ MVA}} - 2 \cdot 0,00022 = 0,00039$$

La impedancia directa de cortocircuito es:

$$z_1 = x_{ap1} + x_{TSA} = 0,00039 + 0,00022 = 0,00061$$

La potencia de cortocircuito monofásico en el secundario del TSA (0,231 kV) es:

$$S''_{k1} = \frac{S_b}{z_1} = \frac{10 \text{ kVA}}{0,00061} = 16,36 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito monofásico que deberá soportar el seccionador APR es:

$$I''_{k1} = \frac{S''_{k1}}{V_n} = \frac{16,36 \text{ MVA}}{0,231 \text{ kV}} = 70,8 \text{ kA}$$

#### 10.1.1.4. Capacidad dinámica.

Viene definida por la corriente máxima asimétrica de cortocircuito monofásico o corriente de choque obtenida de los estudios eléctricos.

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red.

$$\chi = 1,09$$

$$I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k1} = 1,09 \cdot \sqrt{2} \cdot 70,8 \text{ kA} = 77,2 \text{ kA}$$

#### 10.1.1.5. Corriente térmica.

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0,1$  Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$  Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1\text{s}$  Tiempo de referencia.

$$I_{th} = I''_{k3} \cdot \sqrt{m + n} \cdot \frac{1}{t} = 77,2 \text{ kA} \cdot \sqrt{0,1 + 1} \cdot \frac{1}{1} = 80,9 \text{ kA}$$

#### 10.1.1.6. Características del Seccionador APR Adoptado

Se escogió un seccionador APR 630

El seccionador fusible APR 630 es un seccionador de B.T. con capacidad de hasta 630 A con fusibles NH.

Permite la utilización de fusibles NH 0, 1, 2 y 3. Es ideal para el seccionamiento y protección de líneas aéreas preensambladas de baja tensión. Puede conectarse mediante terminales (Modelo APR 630), o a través de sus conectores protegidos, aptos para la vinculación de hasta 2 conductores de Al/Cu de 25/95 mm<sup>2</sup> (3-4/0 AWG) para la entrada y 1 conductor de Al/Cu 25/95 mm<sup>2</sup> (3-4/0 AWG) para salida. (Modelo APR 630C).

El cierre de la tapa permite que el equipo permanezca cerrado con o sin fusible, evitando el peligro de dejar partes vivas con tensión expuestas.

Se escoge un fusible NH 0 de 40A de corriente nominal



## **11. BIBLIOGRAFÍA**

El presente proyecto no se hubiese realizado si no fuese por el valioso aporte de los profesionales a cargo de la materia "Generación, Transmisión, y Distribución de la Energía Eléctrica" correspondiente al 5° año de la carrera Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Concordia.

Además se ha utilizado innumerables citas bibliográficas, a continuación se detallan las principales:

- ✓ Apuntes de Cátedra "Generación, Transmisión, y Distribución de la Energía Eléctrica"
- ✓ Apuntes de Ing. Martínez Fayó
- ✓ GUÍA GENERAL DE DISEÑO Y NORMAS PARA EE.TT. de la Empresa TRANSENER
- ✓ ESTACIONES TRANSFORMADORAS - DISPOSICIONES CONSTRUCTIVAS Y ELEMENTOS DE CÁLCULO Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Paraná.
- ✓ REGLAMENTACIÓN PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS AEA-95402 Edición (2006)
- ✓ Guía de Referencia de la Empresa ENERSA
- ✓ Líneas de Transmisión de Potencia Autor Ing. Juan Bautista Ríos
- ✓ Reglamentación de Líneas Aéreas de Media y Alta tensión AEA 95301
- ✓ IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding
- ✓ IEEE Std 81.2-1991 Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems
- ✓ Dimensionado, ensayos y aplicación de los pararrayos de óxido metálico en redes de media tensión de la Empresa ABB
- ✓ Redes de Media Tensión de la Empresa Prysmian.
- ✓ IEC 60099 e IEC 60071 para calculo de descargadores de Sobretensión
- ✓ IRAM 2358. Calculo de barras para tableros
- ✓ IRAM 2359 -Parte 2 Barras de Cobre para Corriente Permanente.
- ✓ Norma IRAM 2309.
- ✓ Norma IRAM 2315.
- ✓ Norma IRAM 2004.
- ✓ Norma IRAM 2143.
- ✓ Norma IRAM 2467.
- ✓ Norma IRAM 2466.
- ✓ Norma ASTM B-227
- ✓ Código de práctica para Puesta a tierra de Sistemas Eléctricos