



**MEJORA EN LA MANIOBRABILIDAD Y  
REACONDICIONAMIENTO DEL CENTRO DE  
TRANSFORMACION DEL SECTOR INDUSTRIAL  
PLANIFICADO DE BERISSO Y DE OTROS ENTES.**

**Autores:**

- **Díaz, Ignacio**
- **Fernandez, Mauricio**
- **Guicciardini, Matías**
- **Petrovich, Agustín**



## Agradecimientos

Queremos agradecer en primer lugar, a las familias: Díaz, Fernández, Guicciardini y Petrovich, no solo por el apoyo incondicional en lo referido a este proyecto, sino también, durante toda nuestra carrera. Ya que, al fin y al cabo, nuestras familias representaron y representarán un pilar fundamental, que nos impulsaron día a día a cumplir nuestros objetivos por más adversidades que se presenten. A todos ellos decirles: Gracias, una gran parte de este trabajo es debido a ellos.

Agradecer también a los docentes que siempre, con buena predisposición y entusiasmo, nos ayudaron a llevar adelante nuestro proyecto. Hacemos una mención especial al Ing. Juan Horacio Talpone, su preocupación y conocimiento fueron vitales para el desarrollo del presente proyecto, agradecer también al: Ing. Mariano Guerrero por la inspiración y el puntapié inicial del mismo. Al Ing. Juan Manuel Donatti por el apoyo brindado. Al Ing. Carlos Di Clemente e Ing. Ariel Albanese por sus revisiones y buena predisposición. Al Dr. José Maccarone e Ing. Abel Abraham por estar presentes ante cualquier inquietud.

A todos ellos decirles nuevamente: Gracias, cada uno de ustedes fue participe e hizo este Proyecto Final posible.



## ÍNDICE Contenido

<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>1</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>2</b>
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
1.1.    PROBLEMÁTICA POR RESOLVER.....	7
1.2.    OBJETIVO.....	7
1.2.1. <i>Objetivo General</i> .....	7
1.2.2. <i>Objetivo Específico</i> .....	7
1.3.    ALCANCE .....	8
1.4.    INCLUSIÓN DEL PROYECTO: “EXTENSIÓN DE LA AUTOPISTA BUENOS AIRES – LA PLATA” .....	8
1.4.1. <i>Antecedentes</i> .....	8
1.4.2. <i>Repercusiones para tener en cuenta:</i> .....	9
<b>CAPÍTULO 2: ESTIMACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE TIPO DE INDUSTRIAS Y PARCELAS .....</b>	<b>10</b>
2.1.    DISTRIBUCIÓN SEGÚN RUBRO DEL PARQUE INDUSTRIAL PILAR: .....	10
2.2.    DISTRIBUCIÓN SEGÚN RUBRO DEL PARQUE INDUSTRIAL LA PLATA:.....	10
2.3.    DISTRIBUCIÓN SEGÚN RUBRO DEL PARQUE INDUSTRIAL DE CAÑUELAS: .....	11
2.4.    ESTIMACIÓN PARA EL SECTOR INDUSTRIAL PLANIFICADO DE BERISSO PROPUESTO: .....	11
2.5.    DISTRIBUCIÓN POR RUBRO INDUSTRIAL: .....	11
2.6.    JUSTIFICACIÓN DEL UNIFILAR .....	12
2.6.1. <i>Etapa 1:</i> .....	12
2.6.2. <i>Etapa 2:</i> .....	12
2.6.3. <i>Etapa 3:</i> .....	13
<b>CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.....</b>	<b>14</b>
3.1.    ESQUEMAS UNIFILARES-SECUENCIA DIRECTA, INVERSA Y HOMOPOLAR .....	14
3.1.1. <i>Datos y resumen de valores en P.U de las impedancias a utilizar:</i> .....	15
3.1.2. <i>Cálculo de las impedancias usadas en P.U:</i> .....	16
3.2.    CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS DIFERENTES PUNTOS.....	18
3.2.1. <i>Corriente de cortocircuito en punto M1</i> .....	18
3.2.2. <i>Corriente de Cortocircuito en el punto M2:</i> .....	21
3.2.3. <i>Corriente de Cortocircuito en el punto M3:</i> .....	27
3.2.4. <i>Resumen de valores:</i> .....	30
3.3.    VERIFICACIÓN DE CÁLCULOS.....	31
3.3.1. <i>Circuito simulado:</i> .....	31
3.3.2. <i>Resultados Obtenidos:</i> .....	32
3.3.3. <i>Análisis de los datos obtenidos</i> .....	34
3.4.    CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO C.C.....	35
3.4.1. <i>Cálculo de corriente de cortocircuito en corriente continua:</i> .....	35
3.4.2. <i>Cortocircuito obtenido:</i> .....	35
<b>CAPÍTULO 4: SERVICIOS AUXILIARES.....</b>	<b>36</b>
4.1.    SERVICIOS AUXILIARES DE C.A. ....	36
4.2.    SERVICIOS AUXILIARES DE C.C. ....	36
4.3.    ESQUEMA GENERAL DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.....	37



4.4.	DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS: .....	37
4.5.	CONSUMOS DEL BANCO DE BATERÍAS: .....	38
4.6.	CARGAS DE A.C.....	38
4.7.	CONSUMOS EN ESTADOS DE CARGA Y PERFIL DE CARGAS: .....	39
4.8.	PERFIL DE CARGAS: .....	40
4.9.	CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE LA BATERÍA:.....	40
4.10.	TABLA POR UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN DE KT: .....	41
4.11.	CÁLCULO DE CARGADOR.....	44
4.12.	TABLERO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES A.C.....	45
4.13.	TABLERO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES C.C.....	46
<b>CAPÍTULO 5: INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DEL EDIFICIO.....</b>		<b>47</b>
5.1.	NORMATIVA APLICADA .....	47
5.2.	CÁLCULO Y DISTRIBUCIÓN DE LUMINARIAS .....	47
5.3.	DISTRIBUCIÓN DE TOMACORRIENTES .....	48
5.3.1.	<i>Tomas de 3x380 V:.....</i>	<i>48</i>
5.3.2.	<i>Tomas de 220 V:.....</i>	<i>48</i>
5.3.3.	<i>Llaves para iluminación:.....</i>	<i>48</i>
5.3.4.	<i>Iluminación de emergencia: .....</i>	<i>48</i>
5.4.	SELECCIÓN DE CONDUCTORES.....	49
5.5.	MATAFUEGOS.....	49
5.6.	SELECCIÓN DE PROTECCIONES.....	50
5.7.	PLANOS Y DESARROLLO .....	51
<b>CAPÍTULO 6: EQUIPAMIENTO .....</b>		<b>52</b>
6.1.	INTRODUCCIÓN .....	52
6.2.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA .....	52
6.3.	CELDA DE 13,2 kV .....	53
6.3.1.	<i>Celdas para alimentadores 13,2kV .....</i>	<i>53</i>
6.3.2.	<i>Celdas para acometida 13,2kV.....</i>	<i>55</i>
6.3.3.	<i>Celdas para medición 13,2kV.....</i>	<i>57</i>
6.3.4.	<i>Celdas de servicios auxiliares 13,2kV .....</i>	<i>59</i>
6.4.	CELDA DE 33KV:.....	61
6.4.1.	<i>Celdas para alimentadores 33kV .....</i>	<i>61</i>
6.4.2.	<i>Celdas para acometida 33kV.....</i>	<i>63</i>
6.4.3.	<i>Celdas para medición 33kV.....</i>	<i>66</i>
6.5.	FUNCIONES DE PROTECCIONES A TENER EN CONSIDERACIÓN: .....	68
6.6.	PROTECCIONES NIVEL 13.2KV .....	68
6.6.1.	<i>Funciones de protección requeridas para alimentadores y acoplamiento.....</i>	<i>68</i>
6.7.	PROTECCIONES NIVEL 33KV .....	69
6.7.1.	<i>Funciones de protección requeridas para protección del transformador de potencia:</i>	<i>69</i>
<b>CAPÍTULO 7: CÁLCULO DE CONDUCTORES.....</b>		<b>70</b>
7.1.	CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE POTENCIA .....	70
7.1.1.	<i>Factores de corrección para tener en cuenta para nuestros conductores: .....</i>	<i>70</i>
7.1.2.	<i>Corriente nominal primer tramo a celdas de 33KV .....</i>	<i>71</i>
7.1.3.	<i>Verificación de la caída de tensión.....</i>	<i>72</i>



7.1.4.	Verificación por régimen de cortocircuito .....	73
7.1.5.	Corriente nominal segundo tramo, celdas de 33KV – Transformadores.....	74
7.1.6.	Verificación de la caída de tensión.....	75
7.1.7.	Verificación por régimen de cortocircuito .....	76
7.1.8.	Corriente nominal tercer tramo, Transformadores – celdas de 13,2KV.....	76
7.1.9.	Verificación de la caída de tensión.....	77
7.1.10.	Verificación por régimen de cortocircuito .....	78
7.2.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE SERVICIOS AUXILIARES EN CA .....	79
7.2.1.	Memoria de cálculo.....	80
7.2.2.	Cálculo de sección en tramo inicial: Desde celda hacia transformador. ....	81
7.2.3.	Verificación de la caída de tensión.....	82
7.2.4.	Verificación de los esfuerzos térmicos motivados por el régimen de cortocircuito: .	83
7.3.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN. ....	83
7.3.1.	Cálculo de sección en tramo inicial: Desde transformador hacia QO.....	83
7.3.2.	Verificación de la caída de tensión:.....	85
7.4.	VERIFICACIÓN DE LOS ESFUERZOS TÉRMICOS MOTIVADOS POR EL RÉGIMEN DE CORTOCIRCUITO: .....	86
7.5.	CÁLCULO DE CONDUCTORES DE SERVICIOS AUXILIARES EN CC .....	88
7.5.1.	Introducción. ....	89
7.6.	MEMORIA DE CÁLCULO.....	90
7.6.1.	Cálculo de sección en tramo inicial: Q1*.....	90
7.6.2.	Verificación de la caída de tensión:.....	91
<b>CAPÍTULO 8: CANALIZACIONES .....</b>		<b>93</b>
8.1.	CANALIZACIONES EN EDIFICIO DE 33KV .....	93
8.1.1.	Descripción del capítulo. ....	93
8.1.2.	Tipo de canalización. ....	93
8.2.	CANALIZACIONES EN EXTERIOR .....	93
8.2.1.	Objeto:.....	93
8.2.2.	Alcance: .....	94
8.2.3.	Desarrollo metodológico: .....	94
8.2.4.	Ubicación.....	94
8.2.5.	Generalidades .....	94
8.2.6.	Tipos de canales de cable constructivos:.....	94
8.2.7.	Dimensiones .....	98
8.2.8.	Elementos constitutivos .....	99
8.2.9.	Tubos.....	99
8.2.10.	Hormigones.....	99
8.3.	CANALIZACIONES EN EDIFICIO DE 13,2KV .....	100
8.3.1.	Descripción del capítulo. ....	100
8.3.2.	Tipo de canalización. ....	100
8.3.3.	Criterio de selección de tubería PVC.....	100
8.3.4.	Ejemplo práctico.....	100
8.3.5.	Consideraciones. ....	102
8.3.6.	Aclaraciones. ....	103
<b>CAPÍTULO 9: PUESTA A TIERRA.....</b>		<b>104</b>
9.4.	INTRODUCCIÓN: .....	104
9.5.	INFORMACIÓN DEL CAMPO .....	104



9.6.	CÁLCULO DEL CONDUCTOR .....	104
9.7.	CÁLCULOS DE LA TENSIÓN DE PASO Y DE CONTACTO ADMISIBLES PARA DISTINTOS PESOS CORPORALES.....	106
9.7.1.	<i>Para tensión de paso:</i> .....	106
9.7.2.	<i>Para tensión de contacto:</i> .....	106
9.8.	DISEÑO INICIAL DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA .....	108
9.9.	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL DISEÑO .....	108
9.10.	DETERMINACIÓN DE LA CORRIENTE QUE SOPORTARÁ EL SISTEMA DE PUESTA TIERRA.....	109
9.11.	CÁLCULO DE LA ELEVACIÓN DE POTENCIAL EN LA PUESTA A TIERRA .....	109
9.12.	VERIFICACIÓN DE TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO.....	110
9.13.	A MODO DE RESUMEN: .....	111
<b>CAPÍTULO 10: CONCLUSIONES.....</b>		<b>113</b>
<b>NORMAS Y BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>114</b>
1.	REFERENCIAS DE NORMAS: .....	114
1.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS: .....	115
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>		<b>116</b>
<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....</b>		<b>117</b>





### **1.1. Problemática por resolver**

Del relevamiento realizado en el sector planificado industrial de Berisso, se determina que existen varios problemas a resolver:

- Del diseño actual del centro de transformación del parque, no permite realizar maniobras eléctricas de forma independiente, sin previa desconexión del alimentador de Sub. Dique.
- Falta de infraestructura en MT y BT
- No existe independencias de las salidas desde el centro de transformación
- Falta de alumbrado

### **1.2. Objetivo**

#### **1.2.1. Objetivo General**

Reacondicionamiento, planificación y ajuste del sistema eléctrico del sector Industrial Planificado de Berisso.

#### **1.2.2. Objetivo Específico**

- Análisis de potencia requerida por la demanda del parque, demanda residencial y demanda de ABSA a 30 años con su correspondiente planificación energética.
- Ampliación de la red de MT y BT existente.
- Calculo, diseño y planificación del alumbrado
- Análisis de la línea de M.T. existente y determinación del estado de carga.
- Análisis del centro de transformación existente. Desventajas actuales, y planteamientos de distintas alternativas.
- Cálculo y Diseño de la Estación Transformadora / Reacondicionamiento del centro de transformación.

### 1.3. Alcance

El alcance del trabajo incluye el estudio detallado, de la estación transformadora existente, como también, análisis de alternativas que permiten el ingreso de energía al parque industrial de forma más eficiente y lograr una independización, respecto a las maniobras, de subestación Dique, teniendo así una mayor versatilidad.

### 1.4. Inclusión del proyecto: “Extensión de la Autopista Buenos Aires – La Plata”

#### 1.4.1. Antecedentes

El vicepresidente Académico de la Universidad Nacional de La Plata, Fernando Tauber, firmó un acuerdo de colaboración con el gerente Ejecutivo de Vialidad Nacional (DNV), Federico Stiz, para dar continuidad a las obras de extensión de la Autopista Buenos Aires – La Plata, desde su actual bajada a la altura de diagonal 74 hasta la avenida 60.

En materia de infraestructura vial, el corredor más importante de vinculación entre la región del Gran La Plata, Capital Federal y el sector sur del área metropolitana, es la Autopista La Plata – Buenos Aires. Es un recorrido de unos 52,8 km. entre la zona del Bajo de CABA y la bajada a la altura de diagonal 74 en La Plata, y concentra los flujos más importantes, tanto de vehículos particulares, como de transporte público y de carga.



Ilustración 2 – Extracción de proyecto UNLP



#### **1.4.2. Repercusiones para tener en cuenta:**

Teniendo en cuenta la mejora en la maniobrabilidad y reacondicionamiento del centro de transformación del sector industrial planificado de Berisso. Esta obra de extensión que se llevará a cabo gracias a la gestión de la Universidad de La Plata junto con la gerencia de Vialidad de la provincia que nos abre un camino de posibilidades y de aprovechamientos para todo nuestro sector industrial.

Sabemos que muchas veces los inconvenientes para progresar en un proyecto son los transportes de todos los equipos necesarios para el proyecto en cuestión, con esta extensión de la autopista tendríamos una conexión directa con Capital Federal donde podríamos obtener la mayoría de los equipos para la obra debido a que parte de nuestro proyecto se basa en la renovación y actualización del centro de transformación existente el cual utilizaría maquinaria y equipos que necesariamente deberían ser transportados ya sea desde el Puerto La Plata o desde Capital Federal.



## Capítulo 2: Estimación de la distribución de tipo de industrias y parcelas

Se toma como referencia el parque industrial de Pilar y el parque industrial de La Plata, así como también el de Cañuelas, debido a su cercanía y el tipo de empresas instaladas en los mismos.

Los rubros productivos principales:

- Producción
- Alimenticia.
- Maderera.
- Plásticos.
- Química
- Logística
- otros

Se determina las parcelas a ocupar. Se tiene en cuenta, que la principal área productiva, debido a la cercanía de una industria petrolera. Serán del rubro metalúrgico o afines

Se asignan, dependiendo del rubro de la empresa, una determinada cantidad de parcelas, esto se realiza con el fin de estimar la demanda del parque, pudiendo así dimensionar la estación transformadora y el resto de la aparamenta correspondiente. Actualmente el parque cuenta con 39 parcelas.

### 2.1. Distribución según rubro del parque industrial Pilar:

Alimenticio	Fármaco	Logística	Plástico	Química
12%	13%	9%	9%	17%

Tabla 1 - Parque industrial Pilar – autoría Propia

Estos cuatros rubros, representan el 60% de las empresas ubicadas en el parque.

### 2.2. Distribución según rubro del parque industrial La Plata:

Alimento para mascotas	Fármaco	Logística	Plástico	Textil	Servicios
6%	22%	17%	17%	6%	11,11%

Tabla 2 - Parque industrial La Plata - autoría Propia



### 2.3. Distribución según rubro del parque industrial de Cañuelas:

Alimenticio	Fármaco	Logística	Plástico	Química	Servicios	Metalúrgica
6%	2%	19%	2%	6%	32,08%	15,09%

Tabla 3 - Parque industrial de Cañuelas - autoría Propia

### 2.4. Estimación para el Sector industrial planificado de Berisso propuesto:

Alimenticio	Producción	Logística	Plástico	Química	Maderera	Otros
15%	30%	10%	8%	20%	12%	5%

Tabla 4 – Estimación para nuestro parque - autoría Propia

Se estiman estos porcentajes basándonos en el parque industrial de Pilar. Debido a que la ubicación del parque industrial planificado de Berisso se encuentra en las proximidades de una de las empresas petroleras más grandes del país, priorizamos en que se radicarán empresas a fines de producción, químicas, metalúrgicas, PIPING, etc.

### 2.5. Distribución por rubro industrial:

Se establece la siguiente distribución de las empresas a instalarse, teniendo en cuenta los rubros mencionados anteriormente.

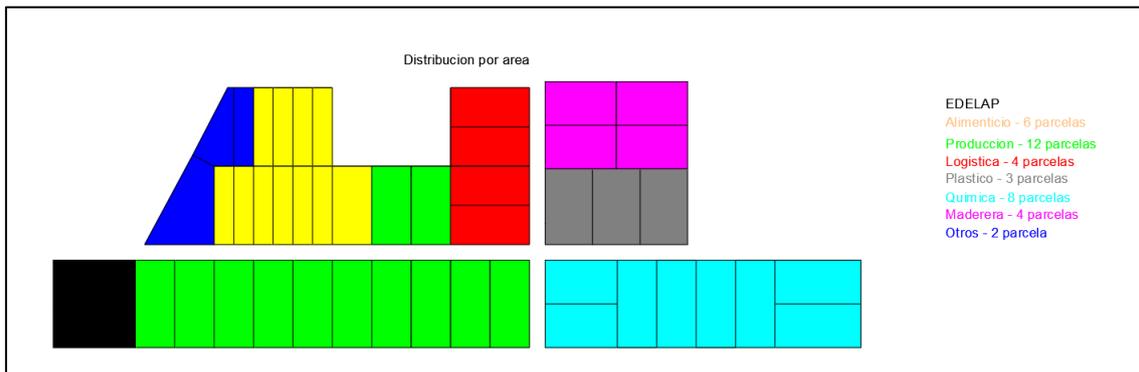


Ilustración 3 - Distribución por rubro industrial - autoría Propia



Para la subestación se plantea, a lo largo del presente trabajo, una alternativa:

## **Equipamiento de interior en celdas, tanto en 33 KV como en 13.2KV**

### **2.6. Justificación del unifilar**

Debido a las problemáticas mencionadas, particularmente la independización de maniobras del parque y alrededores sobre subestación Dique, se opta por dividir el proyecto en tres etapas diferentes, pero relacionadas entre ellas, por cuestiones técnico-económicas.

Se parte de la base de que se cuenta con una instalación existente, la misma tiene dos autotransformadores de 6,3MVA, seccionadores para maniobras y descargadores. Como dicho equipamiento no permite realizar las maniobras desde el propio centro de transformación dentro del sector planificado, se detallan a continuación las etapas propuestas:

#### **2.6.1. Etapa 1:**

En la primera etapa, con una baja inversión inicial se puede obtener una mayor confiabilidad y mejoras en la localización de las maniobras e independización del corte del suministro desde subestación Dique.

Equipamiento por instalar:

Edificación de aproximadamente 60 m<sup>2</sup>.

Celdas de interior de 33kV para acometida de potencia, medición, remonte y salidas a los transformadores y reserva.

#### **2.6.2. Etapa 2:**

En una segunda instancia, se requiere una mayor inversión la cual necesita de un espacio físico para la construcción edilicia que permite la versatilidad en el futuro sistema eléctrico planificado.

Se busca distribuir de manera óptima las cargas respectivas del centro de transformación existente. Se tiene presente la futura ampliación de la planta de ABSA y un aumento en su demanda. Por lo que se busca cubrir estas necesidades con un único transformador recurrente a ABSA. Así mismo el restante transformador queda disponible para la alimentación de la ciudad de Berisso y el parque industrial planificado de Berisso.



Equipamiento por instalar:

Construcción edilicia (Superficie de 350m<sup>2</sup> aproximadamente)

Celdas de interior de 13,2kV equipadas.

Transformadores de servicios auxiliares con un seccionador bajo carga con ruptofusible para su protección.

Sistema de servicios auxiliares.

### **2.6.3. Etapa 3:**

En la tercera etapa se busca una mayor seguridad frente a posibles problemáticas debidas a mantenimiento o fallas de alguno de los transformadores instalados, por eso se plantea colocar un nuevo transformador a modo de reserva para poder suplir la demanda de cualquiera de los otros dos transformadores.

Esto brinda una mayor confiabilidad del sistema, siempre dependiendo de las operaciones a realizar entre los transformadores.

Equipamiento por instalar:

Autotransformador de potencia de 6,3MVA.

Cableado y conexionado de:

- Conductores de potencia del 3er autotransformador.
- Conductores de comando del 3er autotransformador.



### Capítulo 3: Cálculo de cortocircuito

A continuación se detalla el procedimiento de cálculo, el mismo cuenta con verificación mediante el software ETAP, se considera que la potencia de cortocircuito brindada por una distribuidora local está en el punto de conexión con la línea de 33 Kv que acomete al parque, además, a la hora de la realizar los diferentes diagrama de secuencia, se considera al autotransformador como un transformador de dos devanados convencional, también se tiene en cuenta de que cada semi barra esta alimentada únicamente por un autotransformador a la vez. Haciendo la salvedad de lo mencionado, se comienza con la realización del cálculo de corriente de cortocircuito.

#### 3.1. Esquemas unifilares-secuencia directa, inversa y homopolar

Esquema unifilar simplificado en secuencia directa (mismo para secuencia inversa)

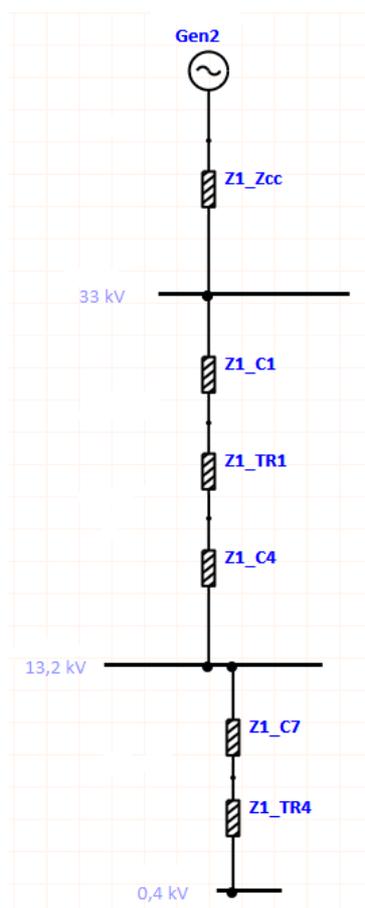


Ilustración 4 - Análisis ETAP - Autoria Propia

Esquema unifilar simplificado en secuencia homopolar (mismo para secuencia inversa)

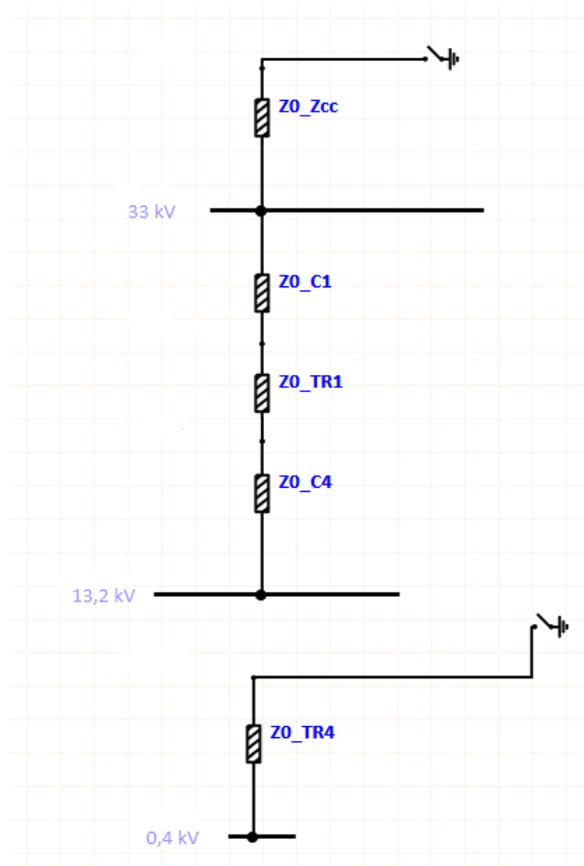


Ilustración 5 - Análisis ETAP - autoría Propia

### 3.1.1. Datos y resumen de valores en P.U de las impedancias a utilizar:

Transformadores TR1, TR2 Y TR3:

- $U = 33\text{KV} / 13.8\text{KV}$
- $S = 6300\text{KVA}$
- $U_{cc} = 4\%$
- 

Transformador MT/BT:

- $U = 13.2\text{KV} / 0.400\text{KV}$
- $S = 40\text{KVA}$
- $U_{cc} = 4\%$



Red externa:

- $S_{cc} = 700\text{MVA}$

El valor de la potencia de cortocircuito trifásica y monofásica indicado por la empresa prestataria del servicio de distribución de energía eléctrica en el punto de vinculación es de 700 MVA.

Bases usadas:

- $S_b = 1\text{MVA}$
- $U_{b1} = 33\text{KV}$
- $U_{b2} = 13.8\text{KV}$
- $U_{b3} = 0.400\text{KV}$

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = 1089 \text{ ohm}$$

$$Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_b} = 190.44 \text{ ohm}$$

$$Z_{b3} = \frac{U_{b3}^2}{S_b} = 0.16 \text{ ohm}$$

### 3.1.2. Cálculo de las impedancias usadas en P.U:

Impedancia de la red externa:

$$Z_{cc1} = \frac{1.1 * S_b}{S_{cc}}$$

$$Z_{cc1} = \frac{1.1\text{MVA}}{700\text{MVA}}$$

$$Z1_{Zcc1} = 1.571428 \times 10^{-3} - 3j$$

Se adopta el mismo valor para la impedancia de secuencia homopolar.

$$Z0_{Zcc1} = 1.571428 \times 10^{-3} - 3j$$



Impedancia de los transformadores de potencia TR1, TR2 y TR3:

$$1_{Xtr1} = Xtr1original * \frac{Snueva}{Santerior} = 0.04j * \frac{1MVA}{6.3MVA}$$

$$1_{Ztr1} = 6.3492x10e - 3j$$

$$1_{Ztr2} = 6.3492x10e - 3j$$

$$1_{Ztr3} = 6.3492x10e - 3j$$

Se adopta los mismos valores tanto en secuencia inversa como su 90% para la homopolar

$$0_{Ztr1} = 6.3492x10e - 3j * 0.9 = 5.71428x10 - 3j$$

Impedancia del transformador de servicios auxiliares:

$$1_{XtrAUX} = XtrAUXoriginal * \frac{Snueva}{Santerior} = 0.04j * \frac{1MVA}{0.063MVA} = 0.6349j$$

$$1_{XtrAUX} = 0.6349j$$

Se adopta los mismos valores tanto en secuencia inversa como su 90%  
Para la homopolar

$$Xtraux0 = 0.6349j * 0.9 = 0.57141j$$

Impedancia conductor-salida 13.2KV a barra 13.2KV:

Se considera una reactancia del conductor de 0.206 ohm/km.

$$Zc1pu1 = Xl' * l * = 0.206 \frac{ohm}{km} * 0.050km = \frac{0.0103}{190.44} = 5.4085x10e - 5j$$

$$Zc1pu1 = 5.4085x10e - 5j$$



Impedancia homopolar

$$Z_{c1pu0} = Z_{c1pu1}$$

Impedancia conductor barra de 13.2kv a transformador de servicios auxiliares:

Se considera una reactancia del conductor de 0.245 ohm/km.

$$\begin{aligned} Z_{c2pu1} &= Xl' * l = 0.245 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} * 0.025\text{km} = \frac{6.125 \times 10^{-3}j}{190.44} \\ &= 3.216 \times 10^{-5} \text{ johm} \end{aligned}$$

$$Z_{c2pu1} = 3.216 \times 10^{-5} \text{ johm}$$

Impedancia homopolar:

$$Z_{c2pu0} = Z_{c2pu1}$$

Debido a que, en operación normal de la estación transformadora, los interruptores se encuentran abiertos, por lo tanto, no existe paralelo entre los transformadores.

### **3.2. Cálculo de la corriente de cortocircuito en los diferentes puntos**

Aclaración: Para el cálculo manual de las corrientes de falla en los distintos puntos del sistema, se utiliza las componentes reactivas de las impedancias que conforman el sistema eléctrico en estudio, de manera de simplificar el desarrollo de los cálculos, dado que el error es marginal.

#### **3.2.1. Corriente de cortocircuito en punto M1**

Con la potencia obtenida se pasa a calcular la impedancia de cortocircuito de la red modelada:

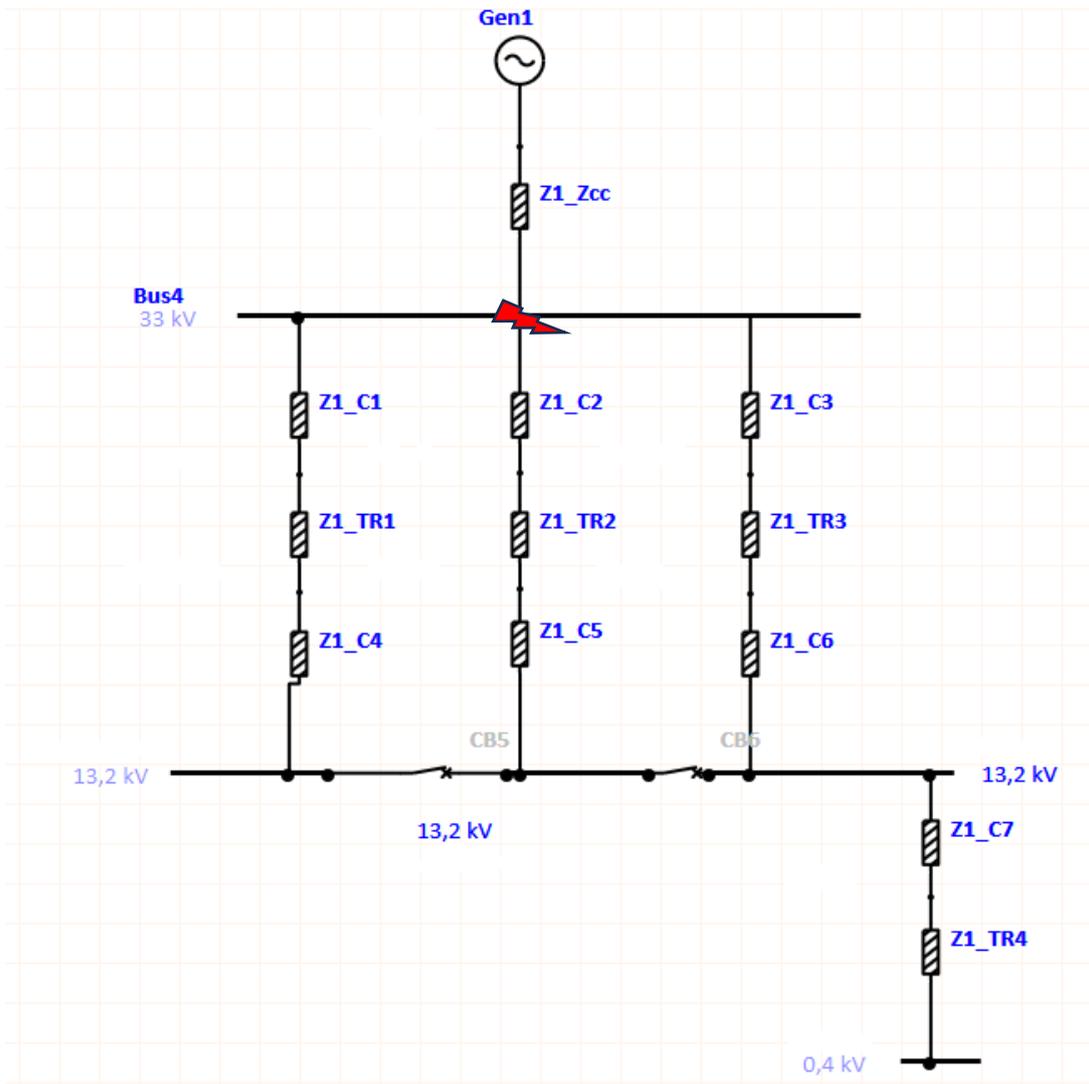


Ilustración 6 - Análisis ETAP - Punto M1 - Autoria Propia

El diagrama de secuencia positiva e inversa, son los siguientes:

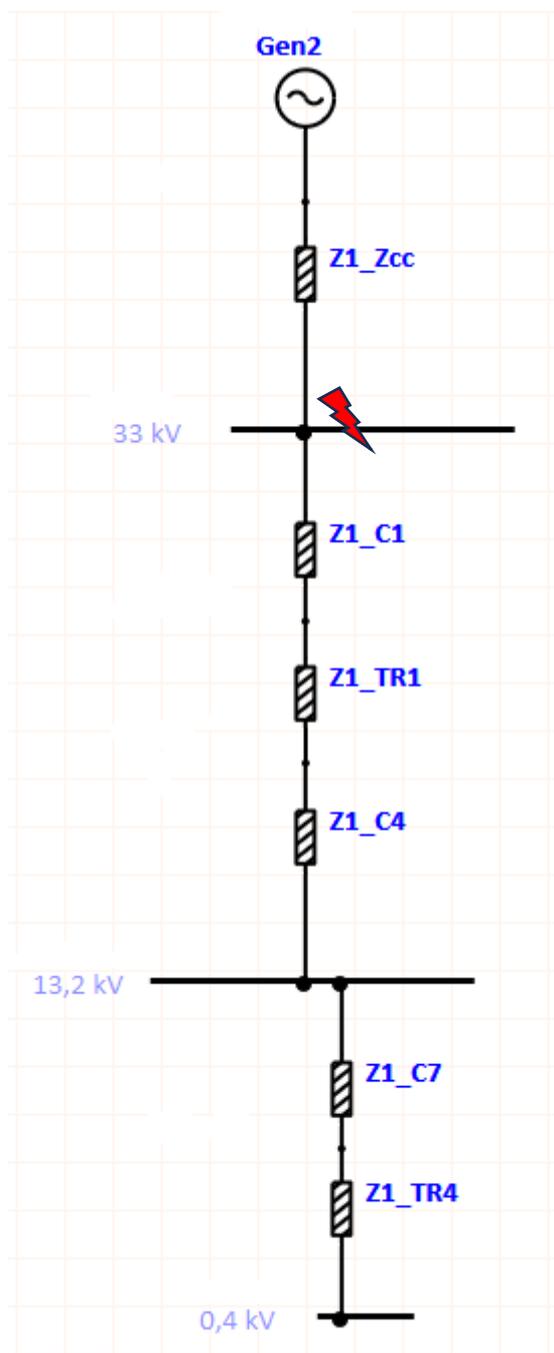


Ilustración 7 - Análisis ETAP - Punto M1 - autoría Propia

Donde la corriente trifásica es:

$$I_{cc3 - M1} = \frac{1.1 * U_e}{\sqrt{3} * Z_{cc}} = 12.2468KA$$



Donde  $Z_{cc}$  es la impedancia de la red, estando ésta en P.U.

$$Z_{cc} = Z1\_Z_{cc1} = 1.571428 \times 10e - 3j$$

El conductor  $Z_{c1}$ ,  $Z_{c2}$  y  $Z_{c3}$  se despreciarán por ser ínfimos.

La corriente monofásica en dicho punto será la misma:

$$I_{cc1} - M1 = I_{cc3} - M1 = 12.2468KA$$

### 3.2.2. Corriente de Cortocircuito en el punto M2:

**NOTA IMPORATANTE:** Dado que, el transformador existente en el centro de transformación es un autotransformador, por lo que, a pesar de que tenga un grupo de conexión  $Yyn0$ , a la hora de modelar su impedancia de secuencia homopolar, queda como en la siguiente ilustración. Esto fue cotejado con la siguiente bibliografía: J. Layana Chancay, "Aplicaciones de autotransformadores" de análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia, Guayaquil, 2010, pp109-114

Se observa que, por la naturaleza de nuestra red (resistencia/reactancia)

$$\frac{R}{X} = 0.1$$

Se utiliza este dato para la determinación del coeficiente para el calcula de la corriente de pico.

Procedemos a calcular la potencia de cortocircuito trifásica en LA BARRA (M2) se tendrá en cuenta únicamente la  $icc$  aportada **por un único transformador en simultáneo:**

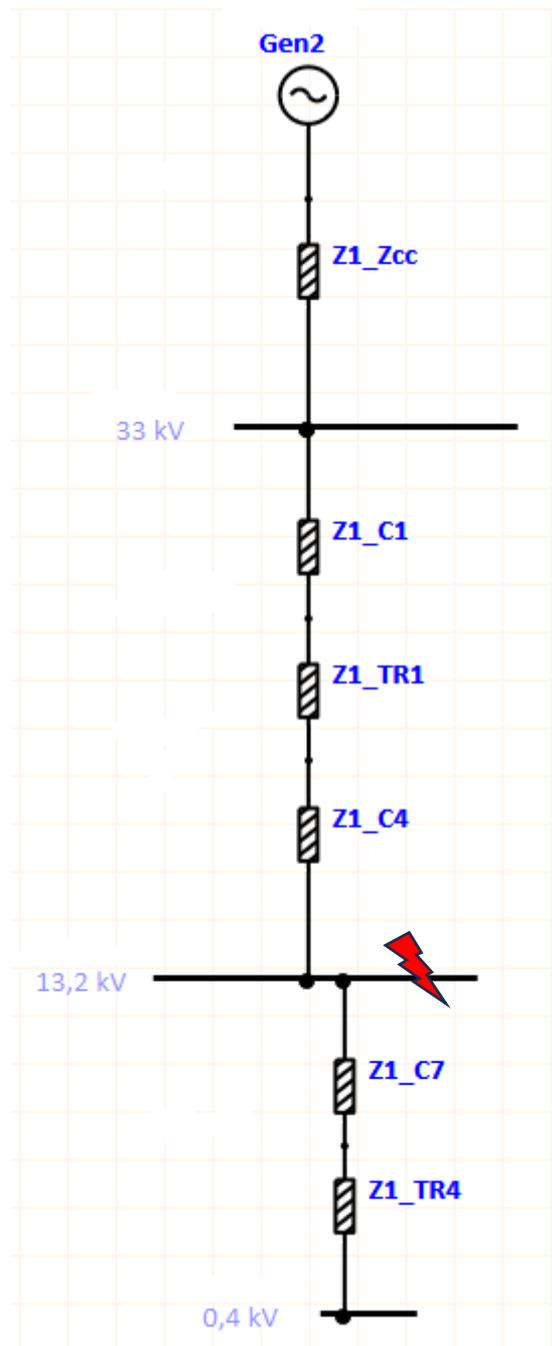


Ilustración 8 - Análisis ETAP - Punto M2 - autoría Propia

$$Sk_3 = \frac{S_B}{\sum Z_{cc}} * C$$

La impedancia  $Z_{cc}$  está compuesta por:

$$Z1_{Zcc1} = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$1_{Ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j$$

$$Zc1pu1 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Sk_3 = \frac{1MVA}{|7.9747 \times 10e - 3j|} * 1.1 = \frac{1MVA}{7.9747 \times 10e - 3} * 1.1$$

$$Sk_3 = 137.93MVA$$

Se procede a hallar la corriente de cortocircuito trifásica:

$$Z_{cc1} = 7.9747 \times 10e - 3j * 190.44 \text{ ohm} = Z_{ccpu} * Z_{base} = 1.5187 \text{ ohm}$$

$$Ik''_3 = \frac{1.1 * U_e}{\sqrt{3} * Z_{cc1}} = \frac{14.52}{\sqrt{3} * 1.5187 \text{ ohm}} = 5.5199KA$$

Se ve que, por la naturaleza de nuestra red (resistencia/reactancia)  $\frac{R}{X} = 0.1$

Por lo que si se basa en la siguiente figura extraída del Roeper:

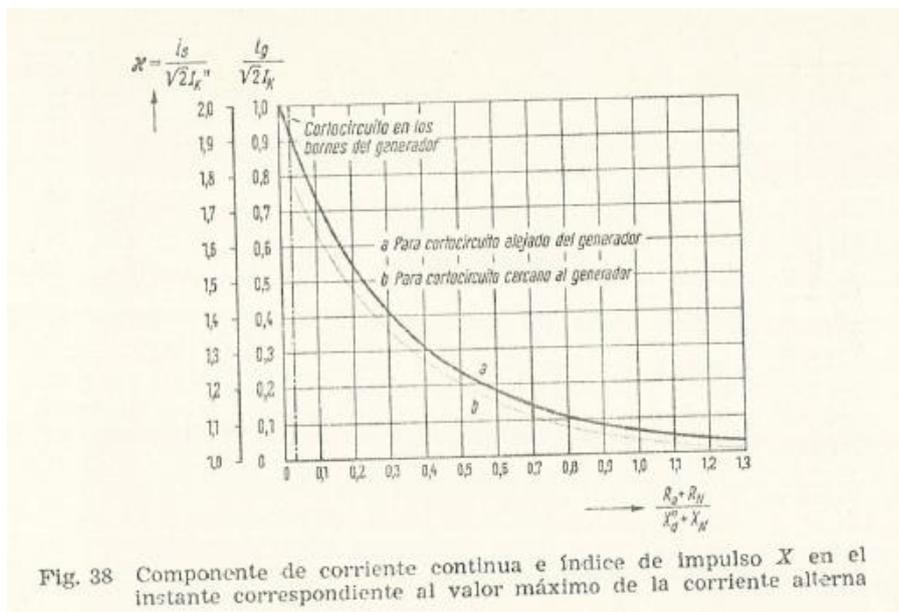


Ilustración 9 -Extraída del libro “Las corrientes de cortocircuitos en las redes trifásicas”, Roeper.

Se puede observar que la intersección de la curva nos da un valor de  $x = 1.6$ , siendo la corriente de impulso máxima obtenida por nuestro circuito:

$$I_{pico_{M2}} = x * \sqrt{2} * Ik''_3 = 1.6 * \sqrt{2} * 5.519KA = \mathbf{12.488KA}$$

Cálculo de corriente de cortocircuito monofásica:

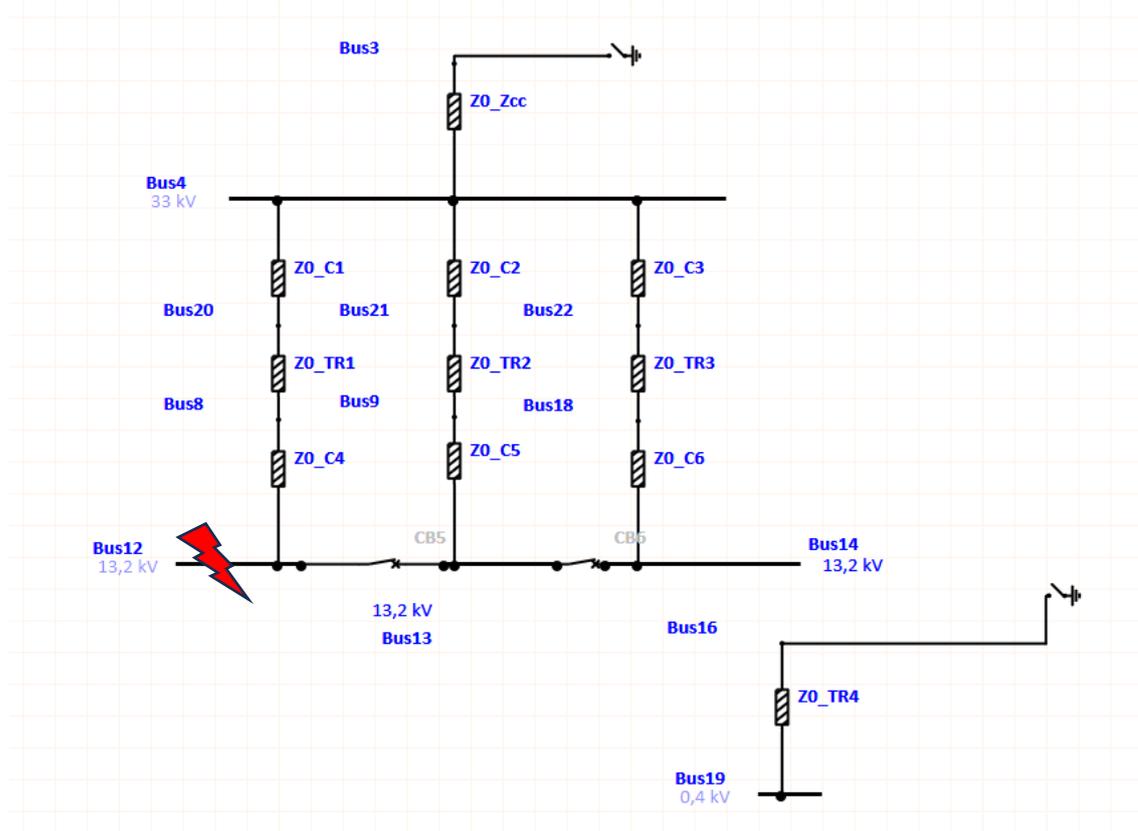


Ilustración 10 - Análisis ETAP - Punto M2 - autoría Propia

Debido a lo antes mencionado, el diagrama de secuencia homopolar queda reducido, ya que los transformadores, en ninguna circunstancia estarán en paralelo. Quedando el circuito como sigue:

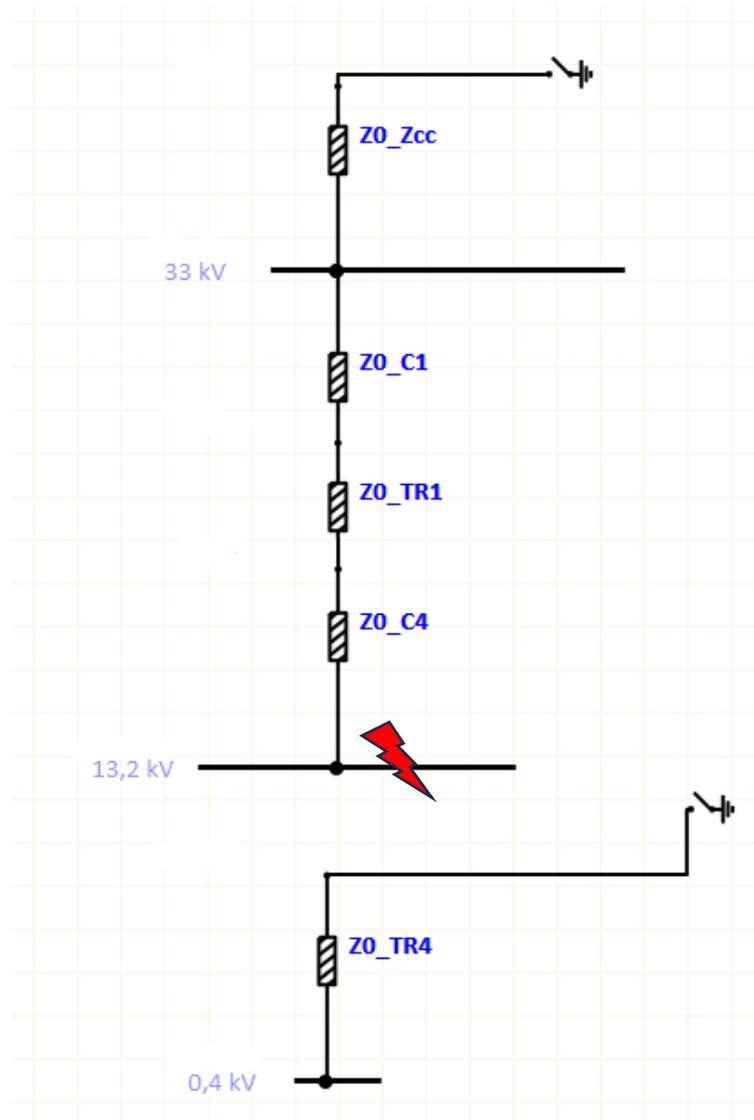


Ilustración 11 - Análisis ETAP - Punto M2 - autoría Propia

Siendo la potencia de cortocircito monofásico.

$$Sk_1 = \frac{3 * S_B * 1.1}{|\sum Z_{T1} + Z_{T2} + Z_{T0}|} = \frac{3 * 1MVA * 1.1}{|0.02329j|}$$



Donde la sumatoria de impedancia son como siguen:

$$Z1\_Zcc1 = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$1_{ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j$$

$$Zc1pu1 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Z2\_Zcc1 = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$2_{ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j$$

$$Zc1pu2 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Z0\_Zcc1 = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$0_{ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j * 0.9$$

$$Zc0pu1 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Sk_1 = \frac{3 * 1MVA * 1.1}{0.02329j} = 141.69MVA$$

Calculamos la corriente de cortocircuito monofásica:

$$Zcc1 + zcc2 + Zcc0 = 0.02329j * 190.44 = Zcc * Zbase = 4.4353 \text{ ohm}$$

$$Ik''_1 = \frac{1.1 * Ue * \sqrt{3}}{Zcc1 + Zcc2 + Zcc0} = \frac{25.14}{4.4353 \text{ ohm}} = 5.66KA$$

### 3.2.3. Corriente de Cortocircuito en el punto M3:

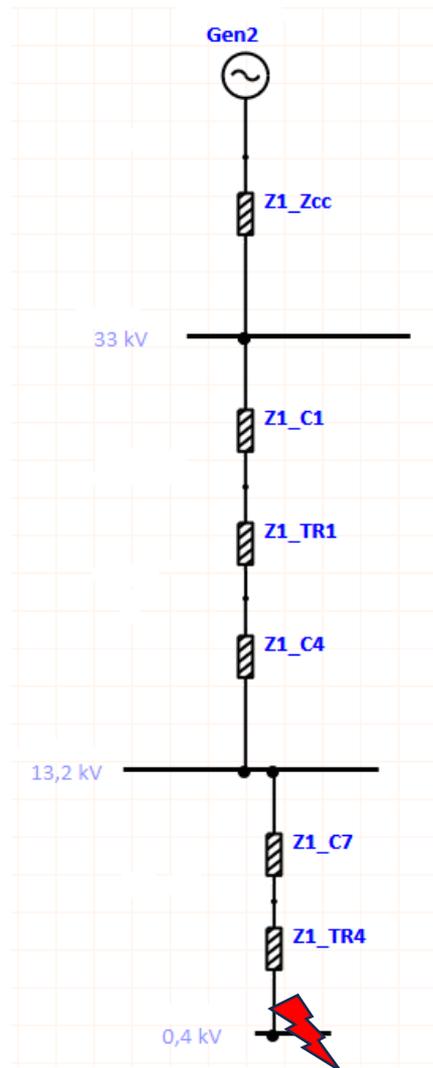


Ilustración 12 - Análisis ETAP - Punto M3 - autoría Propia

Se procede a calcular la potencia de cortocircuito trifásica en M3:

$$Sk_3 = \frac{S_B}{\sum Z_{cc}} * C$$

Donde la sumatoria de impedancia son como siguen:

$$Z1\_Zcc1 = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$1_{ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j$$

$$Zc1pu1 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Zc2pu1 = 3.216 \times 10e - 5johm$$

$$Xtraux1 = 0.6349j$$



$$Sk_3 = \frac{1MVA}{|0.642906j|} * 1.1$$

$$Sk_3 = 1.7109MVA$$

Se procede a hallar la corriente de cortocircuito trifásica:

$$Z_{cc1} = Z_{ccpu} * Z_{base} = 0.0642906j * 0.16 = 0.102864ohm$$

$$Ik''_3 = \frac{1.1 * U_e}{\sqrt{3} Z_{cc1}} = \frac{0.44}{\sqrt{3} * 0.102864 ohm} = \mathbf{2.4695KA}$$

Se ve que, por la naturaleza de nuestra red (resistencia/reactancia)

$$\frac{R}{X} = 0.1$$

Se puede observar que la intersección de la curva nos da un valor de  $x=1.15$

$$I_{pico_{M4}} = x * \sqrt{2} * Ik''_3 = 1.15 * \sqrt{2} * 2.4695KA = \mathbf{4.016KA}$$

Siendo la corriente de cortocircuito monofásica en dicho punto:

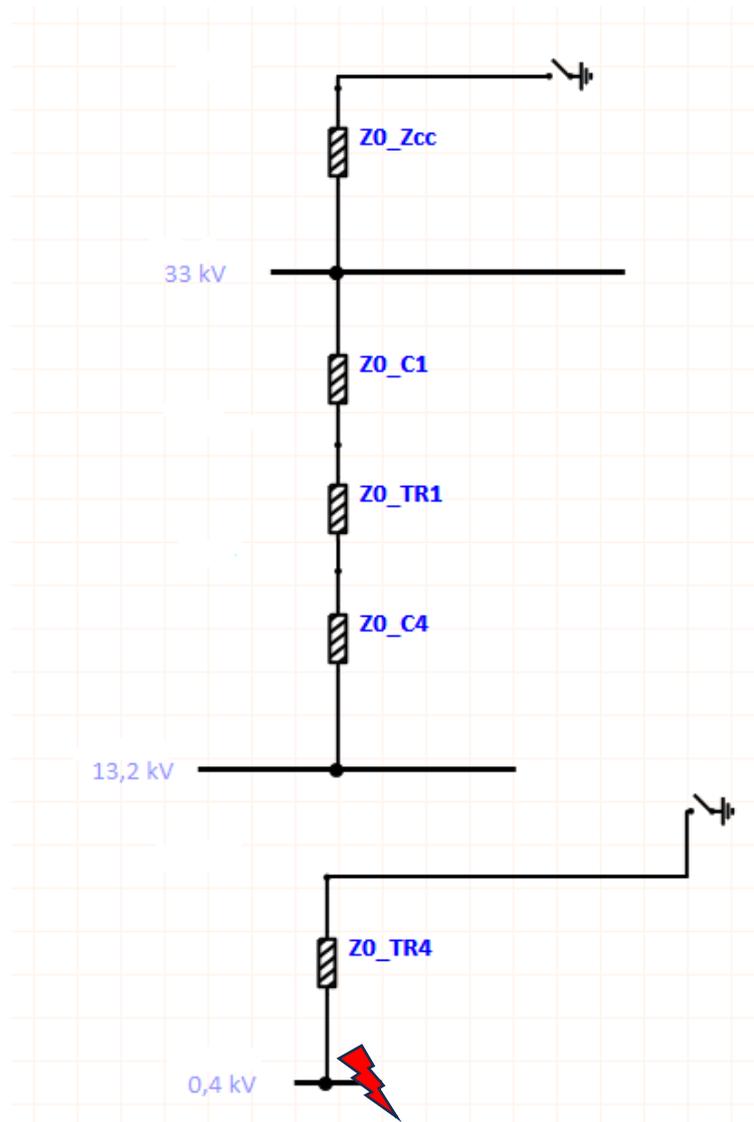


Ilustración 13 - Análisis ETAP - Punto M3 - autoría Propia

Se ve que la única impedancia homopolar es la del transformador de servicios auxiliares.

Impedancias involucradas de momento:

$$Z1\_Zcc1 = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$1_{ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j$$

$$Zc1pu1 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Zc2pu1 = 3.216 \times 10e - 5 \text{ johm}$$

$$Xtraux1 = 0.6349j$$



$$Z2\_Zcc1 = 1.571428 \times 10e - 3j$$

$$Z_{ztr1} = 6.3492 \times 10e - 3j$$

$$Zc1pu2 = 5.4085 \times 10e - 5j$$

$$Zc2pu2 = 3.216 \times 10e - 5j \text{ ohm}$$

$$Xtraux2 = Xtraux1 = 0.6349j$$

$$Xtraux0 = 0.6349j * 0.9 = 0.57141j$$

$$Sk_1 = \frac{3 * P_B * 1.1}{|\sum Z_{T1} + Z_{T2} + Z_{T0}|} = \frac{3 * 1MVA * 1.1}{|1.85722j|} = 1.7768MVA$$

Cálculo de corriente de cortocircuito monofásica:

$$Zcc1 + Zcc2 + Zcc0 = Zccpu * Zbase = 1.85722j * 0.16 = 0.297155 \text{ ohm}$$

$$Ik''_1 = \frac{1.1 * \sqrt{3} * 0.4 \text{ KV}}{Zcc1 + Zcc2 + Zcc0} = \frac{0.7621}{0.297155 \text{ ohm}} = 2.5676 \text{ KA}$$

### 3.2.4. Resumen de valores:

Punto/Corriente	Corriente trifásica (KA)	Corriente monofásica (KA)
M1	12,24	12,24
M2	5,52	5,66
M3	2,46	2,56

Tabla 5 - Análisis ETAP - Resumen de Valores - autoría Propia

### 3.3. Verificación de cálculos.

Se procede a verificar los cálculos anteriormente descriptos con el software ETAP.

#### 3.3.1. Circuito simulado:

Se presenta el plano del circuito detallado en los anexos.

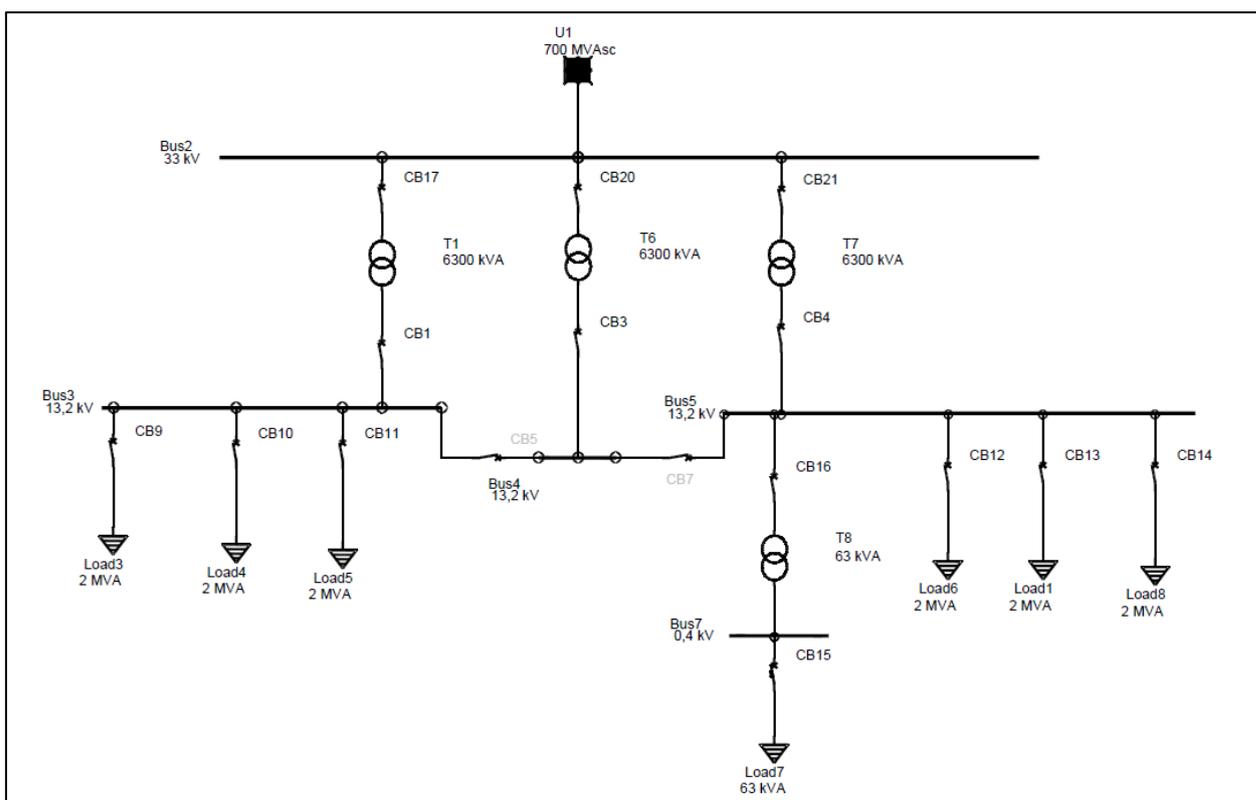


Ilustración 14 - Análisis ETAP - Comprobación - autoría Propia



### 3.3.2. Resultados Obtenidos:

#### SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus2

Nominal kV 33

Voltage c Factor 1.1

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms) :	12,247	15,266	10,606	14,667
Peak Current (kA), Method C :	30,240	37,695	26,189	36,216
Breaking Current (kA, rms, symm) :		15,266	10,606	14,667
Steady State Current (kA, rms) :	12,247	15,266	10,606	14,667

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
\* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Ilustración 15 - Análisis ETAP – Barra 33kV - autoría Propia

Fault at bus: Bus3

Nominal kV = 13,200

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms) :	5.976	6.394	5.175	6.213
Peak Current (kA), Method C :	14.755	15.788	12.778	15.340
Breaking Current (kA, rms, symm) :		6.394	5.175	6.213
Steady State Current (kA, rms) :	5.976	6.394	5.175	6.213

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
\* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Ilustración 16 - Análisis ETAP – Barra 13,2kV - autoría Propia

Fault at bus: Bus4

Nominal kV = 13,200

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)



	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	: 5.976	6.394	5.175	6.213
Peak Current (kA), Method C	: 14.755	15.788	12.778	15.340
Breaking Current (kA, rms, symm)	:	6.394	5.175	6.213
Steady State Current (kA, rms)	: 5.976	6.394	5.175	6.213

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
\* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

**Ilustración 17 - Análisis ETAP- Barra 13,2kV - autoría Propia**

Fault at bus: **Bus5**

Nominal kV = 13,200

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	: 5.976	6.394	5.175	6.213
Peak Current (kA), Method C	: 14.755	15.788	12.778	15.340
Breaking Current (kA, rms, symm)	:	6.394	5.175	6.213
Steady State Current (kA, rms)	: 5.976	6.394	5.175	6.213

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
\* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

**Ilustración 18 - Análisis ETAP – Barra 13,2kV - autoría Propia**

Fault at bus: **Bus7**

Nominal kV = 0,400

Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	: 2,419	2,429	2,095	2,424
Peak Current (kA), Method C	: 5,972	5,998	5,172	5,985
Breaking Current (kA, rms, symm)	:	2,429	2,095	2,424
Steady State Current (kA, rms)	: 2,419	2,429	2,095	2,424

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
\* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

**Ilustración 19 - Análisis ETAP - Barra 0,4kV - autoría Propia**



### 3.3.3. Análisis de los datos obtenidos

Se puede observar que, al corroborar los resultados con el software, los cálculos realizados tienen una cierta desviación, debido a que a la hora de modelarlo no contamos con todos los datos necesarios para que el software pueda calcularlo de manera más aproximada, aun así, consideramos como válidos los resultados obtenidos, notando únicamente desviaciones mayores en el cálculo de la corriente monofásica.

		Estudio manual	Simulación de ETAP
Punto M1	Corriente monofásica (kA)	12,24	15,26
	Corriente trifásica (kA)	12,24	12,24
Punto M2	Corriente monofásica (kA)	5,66	6,39
	Corriente trifásica (kA)	5,52	5,97
Punto M3	Corriente monofásica (kA)	2,56	2,42
	Corriente trifásica (kA)	2,46	2,41

### 3.4. Cálculo de cortocircuito C.C

#### 3.4.1. Cálculo de corriente de cortocircuito en corriente continua:

Para la determinación de la corriente de cortocircuito en la barra de servicios auxiliares en corriente continua, la misma es obtenida mediante el software ETAP.

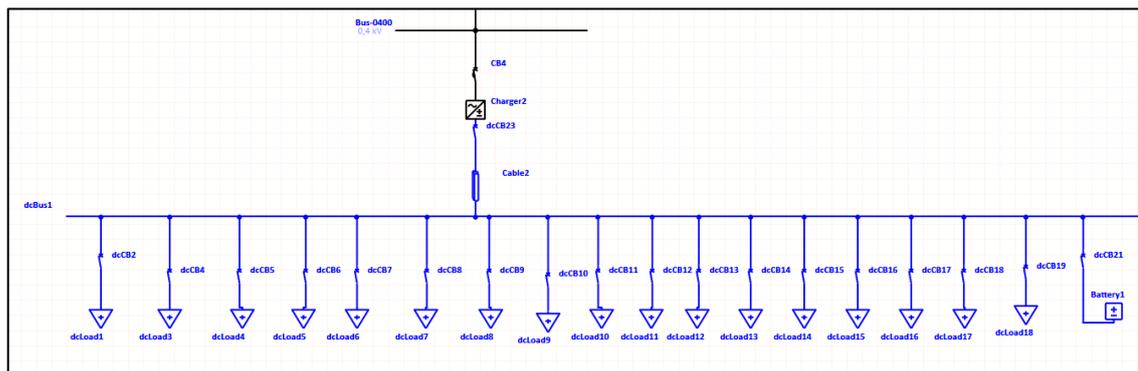


Ilustración 20 - Análisis ETAP - autoría Propia

#### 3.4.2. Cortocircuito obtenido:

Por lo que la barra en corriente continua tiene 1,789 KA, dicho valor es el aportado por las baterías.



## **Capítulo 4:** **Servicios auxiliares**

El dimensionamiento de este se realiza de acuerdo con el porte de la subestación, el grado de confiabilidad que se desea lograr, con esto se define los servicios auxiliares de corriente alterna y continua.

Se pondera todas aquellas cargas, ya sean de corriente alterna o continua, que son necesarios para un correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

### **4.1. Servicios auxiliares de C.A.**

Para este caso se discrimina entre dos tipos de cargas o consumidores:

Esenciales:

- a) Alimentaciones a cargadores de batería
- b) Alimentaciones a servicios auxiliares de transformadores principales y reactores o elementos de compensación

No esenciales:

- a) Fuerza motriz
- b) Calefactores anti-condensación de gabinetes y cajas de todos los equipos
- c) Tomacorrientes de playa.
- d) Iluminación exterior.
- e) Talleres, etc.

### **4.2. Servicios auxiliares de C.C.**

En el caso de los servicios auxiliares de corriente continua, se nombran algunos ejemplos:

- Comandos
- Protecciones
- Enclavamientos
- Comunicaciones
- Motores de accionamientos
- Señalización
- Alarmas



### 4.3. Esquema general de los servicios auxiliares

Se dispone de un transformador en aislación seca de 63 kVA, de 13.2 kV a 0,4 kV, para dar respaldo al total de las cargas.

Se considera un banco de baterías de 110 Vcc para los servicios auxiliares.

### 4.4. Dimensionamiento del banco de baterías:

Se tiene presente, a fines de asegurar las cargas esenciales de la subestación eléctrica, un banco de baterías de 110 Vcc con un ciclo de trabajo de 5 horas. El tipo de tecnología a utilizar en este banco será de Plomo Selenio/Antimonio – Bajo.

➤ Ciclos de trabajo del banco de baterías:

En este caso se plantean 2 escenarios, para poder dimensionar el banco de baterías:

- Estado de carga A

Se considera todas las cargas continuas de la estación con un tiempo de trabajo de 300 minutos. En este caso se contemplan las cargas esenciales y constantes como ser protecciones, señalización, alarmas e iluminación.

- Estado de carga B

En este estado se considera todas las cargas momentáneas, accionadas en el inicio del ciclo de trabajo y en minuto 180 por accionamiento de interruptores

La peor situación entre los estados de carga surge a través de falla en algún transformador de la subestación, implicando, en el peor de los casos y dependiendo de la configuración existente en el momento de la subestación, el accionar de 6 interruptores en un periodo corto de tiempo. Dicho estado es el analizado en el perfil de cargas para las baterías. Se considera, un primer minuto de carga momentánea, debido a una posible falla al comienzo, y luego se considera el accionar de los interruptores en el minuto 180.



#### 4.5. Consumos del banco de baterías:

Circuito	Función	Cantidad	Equipo	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	Factor de Simultaneidad	Potencia Total (W)	Corriente Total (A)
	Aparamento de 33kV		Relés						
1	Protección	4	Máxima corriente	110	0,18	19,91	1	79,64	0,72
	Transformador		33kV/13,2kV						
2	Protección RET-620	1	TR1	110	0,18	19,91	1	19,91	0,18
3	Protección RET-620	1	TR2	110	0,18	19,91	1	19,91	0,18
4	Protección RET-620	1	TR3	110	0,18	19,91	1	19,91	0,18
	Celda de 13,2kV								
5	Interruptor	22	Bobinas de apertura y cierre	110	1,82	200	0,3	1320	12,00
6	Protección	11	Máxima corriente	110	0,18	19,91	1	219,01	1,99
7	Interruptor	11	Motor	110	7,27	200	0,3	660	6,00
	Fuerza Motriz 33kV								
8	Interruptor	4	Motor	110	7,27	200	0,3	240	2,18
9	Interruptor	8	Bobina	110	2,72	200	0,3	480	4,36
	Comando								
10	Celdas 33kV	5		110	0,09	10	0,8	40	0,36
11	Celdas 13,2kV	14		110	0,09	10	0,5	70	0,64
	Señalización y Alarmas								
12	Celdas 33kV	5		110	0,09	10	0,8	40	0,36
13	Celdas 13,2kV	14		110	0,09	10	0,8	112	1,02
	Iluminación de Emergencia								
14	Edificio	1		110	4,54	500	1	500	4,55
15	Playa	1		110	9,09	999,9	1	999,9	9,09
TOTAL CON FACTOR DE SIMULTANEIDAD DE 0,6									43,82

Tabla 6 - Consumo banco de baterías – Autoría propia

#### 4.6. Cargas de A.C

Debido a todos los consumos de A.C podremos determinar la potencia del transformador.

CIRCUITO	TENSION	EQUIPO	CANTIDAD	Fs	Uca (V)	CORRIENTE (A)	CORRIENTE (A) total	cos φ	POTENCIA (W)	POTENCIA TOTAL (W)
1	33KV	Iluminacion tableros	22	0,9	220	0,045454545	0,90	1	10	220
2	13,2KV	Resistencia calefactora	22	0,9	220	0,681818182	13,50	1	150	3300
3	33kV	Tomacorrientes Monofásico de playa	5	0,7	220	0,91	3,18	0,8	200	700
4	33kV	Tomacorrientes Trifásico de playa	2	0,7	380	1,58	2,21	0,9	600	840
5	13,2kV	Tomacorrientes Monofásico de celdas	8	0,5	220	0,91	3,64	0,8	200	800
6	110V	Cargador de Baterías	1	1	380	8,68	8,68	0,9	3300	3300
7	13,2kV	Tomacorrientes Trifásico de celdas	4	0,5	380	1,58	3,16	0,9	600	1200
8		Tablero seccional de edificio	1	0,8	380	13,16	10,53	0,85	5000	4000
9		Reserva de Equipada	1	0,7	380	10,00	7,00	0,85	3800	2660
10		Reserva de Equipada	1	0,7	380	10,00	7,00	0,85	3800	2660
11		Reserva de Equipada	1	0,7	380	10,00	7,00	0,85	3800	2660
Potencia requerida (kW)									22,34	

Tabla 7 - Cargas A.C. – Autoría propia

POTENCIA	Potencia Activa P (kW)	Potencia Aparente S (kva)
Potencia en alterna kW	22,64	25,16
Potencia en continua kW	0,00	0
Potencia del Trafo		25,16

Tabla 8 - Potencia requerida – Autoría propia



Para poder alimentar todos los servicios auxiliares, seleccionaremos un transformador con una potencia de 63KVA. En aislación seca. Imagen a modo de referencia.

<b>Transformador de servicios auxiliares</b>	
<b>Potencia</b>	<b>63 kVA</b>
<b>Tensión nominal primaria</b>	<b>13,2 kV</b>
<b>Tensión nominal secundaria</b>	<b>0,4 kV</b>
<b>Corriente nominal primaria</b>	<b>2.75 A</b>
<b>Corriente nominal secundaria</b>	<b>90.93 A</b>
<b>Grupo de conexión</b>	<b>Dyn11</b>
<b>Tensión de cortocircuito</b>	<b>4%</b>
<b>Peso total máximo</b>	<b>800 kg</b>
<b>Alto máximo</b>	<b>1200 mm</b>
<b>Ancho máximo</b>	<b>780 mm</b>
<b>Largo máximo</b>	<b>1300 mm</b>

Tabla 9 - Datos del transformadore de servicios auxiliares – Autoría propia

#### 4.7. Consumos en estados de carga y perfil de cargas:

<b>Funciones</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Estados de carga</b>		<b>Corriente</b>
		<b>A-continuo</b>	<b>B-moment</b>	
<b>Fuerza Motriz</b>	4180		x	38
<b>Comando</b>	110	x		1
<b>Protecciones</b>	139,37	x		1,26
<b>Señalización y alarmas</b>	152	x		1,38
<b>Iluminación de emergencia</b>	1499,9	x		13,63
<b>Potencia Total (W)</b>		1901,27	4180	
<b>Corriente Total (A)</b>		17,28	38,00	

Tabla 10 - Estados y perfil de cargas – Autoría propia

#### 4.8. Perfil de cargas:

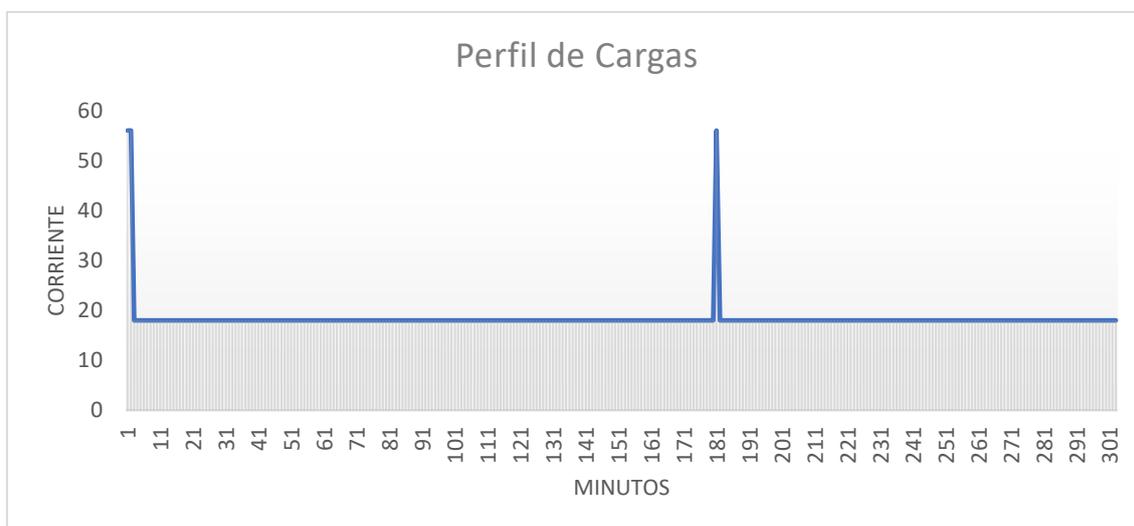


Ilustración 21 - Perfil de Cargas – Autoría propia

#### 4.9. Cálculo de la capacidad de la batería:

La capacidad en A-H del banco de baterías se calcula partir de los perfiles de carga y usando la siguiente expresión recomendada por la IEEE-485:

$$F = \max_{S=1}^{S=N} F_s = \max_{S=1}^{S=N} \sum_{P=1}^{P=S} [A_p - A_{p-1}] K_t$$

Donde:

$p$  = Periodo del perfil de carga

$S$  = Secciones del perfil de cargas

$A_p$  = Amperios requeridos en el periodo  $P$

$N$  = Número de periodos

$t$  = Tiempo en minutos desde el inicio del periodo  $P$  hasta el final de la sección  $S$  que está siendo analizada

$K_t$  = Factor de capacidad establecido por el fabricante (obtenido mediante tablas)

4.10. Tabla por utilizar para la determinación de Kt:

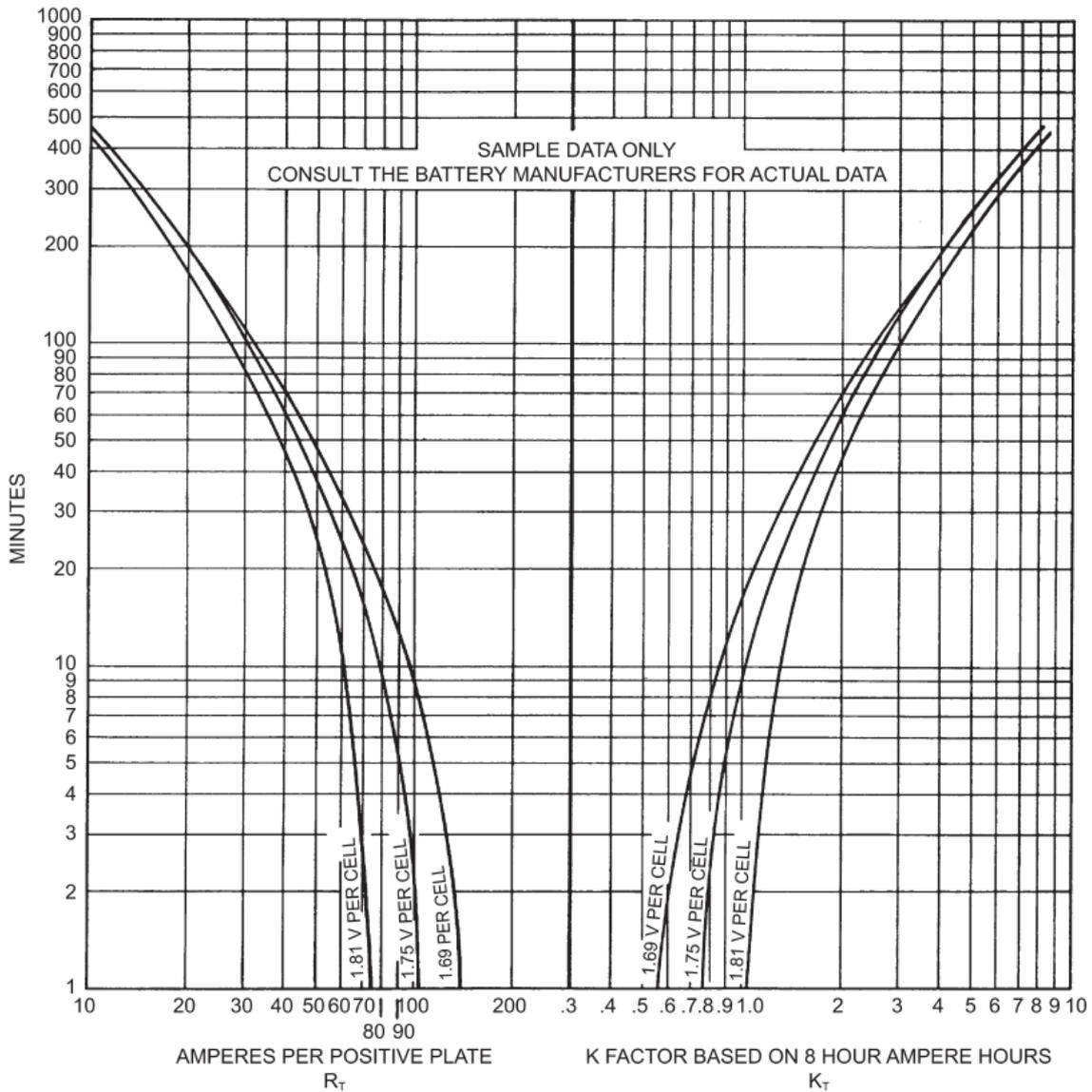


Ilustración 22 - Determinación del factor de capacidad – Extracción “Servicios auxiliares de corriente continua para la subestación a escala”

Evaluando la ecuación para la **sección 1**:

$$K_{t1} = 0.77 \text{ con } T_1 = 1 \text{ minutos}$$

$$F = (A_1 - A_0) * K_{t1}$$

$$F = (18 - 0) * 0.77$$

$$F = 13.86 \text{ A} - H$$



Evaluando la ecuación para la **sección 2**:

$$K_{t1} = 1.55 \text{ con } T_1 = 30 \text{ minutos}$$

$$K_{t2} = 1.5 \text{ con } T_2 = 29 \text{ minutos}$$

$$F = (A_1 - A_0) * K_{t1} + (A_2 - A_1) * K_{t2}$$

$$F = (18A) * 1.55 + (56A - 18A) * 1.5$$

$$F = 84.9 A - H$$

Evaluando la ecuación para la **sección 3**:

$$K_{t1} = 3.78 \text{ con } T_1 = 179 \text{ minutos}$$

$$K_{t2} = 3.76 \text{ con } T_2 = 178 \text{ minutos}$$

$$K_{t3} = 3.1 \text{ con } T_3 = 149 \text{ minutos}$$

$$F = (A_1 - A_0) * K_{t1} + (A_2 - A_1) * K_{t2} + (A_3 - A_2) * K_{t3}$$

$$F = (18) * 3.78 + (56 - 18) * 3.76 + (18 - 56) * 3.1$$

$$F = 93.12 A - H$$

Evaluando la ecuación para la **sección 4**:

$$K_{t1} = 3.8 \text{ con } T_1 = 180 \text{ minutos}$$

$$K_{t2} = 3.78 \text{ con } T_2 = 179 \text{ minutos}$$

$$K_{t3} = 3.15 \text{ con } T_3 = 150 \text{ minutos}$$

$$K_{t4} = 0.77 \text{ con } T_4 = 1 \text{ minutos}$$

$$F = (A_1 - A_0) * K_{t1} + (A_2 - A_1) * K_{t2} + (A_3 - A_2) * K_{t3} + (A_4 - A_3) * K_{t4}$$

$$F = (18) * 3.8 + (56 - 18) * 3.78 + (18 - 56) * 3.15 + (56 - 18) * 0.77$$

$$F = 121.6 A - H$$

Como la sección 4 demanda la mayor cantidad de A-H se dimensiona en base a ella. Se procede a aplicarle diversos factores de corrección, tales como: corrección por temperatura, margen de diseño y factor de edad. Quedando como sigue:



$$F_{final} = F * 1.1 * 1.0 * 1.25$$

$$F_{final} = 167.2 A - H$$

Por lo que elegiremos un banco de baterías que tenga una capacidad mayor a dicho valor calculado.

La batería escogida para el centro de transformación deberá ser con una capacidad mayor a 167.2 A-H, con la cantidad de celdas necesarias para alcanzar los 110 vcc

A modo de ejemplo se procede a calcular la cantidad de celdas necesarias:

Ahora para poder determinar el número de celdas como así su voltaje mínimo, se tiene en cuenta que la tensión de alimentación de 110Vcc puede tener una tensión máxima del 110%, y una minina del 80%.

$$\frac{\text{tensión máxima del sistema}}{\text{voltaje de celda requerido para cargar}} = \text{número de celdas}$$

$$\frac{121 V}{2 V/celda} = 60.5 = 60 \text{ celdas}$$

$$\frac{88 V}{61 \text{ celdas}} = 1.44 V/celda$$

Por lo cual este es el voltaje mínimo que debe tener cada celda para cumplir con las exigencias impuestas.

Entonces, la cantidad de módulo de baterías que necesitemos como así su tensión resulta:

Tensión de la Celda	2
Capacidad de cada Celda	165
Numero de celdas	60
Capacidad Total	165

Tabla 11 - Requerimiento de baterías – Autoría propia



Se observa que la capacidad total es mayor a la necesaria según los cálculos de la IEEE 485.

#### 4.11. Cálculo de cargador

$$A = (F_{final}/T) * K + L$$

Siendo:

- $A$  = Salida en amperes del cargador
- $F_{final}$  = Capacidad del banco de baterías en A-H
- $T$  = Tiempo deseado para la recarga en horas
- $K$  = Constante de compensación de perdidas
- $L$  = Cargas en amperes en CC que debe servir el cargador mientras cargas

Quedando de la siguiente manera:

$$A = (167.2 A - H/12Hs) * 1.1 + 18A = 33.32A$$

Por lo que el cargador seleccionado deberá ser uno capaz de suministrar una corriente mayor a la calculada con anterioridad. Contar con alimentación trifásica de 380 VCA y una tensión de salida en 110 VCC

Es de aclararse que en el presente proyecto no se busca realizar una especificación técnica detallada del cargador de baterías, solo se dan lineamientos generales para comenzar con dicha especificación.

En cuanto a los tableros de servicios auxiliares, se utiliza, a modo esquemático uno de baja tensión, para alojar las protecciones tableros correspondientes. Se aclara nuevamente de que es a modo de referencia.

#### 4.12. Tablero general de servicios auxiliares A.C.

##### Vista Frontal

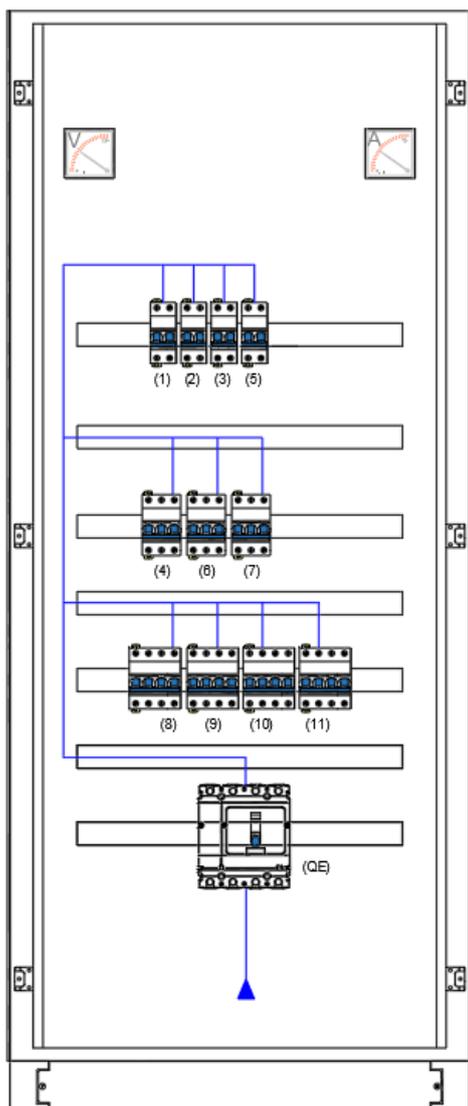


Ilustración 23 - Tablero general de servicios auxiliares A.C. – Autoría propia

##### Cartelera

ITEM	DESCRIPCIÓN	PROTECCION
QE	ACOMETIDA DE POTENCIA	INT 120A
1	ILUMINACION DE TABLEROS 33kV y 13,2kV	PIA-C 6A
2	RESISTENCIAS CALEFACTORAS 33kV y 13,2kV	PIA-C 16A
3	TOMACORRIENTES MONOFASICO EDIFICIO EXTERIOR	PIA-C 6A
4	TOMACORRIENTES TRIFASICO EDIFICIO EXTERIOR	PIA-C 6A
5	TOMACORRIENTE MONOFASICO CELDAS 13,2kV	PIA-C 6A
6	CARGADOR DE BATERIAS	PIA-C 10A
7	TOMACORRIENTES TRIFASICO CELDAS 13,2kV	PIA-C 6A
8	TABLERO SECCIONAL EDIFICIO	PIA-C 63A
9	RESERVA EQUIPADA	PIA-C 10A
10	RESERVA EQUIPADA	PIA-C 10A
11	RESERVA EQUIPADA	PIA-C 10A

Tabla 12 - Cartelera servicios auxiliares A.C. – Autoría propia



### 4.13. Tablero general de servicios auxiliares C.C

#### Vista Frontal

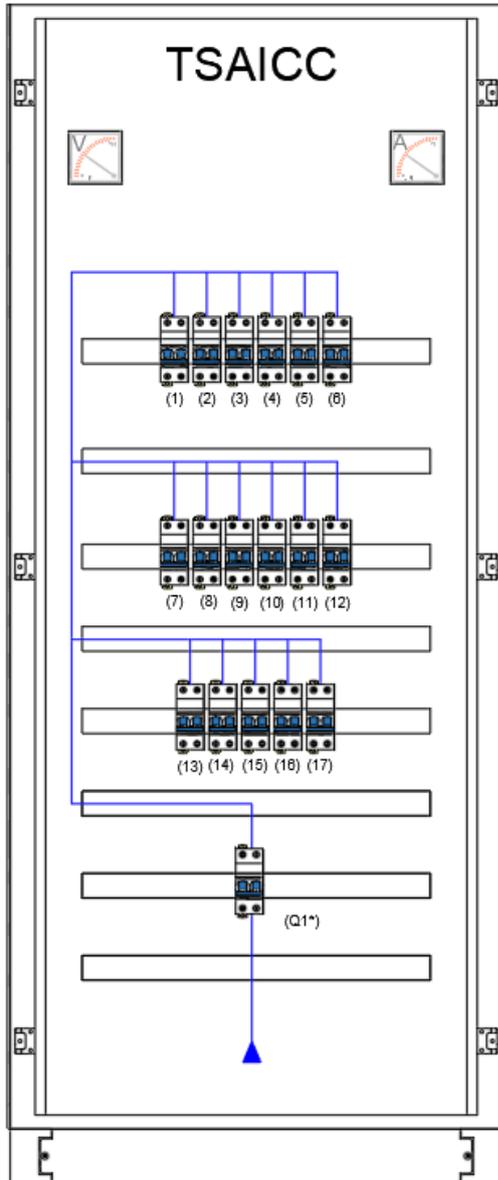


Ilustración 24 - Tablero general de servicios auxiliares C.C. – Autoría propia

#### Cartelera

ITEM	DESCRIPCIÓN	PROTECCION	CORRIENTE NOMINAL
Q1*	ACOMETIDA TSAICC	PIA CURVA-C 63A	43.82A
1	PROTECCION DE MAXIMA CORRIENTE CELDAS 33kV	PIA CURVA-C 2A	0.72A
2	PROTECCION TR1	PIA CURVA-C 2A	0.18A
3	PROTECCION TR2	PIA CURVA-C 2A	0.18A
4	PROTECCION TR3	PIA CURVA-C 2A	0.18A
5	BOBINAS CIERRE Y APERTURA INTERRUPTOR 13,2kV	PIA CURVA-C 16A	12A
6	PROTECCION DE MAXIMA CORRIENTE CELDAS 13,2kV	PIA CURVA-C 4A	1.98A
7	ACCIONAMIENTO MOTORIZADO CELDAS 13,2kV	PIA CURVA-C 10A	6A
8	ACCIONAMIENTO MOTORIZADO CELDAS 33kV	PIA CURVA-C 4A	2.18A
9	BOBINAS CIERRE Y APERTURA INTERRUPTOR 33kV	PIA CURVA-C 6A	4.36A
10	COMANDO CELDAS 33kV	PIA CURVA-C 2A	0.36A
11	COMANDO CELDAS 13,2kV	PIA CURVA-C 2A	0.64A
12	SEÑALIZACION Y ALARMAS CELDAS 33kV	PIA CURVA-C 2A	0.36A
13	SEÑALIZACION Y ALARMAS CELDAS 13,2kV	PIA CURVA-C 2A	1.02A
14	ILUMINACION EMERGENCIA EDIFICIO	PIA CURVA-C 6A	4.55A
15	ILUMINACION EMERGENCIA EDIFICIO EXTERIOR	PIA CURVA-C 16A	9.09A
16	RESERVA EQUIPADA	PIA CURVA-C 16A	
17	RESERVA EQUIPADA	PIA CURVA-C 16A	

Tabla 13 - Cartelera servicios auxiliares C.C. – Autoría propia



## **Capítulo 5:** **Instalación eléctrica de baja tensión del edificio**

### **5.1. Normativa aplicada**

La normativa por aplicar para el diseño de la instalación eléctrica del edificio se utiliza la norma establecida por la AEA número 90364-7-771. La misma establece los procedimientos y estándares mínimos a cumplir en la instalación.

La instalación eléctrica es empotrada, siguiendo el reglamento para instalaciones industriales de la AEA vigente. Se usan cajas y conductos de hierro reforzado, y se establecen tres configuraciones independientes: 3x380 V para tomas, 220 V para tomas y 220 V para iluminación. El cableado de seguridad se conecta a la malla de puesta a tierra y se utiliza componentes de calidad. La iluminación interior es con dispositivos empotrados para garantizar un nivel mínimo de 50 lux en el suelo. En el exterior, se utiliza artefactos tipo "tortuga" de aluminio fundido con lámparas de bajo consumo, colocando un equipo cada 5 metros alrededor del edificio. En las áreas críticas, como la Sala de Comando y de Celdas, se proyecta dos circuitos para cada tipo de instalación.

### **5.2. Cálculo y distribución de luminarias**

Este informe incluye especificaciones técnicas clave de las luminarias que se utiliza en el proyecto, lo que resulta esencial para garantizar un adecuado nivel de iluminación en todas las áreas.

Para cada zona de trabajo o espacio específico en el proyecto, se establece un nivel mínimo de iluminación en función de su uso particular. Esto es fundamental para asegurar que se cumplan las necesidades de iluminación requeridas para tareas específicas, como lectura, trabajo en computadora, ensamblaje u otras actividades específicas en función de la naturaleza de cada espacio

Una característica importante por destacar es que en todas las salas se instalarán dos circuitos de iluminación. Esta redundancia en la iluminación proporciona una capa adicional de fiabilidad y flexibilidad. En caso de que una fuente de luz falle o sea necesario ajustar la iluminación según las necesidades cambiantes, tener dos circuitos permite una respuesta más efectiva y garantiza un funcionamiento continuo de la iluminación en el área.



### 5.3. Distribución de tomacorrientes

La distribución de los tomacorrientes y las características de seguridad en este proyecto se establecen de la siguiente manera:

#### 5.3.1. Tomas de 3x380 V:

- Se instalarán un mínimo de 4 tomas en la Sala de Control y 1 toma en la Sala de Baterías.
- Todas las tomas contarán con conexión a tierra.
- En la Sala de Baterías, las tomas se montarán dentro de cajas antiexplosivas.

#### 5.3.2. Tomas de 220 V:

- Se instalarán un mínimo de 4 tomas en la Sala de Control, 2 tomas en la Sala de Baterías, 1 toma en el local sanitario y 3 tomas en el Office.
- Todas las tomas contarán con conexión a tierra.
- En la Sala de Baterías, las tomas se montarán dentro de cajas antiexplosivas.

#### 5.3.3. Llaves para iluminación:

- En cada local se instalarán llaves de seccionamiento para controlar cada circuito de iluminación.
- En el local de baterías, la llave se montará dentro de una caja antiexplosiva.

#### 5.3.4. Iluminación de emergencia:

- Se instalarán equipos de iluminación de emergencia autónomos, automáticos, con baterías recargables, y estarán conectados a los circuitos de 220 VCA.
- La autonomía mínima de estos equipos será de 4 horas.
- Se instalarán cuatro (4) de estos equipos en la Sala de Control, ocho (8) en la Sala de Celdas, uno (1) en la Sala de Baterías y uno (1) en el Office.

Estas especificaciones aseguran la disponibilidad de energía eléctrica y la seguridad en todas las áreas del edificio, incluyendo medidas específicas de protección en áreas potencialmente peligrosas como la Sala de Baterías. Además, la iluminación de emergencia proporciona una fuente de luz esencial en caso de cortes de energía, garantizando la seguridad y operatividad durante situaciones críticas.



#### 5.4. Selección de conductores

La selección de conductores eléctricos de acuerdo con las normativas de la AEA para instalaciones industriales es un aspecto crucial en la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. En este proyecto, se determina que:

Para los tomacorrientes, se utiliza cables con una sección de 4 mm<sup>2</sup>. Esta elección garantiza la capacidad de manejar la carga eléctrica necesaria para los dispositivos conectados a los tomacorrientes, además de cumplir con los requisitos de capacidad de corriente y caída de tensión.

Para la iluminación, se emplea cables con una sección de 2,5 mm<sup>2</sup>. Este calibre es adecuado para la corriente que demandan las luminarias y permite una distribución eficiente de la energía eléctrica en el sistema de iluminación.

La elección de secciones de cables específicas para cada aplicación se basa en consideraciones técnicas y de seguridad, y se ajusta a las pautas y regulaciones establecidas por la AEA. Esto asegura que el sistema eléctrico cumpla con los estándares requeridos y funcione de manera segura y eficiente.

En el edificio se implementarán los siguientes sistemas de seguridad:

#### 5.5. Matafuegos

a) Sistemas de Extintores (Matafuegos): Se instala dos (2) extintores de CO<sub>2</sub> de 7 kg cada uno. Uno se ubicará al costado de cada entrada a la sala de celdas. Además, se colocará un extintor en la sala de comando y otro en la sala de baterías.



### 5.6. Selección de protecciones

A partir de la norma establecida por la AEA número 90364-7-771 se observa el plano eléctrico correspondiente. Las protecciones quedan definidas según la norma y la cantidad de bocas, resultando lo siguientes circuitos que se pueden observar con sus bocas y protecciones correspondientes:

Circuito	Descripción	Cantidad de bocas	Protección	Corriente nominal
1	Tomacorriente uso general trifásicos sala de baterías, sala de servicios auxiliares y sala de tableros	6	PIA curva C	20
2	Tomacorriente uso general trifásicos sala de control, sala de celdas 13,2KV, sala de celdas 33KV - circuito 1	12	PIA curva C	20
3	Tomacorriente uso general trifásicos sala de control, sala de celdas 13,2KV, sala de celdas 33KV - circuito 2	12	PIA curva C	20
4	Tomacorriente uso general monofásicos vestuario, baño y hall	7	PIA curva C	20
5	Tomacorriente uso general monofásicos servicios auxiliares, sala de tableros y sala de baterías	12	PIA curva C	20
6	Tomacorriente uso general monofásicos sala de control, sala celdas 13,2KV, sala de celdas 33KV - circuito 1	12	PIA curva C	20
7	Tomacorriente uso general monofásicos sala de control, sala celdas 13,2KV, sala de celdas 33KV - circuito 2	12	PIA curva C	20
8	Iluminación uso general vestuario, baño y hall	11	PIA curva C	16
9	Iluminación uso general servicios auxiliares, sala de tableros y sala de baterías	11	PIA curva C	16
10	Iluminación uso general sala de celdas 13,2KV - circuito 1	14	PIA curva C	16
11	Iluminación uso general sala de celdas 13,2KV - circuito 2	14	PIA curva C	16
12	Iluminación uso general sala de control y sala de celdas de 33KV - circuito 1	11	PIA curva C	16
13	Iluminación uso general sala de control y sala de celdas de 33KV - circuito 2	10	PIA curva C	16
14	Iluminación uso especial exterior - circuito 1	9	PIA curva C	25
15	Iluminación uso especial exterior - circuito 2	9	PIA curva C	25
16	Iluminación uso especial exterior - circuito 3	9	PIA curva C	25
17	Reserva monofásica		PIA curva C	16
18	Reserva monofásica		PIA curva C	16
19	Reserva trifásica		PIA curva C	16

Tabla 14 - Protecciones tablero seccional edificio – Autoría propia

Se determina que el consumo monofásico es de 7,6 kW. Por lo tanto, el interruptor termomagnético tetrapolar general del edificio debe tener una corriente de 40 A con una curva C.

En consecuencia, se establece que el interruptor diferencial debe tener una corriente nominal mayor que el interruptor general del edificio. Por lo tanto, se



selecciona un interruptor diferencial tetrapolar con una corriente nominal de 63 A y una sensibilidad de 30 mA.

### **5.7. Planos y desarrollo**

Se adjuntan los planos de los diagramas unifilares (plano UNI-9), diagramas trifilares (plano UNI-10), de canalización (plano CAN-22 y CAN-23) y la vista del tablero seccional (plano FC-6). Estos documentos proporcionan información detallada sobre el diseño eléctrico y la distribución de la iluminación en el predio, lo que es esencial para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro de la instalación.



## Capítulo 6: Equipamiento

### 6.1. Introducción

En el presente se busca resumir las características principales de los equipos de potencia, protección y medición seleccionados (los mismos son a modo de sugerencia).

### 6.2. Transformador de potencia

La estación, como se ha mencionado cuenta con 2 (dos) autotransformadores de 6300 KVA, con el planteo de adquirir una unidad adicional. Los datos próximos por describir, se nos fueron brindados por una distribuidora que cuenta con un autotransformador de características similares al instalado en la estación transformadora descrita en este proyecto:

DATOS AUTOTRANSFORMADOR 6300 KVA-ONAN						
TENSION PRIMARIA (V)	TENSION SEC (V)	CORRIENTE PRIM (A)	CORRIENTE SEC (A)	UCC (%)	GRUPO CON	ACEITE (L)
33000/19052	13200/7630	110,2	275,8	4	Yyn0	2350
CONMUTADOR MANUAL OPERABLE SIN TENSION						
1	2	3	4	5	6	7
36300	35475	34650	33825	33000	32175	31350

**Tabla 15 - Transformador de potencia – Autoria propia**



### 6.3. Celdas de 13,2 kV

Se solicita celdas con las siguientes especificaciones técnicas:

#### 6.3.1. Celdas para alimentadores 13,2kV

<u>1</u>	<u>GENERALIDADES</u>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	13,2
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	15
1.9	Material de las barras	-	COBRE
1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	300

<u>2</u>	<u>INTERRUPTORES</u>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
2.1	Norma	-	IEC 62.271
2.2	Tipo	-	INTERIOR
2.3	Numero de polos	-	3
2.4	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	13,2
2.5	Tensión nominal del interruptor solicitada	kV	17,5
2.6	Corriente nominal	A	100
2.7	Frecuencia nominal	Hz	50
2.9	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	6
2.10	Medio aislante empleado para la extinción de arco	-	Vacío
2.11	Tensión auxiliar en C.C.	Vcc	110
2.12	Mecanismo de accionamiento por polo	-	A resorte tensado por motor



<b>3</b>	<b>SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA</b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
3.1	Tensión nominal	kV	13,2
3.2	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
3.3	Corriente nominal	A	400
3.4	Frecuencia nominal	Hz	50
3.5	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	6

<b>4</b>	<b>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
4.1	Norma	-	IEC 61869
4.2	Tipo de aislación	-	SECA
4.3	Tensión nominal	kV	13,2
4.4	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
4.5	Intensidad nominal primaria	A	150
4.6	Intensidad nominal secundaria	A	5
4.7	Frecuencia nominal	Hz	50
4.8	<b>Núcleo 1:</b>		
	- Utilización	-	Protección
	- Prestación	VA	30
	- Factor de saturación	-	n>10
	- Precisión (clase)	-	10 P

<b>5</b>	<b>DESCARGADORES</b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
5.1	Norma	-	IEC 60099
5.2	Material de la carcasa	-	SILICONA
5.3	Material de los resistores	-	OXIDO DE CINC
5.4	Tensión nominal	kV	13,2
5.5	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
5.6	Frecuencia	Hz	50
5.7	Máxima tensión de fase a frecuencia industrial caso de falla	kV	12
5.8	Nivel básico de aislación del equipo a proteger	kV	45



5.9	Tensión de operación continua (COV)	kV	8,4
5.10	Sobretensión temporaria (TOV – 1seg.)	kV	14,5
5.11	Corriente de descarga nominal (8/20 $\mu$ s)	kA	10
5.12	Corriente de descarga impulso (4/10 $\mu$ s)	kA	100
5.13	Tensión residual máxima a la descarga nominal	kV	30
5.14	Uso	-	INTERIOR

### 6.3.2. Celdas para acometida 13,2kV

<b>1</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	13,2
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	15
1.9	Material de las barras	-	COBRE
1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	300



<u>2</u>	<b><u>INTERRUPTORES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
2.1	Norma	-	IEC 62.271
2.2	Tipo	-	INTERIOR
2.3	Numero de polos	-	3
2.4	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	13,2
2.5	Tensión nominal del interruptor solicitada	kV	17,5
2.6	Corriente nominal	A	300
2.7	Frecuencia nominal	Hz	50
2.9	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	15
2.10	Medio aislante empleado para la extinción de arco	-	Vacío
2.11	Tensión auxiliar en C.C.	Vcc	110
2.12	Mecanismo de accionamiento por polo	-	A resorte tensado por motor

<u>3</u>	<b><u>SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
3.1	Tensión nominal	kV	13,2
3.2	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
3.3	Corriente nominal	A	400
3.4	Frecuencia nominal	Hz	50
3.5	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	6

<u>4</u>	<b><u>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
4.1	Norma	-	IEC 61869
4.2	Tipo de aislación	-	SECA
4.3	Tensión nominal	kV	13,2



4.4	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
4.5	Intensidad nominal primaria	A	300
4.6	Intensidad nominal secundaria	A	5-5
4.7	Frecuencia nominal	Hz	50
<b><u>Núcleo 1:</u></b>			
4.8	– Utilización	-	Medición
	– Prestación	VA	30
	– Factor de saturación	-	2>fs>5
	– Precisión (clase)	-	0,5
<b><u>Núcleo 2:</u></b>			
4.9	– Utilización	-	Protección
	– Prestación	VA	30
	– Factor de saturación	-	n>10
	– Precisión (clase)	-	10 P

### 6.3.3. Celdas para medición 13,2kV

<b>1</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	13,2
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	15
1.9	Material de las barras	-	COBRE
1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	300



<u>2</u>	<b><u>FUSIBLES PARA TRANSFORMADOR DE TENSION</u></b>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
2.1	Norma	-	IEC 60.282
2.2	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	13,2
2.3	Tensión nominal del interruptor solicitada	kV	17,5
2.4	Corriente nominal	A	0,5
2.5	Frecuencia nominal	Hz	50

<u>3</u>	<b><u>TRANSFORMADOR DE TENSION</u></b>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
3.1	Norma	-	IEC 61869
3.2	Tipo de aislación	-	SECA
3.3	Tensión nominal primaria	kV	13,2
3.4	Tensión nominal secundaria	kV	110/ $\sqrt{3}$
3.5	Factor de tensión nominal	-	1,2
3.6	Frecuencia nominal	Hz	50
3.7	<b><u>Núcleo 1:</u></b>		
	- Utilización	-	Medición
	- Prestación	VA	25
	- Precisión (clase)	-	0,5

<u>4</u>	<b><u>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</u></b>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
4.1	Norma	-	IEC 61869
4.2	Tipo de aislación	-	SECA
4.3	Tensión nominal	kV	13,2
4.4	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
4.5	Intensidad nominal primaria	A	300
4.6	Intensidad nominal secundaria	A	5-5
4.7	Frecuencia nominal	Hz	50
4.8	<b><u>Núcleo 1:</u></b>		
	- Utilización	-	Medición



	- Prestación	VA	15
	- Factor de saturación	-	2>fs>5
	- Precisión (clase)	-	0,5
4.9	<b><u>Núcleo 2:</u></b>		
	- Utilización	-	Protección
	- Prestación	VA	15
	- Factor de saturación	-	n>10
	- Precisión (clase)	-	10 P

#### 6.3.4. Celdas de servicios auxiliares 13,2kV

<u>1</u>	<b><u>GENERALIDADES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	13,2
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	15
1.9	Material de las barras	-	COBRE
1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	300

<u>2</u>	<b><u>SECCIONADOR BAJO CARGA</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
2.1	Norma	-	IEC 60.282
2.2	Tipo	-	INTERIOR
2.3	Numero de polos	-	3
2.4	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	13,2



2.5	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
2.6	Corriente nominal	A	10
2.7	Frecuencia nominal	Hz	50
2.8	Tensión de ensayo a 50 Hz (1min.)	kV	38

<b><u>3</u></b>	<b><u>CARTUCHO FUSIBLE SEC. B. CARGA.</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
3.1	Norma	-	IEC 60.282
3.2	Tensión nominal	kV	13,2
3.3	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
3.4	Corriente nominal según carga (calibre)	A	10

**6.4. Celdas de 33kV:****6.4.1. Celdas para alimentadores 33kV**

<b>1</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	33
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	36
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	BASADO EN CALCULOS
1.9	Material de las barras	-	COBRE
1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	230

<b>2</b>	<b><u>INTERRUPTORES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
2.1	Norma	-	IEC 62.271
2.2	Tipo	-	INTERIOR
2.3	Numero de polos	-	3
2.4	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	33
2.5	Tensión nominal del interruptor solicitada	kV	36
2.6	Corriente nominal	A	200
2.7	Frecuencia nominal	Hz	50
2.9	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	25
2.10	Medio aislante empleado para la extinción de arco	-	Vacío



2.11	Tensión auxiliar en C.C.	Vcc	110
2.12	Mecanismo de accionamiento por polo	-	A resorte tensado por motor

<u>3</u>	<u>SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA</u>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
3.1	Tensión nominal	kV	33
3.2	Tensión máxima de servicio	kV	36
3.3	Corriente nominal	A	400
3.4	Frecuencia nominal	Hz	50
3.5	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	15

<u>4</u>	<u>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</u>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
4.1	Norma	-	IEC 61869
4.2	Tipo de aislación	-	SECA
4.3	Tensión nominal	kV	33
4.4	Tensión máxima de servicio	kV	36
4.5	Intensidad nominal primaria	A	150
4.6	Intensidad nominal secundaria	A	5
4.7	Frecuencia nominal	Hz	50
4.8	<u>Núcleo 1:</u>		
	- Utilización	-	Protección
	- Prestación	VA	30
	- Factor de saturación	-	n>10
	- Precisión (clase)	-	10 P

<u>5</u>	<u>DESCARGADORES</u>		
N°	Descripción	Unidad	Solicitado
5.1	Norma	-	IEC 60099



5.2	Material de la carcasa	-	SILICONA
5.3	Material de los resistores	-	OXIDO DE CINC
5.4	Tensión nominal	kV	33
5.5	Tensión máxima de servicio	kV	36
5.6	Frecuencia	Hz	50
5.7	Máxima tensión de fase a frecuencia industrial caso de falla	kV	29
5.8	Nivel básico de aislación del equipo a proteger	kV	95
5.9	Tensión de operación continua (COV)	kV	24
5.10	Sobretensión temporaria (TOV – 1seg.)	kV	36
5.11	Corriente de descarga nominal (8/20 µs)	kA	10
5.12	Corriente de descarga impulso (4/10 µs)	kA	100
5.13	Tensión residual máxima a la descarga nominal	kV	65
5.14	Uso	-	INTERIOR

#### 6.4.2. Celdas para acometida 33kV

<b>1</b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	33
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	36
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	BASADO EN CALCULOS
1.9	Material de las barras	-	COBRE



1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	230

<b>2</b>	<b><u>INTERRUPTORES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
2.1	Norma	-	IEC 62.271
2.2	Tipo	-	INTERIOR
2.3	Numero de polos	-	3
2.4	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	33
2.5	Tensión nominal del interruptor solicitada	kV	36
2.6	Corriente nominal	A	230
2.7	Frecuencia nominal	Hz	50
2.8	Ciclo de operación nominal	-	O-0,3"-CO-3'-CO
2.9	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	25
2.10	Medio aislante empleado para la extinción de arco	-	Vacío
2.11	Tensión auxiliar en C.C.	Vcc	110
2.12	Mecanismo de accionamiento por polo	-	A resorte tensado por motor

<b>3</b>	<b><u>SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
3.1	Tensión nominal	kV	33
3.2	Tensión máxima de servicio	kV	36
3.3	Corriente nominal	A	400
3.4	Frecuencia nominal	Hz	50
3.5	Corriente admisible de corta duración (1seg.)	kA	15



<b>4</b>	<b><u>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
4.1	Norma	-	IEC 61869
4.2	Tipo de aislación	-	SECA
4.3	Tensión nominal	kV	33
4.4	Tensión máxima de servicio	kV	36
4.5	Intensidad nominal primaria	A	300
4.6	Intensidad nominal secundaria	A	5 - 5
4.7	Frecuencia nominal	Hz	50
4.8	<b><u>Núcleo 1:</u></b>		
	- Utilización	-	Medición
	- Prestación	VA	15
	- Factor de saturación	-	2>fs>5
4.9	<b><u>Núcleo 2:</u></b>		
	- Utilización	-	Protección
	- Prestación	VA	30
	- Factor de saturación	-	n>10
	- Precisión (clase)	-	10 P

**6.4.3. Celdas para medición 33kV**

<b><u>1</u></b>	<b><u>GENERALIDADES</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
1.1	Norma	-	IEC 62.271
1.2	Tipo	-	ANTI-ARCO
1.3	Montaje	-	INTERIOR
1.4	Tensión Nominal	kV	33
1.5	Tensión máxima de servicio	kV	36
1.6	Frecuencia nominal	Hz	50
1.7	Conexión del sistema	-	Yyn0
1.8	Corriente admisible corta duración (1 seg.)	kA	BASADO EN CALCULOS
1.9	Material de las barras	-	COBRE
1.10	Sistema de barras	-	SIMPLE JUEGO
1.11	Corriente mínima de las barras principales	A	230

<b><u>2</u></b>	<b><u>FUSIBLES PARA TRANSFORMADOR DE TENSION</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
2.1	Norma	-	IEC 60.282
2.2	Tensión nominal del sistema (Un)	kV	33
2.3	Tensión nominal del interruptor solicitada	kV	36
2.4	Corriente nominal	A	0,5
2.5	Frecuencia nominal	Hz	50

<b><u>3</u></b>	<b><u>TRANSFORMADOR DE TENSION</u></b>		
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
3.1	Norma	-	IEC 61869
3.2	Tipo de aislación	-	SECA



3.3	Tensión nominal primaria	kV	13,2
3.4	Tensión nominal secundaria	kV	110/ $\sqrt{3}$
3.5	Factor de tensión nominal	-	1,2
3.6	Frecuencia nominal	Hz	50
3.7	<b><u>Núcleo 1:</u></b>		
	- Utilización	-	Medición
	- Prestación	VA	100
	- Precisión (clase)	-	0,5

<b>4 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</b>			
<b>N°</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Solicitado</b>
4.1	Norma	-	IEC 61869
4.2	Tipo de aislación	-	SECA
4.3	Tensión nominal	kV	13,2
4.4	Tensión máxima de servicio	kV	14,5
4.5	Intensidad nominal primaria	A	300
4.6	Intensidad nominal secundaria	A	5-5
4.7	Frecuencia nominal	Hz	50
4.8	<b><u>Núcleo 1:</u></b>		
	- Utilización	-	Medición
	- Prestación	VA	15
	- Factor de saturación	-	2>fs>5
	- Precisión (clase)	-	0,5
4.9	<b><u>Núcleo 2:</u></b>		
	- Utilización	-	Protección
	- Prestación	VA	30
	- Factor de saturación	-	n>10
	- Precisión (clase)	-	10 P

Nota: todos los interruptores, tanto los destinados a celdas con emplazamiento para 13.2 kV y los destinados a celdas con emplazamiento para 33 kV serán extraíbles en carros.



### **6.5. Funciones de protecciones a tener en consideración:**

En el presente se mencionan las principales funciones para tener en cuenta en las protecciones a utilizar, se hace una selección de funciones preliminares. De llevarse a cabo el presente proyecto, deberá de realizarse un estudio más minucioso y detallado de las mismas, el mismo busca ser a modo de referencia y punta pie inicial.

### **6.6. Protecciones nivel 13.2KV**

Todas las protecciones deben contar, dentro de su rango de tensión de operación con 110vcc

#### **6.6.1. Funciones de protección requeridas para alimentadores y acoplamiento**

Las protecciones de alimentadores deberán contener las siguientes funciones de protecciones:

- Protección de sobrecorriente de fase y tierra direccionales y no direccional:

Protección principal, con al menos tres etapas direccionales o no direccionales, con un mínimo de una etapa con ajuste de tiempo dependiente.

- Función de “cierre sobre falla”
- Función “conductor roto”
- Sobrecorriente con comparación direccional
- Función “Stub”
- Protección de sobrecarga
- Protección falla interruptor
- Registro oscilográfico y eventos
- Supervisión de circuito de disparo
- Matriz de disparo
- Llave de corte de alimentación
- Lógica complementaria



## **6.7. Protecciones nivel 33KV**

### **6.7.1. Funciones de protección requeridas para protección del transformador de potencia:**

- Protección diferencial total
- Protección de sobrecorriente
- Protección de sobretensión
- Protección de sobreexcitación
- Registro oscilográfico y de eventos
- Matriz de disparo
- Supervisor de circuito de disparo
- Lógica complementaria
- Bloqueo de cierre de interruptores

#### Protecciones lado secundario del transformador, funciones a abarcar:

- Protección sobrecorriente
- Protección avería interruptor
- Función “cierre sobre falla”
- Matriz de disparo
- Supervisor de circuito de disparo
- Lógica complementaria



## Capítulo 7: Cálculo de conductores

A modo de ejemplificación se toma como referencia para el cálculo la guía de Prysmian, cualquier conductor de otra firma que cumpla con las características mencionadas, podrá ser utilizado, no se busca en el presente trabajo, ponderar una marca por sobre otras.

### 7.1. Cálculo de los conductores de potencia

#### 7.1.1. Factores de corrección para tener en cuenta para nuestros conductores:

Dichos factores se obtuvieron del catálogo de Prysmian media tensión que se adjuntara a continuación:

➤ Temperatura del terreno

10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C	45°C	50°C
1.11	1.07	1.04	1.00	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78

Ilustración 25 - Factor de corrección por temperatura – Extracción del catálogo Conductores Prysmian

➤ Profundidad de instalación

Profundidad de enterrado	70 cm	100 cm	120 cm	150 cm	200 cm
	1,00	0,97	0,95	0,93	0,91
Coeficiente de corrección	1,03	1,00	0,98	0,96	0,94
	1,05	1,02	1,00	0,98	0,96

Ilustración 26 - Factor de corrección por profundidad de tendido – Extracción del catálogo Conductores Prysmian

➤ Resistividad térmica del terreno

Resistividad térmica del terreno (en °C · cm/W)	Resistividad térmica del terreno (en °C · cm/W)	80	100	120	150	200	250
Coeficiente de corrección	unipolares	1,09	1,00	0,93	0,85	0,75	0,68
	tripolares	1,07	1,00	0,94	0,87	0,78	0,71

Ilustración 27 - Factor de corrección por resistividad térmica del terreno – Extracción del catálogo Conductores Prysmian



### 7.1.2. Corriente nominal primer tramo a celdas de 33KV

Los conductores de ingreso al centro de transformación deben ser armados, subterráneos de XLPE (polietileno reticulado) unipolares, para nuestro caso el tipo de tendido será directamente enterrado.

En el primer tramo, como se debe alimentar dos transformadores de potencia al mismo tiempo, ya que estos conductores alimentarán las barras de las celdas de 33KV, el cálculo se realizará de la siguiente manera:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$
$$I_n = \frac{12,6MVA}{\sqrt{3} * 33kV}$$

$$I_n = 220,442A$$

Para los cálculos se considera que el terreno se encuentra a 25°C, una profundidad de instalación de 1,5m, y sin factor de agrupamiento ya que se contamos con una sola terna de alimentación, la corriente final que nos permitirá elegir nuestro conductor de media tensión según la corriente nominal hallada anteriormente será:

$$I = \frac{I_n}{P_i}$$

Donde:

- $P_i$  = Profundidad de instalación.

$$I = \frac{220,442A}{0,98}$$

$$I = 224,94A$$



Conductor de acometida Media tensión	
Material	Alambres de cobre electrolítico-unipolar
Tensión Nominal	33kV
Sección	1x70mm <sup>2</sup>
Tendido	Subterráneo
Diámetro Exterior	40mm
Peso	1790 kg/Km
Corriente Admisible enterrado directamente	280A
Profundidad de aterramiento	1,5m
Temperatura del suelo	25°C

Tabla 16 - Conductor acometida media tensión – Autoría propia

Para el conductor de acometida al centro de transformación seleccionaremos el conductor de cobre, con una sección de 70mm<sup>2</sup> con una intensidad admisible de 280 A.

### 7.1.3. Verificación de la caída de tensión

Para verificar la caída de tensión de dicho conductor se parte de los siguientes datos:

- Factor de potencia a potencia nominal,  $\text{Cos } \varphi = 0,85$
- Intensidad de corriente  $I_n = 224,94 \text{ A}$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * \rho_{cu} * L * I * \text{cos}\varphi}{S}$$

Siendo:

- $\rho_{cu}$ , la resistividad del conductor 0.0171 Ohm · mm<sup>2</sup>/m



- L la longitud tramo

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * 0.0171 \text{ Ohm} * \text{mm}^2/\text{m} * 10\text{m} * 224,94\text{A} * 0.85}{70\text{mm}^2}$$

$$\Delta V = 0,808 \text{ V}$$

El objetivo de verificar las caídas de tensión en las secciones elegidas debe satisfacer la siguiente condición:

- La caída de tensión máx. permitida sea  $\Delta U \leq 3\%$  de la nominal

Siendo el 3% el 0,99kV, por lo tanto, el conductor **VERIFICA** la caída de tensión.

#### 7.1.4. Verificación por régimen de cortocircuito

En esta sección se procede a realizar la verificación de la sección del conductor cuando este se ve afectado bajo el régimen de cortocircuito, aplicando la siguiente formula.

$$S \geq \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

- $t$  = Tiempo de despeje de falla (0,3 seg. – Se considera un tiempo reducido debido a que las protecciones son modernas de alta velocidad de respuesta. En caso de contar con otro tipo de protecciones, recomendamos realizar el cálculo con tiempo de despeje mayor).
- $k$  = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislación, adoptaremos por tabla que su valor es de 143
- $S$  = Sección
- $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito

$$70 \text{ mm}^2 \geq \frac{12,24 \text{ kA} * \sqrt{0.3}}{143}$$

$$70 \text{ mm}^2 \geq 47 \text{ mm}^2$$

Siendo  $70 \text{ mm}^2 > 47 \text{ mm}^2$  podemos afirmar que el conductor **VERIFICA** bajo el régimen de cortocircuito.



### 7.1.5. Corriente nominal segundo tramo, celdas de 33KV – Transformadores

Los conductores de ingreso al centro de transformación deben ser armados, subterráneos de XLPE (polietileno reticulado) en este caso son unipolares, y el tendido es directamente enterrado.

En el segundo tramo, se considera la alimentación de los transformadores desde las celdas de 33KV, el cálculo se realizará de la siguiente manera:

$$In = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

$$In = \frac{6,3MVA}{\sqrt{3} * 33kV}$$

$$In = 110,22A$$

Para nuestros cálculos se considera que el terreno se encuentra a 25°C, una profundidad de instalación de 1,5m, y sin factor de agrupamiento ya que contamos con una sola terna de alimentación, la corriente final que permite elegir el conductor de media tensión según la corriente nominal hallada anteriormente será:

$$I = \frac{In}{Pi}$$

Donde:

➤  $Pi$  = Profundidad de instalación.

$$I = \frac{110,22A}{0,98}$$

$$I = 112,47A$$



Conductor de Media tensión	
Material	Alambres de cobre electrolítico - unipolar
Tensión Nominal	33kV
Sección	1x50mm <sup>2</sup>
Tendido	Subterráneo
Diámetro Exterior	38mm
Peso	1900Kg/Km
Corriente Admisible enterrado directamente	230A
Profundidad de aterramiento	1,5m
Temperatura del suelo	25°C

Tabla 17 - Conductor de media tensión 33kV – Autoría propia

Para el conductor que alimenta los transformadores desde las celdas de 33KV, será unipolar con una sección de 50mm<sup>2</sup> y con una intensidad admisible de 230 A.

#### 7.1.6. Verificación de la caída de tensión

Para verificar la caída de tensión de dicho conductor partimos de los siguientes datos:

- Factor de potencia a potencia nominal,  $\cos \varphi = 0,85$
- Intensidad de corriente  $I_n = 112,47 A$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * \rho_{cu} * L * I * \cos \varphi}{S}$$

Siendo:

- $\rho_{cu}$ , la resistividad del conductor 0.0171 Ohm · mm<sup>2</sup>/m
- $L$  la longitud tramo

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * 0.0171 \text{ Ohm} * \text{mm}^2/\text{m} * 25\text{m} * 112,47\text{A} * 0.85}{50\text{mm}^2}$$

$$\Delta V = 1,41 V$$



El objetivo de verificar las caídas de tensión en las secciones elegidas debe satisfacer la siguiente condición:

- La caída de tensión máx. permitida sea  $\Delta U \leq 3\%$  de la nominal

Siendo el 3% el 0,99kV, por lo tanto, el conductor **VERIFICA** la caída de tensión.

### 7.1.7. Verificación por régimen de cortocircuito

En esta sección se procede a realizar la verificación de la sección del conductor cuando este se ve afectado bajo el régimen de cortocircuito, aplicando la siguiente formula.

$$S \geq \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

- $t$  = Tiempo de despeje de falla (0,3 s)
- $k$  = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislación, adoptaremos por tabla que su valor es de 143
- $S$  = Sección
- $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito

$$50 \text{ mm}^2 \geq \frac{12,24 \text{ kA} * \sqrt{0.3}}{143}$$

$$50 \text{ mm}^2 \geq 47 \text{ mm}^2$$

Siendo  $50 \text{ mm}^2 > 47 \text{ mm}^2$  podemos afirmar que el conductor **VERIFICA** bajo el régimen de cortocircuito.

### 7.1.8. Corriente nominal tercer tramo, Transformadores – celdas de 13,2KV

$$In = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

$$In = \frac{6,3 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13,2 \text{ kV}}$$

$$In = 275,55 \text{ A}$$

Para nuestros cálculos se considera que el terreno se encuentra a 25°C, una profundidad de instalación de 1,5m, y sin factor de agrupamiento ya que contamos con una sola terna de alimentación, la corriente final que permite elegir



el conductor de media tensión según la corriente nominal hallada anteriormente será:

$$I = \frac{I_n}{P_i}$$

Donde:

- $P_i$  = Profundidad de instalación.

$$I = \frac{275,55A}{0,98}$$

$$I = 281,17A$$

El cable escogido para la salida de los transformadores de potencia en 13,2Kv es unipolar con una sección de  $95mm^2$ .

Conductor de media tensión	
Material	Cobre- unipolar
Tensión Nominal	13,2kV
Sección	$1 \times 95mm^2$
Tendido	Subterráneo
Diámetro Exterior	33mm
Peso	1900 kg/Km
Corriente Admisible enterrado directamente	335A
Profundidad de aterramiento	1,5m
Temperatura del suelo	25°C

Tabla 18 - Conductor media tensión 13,2kV – Autoría propia

### 7.1.9. Verificación de la caída de tensión

Para verificar la caída de tensión de dicho conductor se parte de los siguientes datos:

- Factor de potencia a potencia nominal,  $\cos \varphi = 0,85$
- Intensidad de corriente  $I_n = 281,17 A$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * \rho A l * L * I * \cos \varphi}{S}$$



Siendo:

- $\rho_{cu}$ , la resistividad del conductor  $0.0171 \text{ Ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- L la longitud tramo

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * 0.0171 \text{ Ohm} * \text{mm}^2/\text{m} * 25\text{m} * 281,17\text{A} * 0.85}{95\text{mm}^2}$$

$$\Delta V = 1,86 \text{ V}$$

El objetivo de verificar las caídas de tensión en las secciones elegidas debe satisfacer la siguiente condición:

- La caída de tensión máx. permitida sea  $\Delta U \leq 3\%$  de la nominal

Siendo el 3% el 0,396kV, por lo tanto, el conductor **VERIFICA** la caída de tensión.

#### 7.1.10. Verificación por régimen de cortocircuito

En esta sección se procederá a realizar la verificación de la sección del conductor cuando este se ve afectado bajo el régimen de cortocircuito, aplicando la siguiente formula.

$$S \geq \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

- $t$  = Tiempo de despeje de falla (0,3 s)
- $k$  = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislación, adoptaremos por tabla que su valor es de 143
- $S$  = Sección
- $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito

$$95 \text{ mm}^2 \geq \frac{6,04 \text{ kA} * \sqrt{0.3}}{143}$$

$$95 \text{ mm}^2 \geq 23 \text{ mm}^2$$

Siendo  $95 \text{ mm}^2 > 23 \text{ mm}^2$  podemos afirmar que el conductor **VERIFICA** bajo el régimen de cortocircuito.

### 7.2. Cálculo de conductores de servicios auxiliares en CA

Se presenta el siguiente esquema unifilar que representa los servicios auxiliares de corriente alterna (Simplemente esquemático).

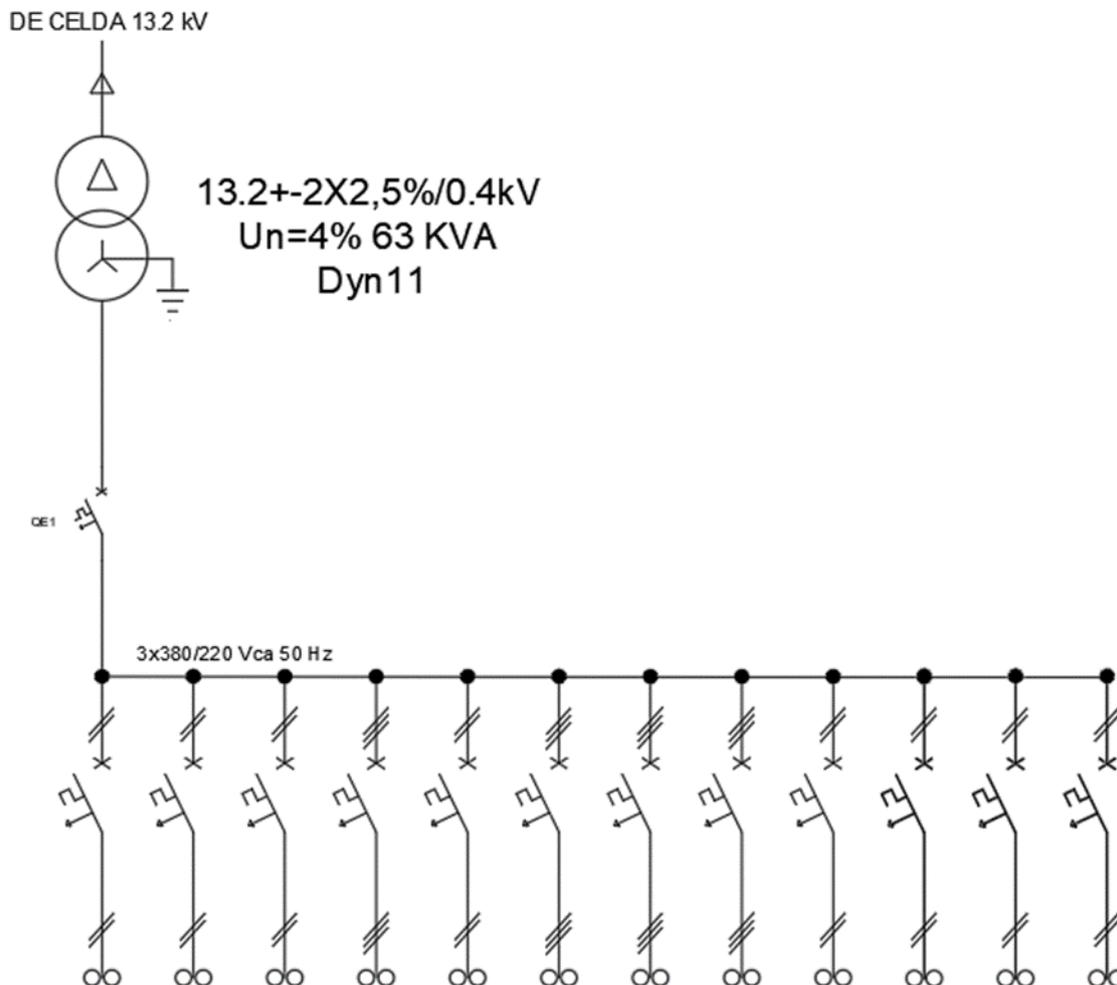


Ilustración 28 - Unifilar servicios auxiliares A.C. – Autoría propia

Se procede a calcular las secciones de los cables correspondientes, teniendo en cuenta el tramo de media tensión que acomete al transformador de servicios auxiliares, y baja tensión para distribución de cargas.

**ACLARACION:** Todos los conductores seleccionados son de cobre trifásicos + tierra para el caso de 380V y un conductor monofásico + tierra para el caso de 220V.



### 7.2.1. Memoria de cálculo

Se considera el siguiente cuadro de cargas con sus respectivas corrientes, potencias y factores de simultaneidad

CIRCUITO	TENSION	EQUIPO	CANTIDAD	F <sub>s</sub>	Uca (V)	CORRIENTE (A)	CORRIENTE (A) total	cos φ	POTENCIA (W)	POTENCIA TOTAL (W)
1	33KV	Iluminación tableros	22	0,9	220	0,045454545	0,90	1	10	220
2	13,2KV	Resistencia calefactora	22	0,9	220	0,681818182	13,50	1	150	3300
3	33kV	Tomacorrientes Monofásico de playa	5	0,7	220	0,91	3,18	0,8	200	700
4	33kV	Tomacorrientes Trifásico de playa	2	0,7	380	1,58	2,21	0,9	600	840
5	13,2kV	Tomacorrientes Monofásico de celdas	8	0,5	220	0,91	3,64	0,8	200	800
6	110V	Cargador de Baterías	1	1	380	8,68	8,68	0,9	3300	3300
7	13,2kV	Tomacorrientes Trifásico de celdas	4	0,5	380	1,58	3,16	0,9	600	1200
8		Tablero seccional de edificio	1	1	380	35,00	35,00	0,85	13300	13300
9		Reserva de Equipada	1	0,7	380	10,00	7,00	0,85	3800	2660
10		Reserva de Equipada	1	0,7	380	10,00	7,00	0,85	3800	2660
11		Reserva de Equipada	1	0,7	380	10,00	7,00	0,85	3800	2660
							<b>Potencia requerida (kW)</b>	<b>31,64</b>		

Tabla 19 - Cuadro de cargas A.C. – Autoría propia



Se obtiene el siguiente cuadro resumido:

Circuito	EQUIPO	CORRIENTE (A) total	Longitud del tramo
0	Acometida de potencia	66,80	20
1	Iluminación tableros	0,90	65 (A celdas 33)
			10 (A celdas 13)
2	Resistencia calefactora	13,50	65 (A celdas 33)
			10 (A celdas 13)
3	Tomacorrientes Monofásico de edificio exterior	3,18	65
4	Tomacorrientes Trifásico de edificio exterior	2,21	65
5	Tomacorrientes Monofásico de celdas	3,64	20
6	Cargador de baterías	8,68	50
7	Tomacorrientes Trifásico de celdas	3,16	20
8	Tablero seccional de edificio	35	7
9	Reserva de Equipada	7,00	
10	Reserva de Equipada	7,00	
11	Reserva de Equipada	7,00	
Total		66,80	

Tabla 20 – Resumen cuadro de cargas A.C. – Autoría propia

Los circuitos 9, 10 y 11 se utiliza como reserva equipada por lo que no se considera para el cálculo de conductores.

### 7.2.2. Cálculo de sección en tramo inicial: Desde celda hacia transformador.

En el secundario del transformador se tiene una corriente de 94.63 A y una tensión de 0,4kV, se procede a calcular la corriente del lado primario.

$$N1 = N2$$

$$U_1 * I_1 = U_2 * I_2$$

$$13,2kV * I_1 = 0,4kV * 66.8A$$

$$13,2kV * I_1 = 26.72kVA$$

$$I_1 = \frac{2.02A}{\sqrt{3}}$$

$$I_1 = 1.16A$$

Se tiene en cuenta esta corriente para deducir una sección preliminar de 25mm<sup>2</sup>



Se utiliza como referencia y guía de cálculo, el propuesto por la firma Prysmian, cualquier conductor que presente las mismas características técnicas, podrá ser utilizado, no se busca en el presente trabajo, ponderar una marca por sobre otras.

**Cable Retenax CU 13,2 kV**

Datos Eléctricos

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Corriente admisible para cables en aire (unipolares) A	Corriente admisible para cables en aire (tripolares) A	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares) A	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares) A	Resistencia a 90°C y 50 Hz ohm/km	Reactancia a 50 Hz (unipolares) ohm/km	Reactancia a 50 Hz (tripolares) ohm/km
25	175	135	165	145	0,926	0,245	0,132
35	205	155	195	170	0,668	0,235	0,122
50	245	190	230	200	0,493	0,226	0,116
70	305	230	280	240	0,341	0,216	0,110

Ilustración 29 - selección de conductor de 13,2kV – Extracción del catálogo Conductores Prysmian

### 7.2.3. Verificación de la caída de tensión

Se procede a realizar la verificación de la caída de tensión teniendo en cuenta para la parte de las cargas un valor menor o igual al 3% de la tensión nominal en régimen permanente.

Utilizando la siguiente ecuación, despejaremos  $\Delta V$  y en función de este resultado se verificará la sección según la caída de tensión del tramo.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times \rho_{Cu} \times L \times I \times \cos \varphi}{\Delta V}$$

Siendo:

- $\rho_{Cu}$  = Resistividad del cobre.
- $L$  = Longitud del conductor.
- $I$  = Corriente nominal afectada bajo factores de corrección.
- $\Delta V$  = Caída de tensión.

$$25mm^2 = \frac{\sqrt{3} \times 0,01710hm \cdot \frac{mm^2}{m} \times 25m \times 1,14A \times 0,85}{\Delta V}$$

$$\Delta V = \frac{0,713V * mm^2}{25mm^2}$$

$$\Delta V = 0,028V$$

Siendo 396V el 3% de 13,2kV, podemos afirmar que  $0,028V < 396V$

Por lo tanto, **VERIFICA.**



#### 7.2.4. Verificación de los esfuerzos térmicos motivados por el régimen de cortocircuito:

Se realiza también la verificación de la sección elegida según los esfuerzos térmicos en función del régimen de cortocircuito.

Dicho cálculo se basa en la siguiente ecuación:

$$S \geq \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

- $t$  = Tiempo de despeje de falla.
- $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito.
- $S$  = Sección del conductor.
- $K$  = Es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas antes y después de ocurrido el cortocircuito.

Para el caso y por tratarse de cables de cobre,  $K = 143$ .

Características:

- $K = 143$
- $t = 0.3s$
- $I_{cc} = 11.49kA$
- $S = 25mm^2$

Entonces,

$$25mm^2 \geq \frac{11490A \times \sqrt{0.3s}}{143}$$
$$25mm^2 \geq 44 mm^2$$

Debido a que no verifica, la sección elegida como final es de **50mm<sup>2</sup>**

### 7.3. Cálculo de conductores de distribución en baja tensión.

#### 7.3.1. Cálculo de sección en tramo inicial: Desde transformador hacia Q0.

Se tiene del lado secundario del transformador una corriente de **68.16A**

Se deduce una sección preliminar de **10mm<sup>2</sup>** según conductores para baja tensión.



**TABLA C.3 - CONDUCTORES DE COBRE**

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1)		1 cable tripolar o tetrapolar		2 cables unipolares		1 cable bipolar	
	Tipo de aislamiento							
	Cobre	A	B	A	B	A	B	A
6	72	70	66	64	88	85	90	78
10	96	94	88	85	117	115	107	104
16	125	120	115	110	153	147	140	134
25	160	155	150	140	196	189	183	171
35	190	185	180	175	232	226	220	214
50	230	225	215	205	281	275	263	251
70	280	270	260	250	343	330	318	306
95	335	325	310	305	410	398	374	373
120	380	375	355	350	465	459	434	428
150	425	415	400	390	520	508	490	477
185	480	470	450	440	588	575	551	539
240	550	540	520	505	673	661	637	618
300	620	610	590	565	759	747	722	692
400	705	690	665	645	863	845	814	790

(1) incluye el conductor neutro, si existe.

**Ilustración 30 - Selección de conductor de baja tensión – Extracción del catálogo Conductores Prysmian**

A esta corriente deberíamos afectarla por los factores de corrección tales como:

**TABLA C.4 - FACTOR DE CORRECCIÓN F, PARA TEMPERATURAS DEL TERRENO DISTINTAS DE 25 °C.**

Temperatura de servicio (θ <sub>s</sub> ) (en °C)	Temperatura del terreno (θ <sub>t</sub> ) (en °C)									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	

**Ilustración 31 - Conductores de baja tensión - Factor de corrección por temperatura del terreno – Extracción del catálogo Conductores Prysmian**

**TABLA C.5 - FACTOR DE CORRECCIÓN PARA UNA RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO DISTINTA DE 1 K · m / W.**

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno (en K · m / W)											
	0,80	0,85	0,90	1	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80	
Unipolar	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66	
Tripolar	1,07	1,05	1,03	1	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69	

**Ilustración 32 - Conductores de baja tensión - Factor de corrección por resistividad térmica del terreno – Extracción del catálogo Conductores Prysmian**

- Canalizaciones entubadas.

**a) Canalizaciones bajo tubo de corta longitud**

Se consideran de corta longitud, aquellas canalizaciones que tienen menos de 15 metros. En este caso, si el tubo se rellena con aglomerados de baja resistencia térmica (bentonita, etc), no será necesario aplicar ningún factor de corrección.

**b) Otras canalizaciones entubadas**

Si se trata de un cable trifásico, o una terna de cables unipolares, o monofásico, o bipolar, o un par de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplicará un factor de corrección de 0,8.

Si cada cable unipolar va por un tubo distinto, se aplicará un factor de corrección de 0,9. En este caso, los tubos no deberán ser de hierro, para evitar pérdidas magnéticas.

**TABLA C.7 - FACTOR DE CORRECCIÓN PARA DIFERENTES PROFUNDIDADES DE TENDIDO**

Profundidad (en metros)	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

**Ilustración 33 - Conductores de baja tensión - Factor de corrección por profundidad de tendido – Extracción del catálogo Conductores Prysmian**



Resumen de factores de corrección:

- Por temperatura:  $35^\circ \rightarrow 0.92$
- Por resistividad térmica: 1
- Profundidad del terreno: 1
- Agrupamiento de cables: 0.8

Se Tiene en consideración la corriente de acometida al tablero "TSAICA" se debe afectarla por los factores de tendido siguiendo lo indicado por el fabricante.

$$I_c = \frac{I_n}{F_c}$$

Siendo:

- $I_c$ : Corriente efectiva que debe soportar el conductor por características de tendido.
- $I_n$ : Corriente nominal de la carga.
- $F_c$ : Multiplicación de los factores de corrección.

Entonces se tiene,

$$I_c = \frac{68.16A}{0.92 * 0.8}$$
$$I_c = 92.6A$$

### 7.3.2. Verificación de la caída de tensión:

Se procede a la verificación de la caída de tensión teniendo un valor menor o igual al 3% de la tensión nominal en régimen permanente.

Utilizando la siguiente ecuación, se despejar  $\Delta V$  y en función de este resultado se verifica la sección según la caída de tensión del tramo.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times \rho_{Cu} \times L \times I_c \times \cos \varphi}{\Delta V}$$

Siendo:

- $\rho_{Cu}$  = Resistividad del cobre.
- $L$  = Longitud del conductor.
- $I$  = Corriente nominal afectada bajo factores de corrección.
- $\Delta V$  = Caída de tensión.

$$10mm^2 = \frac{\sqrt{3} \times 0,01710hm \cdot \frac{mm^2}{m} \times 20m \times 92.6A \times 0.85}{\Delta V}$$

$$\Delta V = \frac{46.35V * mm^2}{10mm^2}$$



$$\Delta V = 4.63V$$

Siendo 11.4V el 3% de 380V, podemos afirmar que  $4.63V < 11.4V$

Por lo tanto, **VERIFICA.**

**Aclaración:** Si bien el valor de la sección de  $10\text{mm}^2$  verifica, se toma un valor de  $35\text{mm}^2$  por motivos de futuros cambios de cargas o uso de las reservas.

#### 7.4. Verificación de los esfuerzos térmicos motivados por el régimen de cortocircuito:

Se realiza también la verificación de la sección elegida según los esfuerzos térmicos en función del régimen de cortocircuito.

Para dicho cálculo se tiene la siguiente ecuación:

$$S \geq \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K}$$

Siendo:

- $t$  = Tiempo de despeje de falla.
- $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito.
- $S$  = Sección del conductor.
- $K$  = Es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas antes y después de ocurrido el cortocircuito.

Por tratarse de cables de cobre,  $K = 143$ .

Características:

- $K = 143$
- $t = 0.3s$
- $I_{cc} = 2.49kA$
- $S = 10\text{mm}^2$

Entonces,

$$10\text{mm}^2 \geq \frac{2490A \times \sqrt{0.3}}{143}$$

$$10\text{mm}^2 \geq 9,5 \text{mm}^2$$

La sección elegida como final es de  $10\text{mm}^2$

Para el resto de los conductores se tiene en cuenta el mismo tipo de desarrollo para los cálculos, para evitar extensiones del archivo innecesarias se adjunta una tabla Excel.

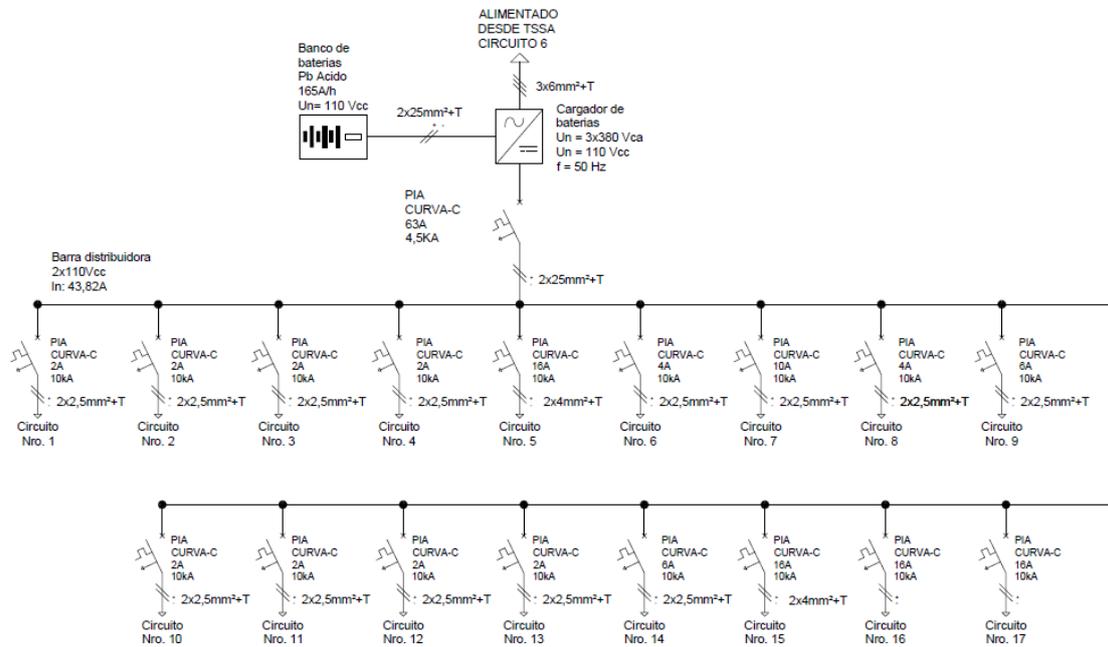


ALIMENTACION	Tensión	Circuito	Sección definitiva
TRIFASICA	380	0	35,0
	380	4	2,5
	380	6	6,0
	380	7	2,5
	380	8	6,0
MONOFASICA	220	1 (Celdas 33)	2,5
		1 (Celdas 13)	2,5
	220	2 (Celdas 33)	10,0
		2 (Celdas 13)	2,5
	220	3	2,5
	220	5	2,5

Tabla 21 - Sección de circuitos A.C. – Autoría propia

### 7.5. Cálculo de conductores de servicios auxiliares en CC

Se presenta el siguiente esquema unifilar que representa los servicios auxiliares de corriente continua:



**Ilustración 34 - Unifilar servicios auxiliares C.C. – Autoría propia**

Se procede a calcular las secciones de los cables correspondientes, teniendo en cuenta el tramo de media tensión, y baja tensión.

Se utiliza como referencia y guía de cálculo, el propuesto por la firma Prysmian, cualquier conductor que presente las mismas características técnicas, podrá ser utilizado, no se busca en el presente trabajo, ponderar una marca por sobre otras.



### 7.5.1. Introducción.

Considerando el siguiente cuadro de cargas con sus respectivas corrientes, potencias y factores de simultaneidad.

Circuito	Funcion	Cantidad	Equipo	Tensión (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	Factor de Simultaneidad	Potencia Total (W)	Corriente Total (A)
	<b>Apararmento de 33kV</b>		Relés						
1	Protección	4	Máxima corriente	110	0,18	19,91	1	79,64	0,72
	<b>Transformador</b>		33kV/13,2KV						
2	Protección RET-620	1	TR1	110	0,18	19,91	1	19,91	0,18
3	Protección RET-620	1	TR2	110	0,18	19,91	1	19,91	0,18
4	Protección RET-620	1	TR3	110	0,18	19,91	1	19,91	0,18
	<b>Celda de 13,2kV</b>								
5	Interruptor	22	Bobinas de apertura y cierre	110	1,82	200	0,3	1320	12,00
6	Protección	11	Máxima corriente	110	0,18	19,91	1	219,01	1,99
7	Interruptor	11	Motor	110	7,27	200	0,3	660	6,00
	<b>Fuerza Motriz 33kV</b>								
8	Interruptor	4	Motor	110	7,27	200	0,3	240	2,18
9	Interruptor	8	Bobina	110	2,72	200	0,3	480	4,36
	<b>Comando</b>								
10	Celdas 33kV	5		110	0,09	10	0,8	40	0,36
11	Celdas 13,2kV	14		110	0,09	10	0,5	70	0,64
	<b>Señalización y Alarmas</b>								
12	Celdas 33kV	5		110	0,09	10	0,8	40	0,36
13	Celdas 13,2kV	14		110	0,09	10	0,8	112	1,02
	<b>Iluminación de Emergencia</b>								
14	Edificio	1		110	4,54	500	1	500	4,55
15	Playa	1		110	9,09	999,9	1	999,9	9,09
<b>TOTAL</b>									<b>43,82</b>

**Tabla 22 - Cuadro de cargas C.C. – Autoría propia**



Obtendremos el siguiente cuadro resumido:

Circuito	EQUIPO	CORRIENTE (A) total	Distancia de tendido
Q1*	Acometida TSAICC	43,82	50,00
1	Máxima corriente celdas de 33kV	0,72	65,00
2	Protección RET-620 [TR1]	0,18	65,00
3	Protección RET-620 [TR2]	0,18	65,00
4	Protección RET-620 [TR3]	0,18	65,00
5	Bobinas apertura y cierre interruptores 13,2kV	12,00	10,00
6	Máxima corriente celdas de 13,2kV	1,99	10,00
7	Accionamiento motorizado (Interruptores) celdas de 13,2kV	6,00	10,00
8	Accionamiento motorizado (Interruptores) celdas de 33kV	2,18	65,00
9	Bobinas de apertura y cierre interruptores de celdas de 33kV	4,36	65,00
10	Comando celdas 33kV	0,36	65,00
11	Comando celdas 13,2kV	0,64	10,00
12	Señalización y alarmas celdas 33kV	0,36	65,00
13	Señalización y alarmas celdas 13,2kV	1,02	10,00
14	Iluminación emergencia edificio	4,55	10,00
15	Iluminación emergencia edificio celdas de 33kV	9,09	10,00

Tabla 23 - Resumen cuadro de cargas C.C. – Autoría propia

#### Aclaración:

Para el cálculo de los conductores del tablero seccional de alimentación ininterrumpida de corriente continua “TSAICC” se procede a calcular las caídas de tensión como verificación únicamente debido a que la corriente de cortocircuito se limitará a 1700A por las características de la batería. Con esta salvedad cualquier conductor verifica según su sección preliminar, por lo que se evitara este paso en la memoria de calculo

A excepción el cable de alimentación principal, los demás cables son de comando, señalización y protección por lo que en lo que al cálculo se refiere, estas corrientes no se ven afectadas por factores de corrección (Aun así, en el archivo Excel se verifican).

### 7.6. Memoria de cálculo.

#### 7.6.1. Cálculo de sección en tramo inicial: Q1\*.

Se parte de la base de que se tiene una corriente de  $I_1 = 43.82A$  y una tensión de 110Vcc para ambos casos, podemos concluir que la sección predefinida según fabricante será de  $6mm^2$

A esta corriente se debe afectarla por los factores de corrección tales como:



- Factor de corrección temperatura ambiente distinta de 25°: 0.92
- Factor de corrección por agrupaciones de varios circuitos de cables unipolares: 0.8

Los otros factores se consideran como 1.

$$I_e = \frac{I_1}{0.95}$$

$$I_e = 59.54A$$

Siendo  $I_e$  la corriente efectiva que el conductor se vería solicitado.

### 7.6.2. Verificación de la caída de tensión:

Se realiza la verificación de la caída de tensión a un valor menor o igual al 3% de la tensión nominal en régimen permanente.

Este valor será de  $\Delta V = 3.3V$  debido a que la tensión nominal es de 110V.

Al tener presente dicho dato se calcula la resistencia límite del conductor:

$$R_{limite} = \frac{\Delta V}{I_e}$$

$$R_{limite} = 0.050hm$$

Esta resistencia a su vez será igual a:

$$R_{limite} = \rho_{cu} * \frac{L}{S}$$

Siendo:

- $\rho_{cu} \rightarrow$  Resistividad del cobre a 20°
- $L \rightarrow$  Longitud del conductor
- $S \rightarrow$  Sección

A la resistividad del cobre se afecta por un coeficiente de 1,2 debido al cambio de temperatura.

Por lo tanto, la sección es:

$$S = \rho_{cu} * \frac{L}{R_{limite}}$$

$$S = 0.01785 \frac{Ohm * mm^2}{m} * 1.2 * \frac{50m}{0.050hm}$$

$$S = 19.32mm^2$$



Por lo que se aprecia,  $16\text{mm}^2 \neq 19.32\text{mm}^2$  por lo que se opta por elegir una sección de  $35\text{mm}^2$  con la consideración de posibles futuras ampliaciones/necesidades.

Este cálculo se realiza de igual manera para todos los conductores que siguen aguas abajo, arrojando los siguientes valores de sección definitiva para cada circuito.

Circuito	Sección definitiva
Q1*	25,0
1	1,5
2	1,5
3	1,5
4	1,5
5	4,0
6	1,5
7	2,5
8	1,5
9	2,5
10	1,5
11	1,5
12	1,5
13	1,5
14	1,5
15	4,0

Tabla 24 - Sección de conductores circuito C.C. – Autoría propia

Los cálculos mencionados se los respaldara con un archivo Excel en el cual se muestra el desarrollo y consideraciones realizado.



## **Capítulo 8:** **Canalizaciones**

### **8.1. Canalizaciones en edificio de 33kV**

#### **8.1.1. Descripción del capítulo.**

En el presente capítulo se lleva a cabo la descripción de los materiales a utilizar para la distribución interior de los cables de potencia.

#### **8.1.2. Tipo de canalización.**

Debido a que el edificio de 33kV se tiene una canalización por debajo del nivel del suelo, se coloca Bandeja portacable tipo escalera, donde se tienden los conductores de potencia. Las bandejas utilizadas únicamente a modo de referencia son del fabricante NUBAN, cabe aclarar que pueden utilizarse similares a la mismas, el presente trabajo no busca ponderar esta marca por sobre otras.

Dichas bandejas están colocadas sobre el suelo, sujetadas por perfiles C.

Para el caso, como se tienen conductores unipolares de 70mm<sup>2</sup> con un diámetro de 40mm, se seleccionan bandejas de 300mm de ancho, para poder permitir la maniobrabilidad con los conductores.

Como dichos conductores acometen desde el inferior de la celda de 33kV, se tienen que utilizar curvas tanto verticales articuladas como también curvas de 90° para poder realizar curvaturas en distintas direcciones.

### **8.2. Canalizaciones en exterior**

#### **8.2.1. Objeto:**

El objeto de esta especificación técnica es fijar, las características adicionales o complementarias a las establecidas en el reglamento electrotécnico de baja tensión y en el reglamento de líneas de alta tensión, de los canales de cables para canalizaciones subterráneas en zonas urbanizadas o zonas en desarrollo urbanístico.



### **8.2.2. Alcance:**

Se aplica a las canalizaciones subterráneas para cables de energía eléctrica hasta 36kv a realizar en la red de distribución en la estación transformadora ubicada en el predio del sector industrial planificado de Berisso. Esta especificación técnica se refiere exclusivamente a canales de cables longitudinales bajo aceras o calzadas y a canales de cables de cruzamientos sobre calles, así como también sobre terreno liso.

### **8.2.3. Desarrollo metodológico:**

#### **8.2.4. Ubicación**

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ubican, en la franja del terreno de dominio público. Así como también sobre la parcela cedida por la municipalidad de Berisso a EDELAP.

#### **8.2.5. Generalidades**

Con el fin de minimizar riesgos durante trabajos necesarios para construir una línea subterránea, se opta por tener los cables eléctricos, aislados, por el interior de tubos. De esta forma se independizan y quedan claramente definidos los trabajos correspondientes a la obra civil y los que debe realizar la empresa eléctrica autorizada.

Los cables en todo su recorrido, salvo en los cambios de dirección (excepto los provenientes de los transformadores de potencia), irán en el interior de tubos de pe-ad rígidos o curvables y de superficie interna lisa para facilitar su tendido por el interior de estos. No se instala más de un circuito de cables de energía por tubo.

Los tubos para cables en 33kv y 13.2kv van en canales, especificadas en planos siguientes, mientras que los cables de baja tensión se tienden en el interior de tubos de pvc durante todo su recorrido y soterrados en canales hormigonados salvo en un cruzamiento específico. En donde se bifurcará en el canal donde están tendidos los conductores de 33kv y el tramo restante se tiende de la manera antes mencionada.

#### **8.2.6. Tipos de canales de cable constructivos:**

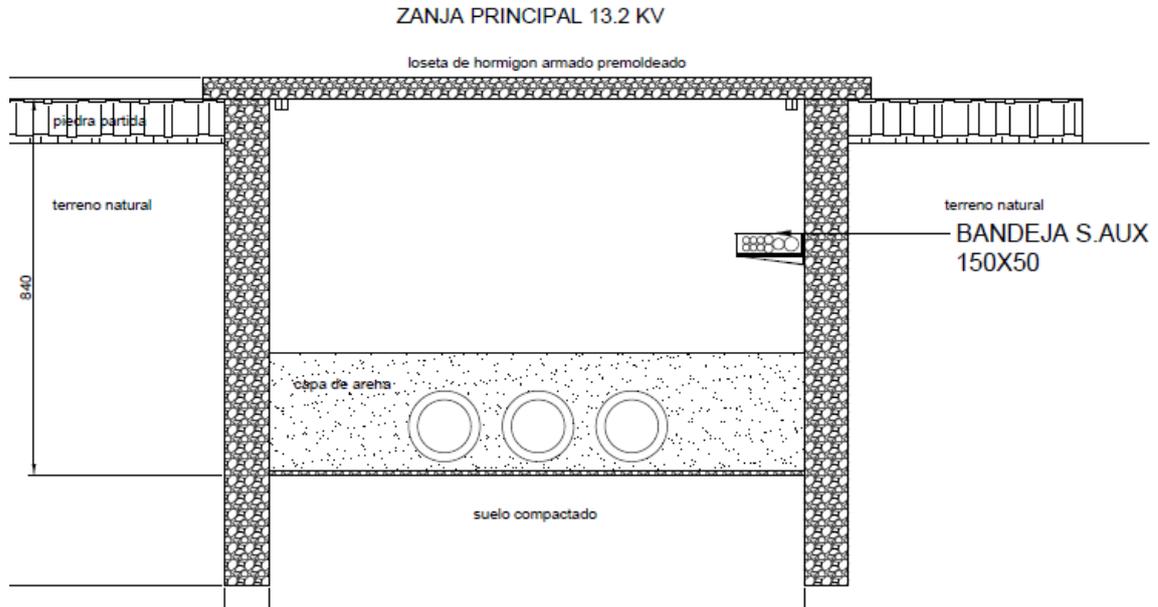
Se diseñan seis tipos de canales de cable diferentes en función de los cables de energía y el nivel de tensión de este, así también la función del mismo.

Canalización subterránea de MT (33kv) acometida general. (Tipo 1)

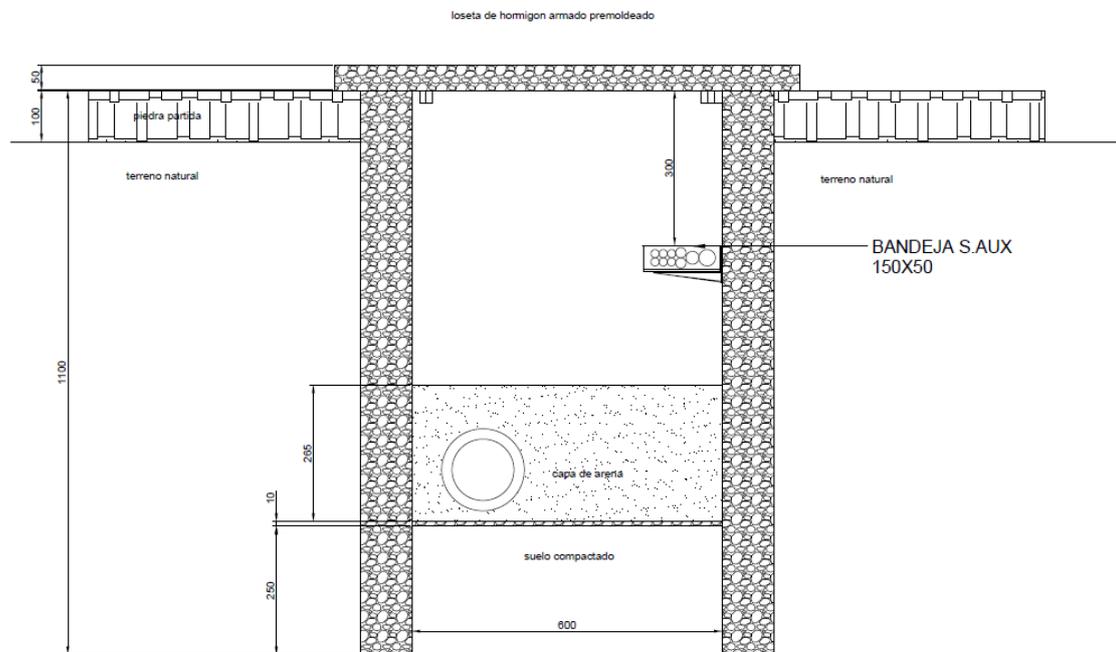




Canalización subterránea de MT (13.2kv) ingreso al edificio de control y servicios auxiliares en BT. (Tipo 3)



**Ilustración 37 - Canalización exterior tipo 3 – Autoría propia**



**Ilustración 38 - Canalización exterior tipo 4 – Autoría propia**

Canalización subterránea de BT servicios auxiliares para los transformadores de potencia. (Tipo 5)

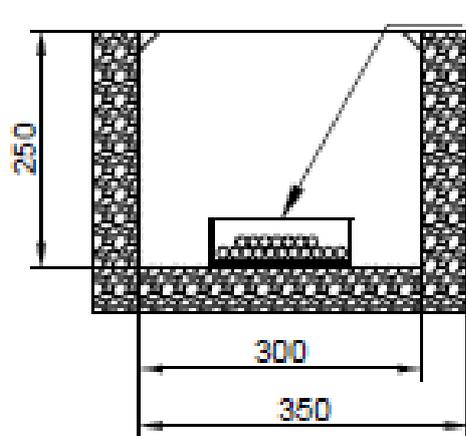
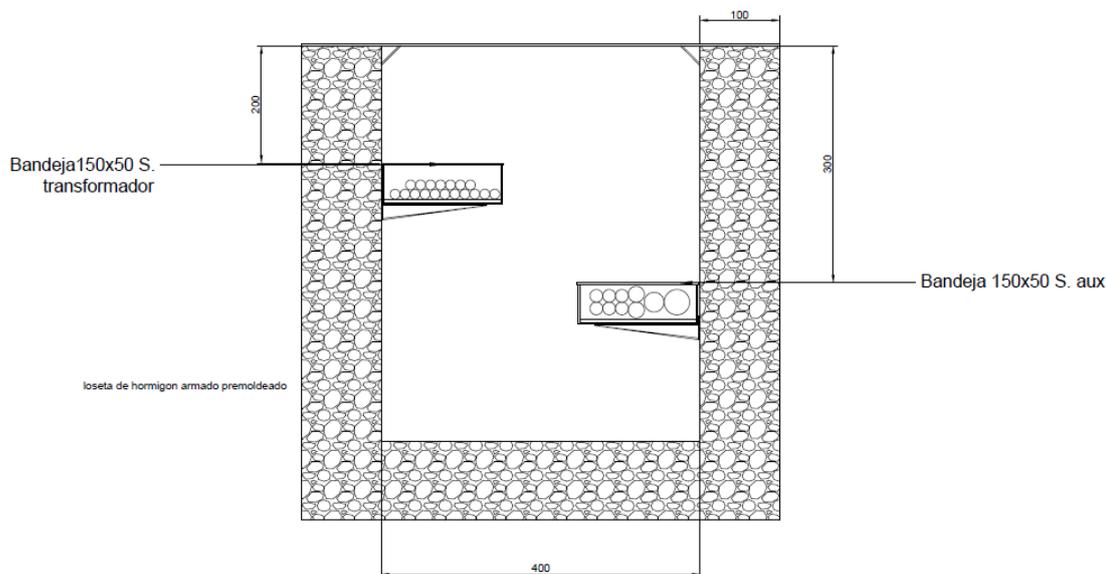


Ilustración 39 - Canalización exterior tipo 5 – Autoría propia

Canalización subterránea de BT servicios auxiliares para los transformadores de potencia y canalizaciones al edificio de 33kv (tipo 6). se instalan las mismas en bandejas de 150 x 50 mm de acero galvanizado, sujetado mediante ménsulas.


**Ilustración 40 - Canalización exterior tipo 6 – Autoría propia**

### 8.2.7. Dimensiones

Dependiendo de los cables de energía a canalizar se establece la clasificación general siguiente:

- Canalización subterránea de MT de acometida
- Canalización subterránea de MT general
- Canalización subterránea de BT servicios auxiliares
- Canalización subterránea de BT a bornera de los transformadores de potencia.

En función del número de circuitos trifásicos, uno por cada tubo, cada una de las canalizaciones anteriores se divide en los tipos de canales esquematizados con anterioridad.

- Canal tipo 1: 1 tubo de  $\varnothing 200\text{mm}$  (energía)
- Canal tipo 2: 3 tubos de  $\varnothing 160\text{mm}$  (energía) + 6 tubos de 16mm+ 2 tubos de  $\varnothing 20\text{mm}$  + 1 tubo de  $\varnothing 25\text{mm}$  + 1 tubo de  $\varnothing 32\text{mm}$ , todos (a excepción de los conductores de potencia) dentro de bandeja portacable de 150 x 50 mm
- Canal tipo 3: idéntica a tipo2
- Canal tipo 4: 1 tubos de  $\varnothing 160\text{mm}$  (energía) + 6 tubos de 16mm+ 2 tubos de  $\varnothing 20\text{mm}$  + 1 tubo de  $\varnothing 25\text{mm}$  + 1 tubo de  $\varnothing 32\text{mm}$ . todos (a excepción de los conductores de potencia) dentro de bandeja portacable de 150 x 50 mm
- Canal tipo 5: 18 conductores tetrapolares ( $4 \times 1.5\text{mm}^2$ ) aislados en XLPE todos dentro de bandeja portacable de 150 x 50 mm



## 8.2.8. Elementos constitutivos

### 8.2.9. Tubos

Los tubos para cables de energía cumplirán con lo prescritos en la une-en 50086-2-4, en la une-en 61386-24 y en las une-en 61386-21 y 22, ya sean rígidos o curvables de polietileno de alta densidad, con estructura de doble pared (pe-ad), presentando una superficie interior lisa para facilitar el tendido de los cables por el interior de estos. Tubo rígido cuyo suministro en barras de 6m. Cuando se apliquen en canales de cables, se incorporará una guía para facilitar el tendido de los cables por el interior de estos.

Los diámetros exteriores normalizados son 160, que permiten albergar una terna de cables correspondientes al circuito trifásico normalizado de mayor sección y aislamiento nominal, con una ocupación del orden el 35%, la cual es considerada idónea para facilitar el tendido de los cables por el interior de los tubos.

UTILIZACION	REFERENCIA		DIMENSIONES (mm)		
	Material	Tipo	$\phi_{Ext.}$	$\phi_{Int. min.}$	Espesor
Cables Energía	PE-AD Rígido	Coarrugado de doble pared	160	120	---
	PE-AD Curvable				

Ilustración 41 - Tubos para canalizaciones – Extracción del catálogo TUPERPLAS de TUPERSA S.A.

### 8.2.10. Hormigones

Solo se hormigonará un tramo de la canalización en las zanjas de 33 kv, para, de esta forma poder instalar vías para el transporte de los transformadores de potencia.



### **8.3. Canalizaciones en edificio de 13,2kV**

#### **8.3.1. Descripción del capítulo.**

En el presente capítulo se lleva a cabo la descripción de cómo es la distribución de conductores de servicios auxiliares.

#### **8.3.2. Tipo de canalización.**

La canalización que se decide utilizar es de tipo PVC. La misma es a modo de referencia.

#### **8.3.3. Criterio de selección de tubería PVC**

El criterio que se tiene en cuenta para decidir el tamaño del tubo PVC respecto de los conductores es la ocupación como máximo el 35% de la superficie del tubo en cuestión.

Todos los tubos son de un diámetro de 63mm para tener una homogeneidad en la selección y que no se preste a confusión a la hora de llevar a cabo la obra, a excepción de la alimentación del transformador de servicios auxiliares que será de 160.

Así como también las salidas de potencia de las celdas de 13,2kV.

A estos tubos mencionados se les adiciona tubería de reserva como se puede observar en el plano adjunto en el anexo.

Se considera 2 tuberías de reserva para el tablero TSAICC y una para el tablero TSSA. Esta diferencia radica en que la tubería existente para el TSSA aún tiene espacio de reserva para llevar más cables, caso contrario para el tablero TSAICC.

Se opta por la canalización de alimentación del transformador de servicios auxiliares por otro lado debido a que el tubo de PVC de  $\varnothing 160\text{mm}$  ocupa espacio por demás dentro del canal de comando y potencia.

#### **8.3.4. Ejemplo práctico.**

Se supone el siguiente ejemplo del primer tubo a seleccionar según el cálculo de conductores de servicios auxiliares.

- Tipo de conductor: Cable MT
- Tensión de servicio: 13.2kV
- Desde / Hasta: Celda N°11 13,2kV / Transformador Serv. Aux.
- Sección del conductor:  $3 \times 1 \times 50\text{mm}^2$



- Diámetro exterior: 77.4mm
- Superficie de ocupación =  $\pi * \frac{D^2}{4} = 4705.13\text{mm}^2$

Según la siguiente tabla:

MEDIDA TUBOS PVC	SUPERFICIE	DIAMETRO MAXIMO OCUPACION DEL CABLE
40	1256,637061	439,8229715
50	1963,495408	687,223393
63	3117,245311	1091,035859
90	6361,725124	2226,603793
110	9503,317777	3326,161222
160	20106,19298	7037,167544
200	31415,92654	10995,57429

Tabla 25 - Medidas de Tubos – Autoría propia

Se Puede concluir que el tubo seleccionado será de 160mm de diámetro exterior.

El mismo cálculo se realiza para todos los conductores de servicios auxiliares arrojando la siguiente tabla que será presentada en el Anexo.

TABLERO	N° DE TUBO	SUPERFICIE OCUPADA POR CONDUCTORES	TUBO SELECCIONADO
CELDA 13,2 - TRAF0	1	4705,131901	63
TRAF0 - TSSA	2	602,6281568	63
SALIDAS TSSA	3	796,5036934	63
TSSA - CARGADOR BAT - TSAICC	4	502,8197582	63
TSSA - TABLERO SECCIONAL	5	172,0336137	63
SALIDAS TSAICC	6	1058,190507	63
ILUM. EMERGENCIA 33kV	7	80,11846665	63
ILUM. EMERGENCIA 13,2kV	8	96,76890771	63

Tabla 26 - Tubos a utilizar – Autoría propia

### 8.3.5. Consideraciones.

La canalización se lleva a cabo de la siguiente manera:

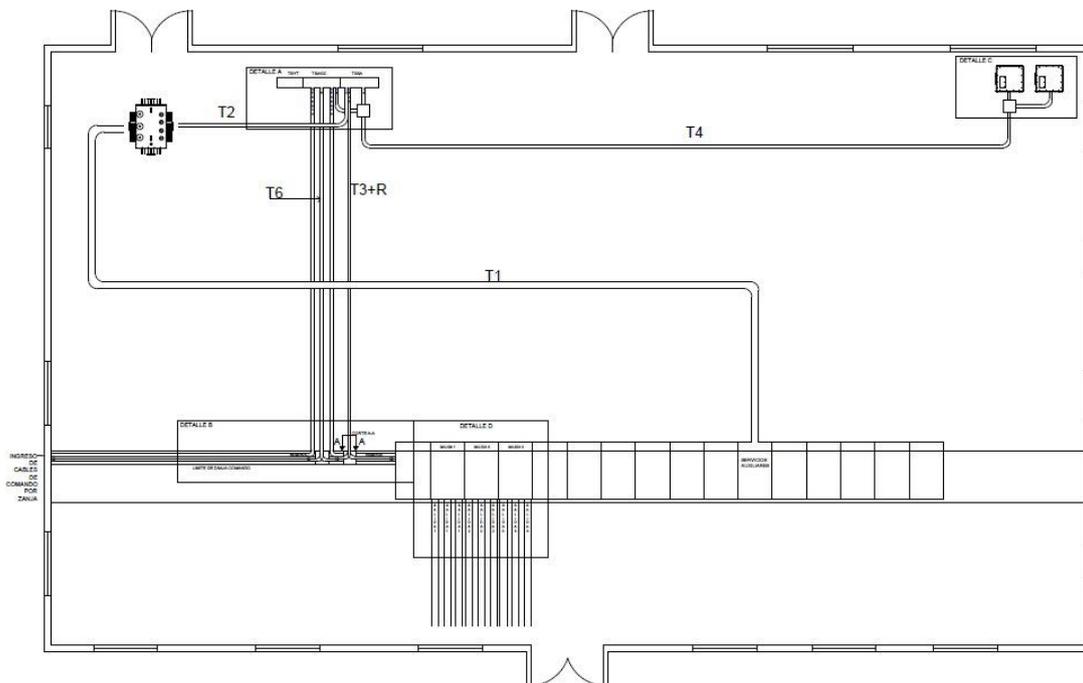


Ilustración 42 - Esquemas de canalización – Autoría propia

Si se observan los planos se puede apreciar que en algunos casos se realiza derivaciones a distintos circuitos ya que tanto del tablero TSSA y TSAICC se alimentan a cargas de las celdas de 13,2kV como a las celdas de 33kV.

Estas cajas son de tipo estanco de dimensiones de 300x300x300

Se adjunta algunas imágenes de referencia.





Ilustración 43 - Referencias de cajas estancas – Extracción GEWISS

### 8.3.6. Aclaraciones.

Tanto las salidas del TSAICC de iluminación de emergencia, como la alimentación de este se plantea de forma conceptual únicamente debido a que no es el objeto del proyecto final.

En caso de que este se lleve a cabo se necesita un estudio detallado de lo mencionado anteriormente.



## Capítulo 9: Puesta a tierra

### 9.4. Introducción:

El cálculo del sistema de puesta a tierra se lleva a cabo según la norma IEEE – 80.

### 9.5. Información del campo

En primera instancia se propone una malla rectangular con jabalina a tierra, con las siguientes características:

Datos			
Duración de la falla	<i>tf</i>	Seg	1
Profundidad de la malla	<i>h</i>	m	1,2
Altura de la capa superficial	<i>hs</i>	m	0,15
Resistividad cubierta del terreno	<i>ps</i>	Ω.m	3500
Resistividad a profundidad de la malla	<i>p</i>	Ω.m	50
Resistencia del cuerpo humano	<i>Rb</i>	Ω	1000
Resistencia de tierra de un pie	<i>Rf</i>		3,4664

Tabla 27 – Datos cálculos PAT - Autoría propia

### 9.6. Cálculo del conductor

$$S_{mín} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{tc \cdot \alpha r \cdot pr}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Donde:

- *I*: es la corriente a tierra en kA.
- **Amm2**: sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- **k0**:  $1/\alpha_0$  o  $(1/\alpha r) - Tr$  en °C.
- **Tm**: máxima temperatura permitida en °C.
- **Ta**: temperatura ambiente en °C.
- **α0**: coeficiente de resistividad a 0° en 1/°C.
- **αr**: coeficiente de resistividad a temperatura de referencia *Tr* en 1/°C.
- **pr**: resistividad del conductor de puesta a tierra a temperatura de referencia *Tr* en μΩ-cm.
- **Tc**: duración de la falla en s.
- **TCAP**: capacidad térmica del material por unidad de volumen (valores dados en la Tabla 1) en J/ (cm<sup>3</sup>\*°C).



Muchos de estos valores se toman en función del tipo de conductor a utilizar, de la siguiente tabla perteneciente a la norma. Se considera el conductor de cobre comercial con una conductividad del 97%:

**Table 1—Material constants**

Description	Material conductivity (%)	$\alpha_r$ factor at 20 °C (1/°C)	$K_o$ at 0 °C (0 °C)	Fusing <sup>a</sup> temperature $T_m$ (°C)	$\rho_r$ 20 °C ( $\mu\Omega\cdot\text{cm}$ )	TCAP thermal capacity [ $\text{J}/(\text{cm}^3\cdot^\circ\text{C})$ ]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod <sup>b</sup>	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod <sup>c</sup>	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

Ilustración 44 - Constantes de los materiales del conductor a utilizar – Extracción de la norma IEEE 80

La siguiente tabla demuestran todos los valores antes mencionados, considerados para el cálculo de la sección mínima del conductor:



Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Temperatura máxima admisible	$T_m$	°C	250
Temperatura e en régimen normal del conductor	$T_a$	°C	40
Tiempo de actuación de las protecciones	$T_c$	s	0,3
Calor específico volumétrico	$TCAP$	J/m <sup>3</sup> /°C	0,00342
Coeficiente de temperatura	$K_o$	°C	242
Resistividad del conductor	$Pr$	Ω.m	0,0000178
Coeficiente térmico de la resistividad a 20 °C	$\alpha_r$	1/°C	0,00381
Corriente de falla	$I_{cc}$	KA	12
<b>Sección mínima del conductor de la malla</b>	$S_{min}$	$mm^2$	<b>39,2320291</b>

Tabla 28 - Sección mínima conductor PAT - Autoría propia

Por lo tanto, se considera una sección mínima para el conductor de la malla de puesta a tierra de  $50mm^2$ .

### 9.7. Cálculos de la tensión de paso y de contacto admisibles para distintos pesos corporales

La seguridad de una persona depende de evitar una cantidad crítica de energía antes que se elimine la falla. La tensión máxima de cualquier circuito accidental no debe exceder los límites definidos a continuación:

#### 9.7.1. Para tensión de paso:

- Para peso corporal de 50Kg

$$E_{step50} = (1000 + 6C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

- Para peso corporal de 70Kg

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

#### 9.7.2. Para tensión de contacto:

- Para peso corporal de 50Kg

$$E_{touch50} = (1000 + 1,5C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$



➤ Para peso corporal de 70Kg

$$E_{touch70} = (1000 + 1,5C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

- $R_B$ = Resistencia del cuerpo humano
- $R_f$ = Resistencia de tierra de un pie y se calcula de la siguiente manera:

$$R_f = \left(\frac{\rho_s}{4b}\right) * C_s$$

- $C_s$ : es el factor de reducción de la capa superficial y se calcula de la siguiente manera

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0.09}$$

- $\rho$ : es la resistividad del terreno en  $\Omega$ -m.
- $\rho_s$ : es la resistividad de la capa superficial en  $\Omega$ -m.
- $h_s$ : es el grosor de la capa superficial en m.

Reemplazando valores y realizando los respectivos cálculos obtenemos:

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Factor de reducción	$C_s$		0,7725
Corriente que atraviesa el cuerpo	$I_b$	A	0,28
Tensión de paso soportada, peso corporal 50	$E_{step50}$	V	1997,87
Tensión de paso soportada, peso corporal 70	$E_{step70}$	V	2704,02
Tensión de contacto soportada, peso corporal 50	$E_{touch50}$	V	793,75
Tensión de contacto soportada, peso corporal 70	$E_{touch70}$	V	586,46

Tabla 29 - Tensiones admisibles - Autoría propia



### 9.8. Diseño inicial de la malla de puesta a tierra

Este diseño incluye la instalación del conductor alrededor del perímetro completo del área puesta a tierra y el número adecuado de conductores internos para asegurar la zona, el espaciamiento inicial de los conductores internos, el número y la ubicación de los electrodos de puesta a tierra y el área que va a ser puesta a tierra.

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Longitud de la malla en el eje X (33kv)	<i>Lx</i>	m	15
Longitud de la malla en el eje Y (33kv)	<i>Ly</i>	m	15
N.º de conductores en el eje X (33kv)	<i>nx</i>		3
N.º de conductores en el eje Y (33kv)	<i>ny</i>		4
Longitud de la malla en el eje X (13,2kv)	<i>Lx</i>	m	50
Longitud de la malla en el eje Y (13,2kv)	<i>Ly</i>	m	30
N.º de conductores en el eje X (13,2kV)	<i>nx</i>		11
N.º de conductores en el eje Y (13,2kV)	<i>ny</i>		7
Separación entre conductores	<i>D</i>	m	5
Longitud del perímetro de la malla	<i>Lp</i>	m	250
Longitud de los conductores de la malla	<i>Lc</i>	m	925
Área cubierta	<i>A</i>	<i>m</i> <sup>2</sup>	1725
Longitud total de jabalinas	<i>Lj</i>	m	60
Longitud de jabalinas		m	6
Cantidad de jabalinas			10

Tabla 30 - Diseño inicial de la malla de PAT - Autoría propia

El plano del diseño de la malla a puesta a tierra se adjunta en el apartado de ANEXOS.

### 9.9. Resistencia de puesta a tierra del diseño

Se utiliza la ecuación del método simplificado modificada para incluir el efecto de la profundidad de la red de puesta a tierra, y será la siguiente:

$$R_g = \rho * \left( \frac{1}{LT} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right)$$



Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Resistencia de la red	$R_g$	$\Omega$	0,5616

Tabla 31 - Resistencia de la red - Autoría propia

### 9.10. Determinación de la corriente que soportará el sistema de puesta tierra

Con el fin de evitar sobredimensionar el diseño, solo la fracción de la corriente total de falla que circulará a través del sistema de puesta a tierra debe ser usada en el diseño de la malla. La corriente IG deberá reflejar el peor tipo de falla posible, la disipación de está en el sistema y cualquier futura expansión de este.

Siendo los valores de la constante de tiempo de la componente de continua y el factor de decrecimiento, nos queda:

$$T_a = \text{constante de tiempo de la componente dc} = \frac{X}{R} * \frac{1}{100\pi} = 0.0318$$

Teniendo en cuenta  $Z_{eq}$  pasaremos a reemplazarla en la siguiente expresión:

Factor de división de corriente  $S_f$ :

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{R_g + Z_{eq}} \right|$$

Se procede a calcular la corriente que circulará por la malla de tierra:

$$IG = S_f * D_f * I_f$$

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Factor de decremento	$D_f$		1,01577
Constante de tiempo de la componente DC	$ta$		0,0318
Factor de crecimiento	$C_p$		1
Factor de división de corriente	$S_f$		0,64739
Impedancia equivalente	$Z_{eq}$	$\Omega$	0,91+0,485i
Corriente máxima por disipar en la malla	$I_g$	A	7891,29

Tabla 32 - Determinación de la corriente que soportara el sistema PAT - Autoría propia

### 9.11. Cálculo de la elevación de potencial en la puesta a tierra

Si el GPR del diseño preliminar está por debajo de la tensión de contacto tolerable, no es necesario realizar ningún análisis adicional. El GPR se calcula de la siguiente forma:

$$GPR = I_R * R_G$$

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Elevación de potencial	$GPR$	V	4432,012

Tabla 33 - Elevación de potencial - Autoría propia



En este punto debemos corroborar que  $GPR < Etouch70$ . Como el GPR es mayor a la tensión de contacto tolerable se deben verificar otras condiciones.

### 9.12. Verificación de tensiones de paso y de contacto.

Las tensiones del diseño inicial, calculadas a continuación, deben ser menor a las tensiones de contacto y de paso tolerables:

$$E_{contacto} = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_c}$$

$$E_{paso} = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0,75 * L_c}$$

Donde:

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

➤  $K_{ii} = 1$  para mallas con electrodos de varillas a lo largo del perímetro.

$$\text{➤ } K_h = \sqrt{1 + h}$$

$$\text{➤ } K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

$$\text{➤ } n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

$$\text{➤ } n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}$$

$$\text{➤ } n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}}$$

➤ Para mallas de forma cuadrada  $n_c = n_d = 1$

$$\text{➤ } K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$



Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Número de conductores paralelos <i>na</i>	<i>na</i>		7,4
Número de conductores paralelos <i>nb</i>	<i>nb</i>		1,22
Número de conductores paralelos <i>nc</i>	<i>nc</i>		1
Número de conductores paralelos <i>nd</i>	<i>nd</i>		1
Número de conductores paralelos de una malla	<i>n</i>		9,077
Factor de corrección	<i>Kii</i>		1
Factor de corrección	<i>Kh</i>		1,483239697
Factor de irregularidad	<i>Ki</i>		1,987495354
Valor geométrico de espaciamiento de la malla	<i>Km</i>		0,67759
Diámetro del conductor	<i>dc</i>	m	0,0093
Factor de diferencia de potencial entre dos puntos	<i>Ks</i>		0,581941513
Tensión de paso real	<i>E<sub>paso</sub></i>	V	664,23
Tensión de contacto real	<i>E<sub>contacto</sub></i>	V	574,45

Tabla 34 - Tensiones de paso y contacto reales - Autoría propia

- Como la tensión de paso real es menor que la tensión de paso admisible la malla no debe ser modificada.
- Como la tensión de contacto real es menor que la tensión de contacto admisible la malla no debe ser modificada.

<b><i>E<sub>contactoReal</sub></i></b>	574,45	<	586,46	<b><i>E<sub>contactoAdm.</sub></i></b>
<b><i>E<sub>pasoReal</sub></i></b>	664,23	<	1997,87	<b><i>E<sub>pasoAdm.</sub></i></b>

Tabla 35 - Verificación - Autoría propia

Como las dos condiciones anteriores se cumplen no es necesario ajustar el diseño preliminar de la puesta a tierra.

### 9.13. A modo de resumen:

La puesta a tierra se instala en forma de malla conductora, en la totalidad del área definida en los planos. Está constituida por cable de cobre electrolítico de 50 mm<sup>2</sup> de sección mínima formando una disposición ortogonal, de modo de efectuar cuadrados de 5 m de lado y cubrir efectivamente la superficie mencionada. La malla esta enterrada como mínimo a 1,2m de profundidad.

Las uniones de las cuadrículas de la malla se realizarán mediante soldaduras cuproaluminio-térmica.



La malla se complementa con jabalinas de caño de cobre de diámetro mínimo 30/26 y 6m de longitud, que están distribuidas de manera uniforme y en número suficiente como para alcanzar, bajo condiciones normales, una resistencia menor a 1  $\Omega$ . El mínimo es de 2 jabalinas que poseen cámaras de inspección. Se admiten jabalinas cilíndricas de acero – cobres acoplables.

Todos los elementos tienen su conexión a la malla de tierra desde el bloque inferior.

Los alambres de púas y el alambre tejido, así como también la puerta y el portón de acceso a la subestación, están conectados a la puesta a tierra del cerco perimetral con cable de cobre de 25 mm<sup>2</sup> de sección.

Al mencionado sistema de tierra, se conectan todos los soportes y carcazas metálicas de los aparatos a montar. La unión entre la parte inferior de los mismos (bloque o bulón) y la malla, se efectúa con 2 cables de cobre electrolítico de 50 mm<sup>2</sup> de sección, unidos cada uno, a distintos lados de la cuadrícula que forma la malla de tierra para los equipos de los campos exteriores de Transformador en los niveles de 33 y 13,2 kV.

Entre el bloque y el aparato propiamente dicho, se utilizan 2 cables o planchuelas de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección para los equipos de los campos exteriores de Transformador en los niveles de 33 y 13,2 kV.

Toda la morsetería a emplear es la adecuada para cada caso de conexión. En las uniones entre cobre y hierro se utilizarán elementos bimetálicos, los que son estañados.



## **Capítulo 10:** **Conclusiones**

Como motivación inicial del proyecto se toma, la ampliación de la autopista La Plata-Buenos Aires, que ya es una realidad. Esto, sumado a la industrialización y crecimiento del partido de ensenada y el proyecto del canal Magdalena, nos lleva a analizar el sector industrial planificado de Berisso, viendo que, de replicarse lo mismo en la ciudad de Berisso, necesitaría un centro de transformación que pueda brindarle al sector industrial potencia disponible de la manera más segura y eficiente.

En lo referido a las conclusiones del presente proyecto, el mismo fue sufriendo series de modificaciones respecto de la idea original, optando por realizar una especificación técnica preliminar de lo que potencialmente será, llegado el momento, la estación transformadora del sector planificado de Berisso. Contará con dos edificios, equipados con celdas de media tensión (33kV y 13.2kV) y autotransformadores de potencia.

Se busca reducir el desembolso de dinero para llevar a cabo el proyecto, por lo cual, se adopta por realizar el proyecto en tres etapas, considerando esto sumamente importante para una futura realización de este.

Al encuadrar el proyecto, como se mencionó anteriormente, queda la posibilidad, para futuros proyectos finales, diversos puntos para seguir profundizando y mejorando el mismo, tales como: distribución en MT y BT del predio del sector industrial, cálculo de centros de transformación para distribución, diseño de una nueva línea de 33KV para mayor disponibilidad y confiabilidad del sistema e impacto ambiental de la estación (ya con bases sólidas)

Fue todo un desafío y gran demanda de tiempo invertido en poder realizar esta especificación técnica preliminar, cada equipamiento especificado, sus canalizaciones, la distribución de esta, conductores de potencia y de comando. En consecuencia, se opta por delimitar el grado de detalle y especificación de los puntos mencionados anteriormente. Quedando este proyecto como base para una futura estación transformadora.



## Normas y Bibliografía

### 1. Referencias de Normas:

- IEC N.º 62271-1
- CIRSOC101
- CIRSOC 201
- CIRSOC 301
- AEA 90364
- AEA 95402
- IRAM 1503
- IRAM 1512/68
- IRAM 1524/82
- IRAM 1531/90
- IRAM 1532/56
- IRAM 1534/85
- IRAM 1536/78
- IRAM 1585
- IRAM 1562
- IRAM 1605
- IEC N.º 60623
- IEC N.º 60146-1-1
- IEEE - 485
- IEC N.º 60099
- IEC N.º 60270
- IRAM 2215
- ANSI C-62-11
- IEC N.º 60529
- IEC N.º 60694
- Norma IEC 60060
- IEC N.º 62271-102
- IRAM 2344-1
- IRAM 2296
- IRAM 2274
- IRAM 2439-2
- IEC N.º 60044-1
- IRAM 2271
- IEC N.º 60044-2/5
- IEC N.º 60076
- IEC N.º 60137
- IEC N.º 60214



- IEC N.º 60354
- IEC N.º 60076-8
- IEC N.º 61869-1
- IRAM 2250
- IEEE – 80
- IEC N.º 60909

### 1. Referencias Bibliográficas:

- José Layana Chancay – *“Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia”* – Espol - Guayaquil, Ecuador – agosto 2010.
- Richar Roeper – *“Las corrientes de cortocircuitos en las redes trifásicas”* – Dossat, Plaza de Santa Ana, Madrid España – agosto 1970.
- Omar Giraldo, Bejarano Juan Pablo – *“Servicios auxiliares de corriente continua para la subestación a escala”* – Corporación universitaria autónoma de occidente – Cali, Colombia – junio 1991.



## Índice de Tablas

TABLA 1 - PARQUE INDUSTRIAL PILAR – AUTORÍA PROPIA .....	10
TABLA 2 - PARQUE INDUSTRIAL LA PLATA - AUTORÍA PROPIA .....	10
TABLA 3 - PARQUE INDUSTRIAL DE CAÑUELAS - AUTORÍA PROPIA.....	11
TABLA 4 – ESTIMACIÓN PARA NUESTRO PARQUE - AUTORÍA PROPIA .....	11
TABLA 5 - ANÁLISIS ETAP - RESUMEN DE VALORES - AUTORÍA PROPIA .....	30
TABLA 6 - CONSUMO BANCO DE BATERIAS – AUTORÍA PROPIA .....	38
TABLA 7 - CARGAS A.C. – AUTORÍA PROPIA .....	38
TABLA 8 - POTENCIA REQUERIDA – AUTORÍA PROPIA.....	38
TABLA 9 - DATOS DEL TRANSFORMADORE DE SERVICIOS AUXILIARES – AUTORÍA PROPIA .....	39
TABLA 10 - ESTADOS Y PERFIL DE CARGAS – AUTORÍA PROPIA .....	39
TABLA 11 - REQUERIMIENTO DE BATERIAS – AUTORÍA PROPIA .....	43
TABLA 12 - CARTELERA SERVICIOS AUXILIARES A.C. – AUTORIA PROPIA .....	45
TABLA 13 - CARTELERA SERVICIOS AUXILIARES C.C. – AUTORIA PROPIA .....	46
TABLA 14 - PROTECCIONES TABLERO SECCIONAL EDIFICIO – AUTORÍA PROPIA.....	50
TABLA 15 - TRANSFORMADOR DE POTENCIA – AUTORIA PROPIA.....	52
TABLA 16 - CONDUCTOR ACOMETIDA MEDIA TENSIÓN – AUTORÍA PROPIA.....	72
TABLA 17 - CONDUCTOR DE MEDIA TENSIÓN 33kV – AUTORÍA PROPIA .....	75
TABLA 18 - CONDUCTOR MEDIA TENSIÓN 13,2kV – AUTORÍA PROPIA.....	77
TABLA 19 - CUADRO DE CARGAS A.C. – AUTORIA PROPIA .....	80
TABLA 20 – RESUMEN CUADRO DE CARGAS A.C. – AUTORÍA PROPIA.....	81
TABLA 21 - SECCIÓN DE CIRCUITOS A.C. – AUTORÍA PROPIA .....	87
TABLA 22 - CUADRO DE CARGAS C.C. – AUTORÍA PROPIA .....	89
TABLA 23 - RESUMEN CUADRO DE CARGAS C.C. – AUTORÍA PROPIA .....	90
TABLA 24 - SECCIÓN DE CONDUCTORES CIRCUITO C.C. – AUTORÍA PROPIA.....	92
TABLA 25 - MEDIDAS DE TUBOS – AUTORÍA PROPIA .....	101
TABLA 26 - TUBOS A UTILIZAR – AUTORÍA PROPIA .....	101
TABLA 27 – DATOS CÁLCULOS PAT - AUTORÍA PROPIA .....	104
TABLA 28 - SECCIÓN MÍNIMA CONDUCTOR PAT - AUTORÍA PROPIA .....	106
TABLA 29 - TENSIONES ADMISIBLES - AUTORÍA PROPIA .....	107
TABLA 30 - DISEÑO INICIAL DE LA MALLA DE PAT - AUTORÍA PROPIA.....	108
TABLA 31 - RESISTENCIA DE LA RED - AUTORÍA PROPIA .....	109
TABLA 32 - DETERMINACIÓN DE LA CORRIENTE QUE SOPORTARA EL SISTEMA PAT - AUTORÍA PROPIA.....	109
TABLA 33 - ELEVACIÓN DE POTENCIAL - AUTORÍA PROPIA.....	109
TABLA 34 - TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REALES - AUTORÍA PROPIA.....	111
TABLA 35 - VERIFICACIÓN - AUTORÍA PROPIA.....	111



## Índice de Ilustraciones

ILUSTRACIÓN 1 – EXTRACCIÓN DE ARBA .....	6
ILUSTRACIÓN 2 – EXTRACCIÓN DE PROYECTO UNLP.....	8
ILUSTRACIÓN 3 - DISTRIBUCIÓN POR RUBRO INDUSTRIAL - AUTORÍA PROPIA.....	11
ILUSTRACIÓN 4 - ANÁLISIS ETAP - AUTORIA PROPIA .....	14
ILUSTRACIÓN 5 - ANÁLISIS ETAP - AUTORÍA PROPIA .....	15
ILUSTRACIÓN 6 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M1 - AUTORIA PROPIA .....	19
ILUSTRACIÓN 7 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M1 - AUTORÍA PROPIA.....	20
ILUSTRACIÓN 8 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M2 - AUTORÍA PROPIA.....	22
ILUSTRACIÓN 9 -EXTRAÍDA DEL LIBRO “LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS EN LAS REDES TRIFÁSICAS”, ROEPER. ....	23
ILUSTRACIÓN 10 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M2 - AUTORÍA PROPIA .....	24
ILUSTRACIÓN 11 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M2 - AUTORÍA PROPIA.....	25
ILUSTRACIÓN 12 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M3 - AUTORÍA PROPIA.....	27
ILUSTRACIÓN 13 - ANÁLISIS ETAP - PUNTO M3 - AUTORÍA PROPIA .....	29
ILUSTRACIÓN 14 - ANÁLISIS ETAP - COMPROBACIÓN - AUTORÍA PROPIA .....	31
ILUSTRACIÓN 15 - ANÁLISIS ETAP – BARRA 33kV - AUTORÍA PROPIA .....	32
ILUSTRACIÓN 16 - ANÁLISIS ETAP – BARRA 13,2kV - AUTORÍA PROPIA .....	32
ILUSTRACIÓN 17 - ANÁLISIS ETAP- BARRA 13,2kV - AUTORÍA PROPIA.....	33
ILUSTRACIÓN 18 - ANÁLISIS ETAP – BARRA 13,2kV - AUTORÍA PROPIA .....	33
ILUSTRACIÓN 19 - ANÁLISIS ETAP - BARRA 0,4kV - AUTORÍA PROPIA.....	33
ILUSTRACIÓN 20 - ANÁLISIS ETAP - AUTORÍA PROPIA .....	35
ILUSTRACIÓN 22 - PERFIL DE CARGAS – AUTORÍA PROPIA.....	40
ILUSTRACIÓN 23 - DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CAPACIDAD – EXTRACCIÓN “SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA PARA LA SUBESTACIÓN A ESCALA” .....	41
ILUSTRACIÓN 27 - TABLERO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES A.C. – AUTORIA PROPIA.....	45
ILUSTRACIÓN 28 - TABLERO GENERAL DE SERVICIOS AUXILIARES C.C. – AUTORIA PROPIA.....	46
ILUSTRACIÓN 71 - FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN ..	70
ILUSTRACIÓN 72 - FACTOR DE CORRECCIÓN POR PROFUNDIDAD DE TENDIDO – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN .....	70
ILUSTRACIÓN 73 - FACTOR DE CORRECCIÓN POR RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN .....	70
ILUSTRACIÓN 74 - UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES A.C. – AUTORÍA PROPIA .....	79
ILUSTRACIÓN 77 - SELECCIÓN DE CONDUCTOR DE 13,2kV – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN.....	82
ILUSTRACIÓN 78 - SELECCIÓN DE CONDUCTOR DE BAJA TENSIÓN – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN..	84
ILUSTRACIÓN 79 - CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN - FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA DEL TERRENO – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN.....	84
ILUSTRACIÓN 80 - CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN - FACTOR DE CORRECCIÓN POR RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN.....	84
ILUSTRACIÓN 81 - CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN - FACTOR DE CORRECCIÓN POR PROFUNDIDAD DE TENDIDO – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO CONDUCTORES PRYSMIAN .....	84
ILUSTRACIÓN 82 - UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES C.C. – AUTORÍA PROPIA .....	88
ILUSTRACIÓN 88 - CANALIZACIÓN EXTERIOR TIPO 1 – AUTORÍA PROPIA.....	95
ILUSTRACIÓN 89 - CANALIZACIÓN EXTERIOR TIPO 2 – AUTORÍA PROPIA.....	95
ILUSTRACIÓN 90 - CANALIZACIÓN EXTERIOR TIPO 3 – AUTORÍA PROPIA.....	96
ILUSTRACIÓN 91 - CANALIZACIÓN EXTERIOR TIPO 4 – AUTORÍA PROPIA.....	96
ILUSTRACIÓN 92 - CANALIZACIÓN EXTERIOR TIPO 5 – AUTORÍA PROPIA.....	97
ILUSTRACIÓN 93 - CANALIZACIÓN EXTERIOR TIPO 6 – AUTORÍA PROPIA.....	98



ILUSTRACIÓN 94 - TUBOS PARA CANALIZACIONES – EXTRACCIÓN DEL CATÁLOGO TUPERPLAS DE TUPERSA S.A.....	99
ILUSTRACIÓN 96 - ESQUEMAS DE CANALIZACIÓN – AUTORÍA PROPIA .....	102
ILUSTRACIÓN 97 - REFERENCIAS DE CAJAS ESTANCAS – EXTRACCIÓN GEWISS .....	103
ILUSTRACIÓN 98 - CONSTANTES DE LOS MATERIALES DEL CONDUCTOR A UTILIZAR – EXTRACCIÓN DE LA NORMA IEEE 80 ..	105