



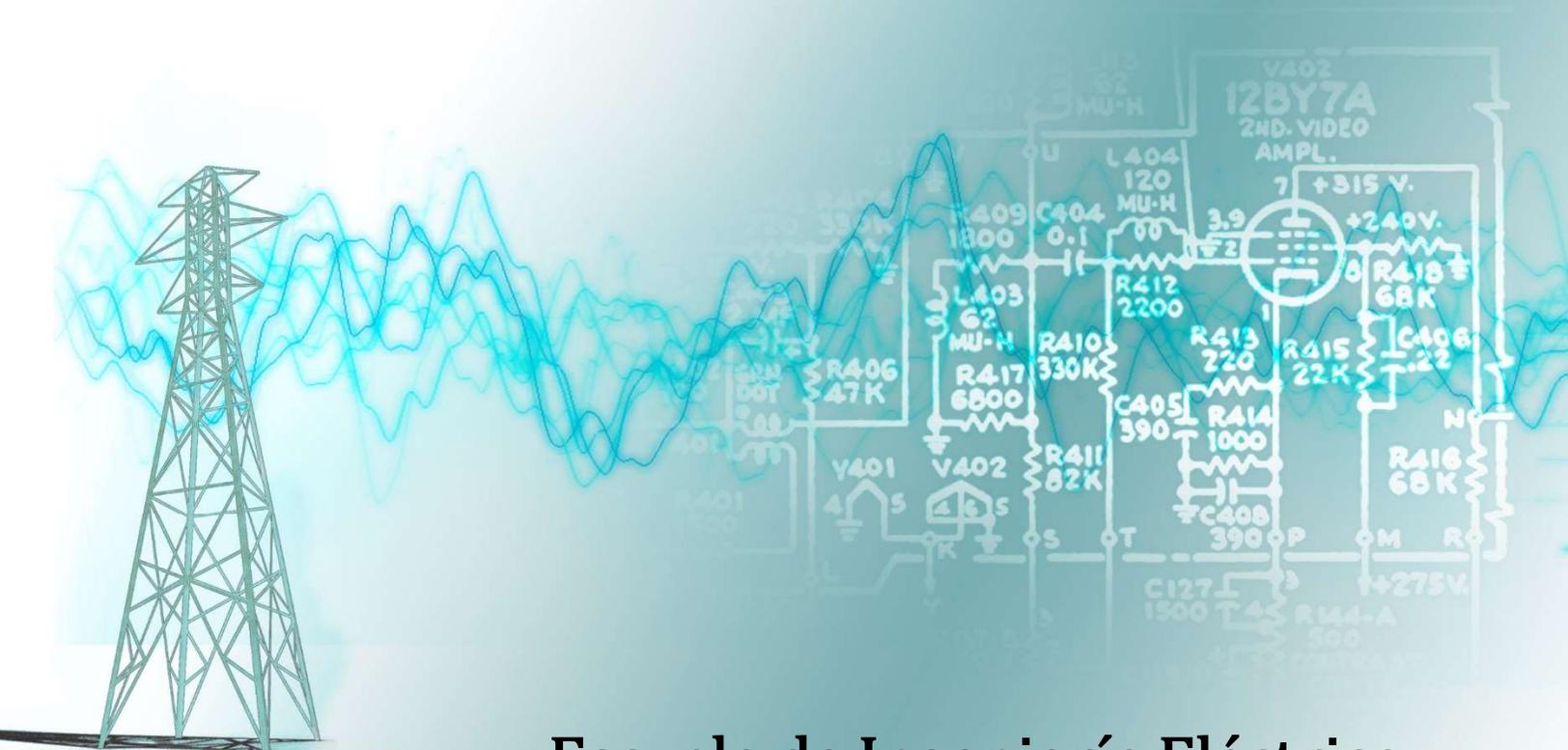
PONTIFICIA UNIVERSIDAD  
CATOLICA  
DE VALPARAISO



Aníbal Basilio Galindo Marinay

# Propuesta de una subestación rectificadora de tracción para metro de cercanía en la Quinta Región

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



Escuela de Ingeniería Eléctrica



# Propuesta de una subestación rectificadora de tracción para cercanía de metro en la Quinta Región

Aníbal Basilio Galindo Marinay

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,  
aprobada por la comisión de la  
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la  
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso  
conformada por

Sr. Jorge Medina Hanke

Profesor Guía

Sr. Patricio Robles Calderón

Segundo Revisor

Sr. Jorge Mendoza Baeza

Secretario Académico

Valparaíso, 03 de noviembre de 2016

*Dedico este trabajo a mi Padre José Luis, por haberme permitido soñar con ser alguien mejor, por haberme puesto en este camino y durante todo el trayecto ser quien me empujaba hacia adelante. Gracias por creer en mí, por nunca rendirte y por ser el apoyo incondicional en todos mis desafíos.*

# Agradecimientos

Quiero agradecer a todos quienes hicieron posible el cumplimiento de este logro, en especial a mi madre Jacqueline, por su esfuerzo, comprensión y ánimos para seguir adelante, a mis hermanas Amanda y Muriela por su comprensión y cariño. Quiero agradecer también a mi novia Lysselle, por ser la maravillosa persona que es, por hacerme disfrutar el presente y dejar la idea de que la felicidad se halla en el futuro.

Familia, amigos y personas especiales en mi vida, este nuevo logro es en gran parte gracias a ustedes, he podido concluir con éxito un proyecto que al principio parecía lejano e interminable, hoy sé que no hay plazo que no se cumpla y que todos los pasos que di me llevaban a este punto. Espero en lo que viene poder compartir con ustedes toda la dicha que este triunfo me trae.

Muchas gracias a todos aquellos que siempre guardo en mi alma.

*Valparaíso, 3 de noviembre de 2016*

A. G.

## Resumen

Este proyecto está dedicado al diseño de una subestación rectificadora de tracción, la cual tiene por objetivo suplir energéticamente la nueva línea de metro Valparaíso. Esta última se extenderá entre la actual estación Limache y una renovada estación en La Calera.

Debido a la creciente demanda de transporte interurbano, es que ha surgido la necesidad de complementar las líneas de metro Valparaíso con una extensión comprendida entre Limache y La Calera. Dicha línea debe ser alimentada en corriente continua para el correcto funcionamiento del material rodante de metro, el cual funciona con una tensión de 3 Kv en C.C.

Para llevar a cabo la presente investigación, se usaron metodologías basadas en tecnologías, normas y protocolos ya empleados por la empresa Merval. Se tomaron en cuenta también las diferentes aristas que un trabajo de este tipo puede presentar en la población, tales como la contaminación ambiental, el impacto en la urbe y en el patrimonio histórico de la ciudad.

Para el diseño de la subestación rectificadora de tracción se consideraron todas sus características eléctricas, tales como las tensiones de entrada, los dispositivos de protección, los transformadores de potencia, la rectificación de la onda alterna a continua, la puesta a tierra, entre otros.

Se concluye con un Proyecto de diseño, el cual comprende todos los aspectos eléctricos vitales para el desarrollo de una nueva línea ferroviaria.

La subestación en cuestión contará con elementos tecnológicos de vanguardia para sus elementos de protección y control.

Palabras claves: Corriente continua, subestación, rectificación, protección, diseño.

# Abstract

This work is dedicated to designing a rectifying traction substation for the extension railway line from Limache to La Calera.

Due to the growing demand for intercity transport that has emerged, is the need to complement Valparaíso railway lines with an extension line that extends between Limache and La Calera. This line must be direct current fed for the proper operation of Merval's rolling stock, which operates with a voltage of 3 Kv. in direct current. To carry out this research, it has been based on technologies, standards and protocols that are currently used by Merval Company.

Shall be deemed the different aspects that a work of this type may occur in the population, such as environmental pollution, the impact on the city and the historical heritage of the location. For the design of the rectifying traction substation it will be taken in to account all their electrical features such as input voltages, protection and control devices, power transformers, rectifying the A.C. wave continuous grounding between others.

It concludes with a design work, which comprises all vital for the development for a new railway line electrical feeding, the substation in question has cutting-edge technologies for their protection and control elements.

Keywords: DC power, substation, correction, protection, design.

# Indice general

Introducción .....	11
Objetivos generales y específicos.....	13
Justificación del Proyecto. ....	13
<b>1 Antecedentes generales y propuesta .....</b>	<b>14</b>
1.1 Problemática a solucionar. ....	14
1.2 Datos preliminares.....	14
1.3 Estado del arte. ....	16
1.4 Análisis de alternativas para solucionar el problema. ....	16
1.4.1 Respecto de la ubicación de la S.E.R.....	16
1.5 Solución de propuesta en base a lo presentado en el estado del arte. ....	17
1.6 Objetivos generales.....	18
1.7 Objetivos específicos. ....	18
1.7.1 Estudio de los requerimientos energéticos de trenes de pasajeros. ....	18
1.7.2 Estudio del proyecto de extensión de recorrido y frecuencia de trenes. ....	18
1.7.3 Estudio de la normativa para las subestaciones rectificadoras de tracción. ....	18
1.7.4 Estudio de la configuración circuital, los componentes y la coordinación con la sustentabilidad y seriedad de fallas. ....	19
1.7.5 Estudio de la viabilidad de acceso al suministro energético.....	19
1.7.6 Estudio del impacto ambiental de la Subestación rectificadora.....	19
<b>2 Solución y marco teórico.....</b>	<b>20</b>
2.1 Solución propuesta. ....	20
2.2 Diseño de la subestación rectificadora de tracción. ....	20
2.2.1 Requerimientos energéticos.....	20
2.2.2 Líneas de entrada. ....	20
2.2.3 Transformador de potencia.....	21
2.2.4 Transformador para servicios auxiliares.....	21
2.2.5 Transformador para servicios auxiliares de estaciones colindantes. ....	21
2.2.6 Grupo rectificador .....	21
2.2.7 Sistemas de protección .....	22
2.2.8 Periféricos.....	22
2.3 Marco teórico.....	22
2.3.1 Normativas y disposiciones legales aplicadas al proyecto. ....	22

3 Desarrollo .....	24
3.1 Requerimientos energéticos, estimación de la capacidad de la S/E.....	24
3.2 Determinación de la ubicación de la S.E.R. ....	26
3.2.1 Parámetros físicos de la línea .....	26
3.2.2 Ubicación óptima.....	26
3.3 Componentes de la subestación.....	27
3.4 Grupo rectificador. ....	27
3.4.1 Tipos de semiconductores a emplear.....	28
3.4.2 Diodos.....	28
3.4.3 Tiristores.....	28
3.4.4 Cantidad de pulsos del grupo rectificador. ....	29
3.4.5 Rectificador de seis pulsos. ....	29
3.4.6 Rectificador de doce pulsos. ....	30
3.4.7 Elección del grupo rectificador. ....	33
3.4.8 Protecciones del grupo rectificador:.....	34
3.4.9 Grupo rectificador escogido. ....	35
3.5 Transformadores. ....	37
3.5.1 Transformador de potencia.....	37
3.5.2 Tipo de transformador.....	38
3.5.3 Transformadores de potencia en baño de aceite. ....	38
3.5.4 Transformador de aislamiento en seco. ....	40
3.5.5 Elección del transformador de potencia. ....	41
3.5.6 Tipo de conexión para los transformadores. ....	42
3.5.7 Potencia nominal de los transformadores escogidos.....	43
3.5.8 Transformador para servicios auxiliares. ....	44
3.5.9 Transformador para servicios auxiliares de estaciones colindantes.....	44
3.6 Justificación de la elección de los transformadores. ....	45
3.6.1 Transformadores de potencia.....	45
3.6.2 Transformador de servicios auxiliares.....	46
3.7 Conductores. ....	46
3.7.1 Cálculo de los conductores.....	46
3.7.2 Conductores de aluminio.....	46
3.7.3 Conductores de aluminio reforzados con acero.....	47
3.7.4 Conductores de cobre.....	47
3.7.5 Elección de los conductores.....	47
3.7.6 Elección de los conductores para la acometida aérea en alterna. ....	47
3.7.7 Elección de los conductores a la salida del transformador de potencia. ....	48
3.7.8 Elección del conductor positivo.....	48
3.7.9 Elección del conductor negativo.....	48
3.8 Dimensionamiento y elección de los interruptores de la parte alterna. ....	49
3.8.1 Corrientes de cortocircuito.....	50
3.8.2 Elección de interruptores para las líneas de entrada a la S.E.R.....	50
3.8.3 Elección del interruptor asociado a los transformadores de potencia.....	53
3.8.4 Elección del interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares.....	54

3.8.5 Elección del interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares para estaciones colindantes. ....	55
3.8.6 Elección del interruptor general de baja tensión para servicios auxiliares. ....	55
3.9 Dimensionamiento y elección de los interruptores extrarrápidos para las celdas de feeder. ....	55
3.9.1 Cálculo de las corrientes de cortocircuito. ....	57
3.9.2 Interruptores a usar. ....	57
3.10 Sistema de protección y control. ....	62
3.10.1 Elección de los Relés. ....	63
3.11 Elementos periféricos. ....	66
3.11.1 Aisladores. ....	66
3.11.2 Seccionadores. ....	67
3.11.3 Malla de tierra. ....	69
3.11.4 Bobina de aislamiento. ....	69
3.11.5 Filtros de armónicos. ....	70
3.11.6 Elección del filtro de armónicos. ....	70
3.12 Análisis del impacto ambiental generado por la Subestación. ....	71
3.12.1 Impacto sobre la población. ....	71
3.12.2 Fase de construcción. ....	71
3.12.3 Fase de funcionamiento. ....	72
3.12.4 Impacto sobre el paisaje. ....	72
3.12.5 Impacto en la flora y fauna. ....	72
3.12.6 Impacto sobre el patrimonio histórico – artístico y arqueológico. ....	73
<b>4 Resultados. ....</b>	<b>74</b>
4.1 Resultados y análisis. ....	74
<b>5 Discusión y conclusiones. ....</b>	<b>75</b>
5.1 Discusión. ....	75
5.2 Conclusión. ....	76
<b>A Cálculos y ecuaciones. ....</b>	<b>78</b>
A.1 Cálculo de las corrientes de cortocircuito. ....	78
A.1.1 Cálculo del cortocircuito en una de las líneas eléctricas de entrada a la S.E.R. ....	83
A.1.2 Cálculo del cortocircuito en las barras de 44 Kv. ....	86
A.1.3 Cálculo del cortocircuito a la salida del secundario de un transformador de potencia. ....	88
A.1.4 Cálculo del cortocircuito a la salida del transformador de tres devanados (S.A.). ....	89
A.1.5 Cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas de choque. ....	90
A.2 Cálculo de los filtros de armónicos. ....	91
A.3 Dimensionamiento para la elección de los interruptores. ....	93
A.3.1 Dimensionamiento del interruptor para las líneas de entrada. ....	93
A.3.2 Dimensionamiento del interruptor asociado a los transformadores de potencia. ....	95
A.3.3 Dimensionamiento del interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares. ....	96
A.3.4 Dimensionamiento para la elección del interruptor general de baja tensión para servicios auxiliares de la subestación. ....	96
A.4 Cálculo de las corrientes de cortocircuito asociadas al pórtico de feeders. ....	97

<b>B Cálculo de la malla a tierra.....</b>	<b>105</b>
B.1 Funciones de una malla de puesta a tierra.....	105
B.2 Requisitos de una malla a tierra. ....	105
B.3 Tensiones de paso y de contacto admisibles.....	105
B.3.1 Tensión de paso. ....	105
B.3.2 Tensión de contacto. ....	106
B.4 Diseño de una malla a tierra.....	106
B.5 Selección del conductor de la malla. ....	107
B.6 Tensiones reales de paso y de contacto.....	107
B.7 Determinación de los coeficientes $K_m$ , $K_i$ , $K_s$ . ....	107
B.8 Valor de la resistencia de puestas a tierra.....	108
B.8.1 Metodo de laurent y Niemann.....	108
B.8.2 Método de Dwight.....	109
B.9 Calculo de la malla a tierra. ....	110
<b>C Esquemas, diseños y layout de la subestación. ....</b>	<b>112</b>
C.1 Diagrama unifilar de la subestación.....	112
C.2 Layout de la subestación. ....	114
C.2.1 Layout del edificio de continua. ....	114
C.2.2 Layout del patio de alterna mas el patio de continua. ....	115
C.2.3 Layout del patio de alterna. ....	116
<b>D Descripción del sistema de Protección y control.....</b>	<b>117</b>
D.1 Funcionamiento del relé. ....	120
D.2 Funcionamiento del sistema de protección.....	122
D.3 Elección del tipo de protección para cada caso. ....	124
D.3.1 Protección de transformadores.....	124
D.3.2 Protección de las líneas y cables. ....	127
D.3.3 Protección de barras (87B).....	127
D.3.4 Protección de fallo de interruptor (50BF).....	129
D.4 Sistema de control. ....	130
<b>E Presupuesto estimado. ....</b>	<b>134</b>
E.1 Obra civil.....	134
E.2 Instalaciones eléctricas. ....	135
E.2.1 Elementos del parque de alterna. ....	135
E.2.2 Elementos del edificio de continua.....	136
E.3 Presupuesto total.....	137
<b>Bibliografía.....</b>	<b>138</b>

# Introducción

La presente investigación se refiere a la propuesta de diseño de una subestación eléctrica de tracción, la cual deberá suministrar energía eléctrica al nuevo tramo de extensión de metro de la Quinta Región.

La principal característica de este tipo de instalaciones es rectificar la corriente alterna, para poder alimentar el requerimiento energético de los ferrocarriles, el cual es de una magnitud de 3000 volts en corriente continua. Para esto, la subestación cuenta con un transformador de potencia, el cual está encargado de bajar la tensión de entrada a niveles correctos para la entrada del grupo rectificador, este último se encarga de transformar la tensión de alterna a continua y entregarla a la catenaria.

Para desarrollar este propósito es necesario mencionar las causas que llevan a su desarrollo. Este proyecto surge debido a la creciente demanda de movilización interurbana de la localidad de Quillota. Ésta actualmente es suplida por buses que conectan la estación de metro Limache con las distintas paradas dentro de la localidad.

A modo de avance e integración es que se necesita que metro de Valparaíso conecte estas localidades. Es por esto que la instalación de una subestación rectificadora para tracción resulta imperativa.

El nuevo tramo a alimentar es una extensión de aproximadamente 27 kilómetros, tomando desde la estación Limache hasta La Calera, por el cual circulará el material rodante de Merval, con intervalos y distintas frecuencias de tráfico dependientes de la demanda y el esquema establecido por la compañía.

El desarrollo de este proyecto se realizó con el interés de integrar los contenidos de las diversas materias que se hacen presente en el tema, tales como los sistemas eléctricos de potencia, las máquinas eléctricas, uso de transformadores y la electrónica de potencia, entre otros, para lograr un diseño acorde a las necesidades estipuladas por la extensión de esta línea férrea.

La investigación se realizó con una serie de recopilaciones de publicaciones y material informativo de diversas fuentes.

A esta información se le aplicó casos y pronósticos aproximados a la realidad basándose en los funcionamientos actuales de las líneas de Merval, en cuanto a la demanda y necesidad energética y también en cuanto a las normativas aplicadas al tipo de instalación.

Los cálculos se realizan en base a aproximaciones ligeramente sobredimensionadas, para así poder lograr un trabajo acorde a las necesidades y que también cumpla sobradamente con los requisitos de seguridad de este tipo de acometidas.

Las muestras o bases de la investigación, son las mismas subestaciones que posee Merval, diseños de subestaciones para rectificación en otros países y normativas chilenas e internacionales.

La finalidad de esta investigación es analizar la demanda energética de la nueva línea férrea, para con esto lograr el diseño de una subestación que pueda cumplir con todos los requisitos de demanda, y seguridad del sistema, contrastando los diseños de las subestaciones existentes con elementos de tecnología y control más vanguardistas, aportando así una mayor estabilidad al conjunto y un menor riesgo de fallas en este.

En los siguientes capítulos se encontrarán planteamientos realizados respecto de las componentes de las subestaciones de tracción, sus capacidades energéticas y su orden de instalación.

También se planteará un estudio correspondiente a analizar y evaluar las distintas características del impacto ambiental que este tipo de instalación puede generar, tanto en la sociedad como en la flora y fauna del lugar, aparte de los cuidados que se debe tener con los elementos patrimoniales de las localidades, en caso de que existan.

Se analizará el sistema de protecciones que necesita la subestación, se determinará entonces cuales son las más adecuadas para la acometida y donde deben ser ubicadas.

Se hará un análisis de cada uno de los componentes de la subestación, pasando por los más fundamentales para su correcto funcionamiento tales como líneas de entrada, transformadores de potencia, rectificadores e interruptores de alta velocidad, a los elementos de carácter periférico tales como seccionadores, interruptores, malla a tierra, conductores, elementos de seguridad y medida, entre otros.

Por último, se entregará un layout con el diseño y orden de los componentes que tendrá la subestación, tanto en el patio de alterna como en el edificio de continua.

## **Objetivos generales y específicos.**

- Este trabajo tiene como objetivo principal la determinación de la ubicación y capacidad de una subestación rectificadora para la alimentación de ferrocarril metropolitano en la propuesta de ampliación de recorrido desde Limache hasta La Calera.
- Estudio de los requerimientos energéticos de trenes de pasajeros.
- Estudio del proyecto de extensión de recorrido y frecuencia de trenes.
- Estudio de la normativa para las Subestaciones Rectificadoras de tracción.
- Estudio de la configuración circuital, los componentes y la coordinación con la sustentabilidad y seriedad de fallas.
- Estudio de la viabilidad de acceso al suministro energético.
- Estudio del impacto ambiental de la Subestación rectificadora.

## **Justificación del Proyecto.**

En el aspecto teórico este proyecto está destinado a realizar un diseño de una subestación rectificadora de tracción, dicho diseño otorgará el dimensionamiento y justificaciones de elección de todos los dispositivos y tecnologías que se utilizan en este tipo de instalaciones, por tanto, este trabajo brindará todas las herramientas técnicas necesarias para la realización del proyecto.

Respecto del punto de vista práctico, este proyecto de ser aplicado, mejorará las condiciones de transporte de miles de personas que se movilizan semana a semana entre las localidades de Limache y La Calera, acercando así a la sociedad rural, brindando el servicio de extensión de línea férrea la cual podrá funcionar gracias a la subestación rectificadora que se procede a diseñar. Por lo tanto, se destaca que los beneficiados de este proyecto son los habitantes de la Quinta Región que necesitan transportarse entre las localidades de Limache, Quillota, y La Calera.

Esta investigación presenta un aporte a la actual línea de Merval, complementando su servicio para una extensión de este mismo, utilizando similares metodologías tecnológicas con las subestaciones que ya operan en la red y tomando en cuenta la utilización de la energía proveniente de la red eléctrica de Chilquinta.

# 1 Antecedentes generales y propuesta

## 1.1 Problemática a solucionar.

En pos de que la línea de metro Valparaíso (Merval) incluya a su recorrido a las localidades de Quillota, es que se necesita de una extensión de la vía férrea, moderna y estructurada, que cuente con la capacidad de mantener en sus vías a la cantidad necesaria de material rodante en funcionamiento. Para esto es que se requiere de una subestación eléctrica rectificadora, la cual debe contar con las características de tensión y corriente necesarias para poder suplir energéticamente a los trenes de Merval. Dichas características son:

- Bajar la tensión de entrada a la subestación al nivel requerido por los trenes de metro (3000 V)
- Rectificar el nivel de tensión alterna de entrada para que la salida y posterior alimentación de los trenes sea en corriente continua.
- Cumplir con las normas de capacidad y seguridad para instalaciones eléctricas de alta tensión.
- Contar con un sistema moderno de protecciones eléctricas, lo cual garantiza el correcto funcionamiento de la subestación, la protección de sus equipos y su sustentabilidad en el tiempo.
- Poder prestar el servicio de manera continua a las líneas de ida y vuelta y ser capaz de cumplir con las exigencias que presenta este tipo de aplicaciones.

## 1.2 Datos preliminares.

El proyecto de extensión de la línea de metro entre Valparaíso y La Calera ya fue Aprobado en el senado y se ha comenzado un estudio de pre factibilidad que durará 12 meses y un costo aproximado de MM \$205. Merval es una empresa con una extensión de 43 kilómetros de recorrido y consta de 27 trenes de tracción eléctrica de marca ALSTOM, modelo X'trapolis, año 2006, 8 nuevos automotores modelo X'trapolis modular y para el año 2018 se espera la llegada de 5 ferrocarriles más, llegando así a 40 trenes. Estos últimos trabajan alimentados con una tensión de 3000 volts de corriente continua entregados por catenaria y están impulsados por 4 motores Alstom 4ECA 1836, los cuales trabajan a una potencia de 180 kW cuando el tren se mueve a una velocidad de 60 km/h.

La nueva extensión del ferrocarril metropolitano consta de aproximadamente 26,9 Km de línea férrea, lo que corresponde a la distancia entre la estación Limache y la nueva estación ubicada en la comuna de Calera.

La población en la provincia de Quillota es de aproximadamente 87.824 habitantes según informaciones gubernamentales que datan del año 2012, en base a estos datos se hará la estimación pertinente a la cantidad de trenes y la frecuencia con la que circularán en el nuevo recorrido para poder hacer los cálculos asociados a los requerimientos de frecuencia de trenes y la necesidad energética de estos.

Sistema de transmisión actual:

Metro Valparaíso compra energía en 110 Kv en la subestación El Sol. Desde ese lugar nace una línea en parte aérea y en parte soterrada (túnel) que alimenta las subestaciones entre portales y Villa Alemana.

Actualmente el sistema de generación de energía de tracción cuenta con tres subestaciones rectificadoras (SER) denominadas Portales, El Salto y Villa Alemana, cada una de las cuales cuenta con las siguientes características principales:

- Tensión de entrada 44 Kv / Tensión de salida 3 KVCC
- Grupos de rectificación: 2
- Potencia nominal: 3MW por Grupo.

Las subestaciones están emplazadas en las siguientes ubicaciones aproximadas, las cuales toman como referencia la estación puerto en Valparaíso (Km cero = PK 0):

- SER Portales                      PK 5.500
- SER EL Salto                      PK 12.600
- SER Villa Alemana              PK 29.000

Cubren los 43 Km de doble vía electrificada y en operación normal su área de transmisión está seccionada según lo siguiente:

- SER Portales                      Estación Puerto – SER El Salto (PK 12,6)
- SER El Salto                      SER El Salto- Estación Quilpué (PK8,0)
- SER Villa Alemana              Estación Quilpué – Estación Limache (PK 29)

Estos valores se esperan sean modificados durante el año 2016 debido a la incorporación de 13 trenes nuevos al sistema actual de 27 máquinas.

### **1.3 Estado del arte.**

Para poder abordar el problema se utilizarán modelos similares a los que Merval tiene en sus instalaciones de subestación, así como también los requerimientos especificados en el proyecto que se está desarrollando para cumplir con esta misma acometida.

Se utilizarán también las normativas chilenas e internacionales, las cuales serán detalladas más adelante, para mediante estas regular el proyecto y todos sus alcances.

Para poder dimensionar los requerimientos energéticos de la línea es que se utilizarán los datos de los ferrocarriles de Merval y se hará un cálculo estimado en base a estos.

En la actualidad existe una vía férrea que une la estación Limache con La Calera, pero dicha línea se encuentra en condiciones deplorables, no cuenta con alimentación de corriente continua y seguramente no podrá ser utilizada para transportar el material rodante, es por esto que se estima conveniente cambiar la actual Vía en su totalidad.

Existe también un edificio ubicado en la localidad de San Pedro en Quillota, el cual está inhabilitado como subestación, pero es apto para ser puesto nuevamente en funcionamiento, con nuevos equipos, tanto en el patio de alterna como en el edificio de continua.

### **1.4 Análisis de alternativas para solucionar el problema.**

En base a lo planteado en 1.1., es que se procede a efectuar un análisis de las posibles soluciones que se manejan para resolver el problema.

#### **1.4.1 Respetto de la ubicación de la S.E.R**

Con respecto a la ubicación de la subestación, esta debe ser ubicada dentro de los 26,9 kilómetros de extensión que tiene la nueva vía férrea.

Debido a lo anterior es que se procede a analizar la ubicación más conveniente desde el punto de vista técnico y económico. Cabe destacar que en la localidad de San Pedro existe un antiguo edificio, el cual cuenta con espacio e infraestructura suficiente como para ser rehabilitado como subestación rectificadora.

Se recomienda el uso de este edificio, debido a que ya cuenta con la infraestructura acorde al proyecto, por tanto, la inversión solo estaría considerando una remodelación e instalación de los nuevos dispositivos.

Otras opciones serían construir la subestación desde sus cimientos en otro punto de la vía, lo que conlleva un nuevo análisis de impacto ambiental, una obra civil, más tiempo de duración del proyecto y en consecuencia un costo más elevado.

Es por esto que se ha decidido utilizar el viejo edificio de subestación San Pedro para el diseño del proyecto.

Esta decisión se puede afirmar con un pequeño análisis de pros y contras en base a lo presentado:

Ventajas de llevar a cabo una subestación nueva:

- Se puede utilizar otro emplazamiento más operativo.
- El proyecto contaría con estructura nueva.

Desventajas de llevar a cabo una subestación nueva:

- Se añade al proyecto el costo de terreno.
- Se añade al proyecto el costo de construcción y obra civil.
- Se debe hallar y comprar o arrendar un terreno que cumpla con las características para albergar una instalación de este tipo.
- Se deberían hacer nuevos cableados de media tensión para alimentar la nueva instalación.
- El proyecto se extendería casi al doble en cuanto a tiempos de construcción.

Ventajas de utilizar la subestación San Pedro:

- No se requiere llevar a cabo una obra de civil en cuanto a construcción.
- Cuenta con espacio suficiente para albergar todos los dispositivos necesarios en el proyecto.
- Aún tiene un pórtico de feeders operable, el cual solo debiera ser remodelado.
- El edificio destinado a continua está en buenas condiciones estructurales, necesitando solo una remodelación.
- La instalación completa fue diseñada para operar como subestación rectificadora.
- Los costos de llevar a cabo el proyecto se disminuyen al reducirse solo a una remodelación y adaptación.
- El edificio cuenta con alimentación en líneas de media tensión, provenientes de Chilquinta.
- Está ubicado en un punto estratégico, ya que se halla a App. 19 kilómetros de la estación La Calera y a App. 5,5 kilómetros de la estación Limache.
- El lugar es seguro ya que cuenta con instalaciones cerradas y aparte se halla justo en frente de una comisaría.

Desventajas de utilizar la subestación San Pedro:

- Hay que acomodar la instalación a un edificio ya construido.
- Se deben retirar todas las piezas y materiales que no sirvan para la remodelación.

En conclusión, resulta más ventajoso utilizar el edificio de la antigua subestación San Pedro, basándose en todo lo anterior, por tanto, es esta la solución que se adopta y en base a eso se comienza con el diseño de la S.E.R. en San Pedro, Quillota.

## **1.5 Solución de propuesta en base a lo presentado en el estado del arte.**

En base a lo presentado anteriormente es que se propone la solución que se explica de manera general en este apartado.

Para comenzar, se resolverán todas las exigencias generales y específicas respecto de la subestación, luego se añadirán los puntos correspondientes al diseño de la S.E.R. que tienen que ver con su funcionamiento, es decir elementos propios de la estructura, tales como transformadores,

rectificadores, seccionadores, protecciones, cabrería, interruptores, malla de tierra y layout del diseño y sus disposiciones.

A continuación, se expone de forma general la información que se podrá leer en el capítulo de desarrollo del proyecto.

## **1.6 Objetivos generales.**

Como objetivo general se presenta el diseño de una subestación rectificadora de tracción, que cumpla con todos los requerimientos y normas necesarias para el funcionamiento de una extensión de vía férrea, por la cual circulará el material rodante de Merval, añadiendo las localidades de Quillota y La Calera a su tramo de recorrido.

Los objetivos específicos que surgen de este ya mencionado objetivo general se detallan a continuación.

## **1.7 Objetivos específicos.**

En este apartado se detallan los objetivos específicos con los que debe cumplir el diseño de la subestación y también un pequeño detalle de la manera en que se abordará cada uno de estos.

### **1.7.1 Estudio de los requerimientos energéticos de trenes de pasajeros.**

Este objetivo específico cumple con un rol fundamental en el desarrollo del proyecto, ya que indica cuales y de qué tipo serán las cargas con las que deberá lidiar la subestación.

Para obtener estos datos es que se hará un estudio de las características que tienen los trenes que utiliza Merval, sus demandas energéticas, con qué tipo de energía son accionadas y cuáles son los mayores niveles de demanda de estos. Toda esta es información vital para el desarrollo del proyecto ya que encamina a estimar la dimensión de la S.E.R.

### **1.7.2 Estudio del proyecto de extensión de recorrido y frecuencia de trenes.**

Para llevar a cabo este estudio, se hace una estimación de la cantidad de material rodante que circulará por la nueva vía férrea, posteriormente se analizará los horarios punta, ya que representan una alta demanda y, por tanto, los peak de carga que deberá alimentar la subestación.

Con todos estos datos se procede a estimar un nivel de requerimiento energético, el cual será sobredimensionado para evitar carencias energéticas en situaciones extremas, luego de esto se procede a diseñar la subestación en base a lo estimado.

### **1.7.3 Estudio de la normativa para las subestaciones rectificadoras de tracción.**

En este apartado se procede a agregar al proyecto toda la normativa chilena e internacional vigente para este tipo de instalaciones.

El diseño de la subestación debe estar normado, tanto para su correcto funcionamiento como para su seguridad. Es por esto que se recopilan normativas chilenas y se referencian normativas internacionales diseñadas para estas instalaciones y que aseguran un trabajo seguro y efectivo.

#### **1.7.4 Estudio de la configuración circuital, los componentes y la coordinación con la sustentabilidad y seriedad de fallas.**

Este apartado cae directamente en el desarrollo del proyecto, ya que engloba el diseño, los tipos de componentes que se utilizarán, la dimensión que estos deben tener y también la estabilidad del proyecto al tener en cuenta las posibles fallas que se sucederán y el cómo despejarlas.

Todo este objetivo se desarrolla en el capítulo 3 del proyecto, correspondiente al diseño y componentes.

#### **1.7.5 Estudio de la viabilidad de acceso al suministro energético.**

Este estudio se refiere al acceso de energía de alta tensión de parte de la subestación, energía que luego de ser transformada y rectificadora, sería entregada a la catenaria para la alimentación de los trenes de Merval.

Para llevar a cabo este objetivo, se tomará en cuenta que líneas de alta tensión pasan por el lugar en donde sería emplazada la subestación y cuál es la más conveniente de utilizar, también se estudiará que niveles de tensión portan estas líneas y a que empresa corresponden.

#### **1.7.6 Estudio del impacto ambiental de la Subestación rectificadora.**

Finalmente se realizará un estudio del impacto ambiental generado por el emplazamiento de la S/E, el cual puede afectar tanto a la población como a la flora y fauna que existe en el lugar, cabe destacar que las comunidades a las que se espera integrar el recorrido son de carácter rural y en ciertos casos patrimonial. Es por eso que un estudio de impacto ambiental no se puede dejar de lado a la hora de realizar un proyecto de estas características.

## 2 Solución y marco teórico

### 2.1 Solución propuesta.

Para poder resolver el problema planteado es que se requiere de una nueva subestación rectificadora de tracción, la cual debe ser diseñada por completo y tomando en cuenta todas las características de demanda energética, cumplimiento de normas y bases estipuladas para este tipo de instalación.

Para esta acometida se propone una solución acorde a lo requerido, la cual se enumera por etapas en los siguientes párrafos.

Se aclara que lo mostrado en este capítulo es solo un resumen de lo que se plantea en el desarrollo del informe, y no muestra de forma completa las bases y cálculos que llevaron a sus respectivas elecciones.

### 2.2 Diseño de la subestación rectificadora de tracción.

Correspondiente a la parte de diseño es que se proponen las siguientes soluciones a cada uno de los puntos enumerados a continuación. Cabe agregar que estas soluciones son de orden general y su desarrollo completo está indicado en el capítulo 3 correspondiente al desarrollo del proyecto.

#### 2.2.1 Requerimientos energéticos

Los requerimientos energéticos del tren utilizado por Merval se detallan en el apéndice A correspondiente a elementos, componentes y características.

A modo general, el ferrocarril utilizado por Merval requiere de 3000 volts de corriente continua para alimentar sus cuatro motores por carro.

#### 2.2.2 Líneas de entrada.

Para las líneas de entrada, se ha escogido la línea más cercana al sitio donde se emplazará el proyecto, la cual es una línea de 44 Kv de corriente alterna. Dicha línea sería la que alimente el primer embarrado del patio de alterna de la subestación y la configuración que se utilizará para asegurar estabilidad del sistema, es la de doble línea de entrada, quiere decir que se tendrá a la entrada de la subestación dos líneas alternas trifásicas de 44 Kv.

### **2.2.3 Transformador de potencia**

Para el transformador de potencia, se ha escogido utilizar un grupo de transformación, el cual estará conformado por dos transformadores de potencia, de aislamiento en baño de aceite, independientes uno del otro, pero con los mismos niveles de tensión a la salida de sus secundarios (2.3 KV.). Dichos transformadores serán los encargados de bajar el nivel de tensión de entrada a la subestación (44 KV.), para luego entregarla a los rectificadores. La elección de estos dispositivos y sus configuraciones se especifican en el punto 3.5.5 "Transformadores de Potencia".

### **2.2.4 Transformador para servicios auxiliares**

Para los servicios auxiliares correspondientes al alumbrado y alimentación en baja tensión de los dispositivos de control y emergencia, es que se ha decidido utilizar un transformador de tres devanados, de aislamiento en baño de aceite, el cual en un devanado estará encargado de entregar la energía requerida para los servicios mencionados de la subestación rectificadora y en el otro devanado estará entregando la energía necesaria para alimentar los servicios auxiliares de las estaciones colindantes que se mencionan en el siguiente punto. Dicho esto, el transformador funcionará con una potencia de 175 KVA y un nivel de tensión de entrada de 44 KV en el primario, una tensión de salida de 0.4 KV en el secundario y 12 KV en el terciario. Las condiciones de su elección y características específicas se hallan en el punto 3.5.8 "Transformador para servicios auxiliares".

### **2.2.5 Transformador para servicios auxiliares de estaciones colindantes.**

Las estaciones colindantes son aquellas en las que se detendrá el Metro tren para abordaje y descenso de pasajeros. Estas estaciones requieren energía para sus circuitos de fuerza, alumbrado, control, emergencia, etc. es por esto que se dispone de un transformador adicional que se encargue de distribuir esta energía, aprovechando el emplazamiento en la ubicación San Pedro y como se menciona en el punto anterior, ese transformador será el mismo que entregue la energía para los servicios de la subestación rectificadora.

### **2.2.6 Grupo rectificador**

El grupo rectificador es parte vital del proyecto ya que es el encargado de cambiar la tensión y corrientes de alternas a continuas, para posteriormente alimentar la catenaria mediante los feeders.

Para este punto se ha decidido utilizar dos rectificadores de 6 diodos (puente de Graetz) los cuales se ubicarán en paralelo para alimentar la catenaria y así asegurar una mayor estabilidad del sistema en general, ya que cada rectificador tendrá una salida de tensión de 3000 volts en corriente continua, y en caso de falla o desconexión necesaria de uno de ellos, el otro seguirá en funcionamiento, entregando la tensión necesaria de funcionamiento solo que a menor potencia. Estos rectificadores estarán conectados al secundario de cada uno de los transformadores del patio de alterna, recibiendo cada uno una tensión de entrada de 2.3 Kv y funcionando a una potencia de 3 MW.

### **2.2.7 Sistemas de protección**

Los sistemas de protección se diseñaron con relés automáticos y controlables tanto de manera presencial como remota. Estos relés cumplen con proteger la subestación ante fallas de sobrecorrientes generadas por un cortocircuito fase-fase o fase-tierra, etc., su elección y ubicación en el circuito se detalla en el capítulo 3, sección protecciones eléctricas.

### **2.2.8 Periféricos**

Se cuentan como periféricos todos los elementos que forman parte de la subestación, pero son de uso general y no específico del proyecto.

Para la elección de estos elementos tales como cabrería, pararrayos, armario de negativos, conductores, malla de tierra, seccionadores e interruptores, se ha decidido calcular de manera sencilla cual es la dimensión que cada uno de estos debiera tener para cumplir con su propósito, los detalles de todos estos cálculos y la dimensión de los elementos se puede encontrar en el capítulo de 3, sección elementos periféricos.

## **2.3 Marco teórico.**

Dado que la mira central de este proyecto está puesta en el diseño de una subestación rectificadora de tracción, será necesario plantear algunos parámetros conceptuales que sirvan como pie a las asignaciones y a los dimensionamientos que se llevarán a cabo dentro de este trabajo.

Cada cálculo estará basado en una estimación levemente sobredimensionada de los requerimientos establecidos en los objetivos generales, así de esta manera lograr un desarrollo a prueba de errores dados por los cambios que se producen en la realidad.

### **2.3.1 Normativas y disposiciones legales aplicadas al proyecto.**

Antes de citar la normativa y los reglamentos de obligado cumplimiento, se tiene que tener en cuenta que este proyecto es un trabajo particular que está destinado al suministro eléctrico en alta tensión de una línea férrea, para alimentar al material rodante de tracción.

- Dentro de este ámbito hay que citar el cumplimiento de la norma chilena NSEG 5. E.n.71. Reglamento de instalaciones eléctricas de corrientes fuertes, que es el que regula y establece todas las normativas técnicas y garantías de seguridad del suministro eléctrico a través de líneas eléctricas de alta tensión.
- Así como también la norma NSEG 20 E.p. 78 "ELECTRICIDAD. Subestaciones transformadoras interiores", la cual condiciona y establece las condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, Normas CEI que se apliquen a este caso,
- Y por último el reglamento electrotécnico de baja tensión NCH Elec. 4/2003, el cual establece las normativas técnicas y condiciones para el suministro eléctrico en baja tensión. Si bien la subestación en si no es una instalación de baja tensión propiamente dicha, si tiene partes como el suministro auxiliar de energía a los distintos elementos para el correcto

funcionamiento de la subestación tales como el alumbrado de la misma, los accionamientos, etc.

Utilizando como referencia la norma europea CEI – 146.463.2 norma establecida para clase de servicio VI, que es el que establece Europa para gran tracción. Dicha norma establece que la subestación que se va a proyectar para tracción eléctrica debe estar diseñada para trabajar al 100% en régimen permanente, al 150% durante dos horas cada seis horas de periodo y al 300% durante 5 minutos cada 24 horas, sin tener en cuenta que las sobrecargas sean acumulativas.

## 3 Desarrollo

### 3.1 Requerimientos energéticos, estimación de la capacidad de la S/E.

Para los cálculos de la estimación de la capacidad que debe tener la subestación rectificadora, se realiza un análisis de la frecuencia con la que concurren los pasajeros desde Limache hasta Quillota, basados en la actual frecuencia con la que opera metro en sus servicios y también las empresas de microbuses que actualmente realizan el recorrido, las cuales usan una frecuencia de 12 minutos entre cada salida de microbús, la misma que usa metro para salidas desde estación puerto hasta Limache.

Actualmente Merval tiene un recorrido de 55 minutos aproximadamente. De lunes a viernes (días laborales) los trenes circulan, en horario punta, cada 6 minutos (Puerto-Sargento Aldea) y cada 12 minutos (Puerto-Limache). Fuera del horario punta circulan cada 12 minutos (Puerto Limache). Los sábados se consideran como horario fuera de punta, por lo cual los trenes circulan cada 12 minutos, entre Puerto y Limache. Los días domingos y festivos los trenes pasan, en toda la ruta, en horario punta cada 12 minutos y fuera de horario punta cada 18 minutos. Es por esto que se considerará 12 minutos como el horario de más alta frecuencia que tendrá la extensión de la vía férrea y en base a este número se harán las estimaciones.

Tomando en cuenta la ampliación de la línea, los viajes de metro dentro del nuevo tramo también se debieran realizar cada 12 minutos, por lo tanto, es posible modelar el tráfico que tendrá la línea mediante la frecuencia de 12 minutos de salida de trenes desde Limache hacia La Calera.

En base a estos datos, es sencillo calcular cuántos trenes estarán circulando por la nueva extensión, usando la fórmula

$$Tl = \frac{L + \varepsilon L}{V}$$

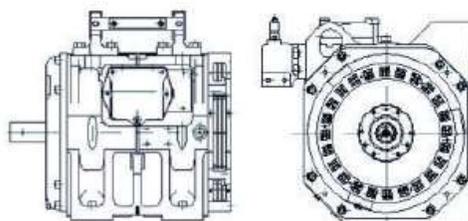
Donde TL es el tiempo que toma al tren recorrer la línea, L es el largo de la línea, V la velocidad del tren y  $\varepsilon L$  es una variable aleatoria que permite darle una componente estocástica a los tiempos de viaje, pero que para efectos iniciales y tomando en cuenta que se trata de sobredimensionar la S/E para poder ampliar su margen de funcionamiento en base a cualquier eventualidad que pueda ocurrir, es que se tomará como 0.

Así tomando la velocidad promedio de 60 km/Hr., un tramo de distancia de 26,9 Km y aproximadamente un minuto de parada en cada una de las 3 nuevas estaciones que se comprenden en

la extensión del recorrido sin considerar la última parada en La Calera, se obtiene como resultado un tiempo aproximado de 33 minutos para recorrer la línea completa tiempo suficiente para que entren 2 trenes más a la línea separados por intervalos de 12 minutos. En base a esto se puede decir que el tramo de ida de la línea estará siendo recorrida por 3 trenes, mientras que lo mismo estará pasando con el tramo de vuelta de la línea, con lo cual la S/E tendrá que estar alimentando a aproximadamente 6 trenes al mismo tiempo (considerando una sobre estimación).

A continuación, se muestra el tipo de motor que utilizan los modelos de tren X'trapolis de Merval:

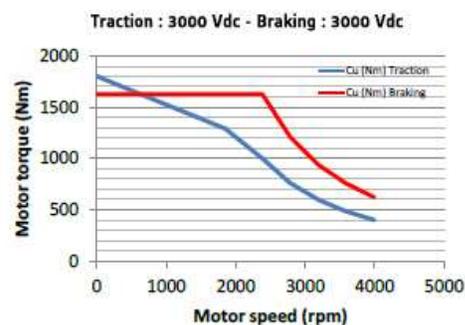
### 4 ECA 1836 A



#### MAIN FEATURES

- exists in both 3000 V DC and 1500 V DC power supply
- nearly 1000 motors operated on suburban train X'Trapolis in Chile and Australia

#### TRACTION MOTOR CHART



#### MAIN MOTOR CHARACTERISTICS

Traction motor type designation	4 ECA 1836 A
Technology	Asynchronous
Power rating	180 kW @ 2,000 rpm
Continuous torque	860 N.m
Mechanical transmission	Coupling
Cooling system	Self-ventilated
Closed/Open	Open
Outline: width x height x length (mm)	507 x 520 x 577
Weight (kg)	740

Figura 3-1: Características del motor ECA 1836 A (fuente: <http://Alstom.com>)

Se sabe que los trenes de Merval funcionan con 3 Kv los cuales alimentan a sus cuatro motores de inducción que consumen una potencia de 180 KW cuando el tren viaja a una velocidad de 60 Km / hora, por lo que con 6 trenes funcionando en el trayecto, la potencia peak de consumo en todo el tramo bajo estos cálculos no sobrepasa los 4,4 MW, por tanto, la SER debe ser capaz de proveer un suministro eléctrico a la catenaria con una capacidad mínima de 4,4 MW.

Situación que se satisface utilizando una S/E muy similar a las que ya ocupa Merval en sus instalaciones actuales, tomando en cuenta incluso un 20% por encima del valor requerido, por lo que la capacidad de la subestación rectificadora para alimentación de este nuevo tramo debe ser igual a las que ya tiene Merval, la cual está especificada en el punto anterior, mostrando los valores:

(Suponiendo que la S/E se alimenta también de la línea de 44 Kv suministrada por la subestación El Sol)

- Tensión de entrada 44 Kv / Tensión de salida 3 KVCC
- Grupos de rectificación: 2
- Potencia nominal: 3 MW por grupo.

Con estos antecedentes se concluye que la nueva subestación soportará un ritmo de carga muy similar al de las subestaciones ya usadas por Merval, con lo que la capacidad de esta será la misma que las S/E de Portales, El Salto y Villa Alemana.

## **3.2 Determinación de la ubicación de la S.E.R.**

### **3.2.1 Parámetros físicos de la línea.**

La nueva extensión tiene una longitud de 26.9 Km, los cuales se distribuyen desde Limache hasta San Pedro (app.10 Km) y luego desde San Pedro hasta La Calera (App. 16.9 Km).

Se menciona la localidad de San Pedro debido a no solo su ubicación estratégica para el recorrido, sino que también a que ya hay una subestación eléctrica en ese lugar, la cual solo debiera ser modificada o adaptada a la nueva necesidad de consumo en la extensión de metro.

### **3.2.2 Ubicación óptima.**

De acuerdo al punto 3.1, la ubicación más conveniente para la S/E sería la localidad de San Pedro, en donde ya se cuenta con una instalación de este tipo con posibilidades de acceder al suministro mediante una línea de alimentación de 44 Kv.

En cuanto a los costos de la S/E, resulta más rentable usar ya una estructura y un terreno que posee una instalación de este tipo, antes de empezar de cero, detalles que se presentarán más adelante en el capítulo de información económica.

En cuanto al impacto ambiental también se observa una considerable disminución de este al usar la S/E de San Pedro, ya que no se estará afectando a nuevos lugares, si no que se utilizará un lugar en donde el ambiente tanto ecológico como social ya están mimetizados con la subestación, detalles que también se especificarán más adelante en el apartado de "estudio del impacto ambiental".



Figura 3-2: Antigua subestación San Pedro (fuente: <http://facso.uchile.cl>)

### 3.3 Componentes de la subestación

En este apartado se procede a enumerar y explicar cuáles serán los componentes que se utilizará en el diseño de la subestación de tracción y cuáles son sus principales características tales como pros y contras de cada uno y la decisión final de uso de estos elementos.

### 3.4 Grupo rectificador.

Se comienza el análisis con uno de los elementos más importantes de la subestación, el cual es el encargado de suministrar la energía rectificada a la catenaria en la forma que el material rodante lo necesita.

Se sabe que estos grupos rectificadores están formados por componentes semiconductores los cuales permiten la modificación de una onda alterna en continua con un cierto valor de rizado.

Para definir cuál de estos distintos tipos de semiconductores es el más apropiado para esta aplicación, es necesario nombrar las características de cada uno de los semiconductores disponibles y luego tomar la decisión de cual será usado.

### 3.4.1 Tipos de semiconductores a emplear.

En la actualidad se cuenta con dos tipos de semiconductores, diodos y tiristores, pero el más adecuado a este tipo de aplicaciones es el diodo y ahora se explica por qué.

Es importante destacar que se debe elegir un tipo de semiconductor que soporte los regímenes de funcionamiento que impone una subestación rectificadora.

Para la elección del tipo de semiconductor se considerarán los siguientes aspectos:

- Grado de calidad del suministro que se desea para la S/E
- Apropiado funcionamiento acorde al régimen de trabajo de la S/E

### 3.4.2 Diodos.

El diodo de potencia es actualmente utilizado en estas aplicaciones de rectificación para sistemas de tracción, es uno de los más sencillos dispositivos semiconductores.

A grandes rasgos se puede decir que el diodo conduce polarizado en directa cuando la tensión ánodo cátodo es positiva y pasa a corte (polarizado en inversa) cuando esta misma es negativa. Se puede modelar como un circuito abierto cuando está en corte (diodo ideal).

Ventajas de la utilización de diodos como dispositivos semiconductores.

- Presentan un menor costo económico puesto que al ser dispositivos no controlables no se precisa de un sistema de control que los active.
- Permiten trabajar con niveles de tensión y corrientes elevados con lo que pueden utilizarse perfectamente para aplicaciones desde pequeña a gran potencia.

Desventajas de la utilización de diodos:

- Otorgan poca flexibilidad dado que no pueden ser controlados a voluntad
- A pesar que están diseñados para trabajar con niveles de tensión y corriente grandes, no pueden ser empleados en aplicaciones que requieran niveles de frecuencia media o altas, pero no se aplica al caso.

### 3.4.3 Tiristores.

Este semiconductor es muy similar al diodo, con la diferencia que posee una entrada de control, la que comúnmente es denominada puerta, por la cual se introduce la señal de control del dispositivo. El funcionamiento del tiristor es muy parecido al del diodo, se diferencian principalmente en que el tiristor funciona como un interruptor controlado. Esto significa que con un sistema de control apropiado se puede decidir en qué momento conduce o no conduce corriente el dispositivo. Para esto el tiristor tiene un terminal más que el diodo, por el cual se puede controlar su funcionamiento. Se

reitera que para poder controlar este proceso se requiere de un circuito de control apropiado para la instalación en cuestión.

Para este tipo de aplicaciones no tiene sentido utilizar tiristores, por lo cual se continúa el diseño con diodos.

### 3.4.4 Cantidad de pulsos del grupo rectificador.

Un parámetro muy importante a la hora de definir un sistema de rectificación es el número de pulsos que este va a tener.

Dependiendo de este valor está la calidad de onda en continua y la aparición de más o menos armónicos en el sistema.

Por lo general cuando se trata de lograr sistemas de un número de pulsaciones alto, se usan rectificadores de menos pulsos superpuestos entre sí para lograr los más grandes.

A continuación, se analizarán ventajas e inconvenientes de cada uno de los rectificadores disponibles para esta aplicación.

### 3.4.5 Rectificador de seis pulsos.

Este rectificador se compone de 6 diodos unidos como se muestra en la figura 1.

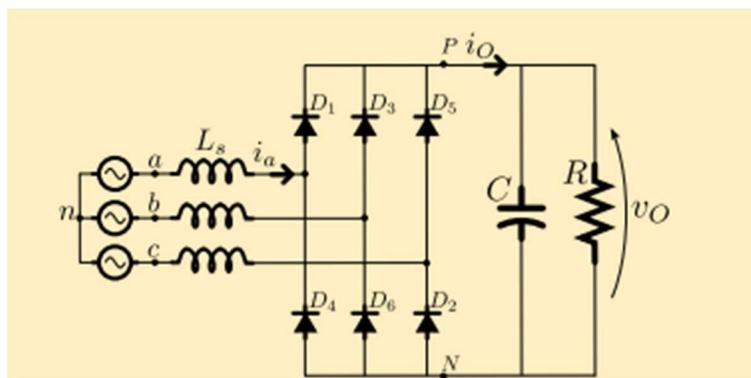


Figura 3-3: Rectificador de 6 pulsos (fuente: <https://www.uah.es>)

Las principales características de este rectificador son:

- Consume potencia instantánea constante
- Presentan un rizado mucho menor que el de la versión de 3 pulsos
- Son capaces de manejar alta potencia.
- Su costo es menor que el de un rectificador de doce pulsos, pero presenta armónicas del orden de 5, 7; 11, 13; 17, 19;

- Se puede tener dos de este tipo para repartir la potencia en la línea y/o trabajar de manera alterna

El funcionamiento de este tipo de rectificador se muestra en la figura 2:

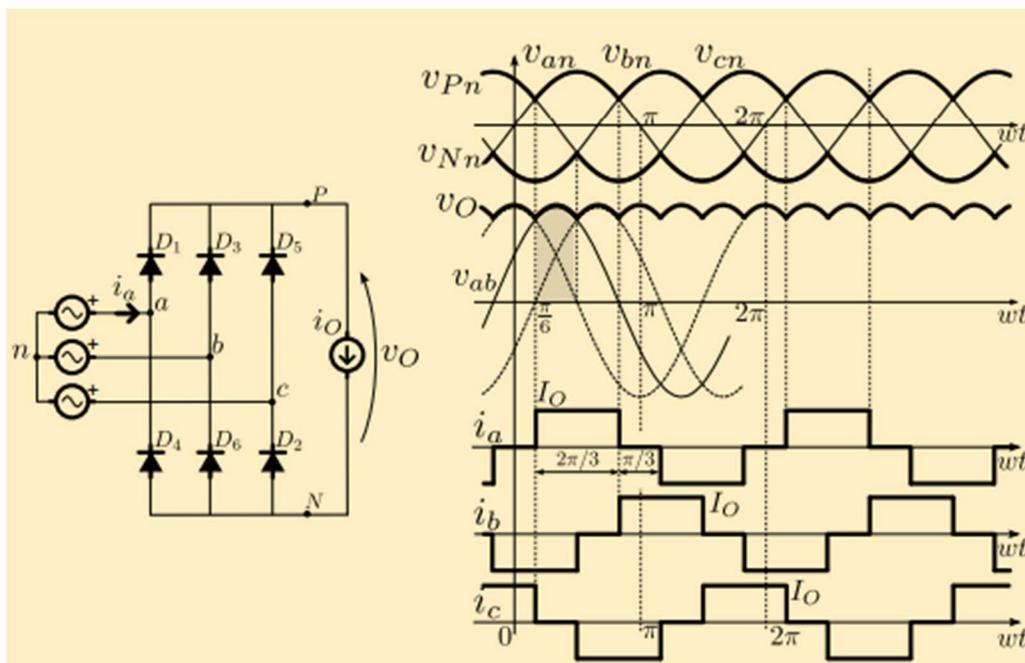


Figura 3-4: funcionamiento del rectificador de 6 pulsos (fuente: <https://www.uah.es>)

Se puede observar la buena calidad de la forma de onda a la salida del rectificador. También es importante mencionar que este rectificador funciona conduciendo en cada grupo el diodo con mayor tensión ánodo-cátodo.

Para usar este tipo de rectificadores y por la potencia necesaria para la red es que sería conveniente tener dos grupos rectificadores de 3 MW c/u, siguiendo también con las especificaciones ya usadas en las otras S/E controladas por Merval para alimentar las zonas ya mencionadas.

Lo anterior se logra conectando dos rectificadores de 6 pulsos en paralelo, alimentando a la catenaria, cada uno con las mismas especificaciones, para obtener una forma de onda homogénea y con una mayor fiabilidad del sistema.

### 3.4.6 Rectificador de doce pulsos.

Para lograr este tipo de rectificador, se conectan dos puentes de Graetz de 6 pulsos en serie o en paralelo, uno con conexión delta-estrella y otro con conexión estrella-estrella como se puede ver en la siguiente imagen.

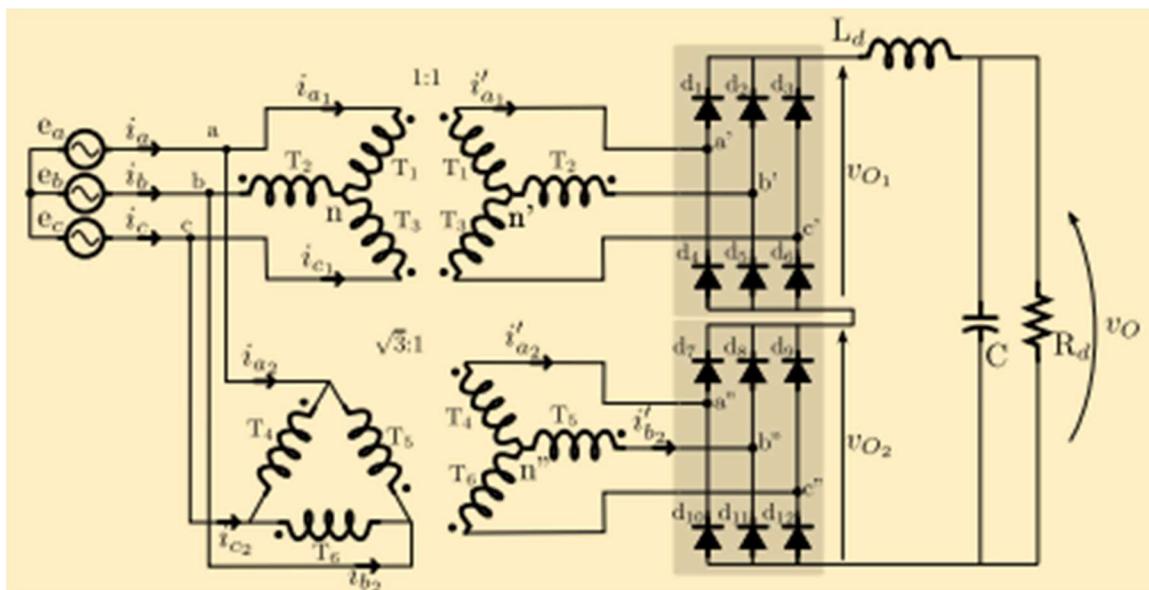


Figura 3-5: Esquema del rectificador de doce pulsos conexión serie (fuente: <https://www.uah.es>)

La utilización de este tipo de rectificador sería más conveniente desde el punto de vista de la reducción de armónicos en la red y del rizado que se obtiene en la señal de salida.

El funcionamiento de este tipo de rectificador se puede ver en las siguientes figuras:

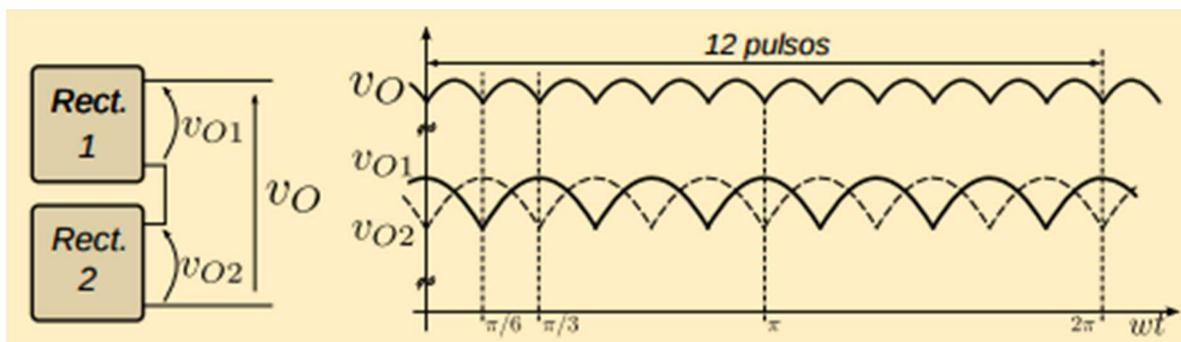


Figura 3-6: Forma de onda del voltaje a la salida del rectificador de 12 pulsos (fuente: <https://www.uah.es>)

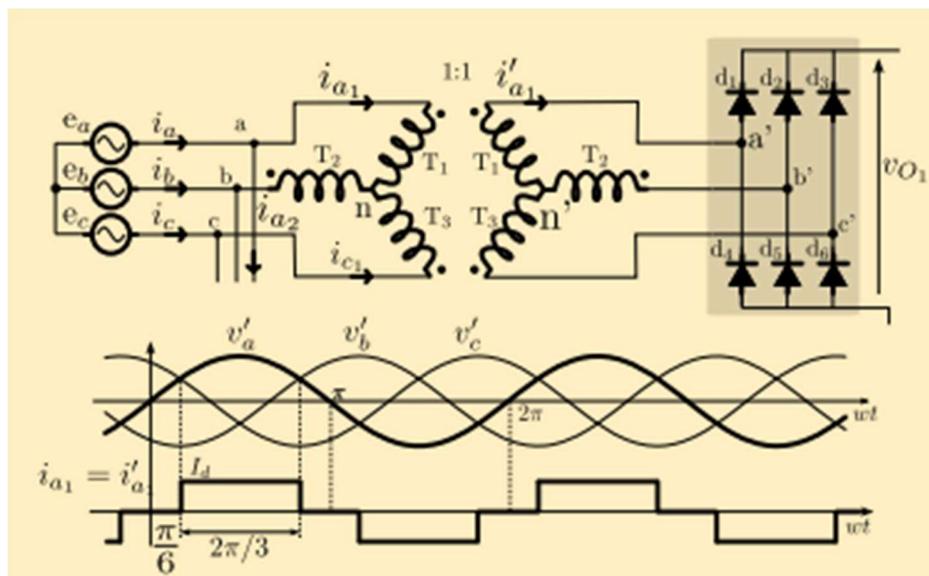


Figura 3-7: Forma de onda y corriente a la salida del puente Graetz en estrella (fuente: <https://www.uah.es>)

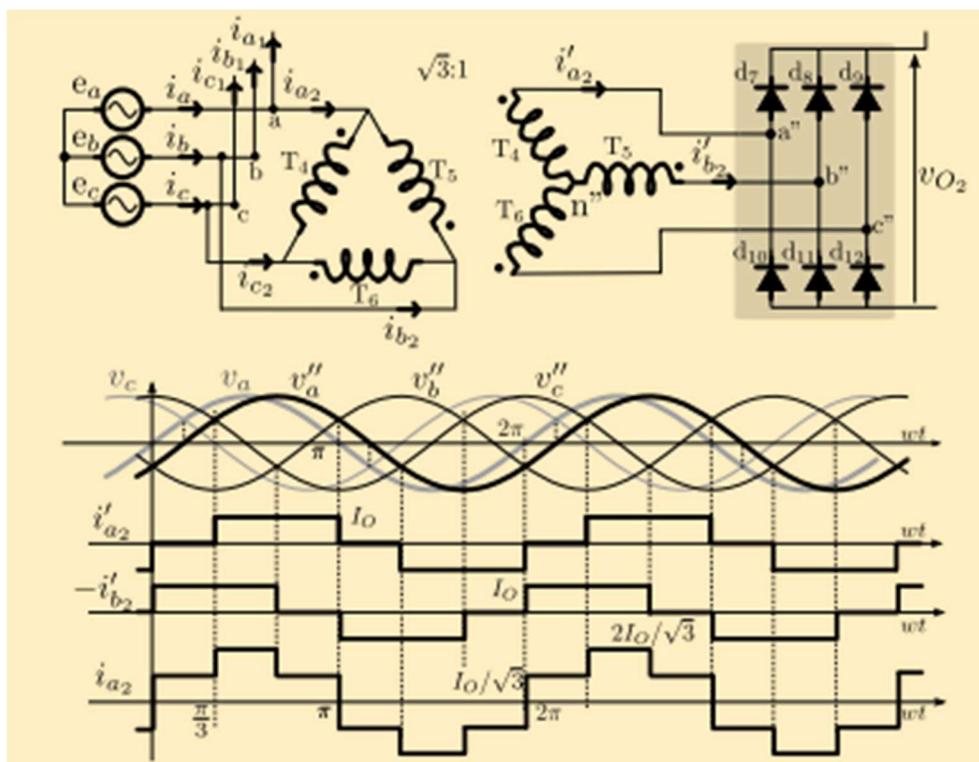


Figura 3-8: Forma de onda a la salida del puente de Graetz conectado en delta (fuente: <https://www.uah.es>)

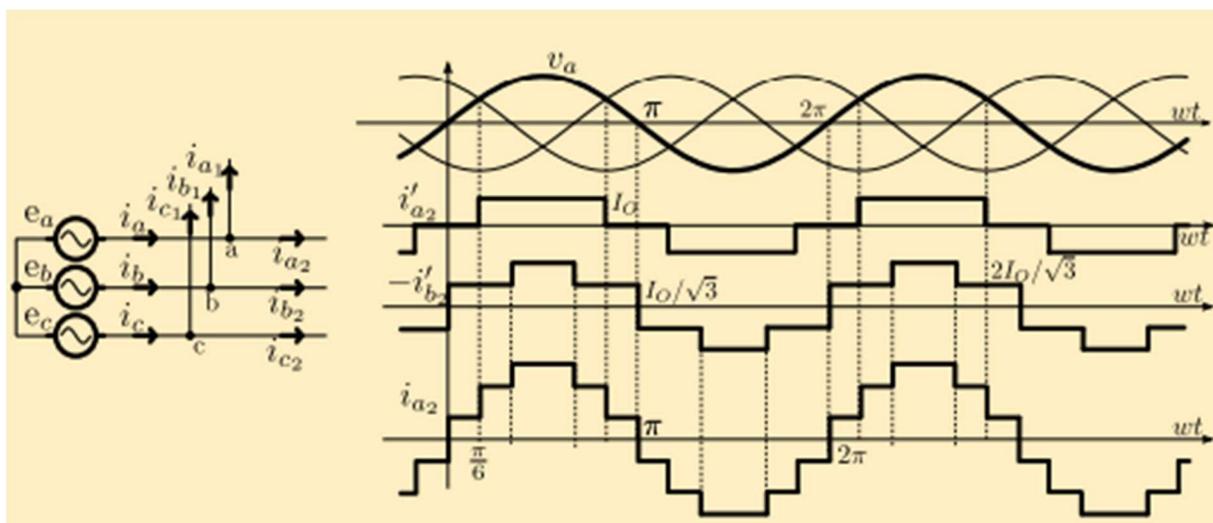


Figura 3-9: Forma de onda de las corrientes a la salida del rectificador de 12 pulsos (fuente: <https://www.uah.es>)

Se puede observar que la forma de onda de los voltajes tiene un menor rizado y también una menor distorsión ocasionada por los armónicos, ya que este tipo de rectificador produce armónicos múltiplos de doce, los cuales causan un menor impacto en la red tanto alterna como continua.

### 3.4.7 Elección del grupo rectificador.

Para rectificar la onda desde el transformador de potencia hasta la catenaria, se ha escogido trabajar con dos rectificadores puentes de Graetz de 3 MW, los cuales están conectados uno a cada secundario del transformador de potencia.

El motivo de esta elección es básicamente el hecho de poder asegurar una mayor estabilidad del servicio. Se mencionó anteriormente que el modelo de rectificador de 12 pulsos producía armónicos de un mayor orden y por tanto repercuten de menor manera en la red, con esto se logra reducir el costo del filtro de armónicos, pero este rectificador tiene la desventaja de utilizar los dos puentes de Graetz en serie, lo cual deja el sistema completamente fuera de servicio en caso de una avería en alguno de los dos rectificadores. Este es el principal motivo de la elección de los dos rectificadores funcionando de manera simultánea.

Se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones acerca de la conexión en paralelo de rectificadores:

Esta asociación se emplea para conseguir más altas corrientes. Para que se puedan conectar en paralelo dos rectificadores, hace falta que, en vacío, suministren la misma tensión rectificada. Para que se distribuyan de manera homogénea la corriente total entre ellos es preciso que cada uno de ellos, a plena

carga, tenga la misma caída de tensión. Las condiciones para la conexión en paralelo de dos conjuntos transformador-diodos, presentan analogías con la conexión en paralelo de transformadores. Sin embargo, la corriente que suministra el rectificador no se puede invertir. Es por esto que se precisa que los dos secundarios del transformador tengan las mismas características (número de vueltas, conexión, impedancia de cortocircuito, etc.).

Si los dos rectificadores conectados en paralelo utilizan el mismo esquema, suministraran tensión rectificada del mismo índice de pulsación formadas por cúspides de senoide en fase, las dos condiciones que deben cumplirse son:

- Para que los dos rectificadores contribuyan por igual, a partir de pequeñas cargas, los valores medios de las tensiones rectificadas en vacío deben ser iguales.
- Para que los dos rectificadores se repartan la corriente total hace falta que las características de tensión sean idénticas si están trazadas en función de  $I_{d1}/I_{d1nom}$  e  $I_{d2}/I_{d2nom}$ .

Luego cada rectificador de 6 pulsos cuenta con:

- Una conexión independiente a los devanados secundarios de sus respectivos transformadores.
- 3 MW de potencia cada uno.
- Tecnología NP+1.
- Protección ante sobre intensidades.
- Protección contra sobre tensiones.

### **3.4.8 Protecciones del grupo rectificador:**

Los circuitos de rectificación pueden llegar a necesitar una protección, sobre todo cuando se está tratando con medias y altas potencias, como es el caso. La protección se realiza para evitar sobretensiones y sobreintensidades. Dependiendo sobre que causa se va a proteger, se aplicarán fusibles o condensadores, o se usarán los dos, todo dependerá de las necesidades y el presupuesto.

Protección contra sobreintensidades: para la protección contra sobreintensidades, se usarán fusibles, los cuales aislarán del circuito al diodo averiado mediante la fundición del fusible. Aparte de utilizar la configuración NP+1 que asegura una mayor fiabilidad al sistema.

Protección contra sobretensiones: debido al uso de diodos, se tiene que se pueden provocar fuertes picos de tensión en el interior de los mismos, llamados tensiones inversas. Estas tensiones forman parte de las características naturales de los semiconductores, para protegerlos se utilizan condensadores. Las tensiones inversas se forman por los cambios continuos y rápidos de estado en los semiconductores, de conducción a bloqueo. El condensador lo que hace es absorber dichas puntas de tensión. Se pueden conectar de dos formas, un condensador a la salida del grupo rectificador o tres condensadores uno entre cada una de las líneas de entrada del rectificador.

### 3.4.9 Grupo rectificador escogido.

Se ha decidido trabajar con el grupo de rectificadores de la marca Sécheron, principalmente porque el diseño de sus equipos se basa en semiconductores probados y de tamaño ideal, que ofrecen unas prestaciones y una fiabilidad particularmente alta. Todos sus componentes son intercambiables.

Estos rectificadores cuentan con:

- Diseño compacto
- Adaptabilidad: conexión eléctrica desde la parte superior o inferior de la celda.
- Facilidad de acceso a los componentes para facilitar su mantenimiento.
- Son una solución fiable, robusta y de alta calidad.
- Cuentan con autoventilación
- Cumplen con la normativa vigente para rectificadores de tracción (IEC146-1-1, EN50328 y ANSI C34.2), superando todas las pruebas de dichas normas.
- Cuentan con protección frente a sobre tensiones, sobretensión interna: durante el apagado, la corriente de carga del diodo no deja de fluir inmediatamente, sino que avanza brevemente en dirección inversa como corriente de recuperación inversa. Este corriente pico de recuperación inversa causa un pico de tensión que es eliminado por un circuito Snubber individual montado en paralelo con cada diodo.
- Sobretensión externa: la sobretensión externa se debe básicamente a la caída de rayos sobre la línea. El rectificador cuenta con un filtro RC en el lado de CC capaz de absorber una subida de tensión notable.
- Protección frente a cortocircuitos: estos rectificadores de tracción están diseñados para soportar cortocircuitos externos sin daños hasta la apertura del disyuntor de MT. El rectificador con fusibles y tecnología NP+1, cuentan con varios diodos en cada rama más uno adicional (4 diodos por rama, 48 diodos en total), el diodo averiado se aislará del circuito fundiendo el fusible correspondiente, de lo que da fe el propio micro contacto del fusible. Tras fundir el fusible, el rectificador no queda fuera de funcionamiento.
- Protección frente a sobrecarga: los diodos del rectificador están protegidos frente a las sobre temperaturas por medio de termostatos montados en disipadores térmicos (umbrales de alarma y disparo).

A continuación, se muestra una tabla con la selección en su gama:

**Gama de rectificadores**

Para poder satisfacer todas las necesidades de los clientes, Sécheron dispone de una amplia gama:

Gama de rectificadores estándar			
Tensión de CC asignada [V]	750	1500	3000
Corriente asignada [A]	Hasta 6000	Hasta 4000	Hasta 3000
Sobrecarga	Clase VI según EN50328 / IEC 60146 (otras bajo demanda)		
Máx. Temperatura ambiente [°C]	40 sin desclasificación		
Tensión máxima inversa del diodo [V]	2200	4500	4500
Altitud máxima [m]	1000 sin desclasificación		
Clase IP	IP20 hasta IP21 / IP30 hasta IP32 / IP40		
Altura [mm]	2200		
Anchura [mm]	800 a 3200	800 a 3200	1200 a 2400
Profundidad [mm]	1400		

Tabla 3-1: Selección del grupo rectificador (fuente: <http://secheron.com>)

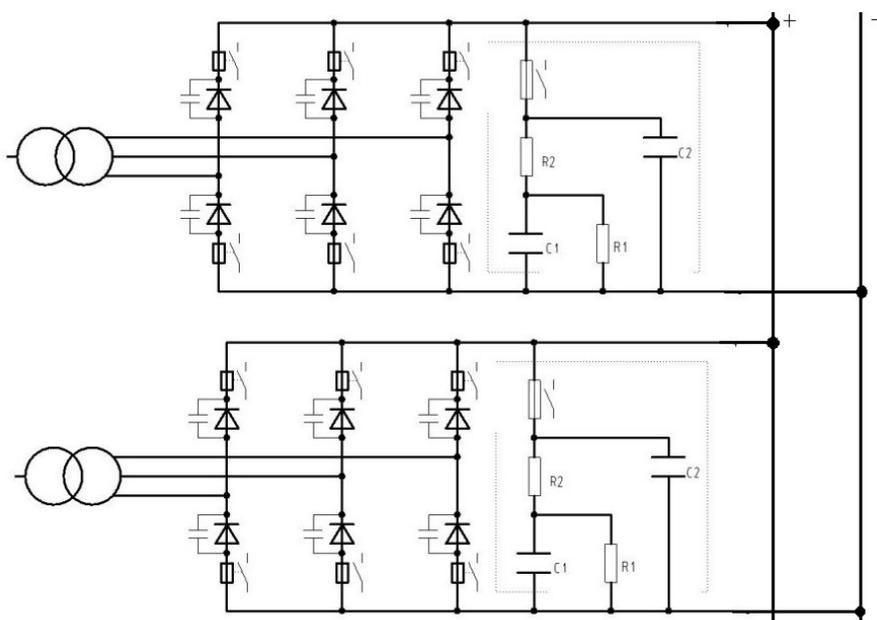


Figura 3-10: Esquema de la conexión de los rectificadores puentes de Graetz (fuente: <http://secheron.com>)

**Rectificador desconectable:**

- Alta potencia
- Fácil mantenimiento



Figura 3-11: Rectificador desconectable de Sécheron, catálogo de Rectificadores de tracción (fuente: <http://secheron.com>)

### 3.5 Transformadores.

En este apartado se procede a elegir uno de los elementos más fundamentales de una subestación rectificadora de tracción, los cuales son los transformadores, aparatos encargados de cambiar la tensión usada para transmitir la energía, a una tensión que se pueda usar para rectificar y posteriormente entregar a la catenaria, en este caso, bajar el voltaje de las líneas principales de entrada a la S/E.

En este proyecto se tienen 3 diferentes transformadores que deben ser dimensionados y elegidos acordes a su funcionamiento y especificaciones a cumplir.

#### 3.5.1 Transformador de potencia.

El transformador de potencia es la maquina o dispositivo más importante de una subestación, pues se encarga de cambiar las características eléctricas de tensión y corriente a la entrada para adaptarlas a los niveles de tensión y de corriente requeridos para las salidas y consumo de las cargas.

Por lo general, un transformador se divide en tres partes:

- Parte activa.
- Parte pasiva.
- Accesorios.

La parte activa está compuesta por aquellos elementos que se encargan de la conversión de las características de la energía eléctrica del devanado primario al secundario. Está compuesta por el núcleo que es el circuito magnético del transformador cuyo cometido es hacer de medio de transporte al flujo magnético que viaja a través de este hasta las bobinas del secundario y las bobinas que son el circuito eléctrico y permiten la creación de un campo magnético variable.

La parte pasiva está compuesta por el tanque que aloja los componentes de la parte activa. Es importante citar que el tanque solo aparece en el caso de los transformadores en baño de aceite. Este elemento se encarga de proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, además de facilitar puntos de apoyo para su transporte, soportar las bombas de aceite, ventiladores, accesorios, etc.

Por último, los accesorios son los dispositivos que ayudan en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

A continuación, se hace un análisis pormenorizado de los tipos de transformadores que existen en cuanto a su aislamiento y una vez evaluados las ventajas e inconvenientes de cada tipo, se deliberará la solución adoptada justificando el motivo de la elección.

### **3.5.2 Tipo de transformador.**

Para elegir este elemento se tiene a disposición dos tipos de transformadores para aplicaciones de media tensión, estos son los siguientes:

### **3.5.3 Transformadores de potencia en baño de aceite.**

El bajo costo, la elevada rigidez dieléctrica y la posibilidad de recuperación aun después de estar sometidos a situaciones dieléctricas excesivas, hacen del aceite mineral el material aislante más ampliamente utilizado en transformadores. El aceite se refuerza con aislamientos sólidos de varias maneras.

El aislamiento principal, generalmente presenta barreras de aislamiento sólido alternando con espacios de aceite. El esfuerzo sobre el aceite es del 50% al 100% superior que el esfuerzo sobre el aislamiento sólido, debido a la constante dieléctrica relativamente baja del aceite. Por consiguiente, la sollicitación del aceite limita la rigidez de la estructura. Los pequeños conductos de aceite pueden soportar sollicitaciones más altas que los grandes conductos. Así barreras sólidas, convenientemente espaciadas, permiten una mejor utilización del espacio.

El aislamiento entre bobinas adyacentes generalmente es sólido, para proporcionar un soporte mecánico y dar una rigidez dieléctrica relativamente elevada respecto a las tensiones transitorias elevadas de corta duración. El aislamiento sólido a veces se usa entre capas de un devanado o entre devanados.

El aislamiento sólido de gran espesor se usa en los terminales de alta tensión en zonas de concentración de esfuerzos dieléctricos. La constante dieléctrica relativamente elevada del material sólido hace que la sollicitación del sólido sea sólo la mitad o las dos terceras partes de la que habría si el aceite ocupara el mismo espacio.

La mayoría de los materiales de aislamiento sólido usados en los transformadores de potencia son porosos, permitiendo eliminar, mediante el vacío, los gases y agua vaporizada, así como conseguir el relleno de todas las cavidades e intersticios con aceite. Cualquier pequeña cantidad de gas dejada inadvertidamente en el campo dieléctrico sufre una elevada sollicitación dieléctrica (dos veces la que tendría el aceite) debido a la baja constante dieléctrica del gas.

Los materiales sólidos usados frecuentemente incluyen el papel impregnado con aceite, el papel impregnado con resinas, el cartón prensado, la madera tratada con aceite al vacío y los esmaltes.

En conclusión, el transformador con aislamiento de aceite provee una robustez y una aislación de muy buen nivel, convirtiéndolo en la opción conveniente a la hora de instalar en intemperie.



Figura 3-12: Transformador de potencia con aislamiento de aceite (fuente: <http://gbeonline.com>)

### 3.5.4 Transformador de aislamiento en seco.

Los transformadores secos son utilizados ampliamente en áreas metropolitanas (edificios públicos, oficinas, subestaciones de distribución) y también para aplicaciones industriales

Estos transformadores son ideales para estas aplicaciones puesto que pueden ser ubicados cerca del punto de utilización de la energía lo cual permitirá optimizar el sistema e diseño minimizando los circuitos de baja tensión y alta intensidad con los correspondientes ahorros en pérdidas y conexiones de baja tensión. Los transformadores secos son medioambientalmente seguros, proporcionan un excelente comportamiento a los cortocircuitos y robustez mecánica, sin peligro de fugas de ningún tipo de líquidos, sin peligro de fuego o explosión y son apropiados para ser instalados tanto en interior como a la intemperie. En muchos países es obligatorio instalar transformadores secos cuando las subestaciones están situadas en edificios públicos.

Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío están diseñados a prueba de humedad y son adecuados para funcionar en ambientes húmedos o muy contaminados. Son los transformadores idóneos para funcionar en ambientes que presenten una humedad relativa superior al 95% y en temperaturas por debajo de los -25°C.

Resumiendo, algunas de sus características:

- Son los que menos espacio necesitan.
- Los que menos trabajo de ingeniería civil precisan.
- No requieren características de seguridad especiales (detección de incendios).
- Prácticamente exentos de mantenimiento.
- Una vida útil de los transformadores más larga gracias a un bajo envejecimiento térmico.
- Puede instalarse cerca del lugar de consumo reduciendo las pérdidas de carga.
- Un diseño óptimo sujeto a mejoras constantes, tan pronto como se dispone de nuevos materiales.
- Son seguros y amigables con el medio ambiente.
- No tienen riesgo de fugas de sustancias inflamables o contaminantes.
- Sin peligro de incendio.
- Alta resistencia a cortocircuitos.
- Gran capacidad para soportar sobrecargas.
- Alto reciclado (cerca del 90%).

Los transformadores de tipo seco encapsulado al vacío ABB varían desde los 50 KVA hasta los 30 MVA con tensiones de trabajo de hasta 52 Kv.

En conclusión, para una utilización dentro del inmueble de la subestación, lo más conveniente es ocupar este tipo de dispositivos.



Figura 3-13: Transformadores de tipo seco (fuente: <http://gbeonline.com>)

### 3.5.5 Elección del transformador de potencia.

Para bajar la tensión de las líneas de entrada a la S/E hasta el rectificador, se ha decidido usar dos transformadores con aislamiento en baño de aceite, los cuales irán instalados al exterior del edificio de continua, en el patio de alterna, dichos transformadores serán independientes entre sí, pero ambos contarán con el mismo nivel de tensión de entrada, los mismos niveles de tensiones a la salida de sus secundarios y la misma potencia de operación (3MVA cada uno). Luego cada transformador estará alimentando a un grupo rectificador de iguales características entre sí, otorgando así una mayor confiabilidad en cuanto a la disponibilidad del suministro, como también la posibilidad de operar solo con uno de los transformadores en momentos de bajo consumo del sistema.

Esto debido a las siguientes razones:

- El costo de instalación de dos transformadores de potencia en la zona de intemperie de la subestación resulta menor que el costo de la utilización de uno o dos transformadores tipo seco. (App 62,5 MM\$ V/S 95,5 MM\$).
- Al tener dos transformadores funcionando de manera independiente, se puede asegurar una mayor confiabilidad en la entrega del servicio, dado que la falla de uno de los dispositivos no implica la desconexión del otro ni tampoco la pérdida de toda la energía en la catenaria.
- El transformador con aislamiento en baño de aceite posee una mayor robustez que el transformador de aislamiento en seco y está diseñado para ser instalado en intemperie, funcionando de manera correcta bajo estrictas condiciones climáticas. (No es el caso en la comuna de San Pedro, pero si otorga mayor seguridad frente a eventuales eventos climáticos).

### 3.5.6 Tipo de conexión para los transformadores.

Básicamente existen 4 tipos de conexiones con los transformadores trifásicos, ya sea formado a partir de tres transformadores monofásicos o de un solo transformador trifásico como en este caso. A continuación, se exponen los distintos tipos de conexión y sus características para la posterior elección del más adecuado para este proyecto.

- Conexión delta-delta: Este tipo de conexiones se utiliza mucho en autotransformadores, cuando se quiere recuperar la caída de tensión por longitud de los alimentadores, debido a la distancia del circuito alimentador, se tiene una caída de voltaje de suministro, por lo que resulta necesario transformar esa energía para recuperar las pérdidas. No es el caso presente.
- Conexión delta-estrella: Este tipo de conexión no presenta muchos inconvenientes y es ampliamente usado como conexión para transformadores elevador al principio de la línea y no al final, porque cada fase del devanado primario ha de soportar la tensión entre fase de red. Entre sus principales ventajas se puede destacar que es muy útil para elevar el voltaje a un valor muy alto, al producirse un desequilibrio en la carga, no motiva asimetría de flujo, por producirse un reparto entre las tres columnas del primario. No es el caso presente.
- Conexión estrella-estrella: Esta conexión solo se utiliza cuando el neutro del primario puede unirse eficazmente al neutro de la fuente. Si los neutros no están unidos, la tensión entre línea y neutro resulta distorsionada (no senoidal). Por tanto, no es el más adecuado para este caso.
- Conexión estrella-delta: La conexión estrella-delta se utiliza generalmente para bajar de un voltaje alto a uno medio o bajo. No presenta problemas con los componentes en sus voltajes de terceros armónicos, puesto que se consume una corriente circulante en el lado de la delta, es conveniente para transformadores reductores de tensión, debido a las características inherentes de los enrollamientos en estrella para altas tensiones y de los enrollamientos en triángulo para las bajas tensiones, el neutro del primario se puede conectar con la tierra y es bastante estable respecto de cargas desequilibradas, debido a que la parte delta redistribuye cualquier desequilibrio que se presente.

Habiendo mencionado las anteriores descripciones, se procede a escoger el grupo de conexión para los tres transformadores que irán instalados dentro de la subestación, el cual debido a la característica de bajada de tensión que tienen en común estos tres dispositivos, será la conexión estrella-delta, es decir, el primario del transformador será conectado en estrella aterrizado, el secundario se conecta en delta y el terciario también en delta. Más específicamente la conexión "YnD11".

Esta elección se justifica debido a que la conexión estrella-delta presenta un buen comportamiento para transformadores de bajada de tensión (Como es el caso), aparte de tener la facultad de que la corriente de línea es un 73% mayor que la corriente de fase, otorgando así una mayor capacidad de corriente sin necesidad de forzar las fases. El voltaje de entre líneas es el mismo que de fase, por tanto, el valor a escoger será el que otorgue la tensión promedio de salida del rectificador.

### 3.5.7 Potencia nominal de los transformadores escogidos.

El transformador destinado a bajar la tensión para la posterior rectificación, será un transformador de aislamiento en baño de aceite. En el punto 3.1 "requerimientos energéticos" se determinó que para el correcto funcionamiento de la electricidad en la vía férrea era necesario una energía mínima de 4,4 MVA, valor que se proyecta sobredimensionado (en base a los valores que utiliza Merval actualmente 6 MVA). Se debe tener en cuenta que se trata de dos transformadores trifásicos de dos devanados cada uno, los cuales cumplirán con las siguientes características:

- Potencia nominal primario: 3MVA.
- Potencia nominal secundaria: 3MVA.
- Tensión nominal: 44/2.3 Kv.
- Conexión: Ynd11.
- Bobinados de cobre.
- Tensión relativa de cortocircuito primario-secundario: 10%.
- Nivel de aislamiento de los bobinados primarios: >60 Kv
- Tensión soportada a frecuencia industrial (primario): 90 Kv
- Tensión soportada ante impulso tipo rayo (primario): >300 Kv
- Nivel de aislamiento del secundario: 4.8 Kv
- Tensión soportada a frecuencia industrial (secundario): 18.5 Kv.
- Tensión soportada ante impulso tipo rayo (secundario): 40 Kv.

Con una tensión de 2.3 kv RMS de líneas a la salida del transformador, se logra obtener un voltaje en continuo promedio de:

$$V_{dc} = 3 * \sqrt{2} * \frac{V_{Lrms}}{\pi} = 3 * \sqrt{2} * \frac{2300}{\pi} = 3106.1 \text{ volts DC} \quad (3-1)$$

Valor que resulta adecuado para el funcionamiento de los motores de Merval.

### 3.5.8 Transformador para servicios auxiliares.

Para la alimentación de la red de iluminación, servicios auxiliares y circuito de fuerza en baja tensión, se ha decidido utilizar un transformador trifásico de tres devanados y aislamiento en aceite, el cual estaría instalado en el patio de alterna de la subestación, dicho transformador se ha dimensionado en base a los requerimientos energéticos tanto de la subestación como de las estaciones colindantes, tomando en cuenta un valor de referencia de consumo de 25 KW por edificio, se llega a una suma de 150 KW de demanda eléctrica, valor que se sobredimensiona ligeramente para así asegurar una mayor estabilidad frente a posibles sobrecargas que se puedan presentar ante la simultaneidad de funcionamiento, por lo cual se proyecta un transformador con las siguientes características:

- Potencia nominal primario: 175 Kva.
- Potencia nominal secundaria: 25 Kva.
- Potencia nominal terciario: 150 Kva.
- Tensión nominal: 44/0,4-12 Kv.
- Conexión Ynd11- Ynd11
- Bobinados de cobre
- Tensión relativa de cortocircuito primario – secundario 4%
- Tensión relativa de cortocircuito primario – terciario 4%
- Tensión relativa de cortocircuito secundario – terciario 4%
- Nivel de aislamiento de los bobinados primarios > 60 Kv
- Tensión soportada a frecuencia industrial (primario) 60 Kv
- Tensión soportada ante impulso tipo rayo (primario) > 300 Kv
- Nivel de aislamiento de los bobinados secundarios: 1 Kv – 20 Kv
- Tensión soportada a frecuencia industrial (secundarios): 2,2 Kv – 24 Kv.
- Tensión soportada ante impulso tipo rayo (secundarios): 40 Kv.

### 3.5.9 Transformador para servicios auxiliares de estaciones colindantes.

Como se ha mencionado anteriormente, el transformador que será utilizado para la alimentación de los servicios auxiliares de 5 estaciones de parada de tren, las cuales requerirán de circuitos de fuerza, alumbrado, control y seguridad, etc. Será el transformador de tres devanados descrito en el punto anterior, el cual en su devanado terciario contará con una línea de salida de 12 KV (líneas que utiliza Merval actualmente para estos efectos) la cual recorrerá los casi 25 kilómetros de extensión férrea en los que se emplazan las mencionadas estaciones.

### 3.6 Justificación de la elección de los transformadores.

En este apartado se procede a entregar un resumen del porqué en la elección de cada dispositivo de transformación diseñado para la subestación, tomando en cuenta sus aspectos tanto técnicos como económicos y prácticos.

#### 3.6.1 Transformadores de potencia.

Se menciona en el apartado 3.5.5 que para este dispositivo se ha escogido utilizar dos transformadores de baño de aceite, con una potencia nominal de 3 MVA cada uno de ellos, los cuales estarán instalados en el patio de alterna de la subestación, dado a su robustez y confiabilidad.

Existen otras opciones como para este dispositivo, pero poseen desventajas en comparación al tipo de configuración escogida:

Transformador en de aislamiento en seco de 3 devanados:

- Este tipo de transformador presenta un buen funcionamiento, su uso es confiable y casi no requiere mantención.
- Se puede conectar a los rectificadores en los devanados secundarios y terciarios para así lograr una configuración muy similar a la que se escogido con dos transformadores.
- Su uso queda descartado debido al alto costo que tienen estos dispositivos, también a los niveles de tensión que son capaces de manejar ( $< 52 \text{ Kv}$ ) por lo que el uso de este aparato en la subestación sería a niveles casi extremos de funcionamiento y en caso de producirse una falla en el dispositivo, el grupo de rectificadores quedaría fuera de funcionamiento, dejando la catenaria sin energía en los tramos comprometidos por la S/E.

Dos transformadores de aislamiento en seco al interior del edificio de continua:

- Este tipo de configuración de dos transformadores secos al interior del edificio de continua, uno para cada rectificador, otorga una mayor confiabilidad que la configuración anteriormente mencionada, pero poseen el mismo problema del aumento de costo del proyecto y también su funcionamiento con altos niveles de tensión en el primario lo que puede resultar en un rápido deterioro del dispositivo.

Un transformador de aislamiento en baño de aceite con tres devanados:

- Esta opción parece la más coherente en cuanto a costos, confiabilidad y estabilidad del sistema, pero, a pesar de que este transformador es robusto y apto para la aplicación, sigue siendo débil en confiabilidad, debido a que cualquier falla que ocurra en el dispositivo, deja los dos grupos de rectificación inoperantes.

Dos transformadores de baño de aceite de dos devanados cada uno:

- Esta opción resultó ser la escogida, dado que presenta todas las ventajas de utilizar un dispositivo con aislamiento en aceite, aparte de ser menos costoso que el de aislamiento seco y no tener la deficiencia de que al fallar uno de estos se desconecte todo el sistema, ya

que, en caso de falta, se aísla del sistema la rama del transformador averiado mientras que la otra rama sigue alimentando su rectificador y posteriormente la catenaria.

### **3.6.2 Transformador de servicios auxiliares.**

Para esta aplicación se ha escogido utilizar un transformador de baño de aceite de tres devanados, el cual estará instalado en el patio de continua de la subestación, esto debido a las siguientes razones:

- Esta configuración asegura confiabilidad y estabilidad a la alimentación de los servicios auxiliares tanto de la subestación en sí, como a las estaciones de parada de tren en la extensión férrea.

Existía también la opción de utilizar dos transformadores para estos efectos, uno en seco para los servicios auxiliares de la subestación y otro en baño de aceite para la línea de 12 Kv que alimenta los servicios de las estaciones de parada del tren, pero esta opción se descartó por las siguientes razones:

- Utilizar un transformador en seco para los servicios auxiliares resultaba exagerado porque en la subestación se estima un consumo promedio de 25 KW, el cual al ser suplido por un transformador instalado exclusivamente para estos efectos es una inversión grande y sin sentido.
- Luego tener un transformador de baño de aceite al exterior del edificio de continua para alimentar la línea de 12 Kv que sirve a los servicios auxiliares de las estaciones colindantes, con solo dos devanados, presenta el problema de que no puede prestar energía para los sistemas de la subestación ya que este trafo debe entregar el voltaje mencionado para poder recorrer la línea de casi 25 Kms.
- Luego la mejor opción era combinar estas dos aplicaciones en una, usando un transformador de baño de aceite con tres devanados, el cual será capaz de tener un devanado alimentando los servicios auxiliares de la subestación, mientras que el otro devanado estará destinado a entregar la energía a las estaciones de parada del tren dentro de la extensión férrea de 25 Kms.

## **3.7 Conductores.**

### **3.7.1 Cálculo de los conductores.**

En esta parte se analizará los distintos tipos de conductores disponibles para las instalaciones de alta tensión, tomando en cuenta la conveniencia de cada uno dependiendo del lugar en donde se ubicará.

Actualmente se cuenta con 3 tipos de conductores de uso común en instalaciones eléctricas, los cuales se exponen a continuación.

### **3.7.2 Conductores de aluminio.**

Este tipo de conductores es más económico que el resto, pero sus desventajas son que tienen poca resistencia mecánica y poca dureza.

Pero a pesar de estas desventajas mecánicas, el aluminio utilizado en instalaciones eléctricas es un material muy duradero.

### **3.7.3 Conductores de aluminio reforzados con acero.**

En comparación con los de aluminio, estos conductores presentan una mayor resistencia mecánica y aún siguen siendo más económicos que los de cobre, se utiliza mucho en instalaciones donde las distancias son amplias, como por ejemplo las de subestaciones de alimentación de regiones y ciudades. Es necesario mencionar que, en una instalación de subestación de tracción, las distancias de una subestación a otra no son tan largas como para considerar el conductor por estos motivos.

La gran desventaja de este tipo de conductor es que su capacidad de conducción es reducida en comparación a sus pares (cobre, aluminio) y que es muy propenso a la corrosión, sobre todo en zonas de alta contaminación o zonas cercanas al mar, aunque no es el presente caso.

Por último, cabe mencionar que el peso de este conductor es más elevado en su totalidad al llevar un alma de acero.

### **3.7.4 Conductores de cobre.**

Se sabe que la mayor ventaja del cobre es su alta capacidad de conducción eléctrica. Esto hace que se eleve en esta característica por sobre los otros.

Por desgracia su costo es bastante más elevado que el del resto de las opciones, aparte de no tener una buena resistencia mecánica, lo que los descarta de ser utilizados como conductores desnudos en líneas eléctricas aéreas.

### **3.7.5 Elección de los conductores.**

Dependiendo del uso al que van a ir destinados, la solución para los conductores que serán conectados en distintos tramos de la subestación se resume a continuación:

- Conductor de aluminio-acero: estos conductores serán los encargados de conectar la línea aérea alterna de entrada a la subestación (conductores de entrada e interconexión entre dispositivos).
- Conductores de cobre: Serán los encargados de la conexión de salida del transformador de potencia y también el positivo y el negativo que llevarán energía desde la S/E hasta la catenaria.

A continuación, se entrega una justificación de la elección de conductores para cada caso.

### **3.7.6 Elección de los conductores para la acometida aérea en alterna.**

Esta elección es la de aluminio-acero debido a que las líneas eléctricas aéreas que alimentan la subestación utilizan cable de este tipo, a pesar de que las longitudes de entrada de la subestación sean pequeñas, no tiene sentido usar conductores de aluminio porque este tramo precisa de conductores con cierta resistencia mecánica. La utilización de conductores de cobre solo haría que aumente el costo de la instalación.

El resto de los tramos, dados por las conexiones mediante cables entre los diferentes elementos y protecciones de la entrada en alterna en el tramo intemperie utilizan también este tipo de cable. Se

justifica dado que, al estar este tipo de conexiones en la intemperie, deben soportar condiciones mecánicas dadas por el viento y el clima, nuevamente el cobre se desecha en esta opción dado su costo.

### **3.7.7 Elección de los conductores a la salida del transformador de potencia.**

Para la conexión entre el transformador de potencia y el grupo rectificador se elige como solución la implantación de conductores de cobre aislados, debido a que el tramo de conexión es un tramo corto cuya instalación es subterránea directamente enterrada, pero cuyo nivel nominal de corriente es elevado, por lo que el cobre es la mejor opción ya que tiene una mayor capacidad de permitir corrientes más elevadas. Luego al ser un tramo pequeño que necesita soportar corrientes altas, sin tener en cuenta las corrientes de sobrecarga, deja de cobrar sentido la utilización de cables de aluminio puesto que incrementaría de forma importante el número de conductores por fase ya que la conductividad eléctrica del aluminio es considerablemente menor que la del cobre.

### **3.7.8 Elección del conductor positivo.**

El conductor positivo es aquel encargado de llevar la energía desde el grupo rectificador hasta la catenaria y para este efecto se ha adoptado la solución de utilizar conductores de cobre, tanto para la conexión que esta al interior del edificio (que es la que existe entre la salida del grupo rectificador y las celdas de continua) como para el tramo que queda a la intemperie, compuesto por los alimentadores (feeders) que están entre la salda de las celdas de continua y la catenaria de la vía férrea propiamente dicha.

Al igual que antes, se justifica la elección de estos cables para ambos tramos ya que la longitud de cada uno de ellos es pequeña y como las corrientes nominales que precisan estos tramos son elevadas (1.3 Ka-2.5Ka aproximadamente), aparte de que estarán alimentando motores de tracción los cuales en su arranque pueden llegar a demandar corrientes de unas 1,5 o 2 veces los valores nominales.

A pesar de que una parte del tramo que es la que está a la salida de la S/E y conecta con la catenaria, está sometida a esfuerzos dados por el viento y condiciones ambientales o climáticas, sigue siendo imperativo velar por la capacidad conductora del cable debido a las corrientes de tracción.

### **3.7.9 Elección del conductor negativo.**

Los conductores negativos son aquellos que conforman el circuito de retorno de las corrientes a la S/E.

Este conductor se utiliza para configurar el circuito de retorno de las corrientes. Debido a que gran parte del retorno de corriente se realiza por el *feeder* negativo, permite reducir las perturbaciones electromagnéticas. Como lo que hacen fundamentalmente es transportar corriente, se debe tratar de que el cable tenga la mejor conductividad posible, para esto es que se elige trabajar con conductores de cobre. Se debe tener en cuenta que la conexión al interior (entre el los grupos rectificadores y el armario de negativos en el edificio de continua) es similar a la conexión del positivo, pero la parte que conecta con los carriles de las vías es subterránea, con lo que el cable no va a estar sometido a esfuerzos externos, debido a esto no es necesario que precise de muy buenas características mecánicas.

### 3.8 Dimensionamiento y elección de los interruptores de la parte alterna.

Un interruptor es un dispositivo de protección de la línea eléctrica, capaz de abrir y cerrar los circuitos, gracias a las órdenes recibidas desde los sistemas automáticos, las protecciones y el sistema de control.

Este elemento es de vital importancia, puesto que tiene la capacidad de abrir circuitos en carga en caso de peligro por cortocircuito, sobretensión, etc.

Fundamentalmente se ocupan para:

- Conectar o desconectar líneas o circuitos para la realización de maniobras varias.
- Separar en caso de avería, las instalaciones averiadas del resto de la red.

A pesar de sus múltiples funciones, la que más define al interruptor es la de extinción del arco generado cuando se produce un cortocircuito. De aquí viene que la principal característica de este dispositivo sea el poder de corte, es decir la capacidad que tiene un interruptor para extinguir el arco.

Otros parámetros a considerar son los siguientes:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Tiempo de desconexión
- Ubicación: interior o intemperie
- Coste económico.

Para esta parte es importante destacar que el interruptor debe poder soportar condiciones de intemperie, con aislamiento SF<sub>6</sub>.

El aislamiento SF<sub>6</sub> o hexafluoruro de azufre es un compuesto orgánico que en condiciones normales de presión y temperatura es incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, con la peculiaridad de ser cinco veces más pesado que el aire, presentando una densidad de 6.13 g/l a una atmósfera de presión.

Es un gas de elevada constante dieléctrica (muy aislante), por lo que se usa habitualmente como aislante en los sistemas de distribución de electricidad, especialmente en alta tensión.

Antiguamente se utilizaban interruptores de pequeño volumen de aceite, pero dados los nuevos progresos en tecnología de aislamiento del arco con SF<sub>6</sub> y su magnífico comportamiento en el momento de extinguirlo, estos se han quedado mermados y anticuados.

Cabe destacar que en este proyecto existen tres interruptores, dependiendo de su función en la subestación, siendo estos, los que protegen las líneas de entrada, el que protege la entrada al transformador de potencia, el que protege la entrada al transformador de servicios auxiliares, el asociado al cuadro de baja tensión de la subestación y los interruptores extrarrápidos que se encargan de proteger la parte de continua, concretamente los feeders de salida que alimentan la catenaria así como el grupo rectificador frente a cortocircuitos externos.

En este apartado se dedicará al estudio y dimensionamiento de los interruptores que protegen el suministro de energía eléctrica a través de las dos líneas de entrada a la subestación (mencionadas en 2.2.2), también el que protege el transformador de potencia dedicada única y exclusivamente a tracción, el que protege el transformador de servicios auxiliares y el general de baja de protección de los servicios auxiliares.

### **3.8.1 Corrientes de cortocircuito.**

Como bien se ha dicho, es necesario conocer las magnitudes de las corrientes de cortocircuito para poder dimensionar de buena manera los interruptores y seccionadores a utilizar en el proyecto.

Para esto se realizan los cálculos correspondientes con los datos del proyecto, los cuales se detallan en el apéndice A, sección A.1 “cálculo de las corrientes de cortocircuito”.

### **3.8.2 Elección de interruptores para las líneas de entrada a la S.E.R.**

Los cálculos respectivos al dimensionamiento de interruptores se pueden encontrar en el apéndice A.2 (dimensionamiento y elección de los interruptores)

El modelo de interruptor elegido en este caso es una cabina de SF6 compuesta por 3 interruptores – seccionadores (uno para cada fase) DCB LTB de la marca ABB, los cuales están diseñados para ser usados en intemperie.

El modelo elegido tiene las siguientes características:

- Tensión nominal: 72.5 Kv.
- Corriente nominal: 3150 A
- Corriente de cortocircuito: 40 KA.
- Frecuencia nominal: 50/60 HZ.

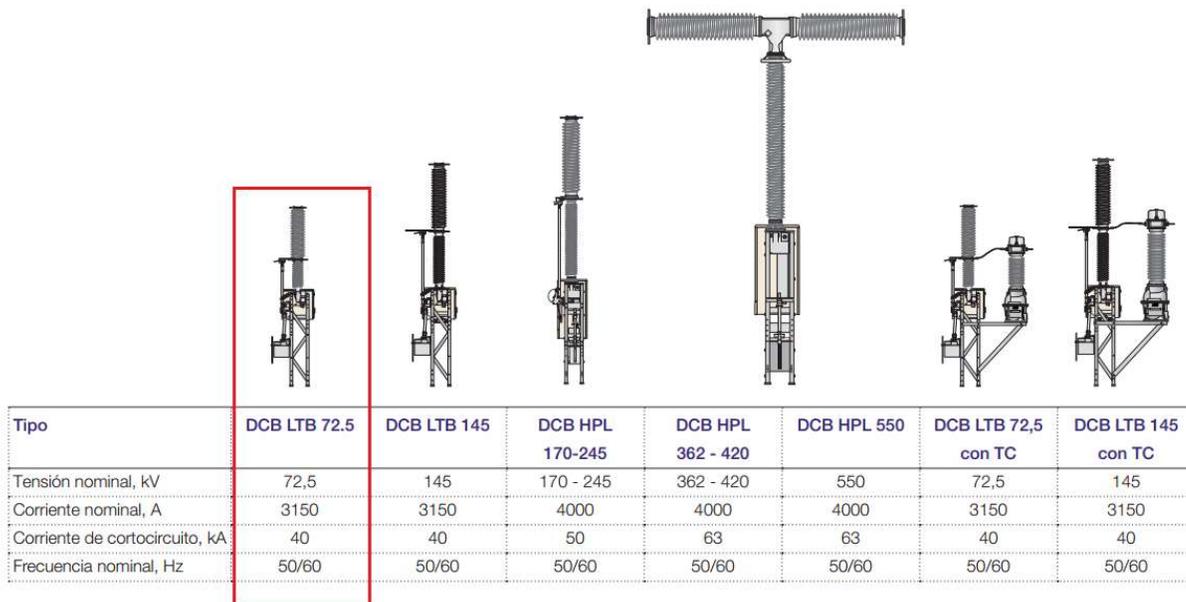


Figura 3-14: Interruptor escogido para las líneas de entrada (fuente: <http://new.abb.com>)

Datos específicos para el DCB de 72,5 kv			
Todos los interruptores deben probarse de acuerdo con las normas IEC 62271-100 e IEC 62271-108		Valores nominales requeridos	Valores nominales ofrecidos
Designación de tipo	-	Mostrar nombre del producto	
Tipo de operación	Monopolar/ Tripolar	Tripolar	
Número de polos	-	3	
Distancia fase a fase	[mm]	1500	
Tipo de accionamiento	Resorte/Motor	Resorte	
CARACTERÍSTICAS DIELECTRICAS			
Tensión nominal	[kv]	72,5	
Tensión de resistencia de impulso de descarga:			
- fase a tierra	[kv]	325	
- a través del dispositivo de conmutación abierto	[kv]	375	
Tensión de resistencia de impulso de conmutación:			
- fase a tierra	[kv]	N/A	
- a través del dispositivo de conmutación abierto	[kv]	N/A	

Tensión soportada a la frecuencia industrial:			
- fase a tierra	[kv]	140	
- a través del dispositivo de conmutación abierto	[kv]	160	
Corriente continua	[A]	2750	
Corriente nominal de servicio en cortocircuito:	[Ka]	31,5	
Duración	[s]	3	
Constante de tiempo de CC	[ms]	45	
Factor de primer polo	1,3/1,5	1,5	
Clase de conmutación de corriente capacitiva	C1/C2	C2	
Corriente de corte de carga de la línea	[A]	10	
Corriente de corte de carga del cable	[A]	125	
Corriente de conmutación del banco de condensadores individuales/"back-to-back"	[A]	-	
<b>OTRA INFORMACIÓN</b>			
Presión de llenado a 20 °C	[MPa(abs)]	Indique su valor	
Tipo de gas aislante	-	SF <sub>6</sub> (SF <sub>6</sub> /N <sub>2</sub> ; SF <sub>6</sub> /CF <sub>4</sub> ) o CO <sub>2</sub> + O <sub>2</sub>	
Ménsulas para CT incluidas en la estructura de soporte	Sí/No	Sí	
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>			
Tiempo de apertura	[ms]	(XX±X)	
Tiempo de cierre	[ms]	≤60	
Tiempo de corte	[ms]	<50	
Clase de resistencia mecánica	M1/M2	M2	
Secuencia de operación nominal	-	O-0,3s-CO-3min(s)-CO	
<b>DATOS DEL SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA (con respecto a IEC 62271-102)</b>			
Seccionador de puesta a tierra integrado en el DCB	Sí/No	Sí	
Tipo de operación, corriente nominal de cortocircuito, nivel de tensión nominal, frecuencia nominal, nivel de aislamiento nominal	-	Igual que el DCB	
Clase de resistencia mecánica	-	M1	
Clase general	-	Clase A	
Clase de resistencia eléctrica	-	E0	
Operación	-	Local/Remoto/Manual	
Es posible el bloqueo con candado en las posiciones abierta y cerrada	-	Sí	

Tabla 3-2 Especificaciones de los interruptores LTB DCB de ABB (fuente: <http://new.abb.com>)

Como se puede observar el modelo cumple de sobra con todos los parámetros calculados, ya que:

$$I_n = 3150 A > 89,88 KA; I_{cc} = 40 KA > 1,025 KA. \quad (3-2)$$

### 3.8.3 Elección del interruptor asociado a los transformadores de potencia.

El modelo elegido para esta aplicación será el interruptor ABB de la serie EDF SK con aislamiento de SF6 para intemperie, sus principales características se destacan a continuación:

- Tensión nominal: 52 Kv.
- Corriente nominal: 2500 A (In de los trafos de potencia en el primario: 39,36 A).
- Corriente de cortocircuito nominal: 31.5 KA.
- Frecuencia de operación: 50/60 HZ.



Figura 3-15: Interruptor EDF SK de ABB (fuente: <http://new.abb.com>)

Más detalles del interruptor se muestran en la siguiente tabla:

Values complying with IEC 62271-100 and ANSI C37

EDF SK 1 - 1		36	52	72.5	84
Rated Voltage	IEC kV	36	52	72.5	84
	ANSI kV	38		72.5	84
Power frequency withstand voltage					
- 1 min dry	IEC kV	70	95	140	140
- 1 min wet	IEC kV	70	95	140	140
- 1 min dry	ANSI kV	105		160	
- 10 sec wet	ANSI kV	105		140	
Lightning impulse withstand voltage (LIWL)					
- Full wave 1,2/50 µs	IEC kV	170	250	325	325
- Chopped wave 2 µs	ANSI kV	200		250	
- Chopped wave 3 µs	ANSI kV	258		452	
	ANSI kV	230		402	
Creepage distance to earth <sup>1)2)</sup>					
	mm	1390	1390	1995	1995
Creepage distance across break <sup>1)2)</sup>					
	mm	1995	1995	1995	1995
Rated normal current					
	A	2500	2500	2500	2500
Rated breaking current <sup>3)</sup>					
	at 50 Hz kA	31.5	31.5	31.5	25
	at 60 Hz kA	31.5	31.5	31.5	-
First pole to clear factor					
				1.5	
Making current <sup>3)</sup>					
	at 50Hz kAp	79	79	79	62.5
	at 60Hz kAp	82	82	82	-
Duration of short circuit					
	s			3	
Closing time					
	ms			60	
Opening time					
	ms			35	
Total break time					
	ms			55	
Dead time					
	ms			300	
Rated reclosing time, 60 Hz					
	ANSI cycles			20	
Rated operating sequence					
	IEC and ANSI			O - 0.3 sec - CO - 3 min - CO	
	ANSI			CO - 15 sec - CO	

Tabla 3-3: Detalles técnicos del interruptor EDF SK de ABB (fuente: <http://new.abb.com>)

Es importante mencionar que, para la correcta selección de estos interruptores, se debe tomar en cuenta la capacidad que tienen para interrumpir la corriente de cortocircuito que se puede producir en sus respectivas posiciones. Si bien el interruptor está diseñado para trabajar nominalmente con niveles de corriente elevados, es el relé de protección y control el encargado de limitar estos niveles por medio de la apertura del dispositivo en caso de falla.

Cabe destacar también, que el interruptor seleccionado tiene la capacidad de interrumpir la corriente frente al cortocircuito más desfavorable que puede ocurrir en la subestación (20 KA), el cual se considera tomando un aumento del mismo de un 150% por sobre el valor calculado debido a las corrientes de choque, aproximadamente 30 KA, por lo tanto, el interruptor escogido es capaz de soportar estos niveles e interrumpir la conexión frente a esta falla.

### 3.8.4 Elección del interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares.

Por las magnitudes de los datos calculados, se decide que el interruptor de protección para el transformador de servicios auxiliares sea el mismo que se usará para el proteger los transformadores de potencia, el interruptor EDF SK de ABB.

### 3.8.5 Elección del interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares para estaciones colindantes.

El interruptor escogido para la desconexión del transformador para servicios auxiliares, será el mismo que se usa para desconectar los transformadores de potencia, el interruptor de la serie EDF SK de ABB, el cual cumple con todas las condiciones necesarias para el tipo de aplicación en los tres casos de desconexión de transformadores. Si bien el primario de este transformador no tiene la misma magnitud de corriente nominal que el primario del transformador de potencia (17 A vs 136 A.), se escoge este interruptor debido a la magnitud de la corriente de falla a la cual pueden estar expuestos estos primarios, la cual según lo calculado en A.1.2 es de 20 KA.

### 3.8.6 Elección del interruptor general de baja tensión para servicios auxiliares.

Para interrumpir los servicios auxiliares de la subestación, se conecta al terciario del transformador S.A. un relé, el cual se ha determinado que sea de la marca ABB de la serie Tmax modelo T6, el cual satisface de sobra las necesidades requeridas y que cuenta con las siguientes características:

#### Interruptor Tmax 3P, T6N - T6S - T6H - T6L. Regulación Electrónica

Relé PR221DS-LS/I

Corriente Térmica y Magnética . Ajustable de acuerdo a características del relé.

C. Ruptura (kA)	Tipo	Intensidad Nominal (A)	Código NDU
36	T6N630	630	070660226AB
	T6N800	800	070660268AB
	T6N1000	1000	070660537AB
50	T6S630	630	070660236AB
	T6S800	800	070660278AB
	T6S1000	1000	070660547AB
70	T6H630	630	070660246AB
	T6H800	800	070660289AB
	T6H1000	1000	070660561AB
100	T6L630	630	070660256AB
	T6L800	800	070660299AB
	T6L1000	1000	070660574AB



Interruptor T6

Figura 3-16: Característica del interruptor T6 de ABB (fuente: <http://abb.cl>)

## 3.9 Dimensionamiento y elección de los interruptores extrarrápidos para las celdas de feeder.

Un interruptor como ya se ha mencionado, es un dispositivo capaz de abrir una línea o circuito en condiciones de falla o sobre corriente, gracias a poseer la capacidad de extinguir el arco cuando se produce un evento de este tipo y también a las órdenes que le llegan desde los automatismos y protecciones (relés) que hacen que estos disparen.

En esta parte, se debe dimensionar los interruptores extrarrápidos que irán insertados en las celdas de feeders junto a los transductores de medida de corriente y los analizadores de LAC y que protegerán toda la parte interna de la misma, principalmente el rectificador, frente a cortocircuitos que se produzcan en cualquier punto de la catenaria de la red de Merval. Es importante destacar que habrá un interruptor extrarrápido por cada salida de feeders y puesto que hay seis, este será el número de

interruptores que haya en total más el interruptor principal encargado de desconectar todas las celdas de feeder de la alimentación.

Estos interruptores se caracterizan por ser extrarrápidos, es decir, son interruptores cuya apertura para extinción de arco es más rápida de lo normal. Esto queda justificado por que en corriente continua los fenómenos transitorios que pueden aparecer son muy perjudiciales a la hora de la desconexión. Por ello es preciso que estos interruptores tengan una apertura más rápida de lo habitual

Además de estar asociados a la protección de la parte interna de continua frente a cortocircuitos externos, los interruptores extrarrápidos también están asociados a sistemas complementarios de protección que constan de dispositivos de protección selectivos dependiendo del tipo de avería que se produzca. Acorde a la avería, la apertura de un extrarrápido puede ser debida a:

- Sobrecarga: cada extrarrápido poseerá un dispositivo que actuará sobre este por intensidad máxima. Este valor podrá ajustarse entre unos márgenes de forma selectiva de acuerdo con las protecciones del grupo rectificador.
- Por crecimientos bruscos de la intensidad de corriente.
- Por defecto a tierra: los relés de masa asociados a cada extrarrápido provocaran la apertura en caso de falla a tierra, de todos los extrarrápidos (arrastre) incluyendo el interruptor o interruptores asociados a los grupos de tracción (en este caso como solo hay un grupo, un interruptor en el lado de alterna asociada al mismo). Dependiendo del relé de masa que quede excitado (por cualquier tipo de avería), las operaciones para restablecimiento del servicio averiado serán más o menos costosas dependiendo de la ubicación donde se halle el relé, si bien el caso más extremo es que quede excitado el relé de masa asociado a los seccionadores del pórtico de feeders, en cuyo caso la subestación quedaría totalmente bloqueada (manteniendo la orden de arrastre de forma permanente hacia los extrarrádios de las subestaciones colaterales) hasta que no se identifique el origen de la avería.
- Por orden de arrastre: Esto significa que debido a una falla eléctrica detectada por un dispositivo de protección de otra subestación, se ordenará la apertura de cualquier extrarrápido por una falta o por cualquier otra avería en la catenaria de un tramo o cantón alimentado simultáneamente por dos subestaciones, llevará consigo por la orden de arrastre, la apertura del extrarrápido correspondiente de la subestación colateral gracias a la línea de comunicaciones existente entre subestaciones que permite enviar una señal de arrastre en caso de que una de las subestaciones detecte un cortocircuito en la catenaria. Es importante citar que es independiente del telemando (cualquier orden de apertura para maniobra o similar, no activará la orden de arrastre). En el caso en el que actúen los relés de masa y protecciones similares, provocará la apertura de todos los extrarrápidos asociados a cada feeders además del interruptor asociado a la rama de tracción en el lado de alterna sin olvidar que actuarán todas las protecciones de arrastre.

Para el cierre o reenganche de los extrarrápidos, se realiza el siguiente procedimiento:

- Si no hay tensión en la línea, se realiza un análisis del nivel de aislamiento. Si la resistencia se encuentra entre los márgenes previstos, se realiza la conexión.

- Si hay tensión en la línea, se analiza si la tensión existente difiere mucho o no de la tensión de la barra ómnibus. En caso de que la diferencia esté dentro de unos márgenes, la conexión es automática.

En caso de que no se cumplan ninguna de estas condiciones, el extrarrápido correspondiente queda bloqueado sin posibilidad de que se produzca cierre.

### 3.9.1 Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Para dimensionar correctamente los interruptores a ubicar en las celdas de feeders, será necesario modelizar de forma aproximada la red ferroviaria de Merval donde se ubicará la subestación en cuestión.

Para ello se considerará además de esta subestación, las que se hallan colaterales a esta, así con todo el sistema poder realizar el cálculo por cortocircuito. A continuación, se muestra de manera esquemática la situación de las subestaciones y sus respectivas potencias de grupo, lo que servirá de cara a diseñar el modelo eléctrico:

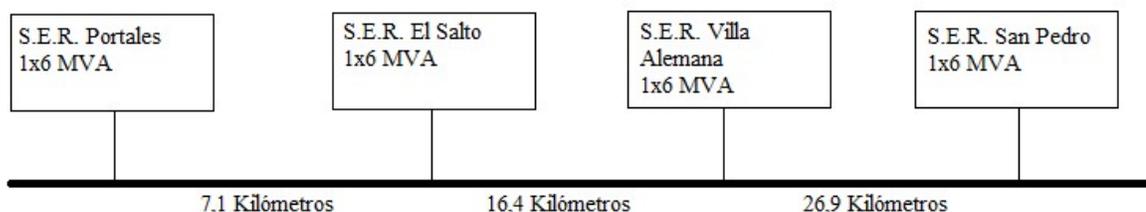


Figura 3-17: Esquema de las Subestaciones de Merval.

En esta oportunidad no será necesario emplear el cálculo en por unidad ya que se está trabajando con un sistema en corriente continua donde no existen diferentes niveles de tensión (salvo por caídas de tensión en la línea).

La información referente a los cálculos de estas corrientes de cortocircuito se puede hallar en el apéndice A, sección A.3 (cálculo de las corrientes de cortocircuito asociadas al pósito de feeders).

### 3.9.2 Interruptores a usar.

Tomando en cuenta los anteriores valores de corriente y voltaje al exterior de la S/E (catenaria), y los valores de intensidad de cortocircuito, es que se ha decidido utilizar el interruptor extrarrápido extraíble **UR-26** de la marca Sécheron.

Ventajas del dispositivo:

- Alto nivel de aislamiento, garantizando seguridad.
- Muy bajos requisitos de mantenimiento, con gran resistencia eléctrica y mecánica.
- Diseño simple con pocas piezas móviles, lo que le otorga una gran fiabilidad.
- Alto poder de cierre y corte asignado en cortocircuito.
- Gran número de opciones diferentes para satisfacer los requerimientos de diversas aplicaciones.

Características principales:

- Corriente térmica hasta 8000 A
- Tensión asignada de funcionamiento de 9000 Vcc, 1800 Vcc y 3600 Vcc
- Instalación en interiores
- Dispositivo de acción directa sin disparo
- Tensión de arco máxima limitada
- Cierre electromagnético con mantenimiento eléctrico o magnético.
- Normativas de referencia IEC60947-2, GB14048-2, EN50123-1/-2, IEC61992-1/-2, IEC77
- Material aislante conforme a la normativa EN45545-2:2013

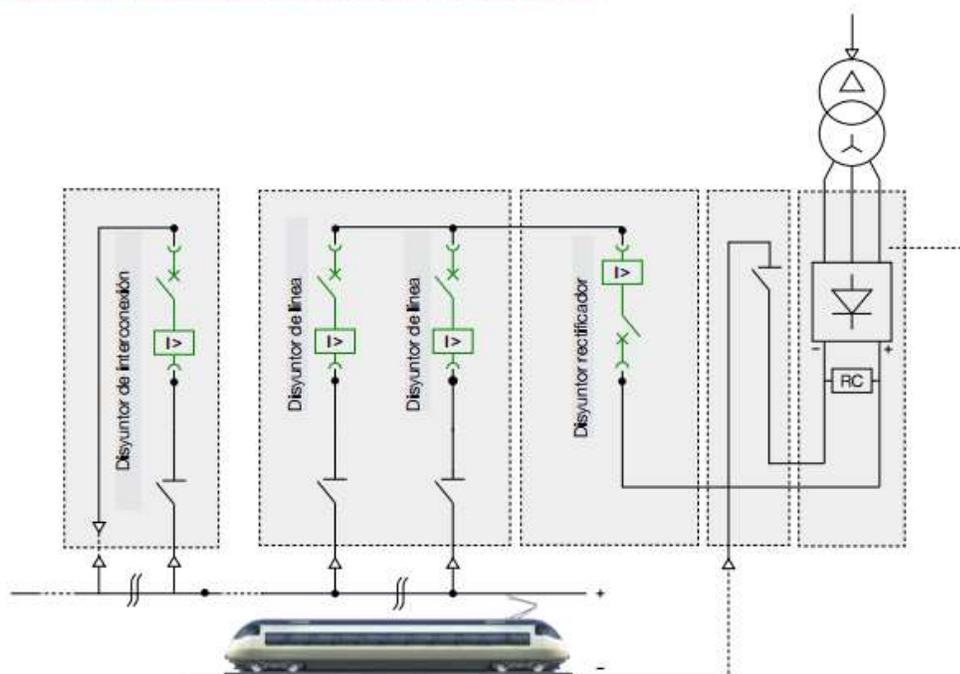
Número de reconexiones del interruptor:

La experiencia práctica recogida demuestra que existe una alta probabilidad de éxito en la primera reconexión de los circuitos de sistemas de transmisión y sub transmisión. La probabilidad de éxito de las reconexiones posteriores es sensiblemente menor. Un mayor número de reconexiones se justifica normalmente en sistemas expuestos por ejemplo a fallas por contacto de los conductores con árboles cercanos (como es el caso), pero aun así la probabilidad de éxito de las reconexiones sucesivas es considerablemente inferior a la de la primera conexión. Es por esto que en este caso será recomendable utilizar un número máximo de tres reconexiones automáticas del interruptor, evitando así el deterioro del equipo frente a una falla prolongada.



Figura 3-18: Interruptor Sécheron UR26 (fuente: <http://secheron.com>)

Aplicaciones (para subestaciones eléctricas de tracción en CC)



1

Figura 3-19: Esquema de su aplicación en circuitos rectificadores de tracción (fuente: <http://secheron.com>)

Datos para la selección de productos								
	Símbolo	Unidad	UR26	UR36	UR40	UR46	UR60	UR80
<b>CIRCUITO PRINCIPAL DE ALTA TENSIÓN</b>								
Tensión asignada								
- cámara de soplado tipo 81	$U_{Ne}$	[V <sub>CC</sub> ]	900	900	900	900	900	900
- cámara de soplado tipo 82			1800	1800	1800	1800	1800	1800
- cámara de soplado tipo 64			3600	3600	3600	-	-	-
Tensión asignada de aislamiento								
- cámara de soplado tipo 81	$U_{Nm}$	[V <sub>CC</sub> ]	3000	3000	3000	3000	1800	1800
- cámara de soplado tipo 82			3000	3000	3000	3000	3000	3000
- cámara de soplado tipo 64			4800	4800	4800	-	-	-
Corriente térmica convencional al aire libre <sup>(1)</sup>								
	$I_{th}$	[A]	2600	3600	4000	4600	6000	8000
Poder de cierre y corte asignado en cortocircuito								
- cámara de soplado de tipo 81 en $U_{Ne}$ 900 V <sub>CC</sub>	$I_{Niss}/T_{Nc}$	[kA]/[ms]	125/100	125/100	125/100	125/100	125/100	125/100
- cámara de soplado de tipo 82 en $U_{Ne}$ 1800 V <sub>CC</sub>			80/31,5	80/31,5	80/31,5	80/31,5	80/31,5	80/31,5
- cámara de soplado de tipo 64 en $U_{Ne}$ 3600 V <sub>CC</sub>			40/31,5	40/31,5	40/31,5	-	-	-
Valores cresta y asignado de corriente no disruptiva de corta duración (250 ms) <sup>(2)</sup>								
	$\hat{I}_{New}/I_{Now}$	[kA]/[kA]	-	-	-	-	75/53	75/53
Disparo instantáneo directo de sobreintensidad								
- (bidireccional) <sup>(3)</sup>		[kA]	1,4-8,0	2-15	2-15	2-15	6-18	8-24
- (unidireccional)		[kA]	-	-	-	-	6	6
Tensión no disruptiva a frecuencia industrial (50 Hz, 1 min) <sup>(4)</sup>								
- cámara de soplado tipo 81	$U_b$	[kV]	15	15	15	15	15	15
- cámara de soplado tipo 82			12	12	12	12	15	15
- cámara de soplado tipo 64			15	15 <sup>(5)</sup>	15 <sup>(5)</sup>	-	-	-
Tensión asignada no disruptiva de impulso								
- cámara de soplado tipo 81	$U_{Ni}$	[kV <sub>CC</sub> ]	20	20	20	20	15	15
- cámara de soplado tipo 82			20	20	20	20	20	20
- cámara de soplado tipo 64			30	30 <sup>(5)</sup>	30 <sup>(5)</sup>	-	-	-
Tensión de arco máxima								
- cámara de soplado tipo 81	$U_{arc}$	[V]	≤ 2500	≤ 2500	≤ 2500	≤ 2500	≤ 2500	≤ 2500
- cámara de soplado tipo 82			≤ 4000	≤ 4000	≤ 4000	≤ 4000	≤ 4000	≤ 4000
- cámara de soplado tipo 64			≤ 8000	≤ 8000	≤ 8000	-	-	-

<sup>(1)</sup> Con  $T_{amb} = +40$  °C y probado con conexiones de alta tensión conformes con las normas EN50123 y IEC61992.

<sup>(2)</sup> Para la versión unidireccional. Para las otras configuraciones con un valor superior, póngase en contacto con Sécheron.

<sup>(3)</sup> Para la selección de la gama, consulte la tabla de la página 6

<sup>(4)</sup> Valores aplicables a las pruebas de fábrica sobre productos en serie.

<sup>(5)</sup> Para valores superiores, póngase en contacto con Sécheron

Tabla 3-4: Datos del UR26 (fuente: <http://secheron.com>)

**CIRCUITO AUXILIAR DE BAJA TENSIÓN**

Circuito de control			
Tensión nominal	$U_n^{(6)}$	[V <sub>ccj</sub> ]	24, 36, 48, 60, 64, 72, 110, 125, 200, 220, 250
Rango de tensiones			[0,7 - 1,25] $U_n$ [0,8 - 1,1] $U_n$
Potencia de cierre <sup>(6)</sup>		[W/s]	1300/1 ≤ 3200/1
Potencia de mant. para mantenimiento eléctrico <sup>(7)</sup>		[W]	2,3 30
Potencia de mant. para mantenimiento magnético <sup>(7)</sup>		[W]	0 0
Potencia de apertura para mantenimiento magnético <sup>(7)</sup>		[W/s]	25/1 700/1
Tiempo de apertura mecánica en orden de apertura <sup>(7)(8)</sup>	$t_o$	[ms]	15 - 30 15 - 30
Tiempo de cierre mecánico <sup>(7)(8)</sup>	$t_c$	[ms]	- 150 - 150

<sup>(6)</sup> Consulte las páginas 11 y 16 para obtener información sobre la tensión disponible por tipo de disyuntor

<sup>(7)</sup> Con  $U_n$  y  $T_{amb} = +20$  °C y para una versión estándar del dispositivo de cierre

<sup>(8)</sup> Inicio cuando la bobina reciba la señal.

**Contactos auxiliares**

Tipo de contactos (consulte la definición en la pág. 12)			Libres de potencial (PF) o conmutación (CO)
Número de contactos auxiliares			5a + 5b
Tensión asignada		[V <sub>ccj</sub> ]	24 a 220
Corriente térmica convencional $I_{th}$		[A]	10
Categorías de conmutación según EN60947 (contactos de plata)		[A]	CA-15 230 V <sub>ca</sub> 1,0 A CC-13 110 V <sub>cc</sub> 0,5 A
Corriente de corte limitada mínima a 24 V <sub>cc</sub> <sup>(9)</sup> (contactos de plata)		[mA]	≥ 10

<sup>(9)</sup> Para un entorno limpio y seco

**Interfaz de baja tensión**

Tipo de conexión <sup>(10)</sup>			HAN® 32 EE tipo Harting
----------------------------------	--	--	-------------------------

<sup>(10)</sup> Para obtener información sobre conectores móviles consulte la pág. 12

**CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO**

Instalación			Interior
Altitud		[m]	≤ 1400 <sup>(11)</sup>
Temperatura ambiente de trabajo <sup>(12)</sup>	$T_{amb}$	[°C]	-25 a +40
Humedad			conforme a IEC62498-2/EN50125-2
Grado de polución			PD3
Durabilidad mecánica mínima	N		Operaciones 4x50.000 8x25000 8x25000 8x25000 4x20000 4x20000

<sup>(11)</sup> Para altitudes de más de 1400 m, póngase en contacto con Sécheron.

<sup>(12)</sup> Para temp. ambiente fuera del rango, póngase en contacto con Sécheron

Tabla 3-5: Datos del circuito auxiliar de baja tensión del interruptor (fuente: <http://secheron.com>)

**Tiempo de apertura  $T_i$**

Relación entre el tiempo de apertura  $t_i$  y la tasa inicial de aumento de corriente  $di/dt$  para el disparo instantáneo directo de sobreintensidad.

Ejemplo de un  $di/dt$  de  $3 \times 10^6$  A/s:

- para UR26:  $t_i \sim 4,3$  ms,
- para UR60/80:  $t_i \sim 4,1$  ms.

Nota: para un tiempo de apertura más corto en  $di/dt$  baja, puede usarse la opción "disparo indirecto" (disparo shunt) (consulte la sección "Opciones" en la pág. 12).

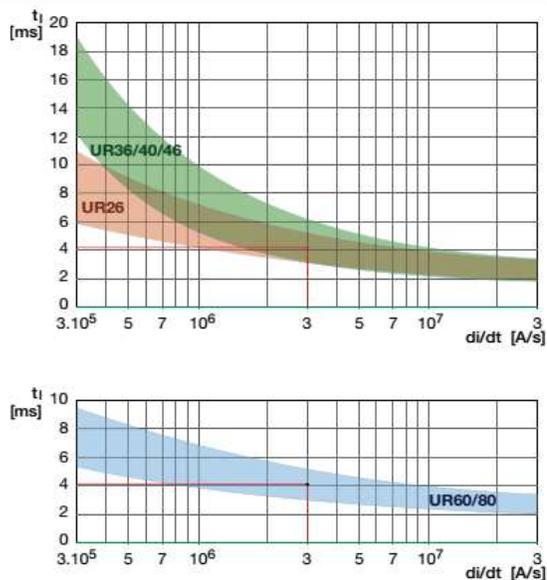


Figura 3-20: Tiempo de apertura del UR26 (fuente: <http://secheron.com>)



### Selección de disparo directo por sobreintensidad

#### Dispositivos de disparo estándar

Rangos de ajuste disponibles (en kA) con su correspondiente codificación:

UR26	UR36	UR40	UR46	UR60	UR80	Tipo	Código de designación <sup>(1)</sup>	
							Estándar	Opción
1,4 - 2,7	-	-	-	-	-	DV1	A	
2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	-	-	DV2		B
2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	-	-	DE1		C
2,0 - 8,0	2,0 - 8,0	2,0 - 8,0	2,0 - 8,0	-	-	DS1	D	
4,0 - 8,0	4,0 - 8,0	4,0 - 8,0	4,0 - 8,0	-	-	DE2		E
-	4,0 - 15,0	4,0 - 15,0	4,0 - 15,0	-	-	DS2	F	
-	4,0 - 10,0	4,0 - 10,0	4,0 - 10,0	-	-	DV2		G
-	6,0 - 10,0	6,0 - 10,0	6,0 - 10,0	-	-	DE3		H
-	9,0 - 15,0	9,0 - 15,0	9,0 - 15,0	-	-	DE4		I
-	-	-	-	6,0 - 10,0	-		J	
-	-	-	-	9,0 - 14,0	-		K	
-	-	-	-	13,0 - 18,0	-		L	
-	-	-	-	-	8,0 - 14,0		N	
-	-	-	-	-	12,0 - 18,0		O	
-	-	-	-	-	16,0 - 24,0		P	
-	-	-	-	6,0 <sup>(2)</sup>	6,0 <sup>(2)</sup>		U	
-	-	-	-	6,0 <sup>(3)</sup>	6,0 <sup>(3)</sup>			V

<sup>(1)</sup> Para la página de selección 16.

<sup>(2)</sup> Para disparo instantáneo directo unidireccional de sobreintensidad con  $\hat{I}_{New}/I_{New} = 75 \text{ KA}/53 \text{ KA}$ .

<sup>(3)</sup> Para disparo instantáneo directo unidireccional de sobreintensidad con  $\hat{I}_{New}/I_{New} = 100 \text{ KA}/70 \text{ KA}$  (en desarrollo, póngase en contacto con Sécheron)

Tabla 3-6: Selección del relé de máxima intensidad para regular el interruptor ante sobrecargas  
(fuente: <http://secheron.com>)

### 3.10 Sistema de protección y control.

Una descripción detallada de este sistema se puede hallar en el apéndice E “descripción del sistema de protección y control”.

En resumen, el sistema de control automatizado para esta subestación eléctrica consiste en un nivel de campo, un nivel de control de posición, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos. Además de la comunicación con la central operadora de la subestación, este sistema cuenta también con una unidad central de subestación (SU, Server, Unit) que se comunica mediante una red de fibra óptica y concentradores necesarios con los equipos de protección y control de cada una de las posiciones, de los cuales obtienen todos los datos (medidas, estados, alarmas, etc.) y así mismo se encarga de enviar las órdenes procedentes de estos elementos a los equipos de protección y control para su ejecución.

De acuerdo con los criterios mencionados, los niveles de control establecidos para la subestación San Pedro de Quillota son:

NIVEL 0	Cubículo de control local
NIVEL 1	Control de la posición y protecciones
NIVEL 2	HMI
NIVEL 3	Centro de control de las subestaciones

Tabla 3-7: Niveles de control de la subestación San Pedro, Quillota.

### 3.10.1 Elección de los Relés.

Acorde a lo mencionado anteriormente, se ha escogido utilizar los relés de protección para MT/BT de la marca Schneider electric, serie Sepam, específicamente los relés Sepam serie 40.

Justificación: El relevador escogido cumple con todos los protocolos de comunicación necesarios para el control de la subestación en todos sus niveles, además el relé Sepam serie 40 es un relé utilizado en aplicaciones exigentes y tiene mejores características que el relé Sepam serie 20, existe también el relé Sepam serie 80, pero en este caso no será necesario dado que está diseñado para aplicaciones más complejas y automatizadas.

A continuación, se muestran las principales características del relé escogido:

Relé Sepam Serie 40:

- Compacto con dimensiones normalizadas (<100 mm de profundidad)
- Protección de sobre corriente direccional para sistemas con doble alimentación
- Entradas de corriente y de tensión
- Programación a través de ecuaciones lógicas
- Supervisión de las bobinas de cierre y apertura y de los CT/VT
- 19 segundos de registro oscilopertografico con posibilidad de configurar el número de capturas, memorización del contexto de disparo de 5 eventos, registro de 250 alarmas.
- 16 entradas para sondas de temperatura.

A continuación, se muestra la tabla de selección del dispositivo y sus respectivos códigos:

Funciones	Código ANSI	Modelo de Sepam						
		Subestación			Transformador		Motor	Generador
Protecciones		S40	S41	S42	T40	T42	M41	G40
Máxima intensidad de fase	50/51	4	4	4	4	4	4	4
Máxima corriente de fase con retención de tensión	50V/51V							1
Máxima corriente de tierra,	50N/51N	4	4	4	4	4	4	4
Fallo disyuntor (breaker failure)	50BF	1	1	1	1	1	1	1
Máximo de componente inversa	46	2	2	2	2	2	2	2
Máxima corriente de fase direccional	67			2		2		
Máxima corriente de tierra direccional	67N/67NC		2	2		2	2	
Máxima potencia activa direccional	32P		1	1			1	1
Máxima potencia reactiva direccional	32Q/40						1	1
Imagen térmica	49RMS				2	2	2	2
Mínima intensidad de fase	37						1	
Arranque demasiado largo, bloqueo rotor	48/51LR						1	
Limitación del número de arranques	66						1	
Mínima tensión directa	27D						2	
Mínima tensión remanente	27R						1	
Mínima tensión <sup>(3)</sup>	27/27S	2	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión <sup>(3)</sup>	59	2	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión residual	59N	2	2	2	2	2	2	2
Máxima tensión inversa	47	1	1	1	1	1	1	1
Máxima frecuencia	81M	2	2	2	2	2	2	2
Mínima frecuencia	81m	4	4	4	4	4	4	4
Reenganchador (4 ciclos)	79	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
Control de temperatura (8 sondas o 16 sondas, 2 umbrales por sonda)	38/49T				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Termostato / Buchholz					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		

Tabla 3-8: Protecciones incluidas por el Relé (fuente: <http://schneider-electric.es>)

Medidas							
Intensidad de la fase I1, I2, I3 RMS, corriente residual Io		■	■	■	■	■	■
Corriente media I1, I2, I3, maxímetro de corriente IM1, IM2, IM3		■	■	■	■	■	■
Tensión (U21, U32, U13, V1, V2, V3), tensión residual Vo		■	■	■	■	■	■
Tensión directa Vd / sentido de rotación, tensión inversa Vi		■	■	■	■	■	■
Frecuencia		■	■	■	■	■	■
Potencia activa, reactiva y aparente P, Q, S		■	■	■	■	■	■
Maxímetro de potencia PM, QM		■	■	■	■	■	■
Factor de potencia		■	■	■	■	■	■
Energía activa y reactiva calculada (±Wh, ±VARh)		■	■	■	■	■	■
Energía activa y reactiva por conteo de impulsos (±Wh, ±VARh)		<input type="checkbox"/>					
Temperatura					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>Diagnóstico de la red y de la máquina</b>							
Contexto del disparo		■	■	■	■	■	■
Corriente de disparo Tripl1, Tripl2, Tripl3, Triplo		■	■	■	■	■	■
Índice de desequilibrio / corriente inversa li		■	■	■	■	■	■
Desfase φ0, φ1, φ2, φ3		■	■	■	■	■	■
Osciloperturbografía		■	■	■	■	■	■
Calentamiento					■	■	■
Tiempo de funcionamiento restante antes del disparo por sobrecarga					■	■	■
Tiempo de espera después del disparo por sobrecarga					■	■	■
Contador horario / tiempo de funcionamiento					■	■	■
Intensidad y duración del arranque							■
Duración de la prohibición de arranque, número de arranques antes de la prohibición							■
<b>Diagnóstico de equipos</b>							
Total de amperios cortados		■	■	■	■	■	■
Supervisión del circuito de disparo		<input type="checkbox"/>					
Número de maniobras, duración de cada maniobra, tiempo de rearme		<input type="checkbox"/>					
Vigilancia TI/TT	60FL	■	■	■	■	■	■

Tabla 3-9: Datos de la información recopilada por el relé (fuente: <http://schneider-electric.es>)

Diagnóstico de equipos							
Total de amperios cortados		■	■	■	■	■	■
Supervisión del circuito de disparo		□	□	□	□	□	□
Número de maniobras, duración de cada maniobra, tiempo de rearme		□	□	□	□	□	□
Vigilancia TI/TT	60FL	■	■	■	■	■	■
Automatismos							
	Código ANSI						
Mando interruptor / contactor <sup>(1)</sup>	94/69	■	■	■	■	■	■
Enganche / acuse de recibo	86	■	■	■	■	■	■
Selectividad lógica	68	□	□	□	□	□	□
Basculamiento de los juegos de ajustes		■	■	■	■	■	■
Editor de ecuaciones lógicas		■	■	■	■	■	■
Entradas/salidas lógicas - módulo MES108 (4E/4S)		■	■	■	■	■	■
Módulos complementarios							
8 entradas sondas de temperatura - módulo MET148-2 <sup>(2)</sup>					□	□	□
1 salida analógica de bajo nivel - módulo MSA141		□	□	□	□	□	□
Entradas / salidas lógicas - módulo MES114 (10E/4S)		□	□	□	□	□	□
Interface RS 485 - módulo ACE949-2 (2 hilos) o ACE959 (4 hilos)		□	□	□	□	□	□

■ de base, □ según la parametrización y las opciones de los módulos de entradas/salidas MES108, MES114 o MET148-2  
 (1) Para bobina a emisión o de falta.  
 (2) Posibilidad de 2 módulos.  
 (3) Elección exclusiva entre tensión simple y tensión compuesta para cada uno de los 2 ejemplares.

Tabla 3-10: Datos técnicos del Relé (fuente: <http://schneider-electric.es>)



Figura 3-21: Relé Sepam serie 40 (fuente: <http://schneider-electric.es>)

El relé escogido anteriormente cumple sobradamente con los requisitos de la S/E y también cuenta con operación remota, características que lo convierten en la mejor opción para mantener un correcto funcionamiento y una segura operación de las maniobras en un sistema SCADA.

Adicionalmente se entrega información acerca de las otras dos opciones que se encuentran disponibles en cuanto a relés de la serie Sepam:

- Relé Sepam serie 20, esta gama de relés está adaptada a las aplicaciones más habituales y ofrece soluciones sencillas basadas en las medidas de corrientes y tensiones.

En comparación con el relé Sepam serie 40, este dispositivo no posee protección contra defectos a tierra, ni registro osciloperturbográfico, tampoco medidas de todas las magnitudes eléctricas como lo hace la serie 40 acorde a lo necesario para esta aplicación.

- Relé Sepam Serie 60 y Sepam serie 80 son dos relés más avanzados diseñados para desempeños más completos, tales como sistemas de distribución, aplicaciones personalizadas y estaciones generadoras, por lo tanto, su uso para esta aplicación sería excesivo.

### 3.11 Elementos periféricos.

Se tomarán en esta sección como elementos periféricos, los distintos elementos que forman parte secundaria de la subestación, se dará una reseña de estos elementos y el porqué del uso de cada uno, se procede a continuación a entregar las informaciones generales sobre estos elementos.

#### 3.11.1 Aisladores.

Existe una amplia gama de aisladores en cuanto al material del que están contruidos. Los que más se utilizan hoy en día para instalaciones de tracción son:

- Aisladores de porcelana
- Aisladores de vidrio templado
- Aisladores de esteatita y resinas epoxi.

Para el aislamiento de las líneas eléctricas de entrada y el aislamiento de los feeders, se ha escogido la solución de utilizar aisladores de vidrio.



Figura 3-22: Aisladores de vidrio a utilizar (fuente: <http://electropowerjlc.com>)

Esta elección viene debida a que el aislamiento a base de vidrio tiene muy buen comportamiento, tanto eléctrico como mecánico y ha sido utilizado como aislante en la mayor parte de las aplicaciones

eléctricas, ya que entrega mejor resultados que la porcelana y no es tan costoso como los que están hecho de polímero.

Para el aislamiento de las barras que conforman el embarrado de 44 Kv se utilizaran aisladores rígidos de porcelana.

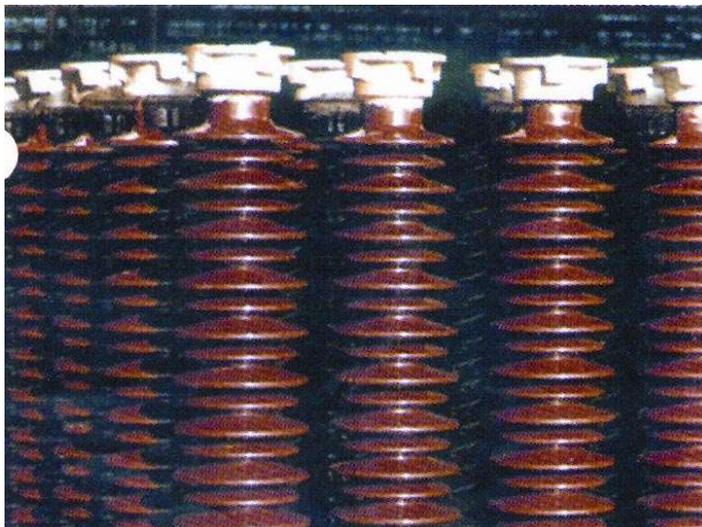


Figura 3-23: Aisladores rígidos de porcelana (fuente: <http://lagoelectromecanica.com>)

La elección de este tipo de aislador viene dada básicamente porque este va a tener que soportar el propio peso de la barra, soportar cada barra y aislarla de la estructura metálica, imponiendo así una distancia segura entre la barra y la estructura a tierra.

### 3.11.2 Seccionadores.

Los seccionadores son unos dispositivos que sirven para conectar o desconectar circuitos o líneas, esto con el motivo de efectuar maniobras o simplemente hacer algún tipo de mantenimiento.

Existen distintos tipos, los cuales son:

- Seccionadores de cuchillas giratorias
- Seccionadores de cuchillas deslizantes
- Seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo.

Para las líneas de entrada, seccionadoras de grupo y seccionadoras de feeders y bypass se utilizarán seccionadores de cuchillas deslizantes.

Respecto de las líneas de entrada, se ha decidido utilizar seccionadores de cuchillas tripolares deslizantes, debido a que estas pueden ir integradas en un interruptor seccionador, así ahorrando espacio y costos asociados.



Figura 3-24: Seccionadores de cuchillas deslizantes (fuente: S.A., <http://lagoelectromecanica.com>)

Para las derivaciones de barras se utilizará seccionadores tripolares de columnas giratorias, porque en principio se cuenta con espacio suficiente en el patio de alterna de la subestación, luego se puede emplear sin ningún tipo de problema los seccionadores cuyas cuchillas se mueven en el plano horizontal.

Los seccionadores de columnas giratorias se emplean normalmente en aplicaciones de muy alta tensión, aunque eso no excluye su uso en instalaciones a partir de los 30 Kv. Aparte el hecho de ser seccionadores tripolares hace que el costo de elegir cuchillas giratorias se eleve demasiado, por lo que la opción más razonable resulta ser el uso de seccionadores de columnas giratorias.



Figura 3-25: Seccionadores de columnas giratorias (fuente: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.cl>)

La solución adoptada para llevar a cabo la maniobra de conexión o desconexión entre el grupo transformador – rectificador y el embarrado de continua es la de implantar un seccionador monopolar de cuchillas deslizantes, esto debido a que el nivel nominal es inferior a 3 kv y esto está al interior del edificio de continua.

Para las celdas de feeder y el bypass se escogió utilizar también un seccionador de cuchillas deslizantes, ya que el nivel de tensión es de 3 kv y se dispone de un pequeño espacio para la colocación de este.

### 3.11.3 Malla de tierra.

El Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas RETIE, en revisión más reciente a la norma 2050 establece en el artículo 15 del capítulo de Puestas a tierra que toda instalación eléctrica cubierta en dicho reglamento debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), en tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales de soportabilidad, cuando se presente una falla, y se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima corriente que pueden soportar, debida a la tensión de paso o de contacto y no el valor de la resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Un bajo valor de resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el máximo potencial de tierra, por lo tanto, al diseñar un sistema de puesta a tierra, es fundamental determinar tensiones máximas aplicadas al ser humano en caso de falla.

Los cálculos y la respectiva elección de este elemento se muestran en el apéndice B “cálculo de la malla a tierra”.

### 3.11.4 Bobina de aislamiento.

Esta bobina se encarga de limitar las variaciones bruscas de corriente, son reactancias exentas de núcleo cuyo valor normalizado es de 0,6 mH.

La bobina de aislamiento irá ubicada a la salida del grupo rectificador, en el positivo. Para dimensionar la bobina, uno de los parámetros es la corriente nominal que circulará por ella en condiciones de trabajo. Este valor se calcula como:

$$I_{nominal} = \frac{6 * 10^6}{3100} = 1935,5 (A). \quad (3-3)$$

Se debe tener en cuenta que la bobina de aislamiento que se elija deberá cumplir con las sobrecargas impuestas para este tipo de instalaciones. A continuación, se muestra cuáles serían dichos valores de sobrecarga:

Para un régimen de trabajo del 150% durante a lo más dos horas:

$$I = I_n * 1,5 = 1935,5 * 1,5 = 2903,25 (A). \quad (3-4)$$

Para un régimen de trabajo del 300 % durante a lo más 5 minutos:

$$I = I_n * 3,0 = 1935,5 * 3,0 = 5806,5 \text{ (A)}. \quad (3-5)$$

Con estos datos ya es posible escoger una bobina de aislamiento para el proyecto. El material de dicha bobina de aislamiento será de aluminio y debidas las altas corrientes que deberá soportar, poseerá tres enrollamientos. Su coeficiente de autoinducción será de 0,6 mH y estará diseñada para una tensión de aislamiento de 15 Kv tal y como lo dicta la norma ET 03.359.115.7 “Bobinas de aislamiento para subestaciones de tracción”.

La bobina de aislamiento tendrá:

- Sección del conductor: 2400 mm<sup>2</sup>.
- Diámetro interno: 1100 mm.

### 3.11.5 Filtros de armónicos.

Para asegurar una mejor calidad de la onda de salida en la parte continua, es decir luego de pasar por los rectificadores de 6 pulsos de onda completa, es necesario instalar un equipo de filtrado de armónicos, para poder corregir estas fallas que se inyectan a la red.

Como se ha mencionado anteriormente, el rectificador que se está usando en este proyecto es un puente de Graetz compuesto por seis conjuntos de diodos de tecnología NP+1 con sus respectivos fusibles de protección (4 diodos cada conjunto), los cuales rectifican la señal de alterna a continua. Dicho rectificador genera armónicos en la parte alterna de las siguientes características:

- 20% de la 5ta armónica (250 HZ)
- 14,3% de la 7ma armónica (350 HZ)
- 9,1% de la 11va armónica (550 HZ)

Y armónicos pares en la parte de corriente continua múltiplos de 6, como la 6ta armónica, la 12° armónica, la 18° armónica etc. (los cuales se eliminarán con el filtro).

Por lo tanto, resulta necesario agregar filtros de armónicos a cada rectificador para poder eliminar las armónicas de corriente continua anteriormente mencionadas, ya que son de mayor amplitud y por lo tanto, afectan en mayor manera.

### 3.11.6 Elección del filtro de armónicos.

Los cálculos asociados a este apartado se encuentran en el apéndice A “Cálculos y ecuaciones”.

Se elige un filtro de armónicos de 300 Hz (Eliminación de la sexta armónica) y uno de 600 Hz (Para eliminar la doceava armónica), los cuales se componen de una bobina de auto inducción de 3,12 mH y un paralelo de capacitores, también un filtro de 900 Hz (Eliminación de la 18° armónica), compuesto de una inductancia de 3,12 mH en serie con un capacitor. Cabe destacar que esta configuración de filtros de armónicos está diseñada con el fin de corregir los contenidos armónicos más nocivos para el sistema en continua, se habla de las armónicas a la salida de los rectificadores de 6 pulsos (Puente de Graetz).

Las características de las bobinas son las siguientes:

- Sección del conductor: 40 mm cuadrados.
- Inductancia a 300 Hz 3,12 mH.
- Intensidad a 300 Hz 60 A en permanencia.
- Regulación  $\pm 10\%$ .
- Resistencia a 300 Hz  $< 2,4 \Omega$

Para la segunda bobina:

- Sección del conductor: 40mm cuadrados.
- Inductancia a 600 Hz 3,12 mH
- Intensidad a 300 Hz 60 A.
- Regulación  $\pm 10\%$
- Resistencia a 600 Hz  $< 4,8 \Omega$

Para la tercera bobina:

- Sección del conductor: 40 mm cuadrados
- Inductancia a 900 Hz 3,12 mH
- Intensidad a 900 Hz 60 A.
- Regulación  $\pm 10\%$
- Resistencia a 900 Hz  $< 7,2 \Omega$

Con el uso de estos filtros, se espera eliminar las primeras tres armónicas pares de la parte de continua producidas por los rectificadores.

Cabe mencionar que se instalarán también resistencias de descarga y protección de los filtros, compuestas por una porta fusibles y un fusible ultrarrápido para proteger a los filtros de posibles sobre intensidades o fallas internas.

### **3.12 Análisis del impacto ambiental generado por la Subestación.**

En este apartado se procede a entregar un análisis general de los posibles impactos que pudiera generar el llevar a cabo la instalación de la SER.

#### **3.12.1 Impacto sobre la población.**

##### **3.12.2 Fase de construcción.**

Molestias a la población aledaña por los posibles ruidos ocasionados al remover artefactos obsoletos de la subestación antigua y por la instalación de la malla a tierra junto con los nuevos dispositivos que habilitarán la S/E. El impacto en este caso se considera como no significativo.

No se consideran afecciones a las propiedades vecinas, ya que la S/E se emplazará en un lugar habilitado para estos efectos, siendo el proyecto más bien una adecuación de una instalación antigua, para los fines nuevos.

Dinamización laboral: Este impacto supone la demanda de mano de obra en el desarrollo de la fase de construcción/remodelación de la S/E y en el resto de tareas que la instalación lleva asociadas, la

contratación de personal para este fin tendrá carácter temporal. También contribuirá a la dinamización laboral la demanda de servicios locales que conlleva siempre la construcción de cualquier tipo de infraestructuras ya sea restauración o materias primas etc. Se considera el impacto en este punto como bajo.

Generación de inertes: Dadas las características de la obra civil prevista para la implantación de esta infraestructura, se prevé una generación poco significativa de residuos inertes (tierras excavadas, restos de hormigón, cerámicos, metales, etc...). Sin embargo, los mismos deben ser gestionados correctamente, conforme a lo dispuesto por la legislación vigente. El impacto en este punto se considera negativo, directo, temporal de corto plazo y de magnitud compatible.

Cabe mencionar también que habría un ligero aumento en el tráfico generado por los vehículos de transporte de materiales y equipos en la fase de construcción, es muy limitado, puntual y no afectará zonas urbanas residenciales por lo que el impacto se considera no significativo en este caso.

### **3.12.3 Fase de funcionamiento.**

Dinamización laboral: Otro impacto que debe ser tenido en cuenta es el que supone la demanda de mano de obra en la fase de funcionamiento de la subestación, respecto a las mantenciones y seguridad, ya que la subestación está pensada para ser autónoma de operación remota. Todo ello es considerado como impacto positivo, directo, sinérgico, a corto plazo y temporal, con una magnitud muy baja.

Efectos sobre el bienestar y la calidad de vida: los efectos sobre el bienestar y la calidad de vida serán positivos puesto que se hará llegar el transporte metropolitano de Valparaíso a la localidad de Quillota, lo que genera nuevas oportunidades gracias a la cercanía con la metrópolis. También comportará beneficios económicos relativos a cánones e impuestos. El impacto será por tanto, positivo, directo, permanente, a medio plazo, sinérgico, de magnitud alta.

Se podría considerar también un posible impacto en las radiofrecuencias de emisoras radiales de A.M. del lugar, pero al ser está una subestación de bajada, con pocos MVA de uso totales y con tensiones de línea siempre inferiores a la suministrada por la línea de 110 KV existente en la zona, se considera que el impacto sobre este punto sería de muy poca significancia o nulo.

### **3.12.4 Impacto sobre el paisaje.**

Esta instalación está pensada para ser realizada en un lugar que ya cuenta con un edificio para estos efectos, por lo que el impacto sobre el paisaje será prácticamente nulo, ya que la instalación solo corresponde a modificaciones y pequeños agregados dentro del mismo recinto, además el edificio renovado colabora a mejorar el aspecto del entorno.

### **3.12.5 Impacto en la flora y fauna.**

En cuanto al impacto sobre la flora, se puede decir que este será bajo al tratarse de una instalación realizada sobre un lugar que ya cuenta con infraestructura, sin embargo hay que mencionar que aumenta el riesgo de incendio en la zona lo que podría afectar a zonas forestales aledañas a la zona en un rango de 300 metros a la redonda, de ahí que el impacto sobre la flora se considerará medio significativo, mientras que el impacto en la fauna del lugar se debería a eliminación o alteración de hábitats, en este sentido si la construcción de la S/E se hiciera desde cero, se podría decir que el impacto

sería significativo, pero como no es el caso, se considerará como un impacto nulo en este sentido, por último en la fase de funcionamiento, se considera que el impacto sobre la fauna es nulo ya que las actividades a realizar en las instalaciones y las escasas operaciones de mantenimiento que se requerirán no tienen relación con la fauna del lugar, en este sentido el impacto también se considera nulo.

### **3.12.6 Impacto sobre el patrimonio histórico – artístico y arqueológico.**

Actualmente se están realizando estudios antropológicos sobre el valor que tiene la subestación San Pedro para la gente del lugar, en relación a esto se puede decir que la renovación de esta misma, sin alterar su imagen y diseño en gran medida, provocará un impacto positivo sobre el patrimonio histórico de la localidad ya que pondrá nuevamente en funcionamiento a la vieja estación ferroviaria y hará una renovación de las instalaciones de la S/E en el lugar, el impacto se considera positivo y de alta significancia.

## 4 Resultados.

### 4.1 Resultados y análisis.

Como resultado se puede observar que se ha logrado el Pre-diseño de la subestación rectificadora de tracción, la cual cumple con todas las características de diseño estipuladas al principio del proyecto.

Respecto de las líneas de entrada, el resultado es una acometida aérea alterna de 44 Kv, la cual se desglosa en dos líneas trifásicas que alimentan el primer embarrado de la entrada a la subestación, esto asegura una mayor sustentabilidad del sistema, y también otorga un correcto nivel de tensión para todos los transformadores que estarán conectados a este embarrado.

Los tres transformadores que componen la subestación serán:

- Dos de potencia con dos devanados, trifásicos y de aislamiento en baño de aceite, los que estarán ubicados en el patio de alterna de la subestación.
- Uno de tres devanados, trifásico y de aislamiento en baño de aceite también, el cual irá instalado en el patio de alterna de la subestación.

Dichos transformadores cumplen con las características necesarias, estipuladas al principio en las condiciones del proyecto.

El grupo rectificador está compuesto por dos rectificadores de puente de Graetz conectados en paralelo y alimentando a la catenaria de manera simultánea. Se ha pensado que sea de esta forma para así asegurar una mejor estabilidad del sistema.

El proyecto cumple con todos sus objetivos primordiales a medida que se van resolviendo los objetivos específicos, estos últimos fueron abordados de manera específica y tratando siempre de obtener un diseño final acorde al requisito fundamental que es asegurar un correcto y constante funcionamiento y seguridad.

## 5 Discusión y conclusiones.

En este apartado se agregarán las discusiones y conclusiones que se plantearon antes y durante el desarrollo de este trabajo, mencionando los detalles y las características que fueron tomando forma a medida que se avanzaba en el tiempo y se presentaban los avances y desafíos temporales dentro del diseño de la subestación en cuestión.

### 5.1 Discusión

En un principio se había pensado en que la mejor opción para la transformación de la corriente de entrada a la subestación fuera un transformador de potencia de tres devanados de aislamiento en aceite, luego por temas de espacio y seguridad (seguridad externa), se pensó que otra buena opción sería instalar un transformador de potencia de tres devanados, pero de aislamiento en seco al interior del edificio de continua. Esta última fue desechada dado que tenía las mismas carencias técnicas que la primera, en cuanto a continuidad del suministro en caso de falla o mantenimiento del equipo transformador. Fue por estos motivos que se decidió finalmente diseñar la subestación con dos transformadores de potencia, de dos devanados cada uno y de aislamiento en aceite, los cuales irían instalados en el patio de alterna de la subestación, entre las líneas de entrada y el edificio de continua. Dichos transformadores serán los encargados de bajar el nivel de tensión de entrada (44 KV) a un nivel de salida apto para su posterior rectificación (2.3 KV). Aparte de estos dos dispositivos, hay también otro transformador, el cual será de aislamiento en baño de aceite, de tres devanados y estará encargado de bajar el nivel de tensión de entrada a la subestación, para entregar energía, tanto a los servicios auxiliares de la subestación como a los servicios auxiliares de las estaciones de parada del tren (se estima que sean a lo más cinco dentro de la extensión férrea). Este último dispositivo se diseñó acorde a la decisión de utilizar solo un transformador para estos efectos y no dos, ya que en un principio se pensaba utilizar dos transformadores, uno para los servicios auxiliares de la subestación y otro para las estaciones de parada del tren, pero dado que esta opción aumenta los costos de compra, instalación y mantenimiento, se prefirió usar solo un transformador de tres devanados que cumpliera con todos los requisitos.

Respecto del grupo rectificador, en un principio también se había pensado en utilizar un rectificador dodecafásico, el cual está compuesto por dos rectificadores de 6 pulsos conectados en serie, pero mediante discusiones en los avances y luego de analizar las variables, se llegó a la conclusión de que tener este tipo de rectificador solamente reduce el costo del filtro de armónicos, ya que los armónicos producidos por un rectificador de 12 pulsos son de menor magnitud que los producidos por los de 6 pulsos y por tanto su eliminación mediante filtro es más económica, pero el problema de este tipo de

rectificador es que la falla o desconexión de cualquiera de los dos puentes de Graetz significaría la completa desconexión del sistema y junto a esto posibles detenciones del servicio de trenes.

De esta forma es que se decidió que la rectificación se haría mejor con dos puentes de Graetz conectados en paralelo, alimentando la línea de catenarias de forma mutua, así cada uno de estos elementos contaría con su propio filtro de armónicos y también tendrá una tensión de salida de 3 Kv de corriente continua. El aspecto más conveniente de esta configuración es que la desconexión o falla de alguno de estos puentes de diodos no significará la desenergización completa de la catenaria, sino que solo una baja en el nivel de potencia suministrada a esta.

El otro aspecto positivo de lo anteriormente mencionado es la posibilidad de tener el sistema funcionando con solo uno de los puentes de diodos, así se evitaría el uso de los dos al mismo tiempo en horas en donde la potencia requerida es baja.

## **5.2 Conclusión.**

Se concluye con el diseño de una subestación rectificadora de tracción incluyendo todos sus parámetros, de entre los cuales se destaca el diseño acorde a los requerimientos energéticos, proyectando también un diseño capaz de adaptarse a demandas futuras, en el sentido de que la estimación de la demanda se ha realizado pensando que esta misma puede variar en el tiempo y es por esto que se recurre a una sobredimensión del proyecto.

En un proyecto de estas características el elemento seguridad es de suma importancia, debido a que una falla que pueda provocar un incendio o incluso la avería de uno de los dispositivos que resultan primordiales para el funcionamiento de la subestación, puede desembocar no solo en un costo monetario de reparación, sino que también en una repercusión en el servicio que entrega Merval a la Quinta Región, es decir de manera directa a los usuarios de metro. Es por esto que, respecto de la elección de los elementos periféricos y sus emplazamientos, se ha decidido proyectar los dispositivos pensando en la mejor opción para cada aplicación, dejando un poco de lado el elemento costo y privilegiando la seguridad y durabilidad de cada elemento y de la subestación en sí.

La elección de los transformadores para este tipo de instalaciones es fundamental y se debió hacer cuidadosamente, tomando en cuenta todos los aspectos que se involucran en esta decisión, tales como la potencia necesaria, el lugar donde serían emplazados, el tipo de aislamiento que llevarían, como se aislarían de la red en caso de necesitar mantenimiento y que tipo de conexión sería la más adecuada para estos efectos. Asociados a estos dispositivos también hay elementos de medida y protección que permiten añadir otro punto más a la seguridad del proyecto y sobre todo pensando en lo fundamental que estos transformadores resultan para el funcionamiento de la subestación.

Respecto del grupo rectificador, se concluye que es más conveniente utilizar dos rectificadores conectados en paralelo (desde el punto de vista de la continuidad del servicio en caso de averías o mantenimientos de uno de los dispositivos), así se asegura que el servicio seguirá en funcionamiento aun cuando uno de los dispositivos pueda haber fallado. Gracias a esto se puede también desconectar uno de los dos rectificadores para reducir el uso y el consumo de energía y para alargar la vida útil del grupo en sí. A todo esto, se le suma el uso de la tecnología NP+1, la cual dota de grupos de diodos al rectificador en cada una de sus ramas, estos grupos estarían conformados por 3 más 1 diodo, todos protegidos por

un fusible de sobre intensidad el cual al fundirse rescata al diodo de una posible avería mientras que el rectificador sigue funcionando, por lo tanto, se obtiene un diseño de rectificadores con 24 diodos en cada puente de Graetz y 48 diodos en total.

Respecto del punto de vista económico, se tomaron las decisiones de utilizar dispositivos adecuados a la necesidad del diseño, pero considerando el valor monetario del proyecto en su totalidad y tratando siempre de escoger la mejor opción junto al mejor precio. Con respecto de los transformadores de potencia, resultaba más económico en términos de adquisición y mantenimiento, la opción escogida de dos transformadores en baño de aceite de 3 MVA cada uno, dado que la utilización de un dispositivo en seco de tres devanados y esas características de potencia y tensión resultaba mucho más costoso y requería ser mantenido con mayor frecuencia, ya que al ser el corazón de la subestación no se puede permitir la interrupción de su funcionamiento por falla o avería. Luego con respecto de la ubicación de la subestación, en el apéndice referido al presupuesto, se especifica que la mejor opción desde un punto de vista económico y operacional es llevar a cabo el proyecto en el sitio donde se encuentra la antigua subestación San Pedro de Quillota, ya que el coste de renovación del edificio y readaptación del lugar es mucho menor que el coste de compra y edificación en otro terreno, aparte de los costos asociados al posible impacto social/ambiental que esta acometida pueda conllevar. Siguiendo esta línea, se concluye que cada dispositivo y configuración de estos, fue realizada con la consideración de lograr un costo final del proyecto lo más bajo posible, pero que cumpla con todas sus funcionalidades y objetivos planteados desde un principio.

Todo lo anteriormente mencionado fue diseñado en pos de asegurar lo más posible la continuidad del funcionamiento de la subestación, evitando así constantes mantenciones y presencia de personal técnico en el lugar (Deberán hacerse, pero en mucha menor medida), este parámetro se refuerza con una operación remota de la subestación mediante el sistema SCADA (Supervisory Control And Data) el cual permite la supervisión, control y adquisición de datos de la subestación desde el centro de control.

# A Cálculos y ecuaciones.

## A.1 Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Estas corrientes son las que determinarán que dimensión debe tener el interruptor, para poder calcular estas corrientes, primero es necesario definir una serie de parámetros.

En primera instancia se necesita conocer la potencia de cortocircuito, ya que es un dato de partida. En términos generales, para el nivel de tensión de abastecimiento de la subestación que es de 44 Kv, será más que suficiente considerar un valor de 500 MVA. Luego, considerando una potencia de cortocircuito de 500 MVA:

$$S_{cc} = 500 \text{ Mva} \quad (\text{A-1})$$

Hay que tener en cuenta que no se establece ningún valor de potencia de cortocircuito, con excepción de efectos de datos estadísticos. Es importante recalcar que este valor es la potencia de cortocircuito a la entrada de la subestación por parte de cada una de las líneas que alimentan a la misma.

Para continuar con el trabajo, es necesario conocer la topología eléctrica del sistema donde se halla la subestación. Para ello es necesario conocer las impedancias de las líneas y las impedancias de los transformadores, tanto el de potencia de tres devanados como el de servicios auxiliares. Las impedancias de las líneas no son necesarias puesto que se conoce la potencia de cortocircuito a la entrada de la subestación, la cual es de 500 MVA por cada una de las dos líneas que llegan a la subestación, provenientes de la línea de 44 KV operativa y controlada por Chilquinta.

En caso de conocer los datos, si se podrían incluir y tomar en cuenta por separado las impedancias de las líneas conociendo el valor de la longitud de las mismas así como el valor de la resistencia del cable usado (aproximadamente 0.19 ohm/km) y su reactancia media con lo que se podría evaluar su impedancia aunque, salvo que la línea tuviera una longitud considerable, dichos valores de impedancia apenas modificarían el valor de la impedancia del sistema a la entrada de la subestación, ya que la magnitud de la potencia de cortocircuito suele ser mucho mayor que la de las líneas.

Para poder trabajar y hallar estos valores se utilizará el sistema en por unidad (P.U.)

Se tomará como base una potencia de 10 MVA, luego:

$$S_{base} = 10 \text{ MVA} \quad (A-2)$$

Para poder evaluar la impedancia del sistema a la entrada de la subestación, se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito y el valor de la potencia base elegida. Así pues, dichas impedancias calculadas en P.U., pueden expresarse como:

$$Z_s(p.u.) = \frac{S_{base}}{scc} \quad (A-3)$$

Luego sustituyendo para cada línea de entrada:

$$Z_{s1}(p.u.) = \frac{S_{base}}{S_{cc}} = \frac{10}{500} = 0.02 \text{ p.u.} \quad (A-4)$$

$$Z_{s2}(p.u.) = \frac{S_{base}}{S_{cc}} = \frac{10}{500} = 0.02 \text{ p.u.} \quad (A-5)$$

Teniendo en cuenta esto, ahora solo queda conocer las impedancias de los transformadores. Para esto es que se tomará una característica que ayudará a determinar la impedancia de los mismos: la tensión relativa de cortocircuito ( $V_{cc}$ ), la cual hace referencia a la tensión que habría que aplicar en el bobinado primario para que, estando el bobinado secundario cortocircuitado, circule por este la intensidad secundaria nominal, se expresa en porcentaje.

Se usará el modelo de transformador que usa Merval, el cual posee una tensión relativa de cortocircuito del 10% entre los diferentes devanados. Para el caso de los servicios auxiliares, este valor se reduce al 4%.

Luego:

$$Z_{tp1}(p.u.) = 0,1 \text{ p.u.} \quad (A-6)$$

$$Z_{tp2}(p.u.) = 0,1 \text{ p.u.} \quad (A-7)$$

$$Z_{tsa}(p.u.) = 0,04 p.u. \quad (A-8)$$

Se debe tener en cuenta que los valores anteriores están referidos a las bases nominales de cada transformador. Por tanto, lo primero que se hará será definir las bases de cálculo a emplear y luego trasladar los valores anteriores a estas nuevas bases. Luego con esto se podrá calcular los valores reales de cada cortocircuito.

La tensión base a tomar, será la tensión nominal de trabajo de las líneas eléctricas de entrada, es decir, 44 Kv. Por tanto:

$$V_{base} = 44 \text{ Kv} \quad (A-9)$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} V_{base}} \quad (A-10)$$

Sustituyendo:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} V_{base}} = \frac{10^7}{\sqrt{3} * 44 * 10^3} = 131.216 \text{ A} \quad (A-11)$$

Conocido este valor de corriente, ya se puede calcular la impedancia base.

Esta se calculará a través de la expresión:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (A-12)$$

Lo que al sustituir queda:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{(44 * 10^3)^2}{10^7} = 193.6 \Omega \quad (A-13)$$

Conocidas todas las bases, se trasladará las impedancias de cortocircuito de cada transformador a estas mediante un cambio de base:

$$Z_{tp}(p. u.) = 0,1 p. u. \text{ (referida a la potencia base de 3,3 MVA)} \quad (A-14)$$

$$Z_{tsa}(p. u.) = 0,04 p. u. \text{ (referida a una potencia base de 175 KVA)} \quad (A-15)$$

Para realizar el cambio de base:

$$Z(p. u.) = \frac{Z(p. u.)_{vieja} * Z_{base\ vieja}}{Z_{base}} \quad (A-16)$$

Antes de calcular cada valor, será necesario determinar las impedancias de base antiguas:

Para el transformador de potencia destinado a tracción:

$$Z_{base\ vieja} = \frac{V_{base\ vieja}^2}{S_{base\ vieja}} = \frac{(44 * 10^3)^2}{3,3 * 10^6} = 146,67 \Omega \quad (A-17)$$

Para el segundo transformador de potencia destinado a tracción:

$$Z_{base\ vieja} = \frac{V_{base\ vieja}^2}{S_{base\ vieja}} = \frac{(44 * 10^3)^2}{3,3 * 10^6} = 146,67 \Omega \quad (A-18)$$

Para el transformador de servicios auxiliares:

$$Z_{base\ vieja} = \frac{V_{base\ vieja}^2}{S_{base\ vieja}} = \frac{(44 * 10^3)^2}{175 * 10^3} = 12906,6 \Omega \quad (A-19)$$

Sustituyendo para cada caso:

$$Z_{tp1}(p. u.) = \frac{Z_{tp}(p. u.)_{vieja} * Z_{base\ vieja}}{Z_{base}} = \frac{0,1 * 146,67}{193,6} = 0,0757 p. u. \quad (A-20)$$

$$Z_{tp2}(p.u.) = \frac{Z_{tp}(p.u.)_{vieja} * Z_{base\ vieja}}{Z_{base}} = \frac{0.1 * 146,67}{193,6} = 0,0757 p.u. \quad (A-21)$$

$$Z_{tsa}(p.u.) = \frac{Z_{tp}(p.u.)_{vieja} * Z_{base\ vieja}}{Z_{base}} = \frac{0.04 * 12.906,6}{193,6} = 2,66 p.u. \quad (A-22)$$

Como ya se conocen los valores de todas las impedancias en por unidad que afectan para el cálculo y dimensionamiento de los interruptores que protegen la entrada a la subestación, el sistema queda:

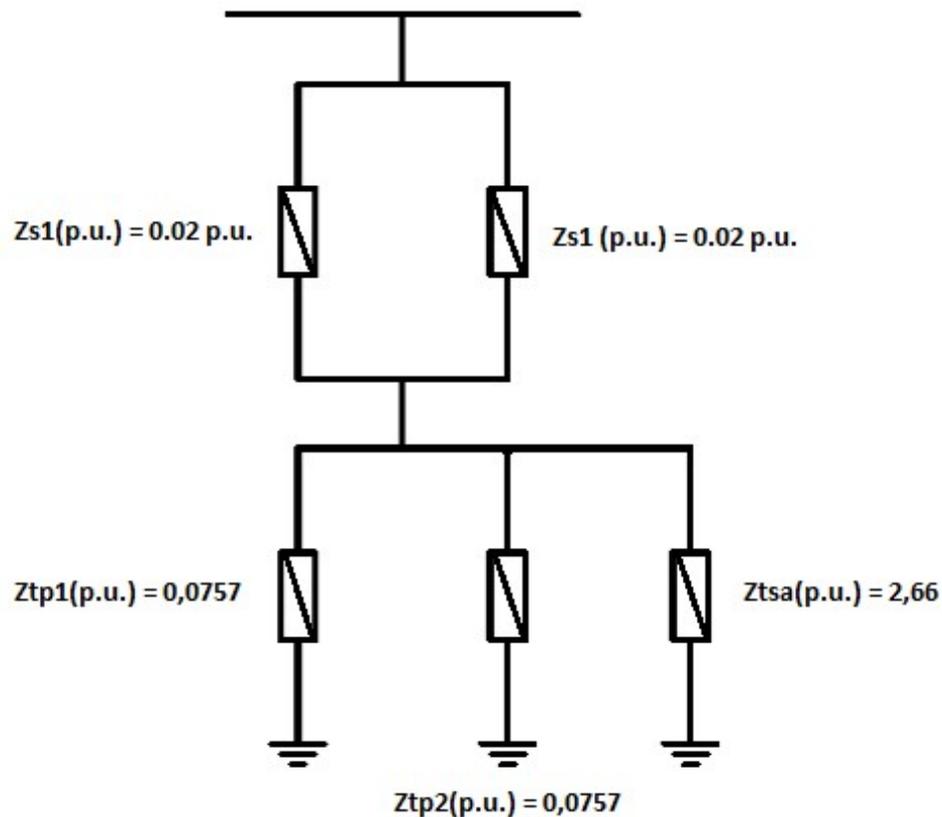


Figura A-1: esquema de las impedancias en las líneas de entrada y en los transformadores.

Para poder calcular las corrientes de cortocircuito, primero se establecerán los puntos donde es más probable que ocurra este fenómeno. Como es obvio, los cortocircuitos que se calculará serán trifásicos (cortocircuitos simétricos) ya que generan corrientes de cortocircuito más elevadas que en el resto de los casos (cortocircuitos asimétricos) y por tanto, del valor de estas dependerá la elección y el dimensionamiento de los interruptores que protegerán las líneas eléctricas de entrada, el trafo de potencia y también el trafo de servicios auxiliares.

En principio se hablará de tres tipos de cortocircuitos asociados al dimensionamiento del interruptor tratado dependiendo de su ubicación en la subestación.

El primero de ellos es el cortocircuito en una de las líneas de entrada y el segundo es en el embarrado de 44 Kv y por último, el tercero es el cortocircuito que se produce a la salida del transformador de servicios auxiliares, el cortocircuito a la salida del transformador de servicios auxiliares generales no se tomará en cuenta, debido a que este interruptor deberá ser colocado en las instalaciones correspondientes que estarán alimentadas por la línea de 12 KV.

### A.1.1 Cálculo del cortocircuito en una de las líneas eléctricas de entrada a la S.E.R.

La falla mencionada se ubicará en cualquiera de las dos líneas que alimentan la subestación tal como se puede ver en la siguiente figura:

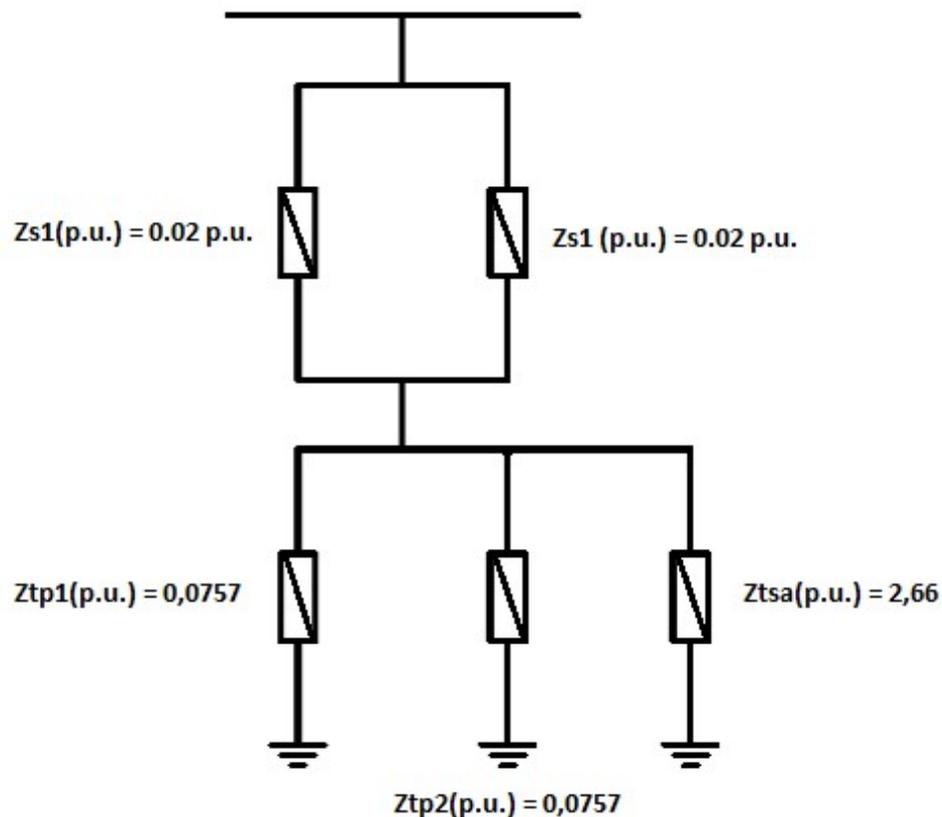


Figura A-2: Esquema del cortocircuito en una de las líneas a la entrada del sistema.

Para calcular la corriente de cortocircuito en el punto donde se produce la falla, se utilizará el método de thevenin.

Este método requiere calcular los valores bases ya que se va a trabajar en el sistema por unidad, pero estos valores base ya fueron determinados, por lo cual solo queda simplificar el sistema uniendo las impedancias que se hallan después de la falla.

Para modelar el sistema, se usa una tensión de alimentación en p.u. la cual viene dada por  $1\angle 0^\circ$ , puesto que la tensión de alimentación es de 44 Kv y coincide con la tensión base del sistema.

Luego el sistema a reducir en por unidad es el sistema que aparece a continuación:

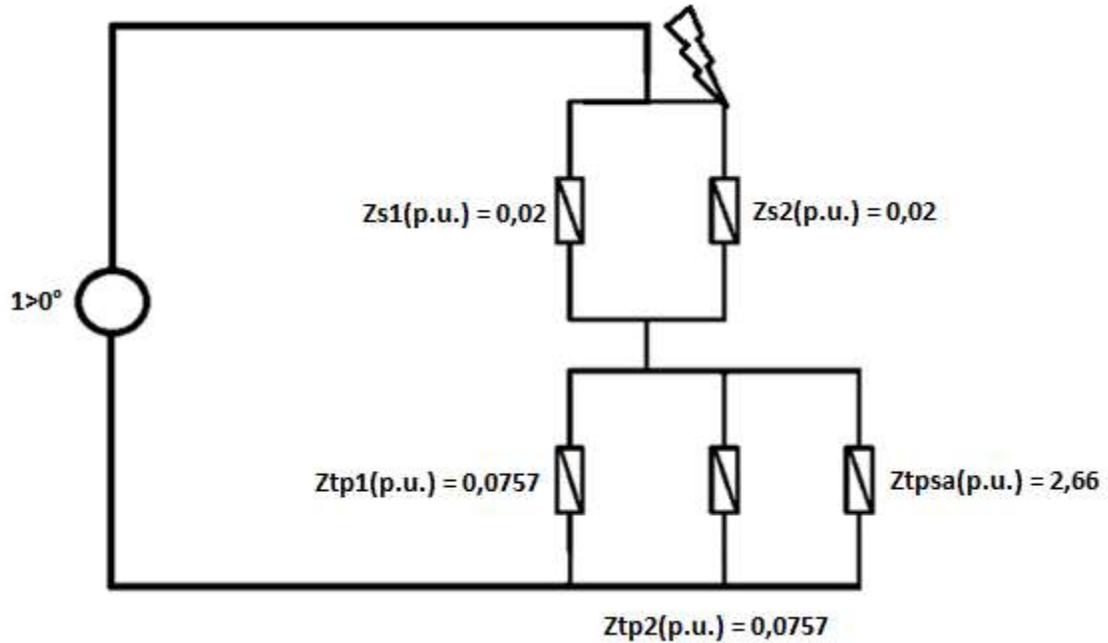


Figura A-3: Esquema del sistema a reducir.

Para obtener la impedancia thevenin vista desde el punto de la falla, será necesario hacer paralelos de las impedancias del sistema y luego sumar las que quedaran en serie, se hace primero el paralelo:

$$Z_{seq}(p.u.) = \frac{Z_{s1} * Z_{s2}}{Z_{s1} + Z_{s2}} = \frac{0,02 * 0,02}{0,02 + 0,02} = 0,01 p.u. \quad (A-23)$$

$$Z_{teq1}(p.u.) = \frac{Z_{tp} * Z_{tsa}}{Z_{tp} + Z_{tsa}} = \frac{0,0757 * 0,0757}{0,0757 + 0,0757} = 0,03785 p.u. \quad (A-24)$$

$$Z_{teq}(p.u.) = \frac{Z_{teq1} * Z_{tsag}}{Z_{teq1} + Z_{tsag}} = \frac{0,03785 * 2,66}{0,03785 + 2,66} = 0,018925 p.u. \quad (A-25)$$

Sabiendo las impedancias equivalentes, la impedancia Thevenin será la suma de las dos anteriores, es decir:

$$Z_{th} = Z_{seq} + Z_{teq} = 0,01 + 0,018925 = 0,028925 \text{ p.u.} \quad (\text{A-26})$$

Así, el sistema queda como:

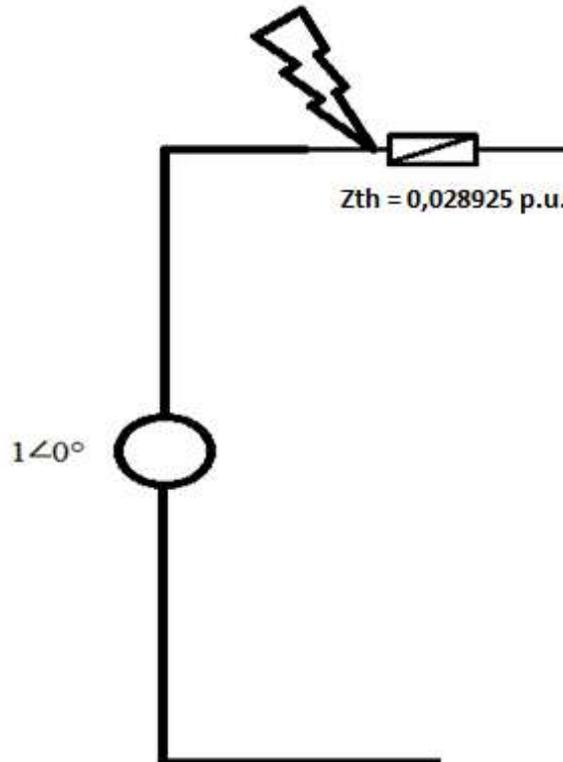


Figura A-4: Esquema de la falla con la impedancia Thevenin simplificada.

Con este sistema simplificado, se puede calcular en por unidad el valor del módulo de la corriente de cortocircuito en el punto de la falla:

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{1\angle 0^\circ}{0,028925} = 34,5721 \quad (\text{A-27})$$

Ahora que se conoce el valor del módulo de la corriente de cortocircuito en por unidad, se calculará su valor real empleando la corriente de base:

$$I_{cc} = I_{cc}(p.u.) * I_{base} = 34,5721 * 131,216 = 4536,42 \text{ A} \quad (\text{A-28})$$

### A.1.2 Cálculo del cortocircuito en las barras de 44 Kv.

En este caso, el cortocircuito se produce en las barras, es decir, en el punto donde se unen las líneas eléctricas de entrada y donde se bifurcan los servicios de tracción eléctrica propiamente dicha, los servicios auxiliares de la subestación y los servicios auxiliares generales para las estaciones de parada del tren.

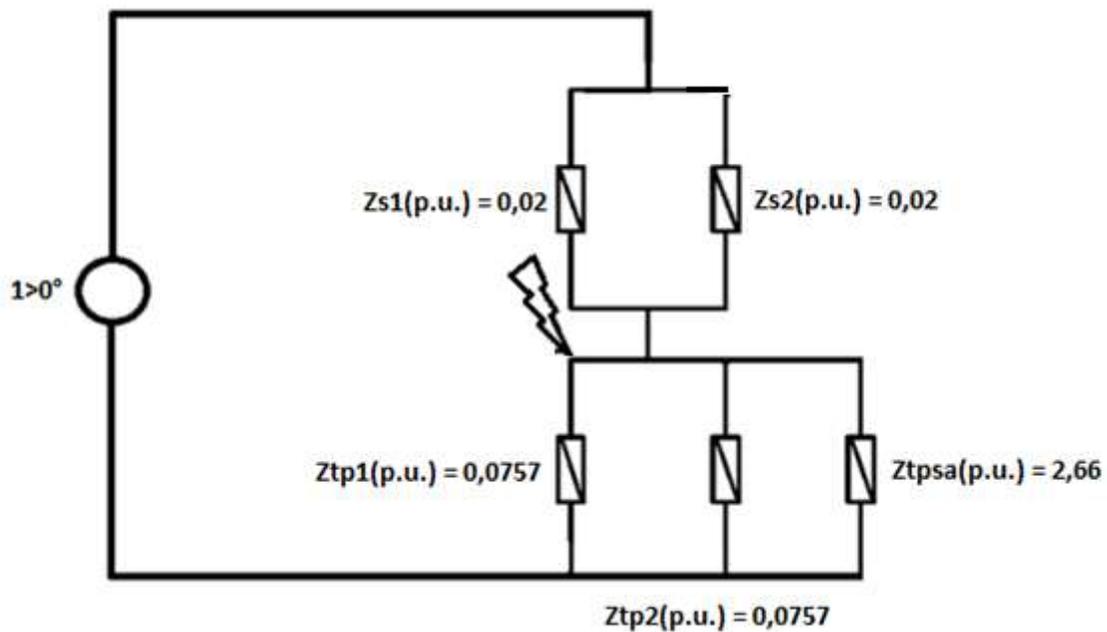


Figura A-5: Cortocircuito en las barras de entrada a la SER.

En este caso para obtener la impedancia thevenin, se toman las dos impedancias equivalentes, las de las líneas de entrada y las de los transformadores y como la falla se ubica en este caso en el medio de las dos ya mencionadas, se hace un paralelo entre ellas para obtener la impedancia de Thevenin:

$$Z_{th}(p.u.) = \frac{Z_{seq} * Z_{teq}}{Z_{seq} + Z_{teq}} = \frac{0,01 * 0,018925}{0,01 + 0,018925} = 6,543 * 10^{-3} \quad (A-29)$$

Luego el sistema reducido queda como aparece a continuación:

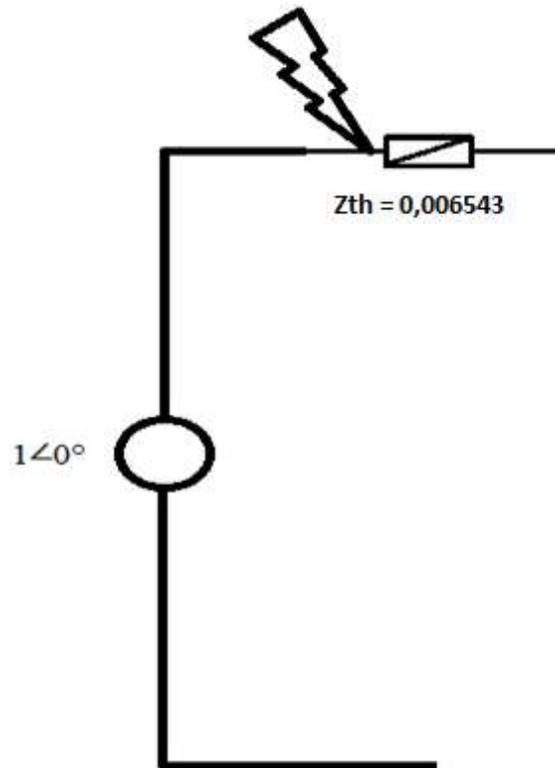


Figura A-6: Esquema de la falla en las barras, con impedancia simplificada de Thevenin.

Luego el módulo de la corriente de cortocircuito en valores por unidad es:

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{1\angle 0^\circ}{6,543 * 10^{-3}} = 152,83 \text{ p. u.} \quad (\text{A-30})$$

Se puede observar que este es el caso más desfavorable hasta ahora calculado.

Quiere decir que el hecho de que la falla se produzca en el embarrado que une las líneas con los transformadores, hace que la corriente demandada sea muy superior, la corriente de cortocircuito real en las barras de 44 KV será:

$$I_{cc} = I_{cc}(p.u.) * I_{base} = 152,83 * 131,216 = 20.053,7 \text{ (A)} \quad (\text{A-31})$$

### A.1.3 Cálculo del cortocircuito a la salida del secundario de un transformador de potencia.

Para ello, se debe considerar que el citado cortocircuito se produce a la salida del secundario del transformador TP2. La localización de la falla se observa a continuación:

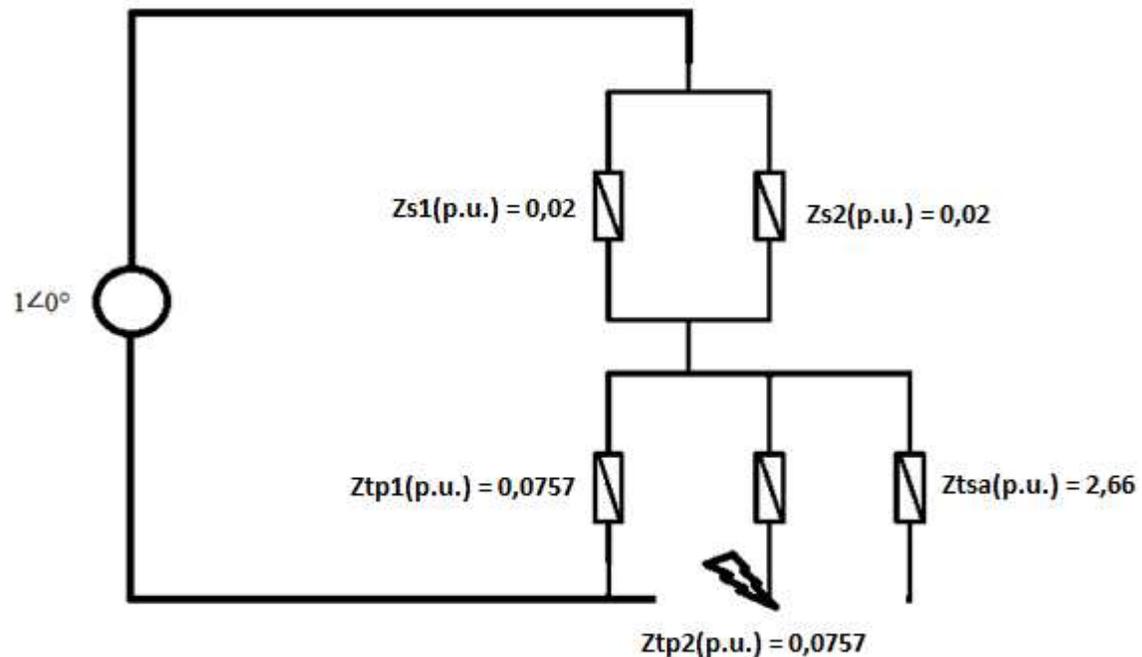


Figura A-7: Esquema de la falla a la salida del transformador TP2.

Para calcular el valor de esta falla, se volverá a utilizar el método de thevenin, en este caso bastará con realizar el paralelo entre las impedancias del transformador de potencia junto con la del transformador de servicios auxiliares, para luego realizar el paralelo entre las impedancias de las líneas de entrada y el valor recién obtenido:

$$Z_{eq}(p.u.) = \frac{Z_{tp} * Z_{tsag}}{Z_{tp} + Z_{tsag}} = \frac{0,0757 * 2,66}{0,0757 + 2,66} = 0,0736 p.u. \quad (A-32)$$

$$Z_{eq}''(p.u.) = \frac{Z_{eq} * Z_{seq}}{Z_{eq} + Z_{seq}} = \frac{0,01 * 0,0736}{0,01 + 0,0736} = 8,8039 * 10^{-3} p.u. \quad (A-33)$$

Luego la  $Z_{th}$  será:

$$Z_{th} = Z_{eq}'' + Z_{tsa} = 8,8039 * 10^{-3} + 0,0757 = 0,0845 p.u. \quad (A-34)$$

El esquema queda finalmente:

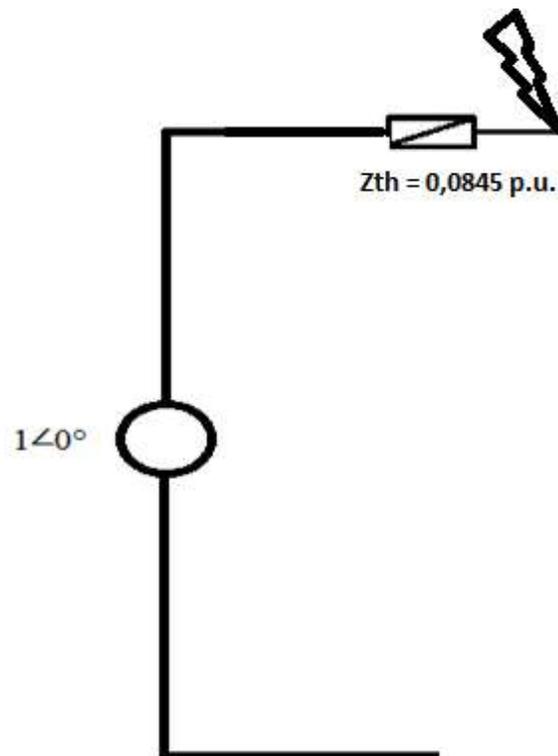


Figura A-8: Esquema de la falla a la salida del secundario del segundo transformador de potencia.

Finalmente se calcula el valor del módulo de la corriente de cortocircuito en por unidad:

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0845} = 11,8343 \text{ p. u.} \quad (\text{A-35})$$

Luego, el valor real de la corriente de corto será:

$$I_{cc} = I_{cc}(p.u.) = 11,8343 * 131,216 = 1.552,85 \text{ A} \quad (\text{A-36})$$

#### A.1.4 Cálculo del cortocircuito a la salida del transformador de tres devanados (S.A.).

De igual manera que antes, se puede obtener la corriente de cortocircuito a la salida del transformador de tres devanados:

Haciendo la equivalencia del paralelo de las líneas de entrada:

$$Z_{eq} = \frac{0,02 * 0,02}{0,02 + 0,02} = 0,01 \quad (\text{A-37})$$

Luego el paralelo de la impedancia relacionada a los transformadores de potencia:

$$Z_{eq}'' = \frac{0,0757 * 0,0757}{0,0757 + 0,0757} = 0,03785 \quad (A-38)$$

Lo que luego se calcula en paralelo con el valor equivalente de las líneas de entrada:

$$Z_{eq}''' = \frac{0,03785 * 0,01}{0,03785 + 0,01} = 0,0079 \quad (A-39)$$

Valor que sumado con la impedancia representativa del transformador de tres devanados queda como:

$$Z_{th} = 0,0079 + 2,66 = 2,6679 \quad (A-40)$$

Por último, con este valor se puede calcular la corriente de cortocircuito en P.U.

$$I_{cc} (p. u.) = \frac{1 \angle 0}{2,6679} = 0,3748 \quad (A-41)$$

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito asociada a la salida de este dispositivo sería de:

$$I_{cc} = 0,3748 * 131,216 = 49,18 (A). \quad (A-42)$$

Se puede observar que el anterior valor es acorde a una falla de corriente en circuitos de baja tensión, como lo son los servicios auxiliares, con estos valores ya se puede obtener la dimensión de los distintos interruptores de la subestación.

### A.1.5 Cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas de choque.

Para calcular estas corrientes, es necesario conocer las corrientes de cortocircuito. Como ya se sabe cuáles son estas magnitudes, bastará con emplear la siguiente ecuación:

$$I_{ch} = 1,8 * \sqrt{2} * I_{cc} \quad (A-43)$$

Siendo:

**I<sub>ch</sub>**: la corriente de cortocircuito máxima de choque en KA.

**I<sub>cc</sub>**: la corriente de cortocircuito en KA.

El factor 1,8 depende del caso en que se esté trabajando, ya que para cuando es distribución se usa un factor un poco menor, pero en el caso de transporte (este proyecto) 1,8 es la medida adecuada.

La corriente de choque para cualquiera de las líneas será:

$$I_{ch} = 1,8 * \sqrt{2} * I_{cc} = 1,8 * \sqrt{2} * 1,025125 = 2,61 KA. \quad (A-44)$$

Para el caso de las barras, dicha corriente será:

$$I_{ch} = 1,8 * \sqrt{2} * I_{cc} = 1,8 * \sqrt{2} * 20,053 = 51,05 \text{ KA.} \quad (\text{A-45})$$

La corriente de choque para la salida del secundario del segundo transformador de potencia será de:

$$I_{ch} = 1,8 * \sqrt{2} * I_{cc} = 1,8 * \sqrt{2} * 1,552 = 3,95 \text{ KA.} \quad (\text{A-46})$$

Por último, la corriente de choque para el transformador de tres devanados destinado a servicios auxiliares será de:

$$I_{ch} = 1,8 * \sqrt{2} * 49.18 = 125.20 \text{ (A).} \quad (\text{A-47})$$

Conociendo los valores de las corrientes de cortocircuito y los valores de las corrientes de choque ya se puede dimensionar los interruptores de las líneas, el del transformador de potencia y el del transformador de los servicios auxiliares.

## A.2 Cálculo de los filtros de armónicos.

Cada filtro de armónicos estará compuesto por elementos L y C. el filtro de 300 Hz (para eliminar la sexta armónica al lado de continua) estará compuesto por una auto inductancia en serie con el paralelo de dos capacidades al igual que el filtro de 600 Hz (Para eliminar la doceava armónica al lado de continua). Por otra parte, el filtro de 900 Hz (para eliminar la armónica número 18 al lado de continua) estará compuesto por una auto inductancia en serie con una capacidad. A continuación se calcula el valor que tendrán estos elementos. Para ello se resuelven las siguientes ecuaciones:

Para el filtro de 300 Hz:

$$L_{300} * W_{300} = \frac{1}{C_{300} * W_{300}} \quad (\text{A-48})$$

Para el de 600 Hz:

$$L_{600} * W_{600} = \frac{1}{C_{600} * W_{600}} \quad (\text{A-49})$$

Para el de 900 Hz:

$$L_{900} * W_{900} = \frac{1}{C_{900} * W_{900}} \quad (\text{A-50})$$

Si se igualan los valores de las auto inductancias de 300 Hz y 600 Hz:

$$\frac{1}{C_{600}W_{600}^2} = \frac{1}{C_{300}W_{300}^2} \quad (\text{A-51})$$

Despejando:

$$\frac{C_{600}}{W_{300}} = (W_{300}/W_{600})^2 = \frac{1}{4} \quad (\text{A-52})$$

Relacionando las dos capacidades se tiene que:

$$C_{300} = 4C_{600} \quad (\text{A-53})$$

Y de la misma forma se puede llegar a que:

$$\frac{C_{900}}{C_{600}} = \frac{W_{600}^2}{W_{900}^2} = \frac{4}{9} \quad (\text{A-54})$$

Despejando se tiene que:

$$C_{600} = \frac{9}{4}C_{900} \quad (\text{A-55})$$

Por lo tanto, se establece que:

$$C_{300} = 4C_{600} = 9C_{900} \quad (\text{A-56})$$

Con esta igualdad se debe elegir un valor para la capacidad del filtro de 900 Hz, para tener la correspondiente al filtro de 600 y al filtro de 300. Se escoge un valor normalizado y usual para filtros de este tipo, el cual será 10 uF para el filtro de 900 Hz. Por tanto:

$$C_{900} = 10 \text{ uF} \Rightarrow C_{600} = 22,5 \text{ uF} \Rightarrow C_{300} = 90 \text{ uF} \quad (\text{A-57})$$

Cabe destacar que para el filtro de 300 y 600 Hz se trata de dos capacitancias iguales conectadas en paralelo, es por esto que sus valores serán:

- Para el filtro de 300 Hz = 2 capacitancias de 45 uF c/u.
- Para el filtro de 600 Hz = 2 capacitancias de 12 uF c/u.
- Para el filtro de 300 Hz = 1 capacitancia de 10 uF.

Luego para calcular las auto inductancias, se determinan las pulsaciones a 900, 600 y 300 Hz, así:

- $W_{300} = 2\pi \times F = 2 \times \pi \times 300 = 1885 \text{ rads/seg.}$
- $W_{600} = 2\pi \times F = 2 \times \pi \times 600 = 3770 \text{ rads/seg.}$
- $W_{900} = 2\pi \times F = 2 \times \pi \times 900 = 5655 \text{ rads/seg.}$

Por tanto, el valor de las auto inductancias de los filtros resulta ser:

$$L_{300} = \frac{1}{9 * 10^{-5} * 1885^2} = 3,12 \text{ mH} \quad (\text{A-58})$$

$$L_{600} = \frac{1}{22.5 * 10^{-6} * 3770^2} = 3,12 \text{ mH} \quad (\text{A-59})$$

$$2L_{900} = \frac{1}{10^{-5} * 5655^2} = 3,12 \text{ mH} \quad (\text{A-60})$$

Ahora se calculan los valores de las tensiones y corrientes a las que estarán sometidos los filtros:

Tensiones de cada filtro:

$$V_{300} = \frac{\sqrt{2} * V_{cc}}{6^2 - 1} = \frac{\sqrt{2} * 3100}{6^2 - 1} = 125,25 \text{ (v)} \quad (\text{A-61})$$

$$V_{600} = \frac{\sqrt{2} * V_{cc}}{12^2 - 1} = \frac{\sqrt{2} * 3100}{12^2 - 1} = 30,65 \text{ (v)} \quad (\text{A-62})$$

$$V_{900} = \frac{\sqrt{2} * V_{cc}}{18^2 - 1} = \frac{\sqrt{2} * 3100}{18^2 - 1} = 13,57 \text{ (v)} \quad (\text{A-63})$$

Por último, las corrientes a las que estará sometidos cada filtro serán:

$$I_{300} = \frac{V_{300}}{L_{\text{aislamiento}} * W_{300}} = \frac{125,25}{6 * 10^{-4} * 1885} = 110,7 \text{ (a)} \quad (\text{A-64})$$

$$I_{600} = \frac{V_{600}}{L_{\text{aislamiento}} * W_{600}} = \frac{30,65}{6 * 10^{-4} * 3770} = 13,55 \text{ (a)} \quad (\text{A-65})$$

$$I_{900} = \frac{V_{900}}{L_{\text{aislamiento}} * W_{900}} = \frac{13,57}{6 * 10^{-4} * 5655} = 3,99 \cong 4,0 \text{ (a)} \quad (\text{A-66})$$

### A.3 Dimensionamiento para la elección de los interruptores.

En este apartado se procede a hacer los cálculos respectivos para la dimensión y posterior elección de los interruptores que serán utilizados en la S.E.R.

#### A.3.1 Dimensionamiento del interruptor para las líneas de entrada.

Para poder dimensionar correctamente cada interruptor, se procede a calcular sus parámetros más característicos.

El más importante de estos es el poder de corte que como se ha dicho, es la capacidad del interruptor para extinguir el arco. Dicho parámetro puede ser expresado analíticamente como:

$$Sr = \sqrt{3} * Un * Icc \quad (A-67)$$

Donde:

*Vn es la tensión nominal en KV*

*Icc es la corriente de cortocircuito permanente en KA.*

Sustituyendo estos valores:

$$Sr = \sqrt{3} * Vn * Icc = \sqrt{3} * 44 * 1,025125 = 78,125 \text{ MVA} \quad (A-68)$$

Un valor que define también la elección del interruptor es la corriente nominal, esta se puede expresar como:

$$In = \frac{Sn}{(\sqrt{3} * Vn)} \quad (A-69)$$

Donde:

**Vn** es la tensión nominal en Kv.

**Sn** es la potencia nominal en MVA.

Sustituyendo:

$$In = \frac{Sn}{\sqrt{3} * Vn} = \frac{6,6 + 0,175}{\sqrt{3} * 44} = 0,08889 \text{ kA} = 88,89 \text{ (A)} \quad (A-70)$$

Es importante considerar las sobrecargas para las cuales ha de estar diseñada dicha subestación de tracción. Estas sobrecargas como ya se ha dicho, están reguladas por la normativa de subestaciones rectificadoras de tracción (CEI- 146.432.2) y establecen regímenes de carga del 150% y 300% durante 2 horas al día y 5 minutos al día respectivamente para el transformador de potencia. Puesto que se está trabajando con valores de corriente relativamente bajos, los valores de corriente en la sobrecarga no son lo suficientemente elevados como para considerarlos a la hora de dimensionar el interruptor a elegir en este caso.

Otro parámetro no tan fundamental, pero si importante, es la capacidad de conexión o poder de conexión. Este se puede calcular como:

$$S_c = \sqrt{3} * V_n * I_{ch} \quad (A-71)$$

Donde:

***V<sub>n</sub>*** es la tensión nominal en Kv.

***I<sub>ch</sub>*** es la corriente de choque en Ka.

Sustituyendo:

$$S_c = \sqrt{3} * V_n * I_{ch} = \sqrt{3} * 44 * 2,61 = 198,91 \text{ MVA.} \quad (A-72)$$

Como es obvio la corriente de desconexión es igual a la corriente de cortocircuito, luego:

$$I_d = I_{cc} = 1,025125 \text{ KA.} \quad (A-73)$$

### A.3.2 Dimensionamiento del interruptor asociado a los transformadores de potencia.

Al igual que en el caso anterior se calcularán una serie de parámetros para la elección del interruptor en cuestión:

Poder de corte:

$$S_r = \sqrt{3} * V_n * I_{cc} = \sqrt{3} * 44 * 20,53 = 1564,6 \text{ MVA} \quad (A-74)$$

Intensidad nominal:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{6,6}{\sqrt{3} * 44} = 0,0866 \text{ kA} = 86,60 \text{ A} \quad (A-75)$$

Capacidad de conexión:

$$S_c = \sqrt{3} * V_n * I_{ch} = \sqrt{3} * 44 * 51,05 = 3890,53 \text{ MVA.} \quad (A-76)$$

Corriente de desconexión:

$$I_d = I_{cc} = 20,53 \text{ KA.} \quad (A-77)$$

### A.3.3 Dimensionamiento del interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares.

De la misma forma que antes, se calculará la serie de parámetros necesarios para la elección del interruptor en esta aplicación.

Poder de corte:

$$S_r = \sqrt{3} * V_n * I_{cc} = \sqrt{3} * 44 * 20,53 = 1564,59 \text{ MVA} \quad (\text{A-78})$$

Intensidad nominal:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{0,175}{\sqrt{3} * 44} = 0,00229 \text{ kA} = 2,29 \text{ A} \quad (\text{A-79})$$

Capacidad de conexión:

$$S_c = \sqrt{3} * V_n * I_{ch} = \sqrt{3} * 44 * 51,05 = 3890,53 \text{ MVA}. \quad (\text{A-80})$$

Corriente de desconexión:

$$I_d = I_{cc} = 20,53 \text{ KA}. \quad (\text{A-81})$$

### A.3.4 Dimensionamiento para la elección del interruptor general de baja tensión para servicios auxiliares de la subestación.

Como en el resto de los casos, se debe hacer el cálculo de la serie de valores que se muestran a continuación:

Poder de corte:

$$S_r = \sqrt{3} * V_n * I_{cc} = \sqrt{3} * 0,4 * 0,081524 = 0,0564 \text{ MVA} \quad (\text{A-82})$$

Intensidad nominal:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{0,025}{\sqrt{3} * 0,23} = 0,0627 \text{ kA} = 62,75 \text{ (A)} \quad (\text{A-83})$$

Capacidad de conexión:

$$S_c = \sqrt{3} * V_n * I_{ch} = \sqrt{3} * 0,4 * 0,2075 = 0,1438 \text{ MVA}. \quad (\text{A-84})$$

Corriente de desconexión:

$$I_d = I_{cc} = 0,081524 \text{ KA}. \quad (\text{A-85})$$

#### A.4 Cálculo de las corrientes de cortocircuito asociadas al pórtico de feeders.

A continuación, se muestra un esquema eléctrico del sistema de corriente continua tomado como modelo para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en la catenaria (cortocircuitos externos):

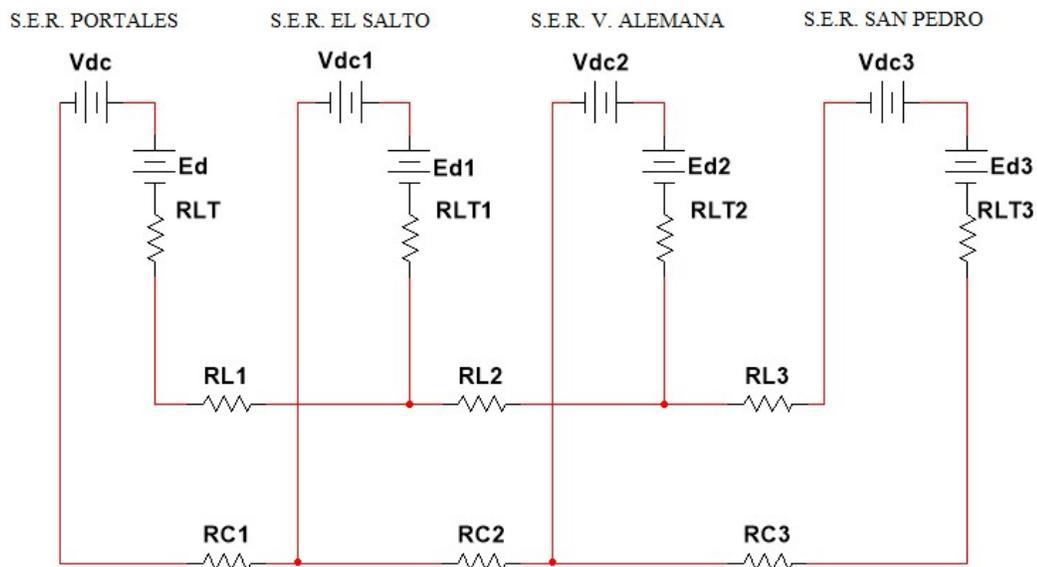


Figura A-9: Esquema del circuito para el cálculo de sobre intensidades.

A continuación, se indica a que corresponde cada elemento del esquema anterior:

- Vdc es el valor medio de la tensión de salida de una rectificación de 6 pulsos.
- Ed supone la caída de tensión media en todo el grupo rectificador.
- Rlt no es una resistencia como tal que disipa calor, sino, la modelización de la caída de tensión media debida a la elevada inductancia del transformador de potencia. Es importante mencionar que al tener dos devanados secundarios, habrá valores dos valores de inductancia, aunque, estos serán iguales ya que la tensión relativa de cortocircuito es igual entre devanados. El valor final será RL<sub>T</sub> (el valor buscado) se obtendrá al multiplicar la caída de tensión de un devanado secundario por dos.
- RL1, RL2 y RL3 son las resistencias de los tramos de la catenaria que conectan cada subestación entre sí. Cada valor representa:  
 RL1: la resistencia del tramo ubicado entre la subestación portales y la subestación el salto.  
 RL2: representa la resistencia de la línea que se ubica entre las subestaciones del Salto y Villa Alemana.  
 RL3: representa la resistencia de la línea que se ubicará finalmente en el tramo comprendido entre las subestaciones Villa Alemana y la nueva subestación San Pedro.  
 Para estos valores se considerará la resistencia de la línea aérea de contacto.
- RC1, RC2, RC3 son las resistencias de los circuitos de retorno, es decir, las resistencias equivalentes de los feeders negativos que conectan cada subestación y de los carriles que conforman las vías.

Una vez dicho que es cada uno de los elementos del sistema a analizar, se calcula el valor de cada uno de ellos para pasar a imponer las condiciones de cortocircuito.

El valor medio de la tensión a la salida de uno de los rectificadores hexafásico (Vdc) puede expresarse analíticamente según su definición como:

$$V_{dc} = \frac{1}{T} \int_{t_0}^T V(T) dt \quad (A-86)$$

Donde  $T = \pi/3$  (hexafásico).

Teniendo en cuenta este periodo de rectificación hexafásico y que la tensión en el dominio del tiempo se define como una onda alterna sinodal, se sustituyen los valores en la ecuación anterior y se obtiene lo siguiente:

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}}^{\frac{2\pi}{3}} V_m \sin(\omega t) d\omega t = \frac{3V_m}{\pi} \left( \cos\left(\frac{\pi}{3}\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right) \quad (A-87)$$

Por tanto, la tensión entregada por el rectificador viene dada por:

$$V_{dc} = \frac{3V_m}{\pi} \quad (A-88)$$

Como son dos rectificadores conectados en paralelo, las tensiones de salida serán iguales para los dos rectificadores.

$$V_{dc} = V_{dc1} = V_{dc2} \quad (A-89)$$

Y como es sabido, la tensión peak a la salida del transformador viene dada por:

$$V_m = \sqrt{2} * V_{eficaz} \quad (A-90)$$

Donde la tensión de salida en el secundario y terciario del transformador será de:

Luego el valor de  $V_m$  viene dado por:

$$V_{rms} = 2121 \text{ Volts} \quad (A-91)$$

$$V_m = \sqrt{2} * 2222 = 3142.38 \text{ volts} \quad (A-92)$$

Dejando así una tensión de salida en el rectificador de:

$$V_{dc} = 3 * \frac{3142.38}{\pi} = 3000,75 \text{ volts} \quad (A-93)$$

Considerando una caída de tensión media en todo el grupo de rectificación  $E_d$  de aproximadamente 200 volts, se puede modelar el sistema con una fuente de tensión continua, que representa la tensión a la salida de las subestaciones, con un valor de 3200 volts.

El valor de  $R_{lt}$  viene dado por la expresión:

$$R_{lt} = 6 * f * L_t \quad (A-94)$$

Donde  $L_t = 0.458 \text{ mH}$ , por lo que reemplazando en (A - 73),

$$R_{lt} = 0.1374 \Omega \quad (A-95)$$

Este valor de  $R_{lt}$  se puede tomar cómodamente para todas las subestaciones en cuestión.

Luego se puede hallar la resistencia de la catenaria mediante la siguiente relación:

$$R = R_{20}(1 + \alpha(t - 20)) \quad (A-96)$$

Esta relación ayuda a obtener el valor de resistencia de la catenaria en función de la temperatura.

Donde:

- $R_{20}$  es la resistencia de la catenaria a 20 grados Celsius.
- $\alpha$  es un coeficiente de temperatura que depende del material. Para el cobre, este coeficiente toma el valor de  $0,00393^\circ\text{C}^{-1}$
- $T$  es la temperatura final, en este caso se ha considerado una temperatura final de  $80^\circ\text{C}$

Únicamente queda hallar el valor de la resistencia a  $20^\circ\text{C}$ . Esta puede calcularse como:

$$R_{20} = \rho * \frac{L}{S} \quad (A-97)$$

Siendo:

- $\rho$  la resistividad del cobre que es de  $0,0171 \Omega * \frac{mm^2}{M}$
- $L$  la longitud del conductor en m (en un principio se considerará 1000 m para que el valor calculado sea por kilómetro).
- $S$  es la sección de un hilo de contacto de la catenaria que es de 107 milímetros cuadrados. Puesto que el alimentador general consta de dos hilos de contacto y un sustentador que en este caso posee una sección de 153 milímetros cuadrados, el valor final de la resistencia en ohmios por kilómetro será la equivalente del paralelo de todos los componentes que forman la catenaria (hilos de contacto y sustentador).

Sustituyendo los valores anteriores se llega a:

$$R_{20} = \rho * \frac{L}{S} = 0,0171 * \frac{1000}{107} = \frac{0,16\Omega}{km} \quad (A-98)$$

Con este valor calculado, la resistencia de uno de los hilos de contacto será de:

$$R = R_{20}(1 + \alpha(T + 20)) = 0,16(1 + 0,00393(80 - 20)) = 0,1977 \frac{\Omega}{km} \quad (A-99)$$

Conocido este valor, la resistencia equivalente de los dos hilos de contacto será de:

$$R = \frac{0,1977}{2} = 0,0988 \frac{\Omega}{km} \quad (A-100)$$

Por último, solo queda añadir el sustentador. Para calcular su resistencia se seguirá el mismo procedimiento:

$$R_{20} = \rho * \frac{L}{S} = 0,0171 * \frac{1000}{153} = \frac{0,111\Omega}{km} \quad (A-101)$$

La resistencia del sustentador será por tanto de:

$$R = R_{20}(1 + \alpha(T - 20)) = 0,111(1 + 0,00393(80 - 20)) = \frac{0,1371\Omega}{km} \quad (A-102)$$

La resistencia final de la catenaria vendrá entonces dada por:

$$R = \frac{0,0988 * 0,1371}{0,0988 + 0,1371} = 0,0574 \frac{\Omega}{km} \quad (A-103)$$

Ahora para hacer el cálculo de las resistencias que se tienen en el esquema (RL1, RL2 y RL3) bastará con multiplicar el valor calculado de la resistencia por la longitud entre subestaciones que en este caso son de:

- Entre la SER portales y la SER el salto: 7,1 Km.

- Entre la SER el salto y la SER Villa Alemana: 16,4 Km.
- Entre la SER Villa Alemana y la SER San Pedro: 26.9 Km.

Luego con los valores obtenidos, y multiplicando por las distancias se obtiene:

$$RL1 = 0,0574 * 7,1 Km = 0,40754 \quad (A-104)$$

$$RL2 = 0,0574 * 16,4 Km = 0,94136 \quad (A-105)$$

$$RL3 = 0,0574 * 26,9Km = 1,54406 \quad (A-106)$$

Por último, solo queda calcular el valor de la resistencia del circuito de retorno, el cual está conformado por los rieles de la vía férrea y se divide en RC1, RC2 y RC3.

Para llevar a cabo este cálculo se tomará en cuenta la resistencia del propio carril, la cual se puede obtener tomando en cuenta los parámetros del carril en sí. El carril que se utilizará es de 54 kg/m, el valor de la resistencia equivalente (la total de ambos carriles) es de  $0,00686 \frac{\Omega}{km}$ . Por tanto los valores de las resistencias de retorno entre subestaciones vienen dadas por:

$$RC1 = 7,1 * 0,00686 = 0,0487 \quad (A-107)$$

$$RC2 = 16,4 * 0,00686 = 0,11250 \quad (A-108)$$

$$RC3 = 26,9 * 0,00686 = 0,18454 \quad (A-109)$$

Reemplazando estos valores en el esquema siguiente:

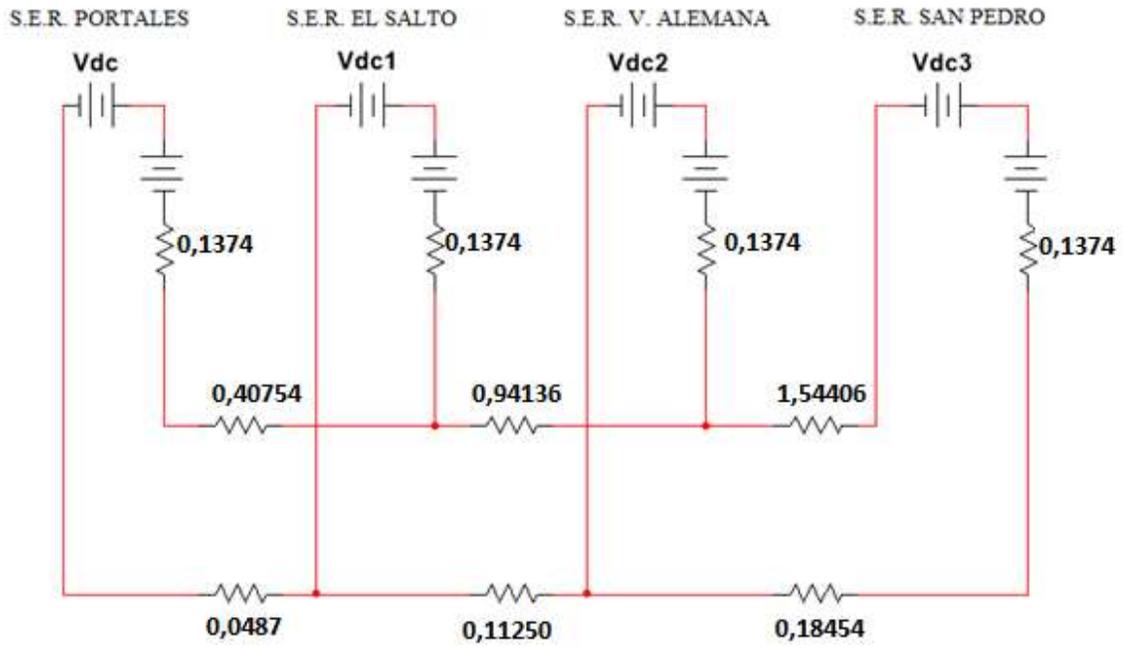


Figura A-10: Esquema con las resistencias.

Para luego agregar los valores de las tensiones calculadas anteriormente y proceder a simplificar el siguiente circuito:

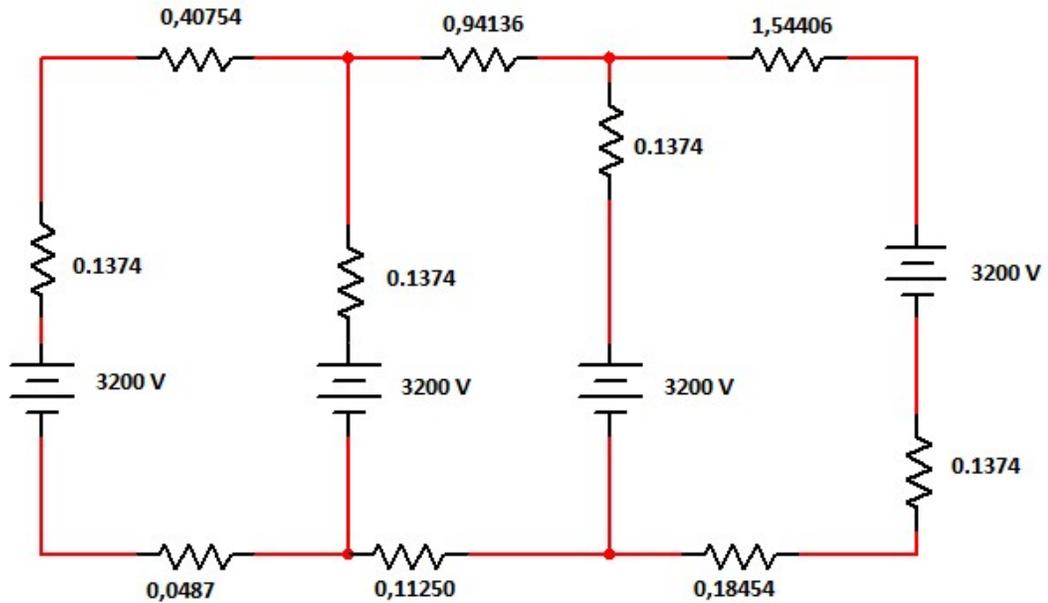


Figura A-11: Esquema del circuito de Merval con los valores de resistencia y voltajes.

En la siguiente figura se podrá ver en qué punto se está calculando la falla más desfavorable para la subestación, dicha falla corresponde al punto de conexión de esta misma con la catenaria, el valor de cortocircuito en ese punto es el que ayudará a dimensionar los interruptores extrarrápidos.

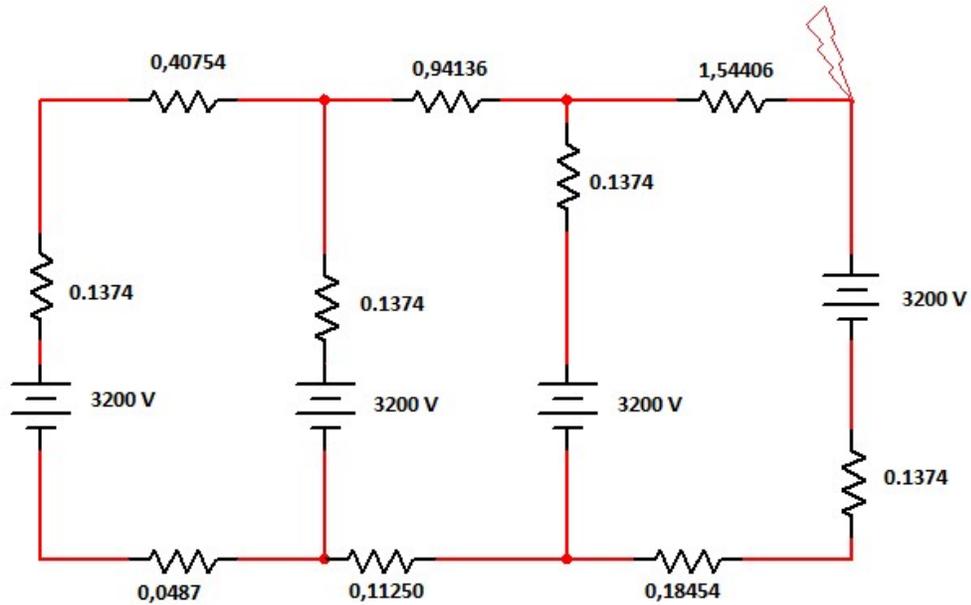


Figura A-12: Esquema del circuito y la falla en el punto de entrada de la subestación.

Acorde a este punto de falla, se realizará el proceso de reducción del circuito mediante thevenin para hallar la resistencia equivalente en ese punto y así obtener el valor de falla.

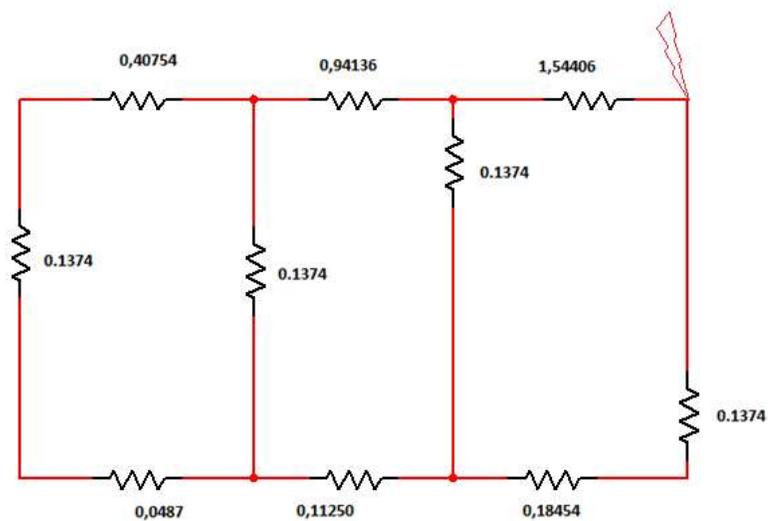


Figura A-13: Esquema del circuito a simplificar.

En la figura anterior se realizan todas las sumas necesarias de resistencias en serie y paralelo para lograr el circuito que se ve a continuación:

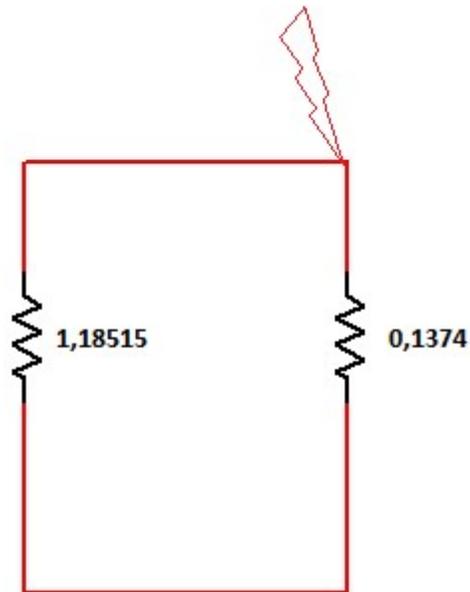


Figura A-14: Circuito simplificado por el proceso Thevenin.

Luego la resistencia equivalente del circuito, vista desde la entrada de la subestación viene dada por:

$$R_{th} = \frac{1,1851 \cdot 0,1374}{1,1851 + 0,1374} = 0,1279 \Omega \quad (A-110)$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta que la tensión de vacío es 3200 volts, la corriente de cortocircuito a la salida del pórtico de feeders será de:

$$I_{cc} = \frac{V_o}{R_{th}} = \frac{3200}{0,1279} = 25019.54 A \approx 25 KA \quad (A-111)$$

Con este valor de cortocircuito a la salida del pórtico de feeders se puede ahora dimensionar y escoger los interruptores extrarrápidos para las celdas.

## B Cálculo de la malla a tierra.

### B.1 Funciones de una malla de puesta a tierra.

Entre las más importantes se tienen:

- Evitan sobre tensiones producidos por descargas atmosféricas, operación o maniobras de disyuntores.
- Proporcionar una vía rápida de descarga de baja impedancia con el fin de mejorar y asegurar el funcionamiento de protecciones.
- Proporcionar seguridad al personal de la subestación.

### B.2 Requisitos de una malla a tierra.

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra. (< 5 Ohm).
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión.

### B.3 Tensiones de paso y de contacto admisibles.

#### B.3.1 Tensión de paso.

Es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_p = \frac{165 + P_s}{\sqrt{t}} \quad (\text{B-1})$$

Donde:

$E_p$  = tensión de paso permisible en voltios. (App. 3.7 Kv. Para alguien de 70 kg)

$P_s$  = resistividad de la superficie del terreno en  $\Omega\text{-m}$

$T$  = duración máxima de la falla en segundos.

### B.3.2 Tensión de contacto.

Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_t = \frac{165 + 0.25P_s}{\sqrt{t}} \quad (\text{B-2})$$

En donde:

$E_t$  = tensión permisible en voltios. (50 Volts en lugares secos y 24 V en lugares húmedos).

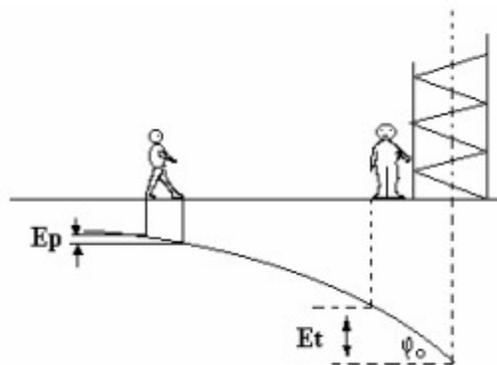


Figura B-1: tensión de paso  $E_p$  y de contacto (fuente: <http://revistas.utp.edu.co>)

### B.4 Diseño de una malla a tierra.

El diseño de una malla a tierra está afectado por las siguientes variables:

- Tensión Permisible de Paso.
- Tensión Permisible de contacto.
- Configuración de la malla.
- Resistividad del terreno
- Tiempo máximo de despeje de la falla.
- Conductor de la malla.
- Profundidad de instalación de la malla.

### B.5 Selección del conductor de la malla.

Al conductor de cobre se le adjudica por normas internacionales una capacidad de transmitir una corriente del orden de 150 amperes por milímetro cuadrado, por lo cual la sección mínima necesaria se calcula como:

$$S[mm^2] = \frac{It}{150} \quad (B-3)$$

### B.6 Tensiones reales de paso y de contacto.

La tensión de paso real en una subestación está dada por:

$$E_p = K_s * k_i * \frac{\rho i}{L} \quad (B-4)$$

En donde:  $E_p$  = Tensión de paso real en voltios.

$K_s$  = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.

$k_i$  = Coeficiente de irregularidad del terreno.

$\rho$  = Resistividad del suelo ( $\Omega$ -m)

$I$  = Corriente máxima de falla (Amp)

$L$  = Longitud total del conductor (m)

La tensión de contacto real está dada por:

$$E_t = K_m * k_i * \frac{\rho I}{L} \quad (B-5)$$

Donde:

$E_t$  = Tensión de contacto en voltios.

$K_m$  = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

### B.7 Determinación de los coeficientes $K_m$ , $k_i$ , $K_s$ .

Para la determinación de los coeficientes es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

$A$  = Longitud de la malla (m).

B= Ancho de la malla (m).

L= Longitud total del conductor (m).

n= Número de conductores en paralelo de longitud A

m= Número de conductores en paralelo de longitud B.

D= Espaciamiento entre conductores (m).

h= Profundidad de enterramiento (m).

d= Diámetro del conductor (m)

La longitud total del conductor está dada por  $L = n \cdot A + m \cdot B$

K m es:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} \dots\right) \quad (\text{B-6})$$

$$K_i = 0.65 + 0.172n \quad n \leq 7 \quad (\text{B-7})$$

$$K_i = 2.0 \quad n > 7 \quad (\text{B-8})$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right) \quad (\text{B-9})$$

## B.8 Valor de la resistencia de puestas a tierra.

El cálculo de la resistencia de puesta a tierra se puede hacer por el método de Laurent y Niemann o por método de Dwinght.

### B.8.1 Metodo de laurent y Niemann.

Este método es bastante aproximado y la expresión para el cálculo es:

$$R = 0.443\rho \left( \frac{1}{\sqrt{A\gamma}} + \frac{1}{L} \right) \quad (\text{B-10})$$

Dónde: R = Resistencia en ohmios.

$A_g$  = Área de la malla de puesta a tierra en  $m^2$

$\rho$  = Resistividad del suelo ( $\Omega$ -m)

L = Longitud total del conductor (m).

La ecuación (B-10) es una aproximación y su resultado siempre es mayor que el valor real.

### B.8.2 Método de Dwight.

Este método es mucho más largo, pero es mucho más exacto que el anterior. El primer paso consiste en hallar la resistencia de un conductor de la malla.

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \left( \frac{2L'}{r} \right) + \ln \left( \frac{L'}{h} \right) + \frac{2h}{L'} - \frac{h^2}{L'^2} - 2 \right) \quad (B-11)$$

Dónde:

$R_s$  = Resistencia de puesta a tierra de un solo conductor en  $\Omega$

$\rho$  = Resistividad en ( $\Omega$ -m)

$L'$  = Longitud del conductor (m)

h = Profundidad de enterramiento del conductor (m)

r = Radio del conductor en m.

Una vez calculada esta resistencia, se procede al cálculo de las resistencias debidas a las interferencias mutuas entre los conductores, tal resistencia es:

$$R_a = \frac{\rho}{2\pi L'} \left( \ln \left( \frac{4L'}{E} \right) + \ln \left( \frac{E}{2L} \right) \frac{E^2}{16(L')^2} - 1 \right) \quad (B-12)$$

Dónde:

$R_a$  = Resistencia mutua en  $\Omega$

E = Espaciamiento equivalente entre un conductor y los demás en m.

La resistencia total de un conductor es:

$$R_c = r_s + (n - 1)R_a \quad (B-13)$$

La resistencia de n conductores es:

$$R_{cn} = \frac{R_c}{n} \quad (\text{B-14})$$

También en forma análoga se determina la resistencia de los conductores transversales de unión. La resistencia “mutua” de los componentes de unión incluyendo la interferencia debida a los conductores transversales a los cuales se encuentran unidos es:

$$R_{am} = (m - 1)R_{au} + (n - 1)R_a \quad (\text{B-15})$$

$R_{au}$  = Resistencia mutua de conductores de unión ( $\Omega$ )

La resistencia total de un solo conductor de unión es:

$$R_{cm} = \frac{R_{cu}}{m} \quad (\text{B-16})$$

La resistencia total de la malla está dada por:

$$R = \frac{R_{cn} * R_{cm}}{R_{cn} + R_{cm}} \quad (\text{B-17})$$

## B.9 Calculo de la malla a tierra.

A continuación, se efectúa un cálculo aproximado para otorgar una referencia de los valores y parámetros con los cuales deberá cumplir la malla de tierra de la subestación rectificadora.

Se efectuarán los cálculos en base a los siguientes datos:

- Dimensiones del patio: 40x50 metros cuadrados.
- Corriente máxima de falla: 14200 A.
- Nivel de tensión primario: 44 Kv.
- Resistividad del suelo: 100( $\Omega$ -m)
- Resistividad de la superficie: 2000 ( $\Omega$ -m)
- Tiempo máximo de falla: 1 seg.

Selección del conductor:

Sea:

$$T_a = 30^\circ\text{C}$$

$$T_m = 250^\circ\text{C} \text{ (uniones pernadas)}$$

Aplicando la ecuación (B-3), se obtiene:

$$S = \frac{14200}{150} = 94.6 \text{ mm}^2 \quad (\text{B-18})$$

Por lo tanto, es necesario utilizar un conductor de 94.6 milímetros cuadrados de sección como mínimo.

Por recomendaciones prácticas, la norma NCH4-2003 recomienda utilizar en terrenos de resistividad promedio de 50, 100 o 150 Ohm x mt. Usar una malla de 16, 25 o 100 metros cuadrados respectivamente. Luego como se ha tomado una resistividad promedio en el terreno de la subestación de 100 Ohm x mt. Es que se decide acorde a la norma utilizar la malla de 25 metros cuadrados, con un conductor de sección de al menos 95  $\text{mm}^2$  y enterrada en el suelo a una distancia de 90 centímetros.

Finalmente se instalaría una malla de tierra con las siguientes características:

- Sección del conductor: 95  $\text{mm}^2$
- 25 metros cuadrados de área total
- Enterrada a una profundidad de 90 centímetros.
- De enmallado cuadrado, con uniones fundidas por soldadura exotérmica.

## **C** Esquemas, diseños y layout de la subestación.

En este apartado se insertarán las imágenes correspondientes a los esquemas y layout del presente proyecto.

### **C.1 Diagrama unifilar de la subestación.**

Este diagrama muestra una visión completa esquemática de cómo se van a interconectar los distintos dispositivos que forman parte del sistema, entre ellos, los transformadores de potencia de dos devanados, el transformador para servicios auxiliares de la subestación como de las estaciones colindantes, el pórtico de feeders con sus respectivos interruptores automáticos, el armario de negativos y el grupo de rectificadores.

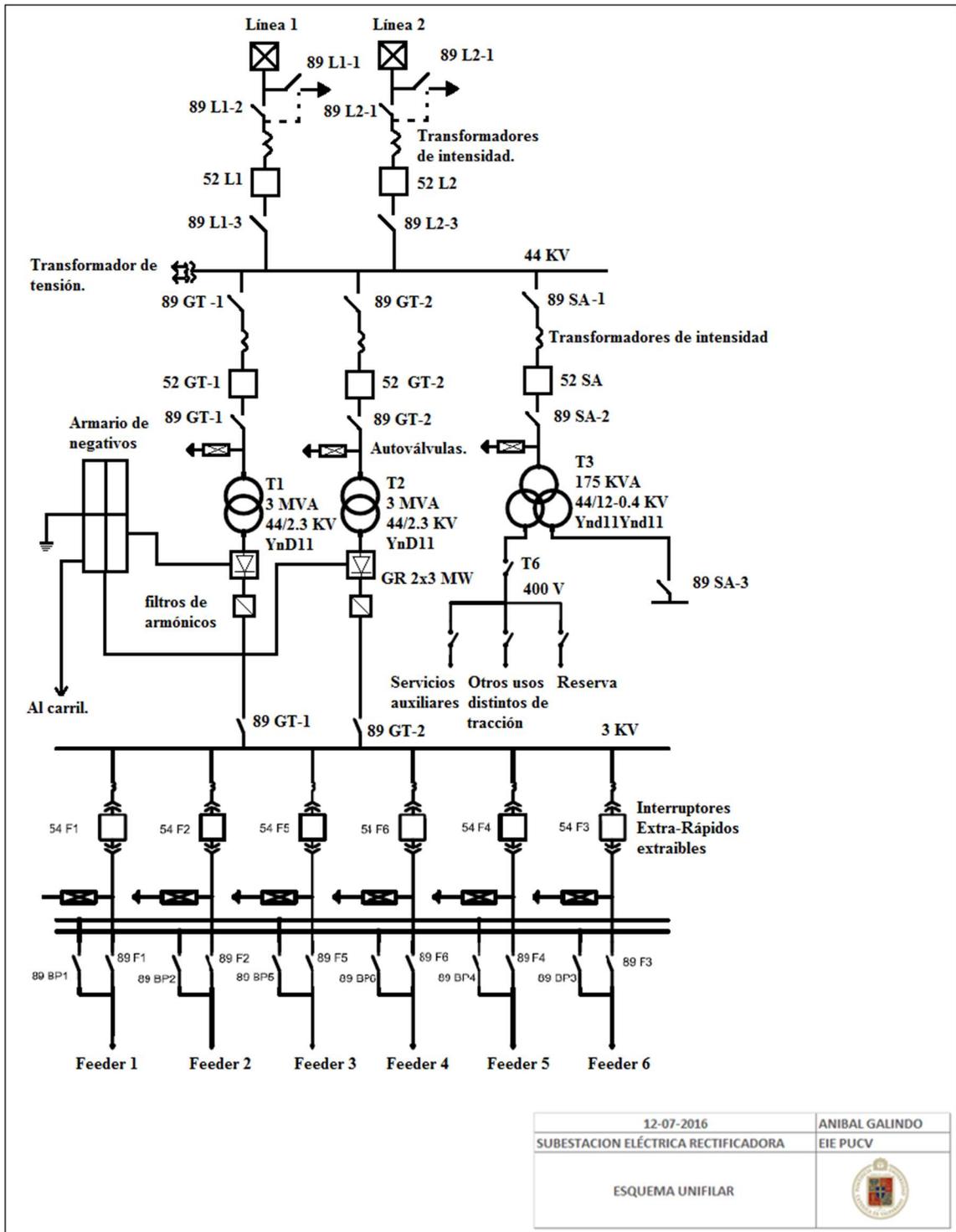


Figura C-1: Esquema unifilar de la S/E.

Como se puede observar en la anterior figura, el esquema unifilar entrega una mirada técnica de los componentes que se utilizaron en el diseño de la subestación rectificadora de tracción.

## C.2 Layout de la subestación.

Para esta sección se mostrará un diagrama con un layout aproximado de la subestación a su interior y a su exterior, tomando en cuenta los espacios con los que se dispone y los elementos que se instalarán.

### C.2.1 Layout del edificio de continua.

En la siguiente imagen se puede apreciar el layout del edificio de continua, con los elementos que llevarán dentro de sí.

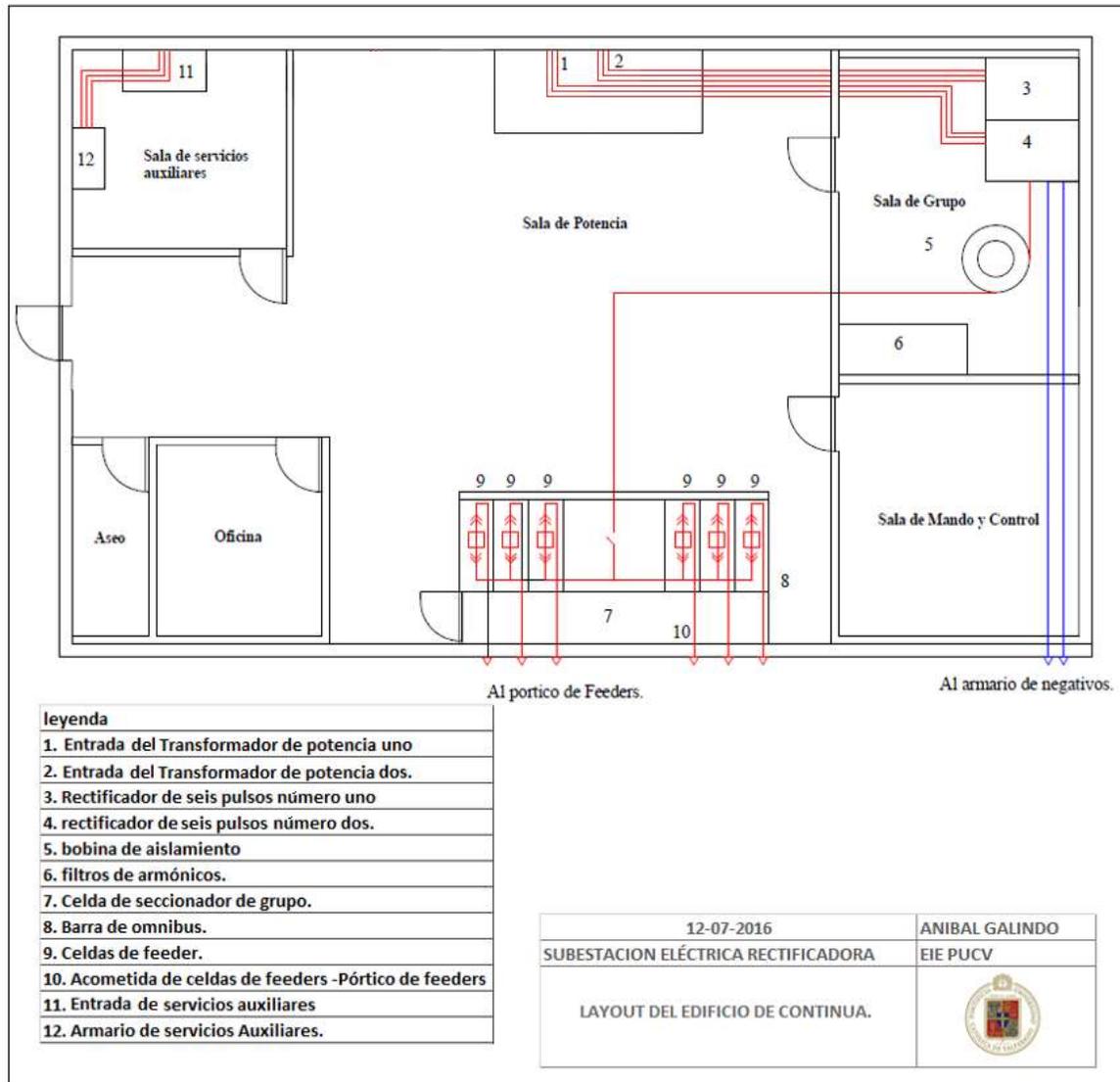


Figura C-2: Layout del interior de la S/E.

### C.2.2 Layout del patio de alterna mas el patio de continua.

En la siguiente imagen se entrega una vista superior de la instalación completa, en la que se pueden apreciar los embarrados de 44 Kv que reciben a las líneas de entrada, como también los elementos que irán instalados fuera del edificio de continua, como lo son los seccionadores, interruptores, transformador para servicios auxiliares de estaciones colindantes, líneas de salida, catenaria y edificio de continua.

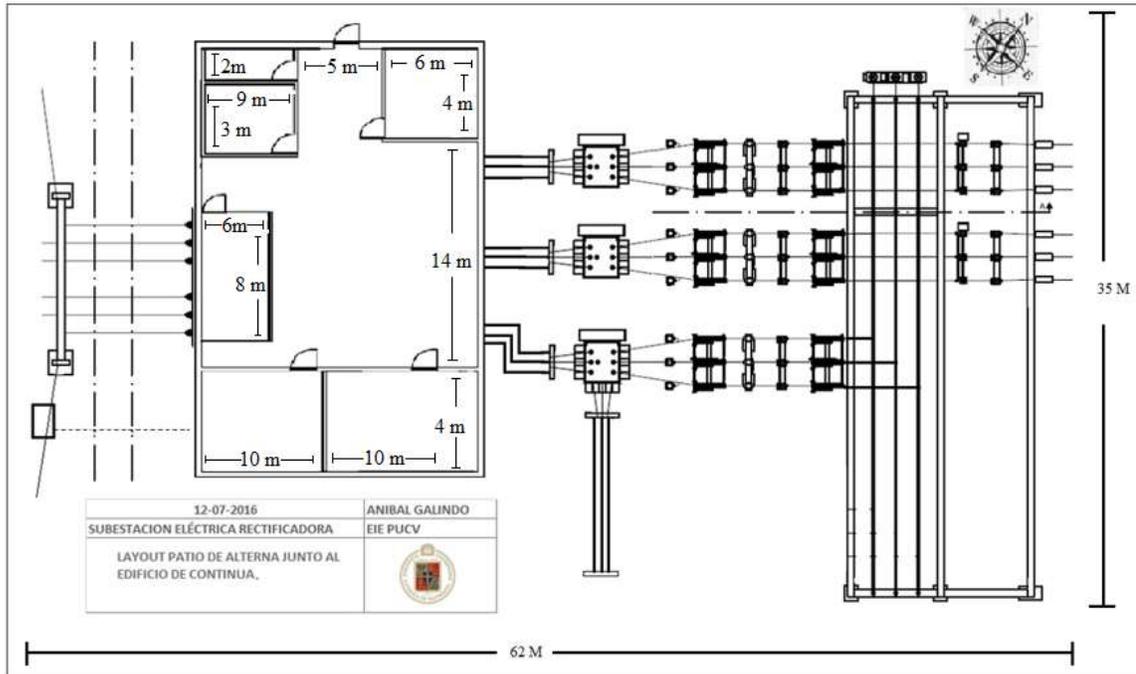


Figura C-3: Layout del sistema en vista superior.

### C.2.3 Layout del patio de alterna.

Por último, se puede apreciar el layout del patio de alterna en donde se ubicarán los embarrados y los correspondientes dispositivos de exterior.

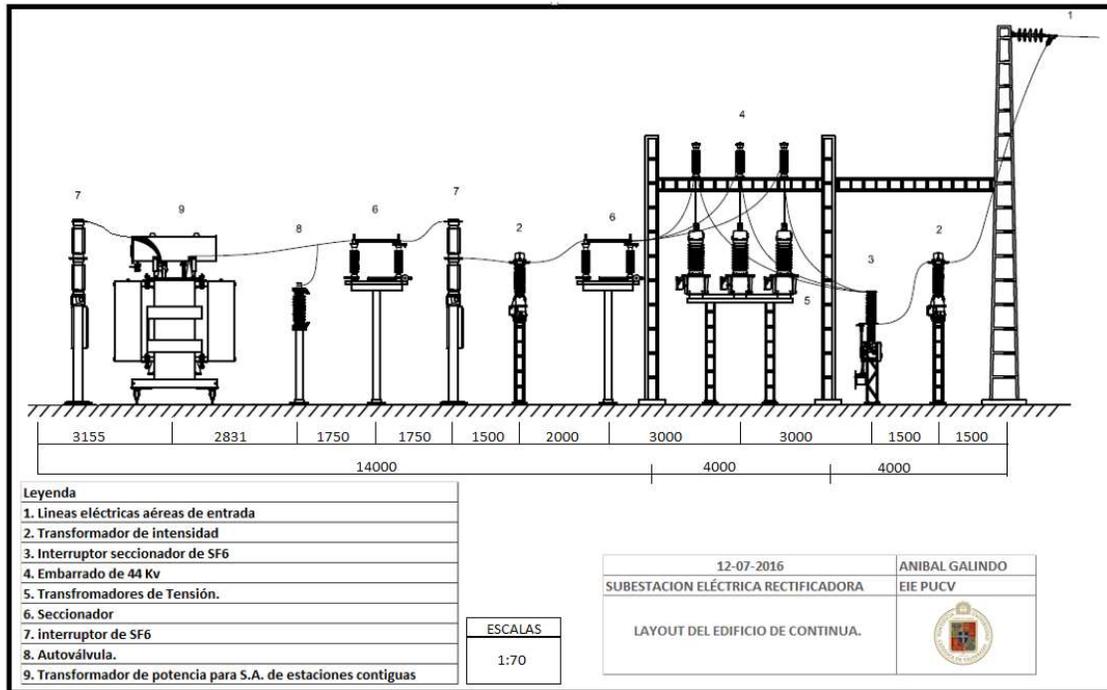


Figura C-4: Patio de alterna visto de costado.

Como se puede observar en la figura anterior, los elementos se encuentran conectados entre sí y enumerados, partiendo desde las líneas de entrada a la subestación hasta llegar al transformador en baño de aceite que estará ubicado en el patio de la instalación.

Se agregan como referencia las distancias que tendrán cada uno de los elementos entre ellos en números a escala.

# D Descripción del sistema de Protección y control.

El sistema de protección y control tiene su unidad central en la sala de control de la subestación eléctrica, desde la que se examinan el conjunto de equipos de tecnología digital y numérica de los que se compone, estos equipos deben estar debidamente montados y cableados en armarios.

Este sistema incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior.

Para el control y protección de los sistemas eléctricos es necesario disponer de información de sus estados, es decir, conocer el valor de la tensión y la intensidad para lo que se utilizan los transformadores de tensión (TT) y los transformadores de corriente (TI) respectivamente. Esta información se lleva y utiliza en relés de protección, aparatos de medida, contadores, etc.

Si el sistema de protección y control está correctamente diseñado, con márgenes de seguridad económicamente razonables y una estudiada selección de equipos, las incidencias pueden reducirse, aunque siempre existirá la posibilidad de que se produzca una falla en alguna parte de la instalación, lo que se garantizará es que será despejada en el menor tiempo posible.

Dentro de una instalación eléctrica se pueden producir diversos tipos de faltas, que si persisten, pueden ocasionar daños en los equipos eléctricos y electrónicos, inestabilidad en el sistema o daños al personal encargado de la explotación de la instalación.

La zona donde se produce la falta debe ser aislada lo más pronto posible con el fin de que no se vean afectadas las demás partes de la instalación. A continuación, se definirán y describirán los diferentes tipos de perturbaciones que se pueden presentar en una instalación eléctrica de este tipo.

a) Perturbaciones:

Las perturbaciones se definen como todo cambio no deseado de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico y pueden ser originadas tanto por fallas que se pueden originar en la red (como un cortocircuito) como por algún parámetro que la define (como un cambio del nivel de tensión). A continuación, se describen los diferentes tipos de perturbaciones que aparecen en la red.

- Sobrecargas: las sobrecargas aparecen cuando sobrepasa la intensidad nominal, cada línea o aparato se diseña con este valor máximo de carga o intensidad para que su funcionamiento sea correcto.

Los circuitos eléctricos se plantean con un determinado margen de seguridad, es decir que son capaces de soportar ciertas sobrecargas sin producirse daños importantes. Esto depende de dos factores, uno es el valor en amperios de la sobrecarga y el otro, el tiempo que dura la sobrecarga.

Los efectos de esta perturbación son calentamientos anormales de los conductores, en los que la cantidad de calor generado es proporcional al cuadrado de la corriente. Una sobrecarga prolongada causa la destrucción de las instalaciones involucradas y si son sucesivas, pueden dar lugar a un envejecimiento prematuro de la instalación.

- Cortocircuitos: se considera cortocircuito todo contacto accidental entre dos o más conductores y/o tierra. La conexión puede ser directa, aunque normalmente se produce a través de un arco eléctrico.

Este tipo de perturbación puede ocasionar graves averías en la instalación por la dificultad que supone el corte de un arco eléctrico. Las consecuencias de los cortocircuitos son muy graves debido al rápido y elevado aumento de la corriente eléctrica. El calentamiento excesivo puede provocar destrucción del material, otro de los efectos son la caída de tensión que perturba el sistema eléctrico y esfuerzos electromecánicos elevados que pueden dar lugar a deformaciones por tensiones mecánicas.

Existen cuatro tipos de cortocircuitos según las partes de la instalación que se pongan en contacto:

- 1) Monofásico a tierra: un conductor que entra en contacto con tierra. Es el más frecuente.
- 2) Bifásico: dos fases entran en contacto. Cuando se produce junto al generador es el que provoca mayores corrientes.
- 3) Bifásico a tierra: dos fases entran en contacto con tierra.
- 4) Trifásico: las tres fases entran en contacto. Es el que provoca las corrientes más altas.

Aunque los cortocircuitos tienen cada vez menos posibilidades de producirse en instalaciones modernas bien diseñadas, las serias consecuencias que pueden tener son un estímulo para instalar todos los medios posibles a fin de detectarlos y eliminarlos rápidamente.

Se debe calcular la corriente de cortocircuito en distintos puntos del sistema eléctrico para diseñar los cables, las barras, y todos los dispositivos de conmutación y protección, así como para determinar su configuración.

- Sobretensiones: se producen cuando hay un aumento de la tensión por encima del nivel que se considera normal. Se puede generar tanto por los equipos que forman las instalaciones como por causas de naturaleza externa (descargas eléctricas).

Las consecuencias más importantes de las sobretensiones son deterioro del aislamiento cuando se supera su tensión dieléctrica, arcos eléctricos que pueden provocar averías más graves y un gran aumento del riesgo para las personas.

Las tensiones a las que están sometidos los aislamientos de los equipos pueden clasificarse en cuatro grandes grupos:

- 1) Tensión de servicio: la tensión de servicio eléctrico sufre variaciones frecuentes alrededor de ciertos valores, sin embargo, en lo que se refiere al cálculo de los aislamientos se consideran constantes e iguales a la máxima tensión de servicio.
  - 2) Sobretensiones internas temporales: no suelen superar 1,5 veces la tensión de servicio. Su importancia radica en que en función de ellas se definen las características de los pararrayos.
  - 3) Sobretensiones internas de maniobra: son de breve duración y fuertemente amortiguadas. Son debidas fundamentalmente a la maniobra de interruptores. Casos típicos donde se pueden producir sobretensiones de maniobra son maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío, corte de pequeñas corrientes inductivas o de magnetización de transformadores y corte de corrientes capacitivas de baterías de condensadores.
  - 4) Sobretensiones externas o atmosféricas: son de duración aún más cortas que las de maniobra. Están debidas a la caída de un rayo sobre las líneas o en sus proximidades.
- Subtensiones: una subtensión es todo descenso de la tensión por debajo de su valor nominal. El problema que origina este tipo de perturbación es que al no variar la carga conectada se compensa con un aumento de corriente que puede llegar a provocar una sobre intensidad.

Desequilibrio: un sistema se considera desequilibrado cuando las corrientes de cada fase tienen diferente magnitud y/o ángulo. Las causas de estas asimetrías son por un reparto desigual de las cargas o por averías o incidencias de la propia red de AT.

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar el circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta.

Para este efecto se utilizan los relés de protección.

Un relé de protección es un dispositivo inteligente que recibe entradas, las compara con los puntos programados, y entrega salidas. Las entradas pueden incluir corriente, voltaje, resistencia o temperatura. Las salidas pueden incluir retroalimentación visual en la forma de luces indicadoras y/o un despliegue alfa numérico, comunicaciones, advertencias de control, alarmas y poder de apagado y encendido.

A continuación, se muestra en un diagrama.



Figura D-1: Diagrama de entradas y salidas de un relé.

Los relés de protección pueden ser o electro-mecánicos basados en microprocesador electrónico. Los relés electromecánicos consisten de partes mecánicas que requieren calibración de rutina para mantenerse dentro de las tolerancias esperadas. Los relés basados en microprocesador o los relés electrónicos, usan tecnología digital para entregar salidas repetibles rápidas, confiables y precisas. Usar un relé electrónico o basado en microprocesador en lugar de un diseño electromecánico entrega numerosas ventajas incluyendo precisión mejorada, funciones adicionales, mantención reducida, requerimientos de espacios más reducidos y costos ms bajos en su ciclo de vida.

### D.1 Funcionamiento del relé.

Respecto de las entradas:

Un relé necesita información proveniente del sistema para tomar una decisión. Estas entradas se pueden recolectar en una variedad de formas. En algunos casos, los cables en terreno se pueden conectar directamente al relé. En otras aplicaciones, se necesitan dispositivos adicionales para convertir los parámetros medidos a un formato que el relé pueda procesar. Estos dispositivos adicionales pueden ser transformadores de corriente, transformadores de potencial, acopladores de alta tensión, RTD u otro tipo de dispositivos,

Respecto de la programación:

Muchos relés de protecciones tienen programaciones ajustables. El usuario selecciona las programaciones (niveles de ajuste) que permiten que el relé tome una decisión. El relé compara las entradas con estas programaciones y responde acordemente,

Respecto de sus procesos:

Una vez que las entradas se conectan y se hacen las programaciones, el relé compara estos valores y toma una decisión. Dependiendo de la necesidad, diversos tipos de relés están disponibles para diferentes funciones.

Respecto de la información que entrega este a la salida:

Un relé puede comunicar de varias formas que ha tomado una decisión. Generalmente el relé operará un interruptor (relé de contacto) para indicar que una entrada ha sobrepasado una programación, o el relé puede entregar una notificación a través de retroalimentación visual tal como un medidor LED. Una ventaja de muchos relés electrónicos o de microprocesador, es la habilidad de comunicarse con una red o PLC.

Respecto de la manera que tiene el relé de resolver los problemas eléctricos:

En forma similar a como los termostatos resuelven el problema de automatización del control del aire acondicionado u horno en una casa, los relés de protección pueden resolver problemas eléctricos.

El propósito del relé de protección es detectar el problema, idealmente durante su etapa inicial, y eliminar o significativamente reducir el daño al personal y/o equipos.

Las siguientes etapas ilustran como se desarrolla un problema eléctrico:

Etapa 1: cuando se exponen conductores con buena aislación a condiciones de fallas tales como humedad, polvo, químicos, sobrecarga persistente, vibraciones o solo a deterioro normal, la aislación lentamente se deteriora. Tales cambios pequeños no son obvios en forma inmediata, hasta que el daño es lo suficientemente severo como para causar una falla eléctrica. Los relés pueden detectar que se está desarrollando un problema identificando desviaciones leves en la corriente, voltaje resistencia, o temperatura. Debido a la pequeña magnitud del cambio, solamente un dispositivo sofisticado tal como un relé de protección sensible o un monitor pueden detectar estas condiciones e indicar que un problema podría estar desarrollándose, antes que ocurran daños mayores.

Etapa 2: en la medida que el problema se vuelve más severo, cambios posteriores ocurren, tales como rompimiento de la aislación sobrecalentamiento, o sobre voltaje. Considerando que el cambio normal a anormal es grande, los dispositivos tradicionales se pueden usar para interrumpir la energía. Los relés de protección también se pueden usar para entregar protección adicional mediante la detección de los contribuyentes a la falla (sobrecalentamiento, sobre voltaje, etc.), lo que no es posible usando fusibles e interruptores de circuito.

Etapa 3: en este punto, el problema ya ha ocurrido y causado daño. Los diferentes tipos de relés de protección y monitores pueden reducir o eliminar los daños ya que pueden detectar los problemas anticipadamente en comparación con los dispositivos tradicionales.

Por ejemplo, si una instalación está continuamente reprogramando los interruptores de circuito, reemplazando fusibles, o reparando equipos y no puede ubicar el problema, podrían estar experimentando sobrecorrientes. Si este fuera el caso, el usuario puede instalar un relé de protección que contenga una característica de falla debido a sobre corriente. El relé mide la corriente (entrada) y permite al usuario programar los límites (programaciones). Las programaciones generalmente son más sensibles que los fusibles o los interruptores de circuito. Una vez que estos límites se ven excedidos,

el relé opera un interruptor interno (relés de contacto). El usuario tiene la opción de usar el interruptor para encender una luz (indicador de alarma) o remover la energía (disparo) antes que ocurra un problema mayor. El usuario puede usar la indicación de alarma para ayudar en la identificación del equipo fallado antes que el fusible tradicional o que el interruptor de circuito libere la falla.

Respecto de la protección ante fallas de tierra:

Una falla a tierra es un contacto inadvertido entre un conductor energizado y tierra o masa de equipo. El retorno de la corriente de falla es a través del sistema de puesta a tierra de cualquier equipo o persona que pudiera pasar a ser parte de ese sistema. Las fallas a tierra frecuentemente resultan debido a fallas de aislación. Es importante considerar que los medios ambientes húmedos, mojados y polvorientos requieren cuidado adicional en su diseño y mantención. Considerando que el agua es conductora, expone la degradación de la aislación y aumenta las posibilidades que se desarrolle un peligro potencial.

El propósito primario de los sistemas eléctricos de puesta a tierra, es entregar protección contra fallas eléctricas. Sin embargo, esto no fue reconocido hasta los años 70. Hasta entonces, la mayor parte de los sistemas comerciales e industriales no estaban conectados a tierra. Aunque los sistemas no conectados a tierra no causan daños significativos durante la primera falla a tierra, tienen numerosas desventajas asociadas con fallas a tierra que resultaron en un cambio en la filosofía de la puesta a tierra. Existen otras ventajas para el sistema de conectado a tierra, tal como la reducción de peligros de shock y protección contra rayos.

Las fallas eléctricas se pueden dividir en dos categorías: fallas de fase a fase y fallas a tierra. Los estudios han demostrado que el 98% de todas las fallas eléctricas son fallas a tierra.

Mientras que los fusibles pueden proteger contra fallas de fase a fase, la protección adicional tal como relés de protección, generalmente se requiere para proteger contra fallas a tierra.

### **D.2 Funcionamiento del sistema de protección.**

Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo el sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser fácilmente desconectadas de la red en un tiempo muy corto, para que de esta forma se produzca la mínima anomalía posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección.

Deben estar dispuestas de forma que exista un solape entre ellas, para evitar que haya áreas no protegidas, son los transformadores de intensidad los que marcan realmente los límites de cada zona de protección.

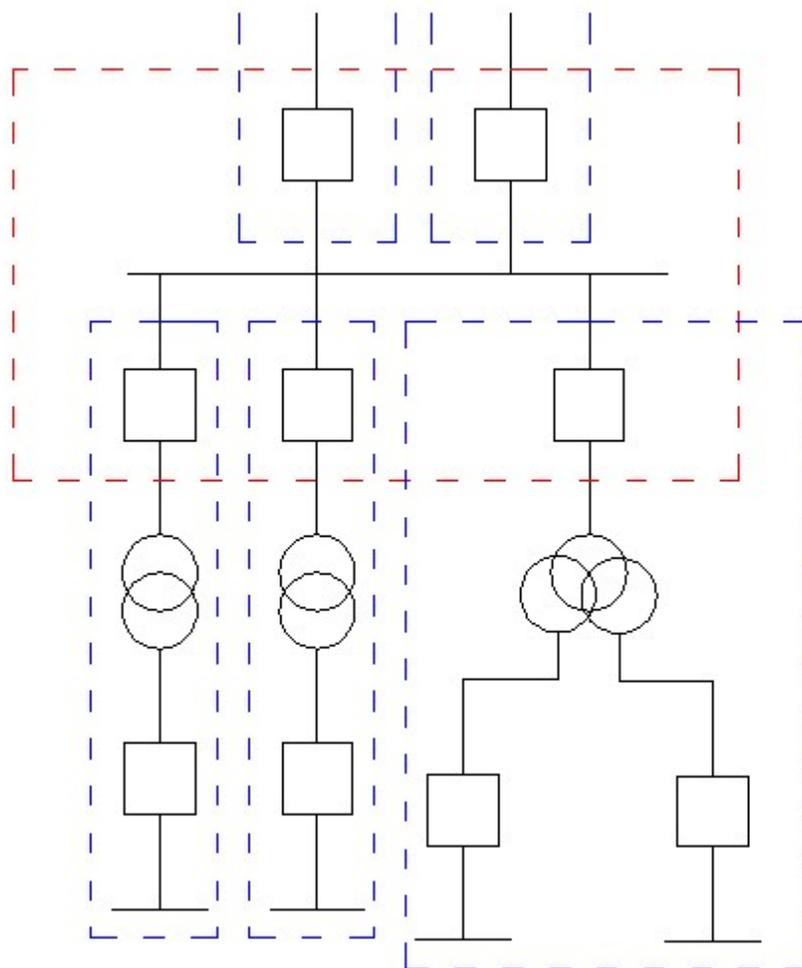


Figura D-2: Esquema de las zonas de protección de la Subestación.

Las líneas de trazos separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como transformadores, barras, líneas etc. Las zonas incluyen el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema eléctrico como se observa en la figura anterior.

Las zonas de protección deben tener como mínimo una protección primaria que es el conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápido posible. Esta protección también se conoce como protección principal.

Para que las protecciones funcionen correctamente no se pueden producir fallos en los transformadores de intensidad o tensión, en la alimentación auxiliar de corriente continua de los circuitos de disparo y control, en el propio relé o en la apertura del interruptor. Pero como cualquier elemento de la red, estos equipos son susceptibles a fallos y por los graves efectos que puede conllevar que no funcione correctamente la protección principal, se debe proveer a estas zonas de protección de una segunda línea de protección, la cual se denomina protección de respaldo.

Esta protección debe esperar la actuación de la protección principal, si esta despeja la falta, la protección de respaldo se repondrá sin completar su función de disparo y solo en el caso de que la protección primaria no actué será la que al cabo de un tiempo disparará los interruptores necesarios para despejar la falta y aislar el elemento del sistema.

Para que el funcionamiento de las dos líneas de protección sea correcto la protección de respaldo debe introducir un retardo para evitar que actúen las dos a la vez, además sus alimentaciones deben ser independientes para que el fallo de una no afecte a la otra. Esto es lo que se llama coordinación de protecciones.

### D.3 Elección del tipo de protección para cada caso.

Se procede ahora a escoger los relés más adecuados acorde a la función que cumplirá cada uno dentro de la subestación.

#### D.3.1 Protección de transformadores.

La subestación en cuestión, cuenta en su diseño con tres transformadores, uno de 3 devanados, aislamiento en baño de aceite y 175 KVA de potencia, el cual está en cargado de alimentar los servicios auxiliares de la subestación y de las estaciones colindantes. Luego se cuenta con dos transformadores de potencia de dos devanados, de 3 MVA cada uno, de aislamiento en baño de aceite y con conexión a un rectificador de potencia para cada uno.

Para la protección de todos los transformadores utilizados en la subestación, se utilizará la protección diferencial **87T**, esta protección se usa para despejar diferentes faltas que se pueden dar en un transformador como el contacto entre los bobinados cuando se pierde el aislamiento o se produce algún daño físico del mismo. Las faltas pueden ser en los bobinados, en el cambiador de tomas, en los aisladores pasa tapas (bushings), o en el núcleo, también se producen faltas en el armario de los terminales de las conexiones al cableado de control. Como consecuencia de cualquiera de estas faltas se puede producir una propagación de las mismas haciendo causar un incendio en el transformador.

Para la detección de las faltas, esta protección utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia entre las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y a la salida del transformador.

Para la aplicación de esta protección existen varios aspectos que se deben tener en cuenta:

- Se tienen diferentes relaciones de transformación en el lado de alta y baja tensión que hay que homogeneizar, pero sobre todo, la relación no siempre es la misma si en el lado de alta tensión se tienen diferente toma.
- En el momento de la energización, el transformador demanda una alta corriente de arranque que sirve para magnetizarlo y que provoca una fuerte diferencia de corrientes entre ambos extremos de la zona protegida. También existe una pequeña corriente de magnetización permanente que implica una pequeña diferencia, la cual es también constante, pero no es causa de una falta.
- Debido a las distintas conexiones trifásicas en el lado de alta tensión, se tiene un desfase de las corrientes en ambos extremos de la zona protegida que es causa de una diferencia en los valores instantáneos de corrientes.

- Un transformador de puesta a tierra dentro de la protección diferencial constituye una fuente de corrientes homopolares, y por tanto, será causa de una corriente diferencial, a menos que se incluya algún filtro especial para estas corrientes.

Además de la protección diferencial para protección del transformador y de las protecciones mecánicas o propias, en los transformadores de potencia se debe tener protección de respaldo como la protección de sobre intensidad de fases y neutro. Esta puede detectar las faltas en el transformador y al ser una protección abierta, cubre faltas externas al transformador y en ambas direcciones, por lo que resulta una protección complementaria o de respaldo a las protecciones totalmente selectivas como la protección diferencial.

De igual forma la protección de distancia también puede utilizarse para detectar faltas dentro del transformador. Es una protección que no es totalmente selectiva ya que cubre fallas externas al transformador, por lo que se utiliza como protección de respaldo a la diferencial.

Al producirse una falla se debe dar la apertura a los interruptores que conectan al transformador al sistema de potencia al mismo tiempo, se debe bloquear su cierre mediante un relé auxiliar para impedir la reconexión hasta que se verifique la causa de la falta y que el equipo esté en condiciones de ser nuevamente energizado. Se debe identificar la falta y registrar la información de la misma.

Haciendo foco a los transformadores de potencia de 2 devanados y 3 MVA, se sabe que las averías en este tipo de equipos pueden deberse a:

- Causas externas: sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos en la red, subfrecuencia.
- Causas internas: defecto de masa, cortocircuitos entre espiras o entre fases, defectos en el núcleo por fallo de aislamiento, fallo de elementos asociados, etc.

Para la protección de estos dispositivos, se utilizarán:

- Una protección primaria contra sobretensiones, la cual se lleva a cabo con los dispositivos previstos en instalaciones para la coordinación del aislamiento (pararrayos y descargadores). **Nº ANSI (59)**.
- Protección de sobrecarga, un transformador debe ser capaz de soportar sobrecargas durante cortos o medianos periodos de tiempo, más aún en este caso en donde la carga varía según la frecuencia de operación de Merval. Es preciso controlar estas sobrecargas a modo de evitar un envejecimiento prematuro del aislamiento de los devanados. Para este control se utilizará una protección térmica código **ANSI (49)**.
- Protección de sobre intensidad: pueden producirse fallas externas que, con la excepción de las protecciones de sobre temperatura (lentas), no serían detectadas de no instalarse protecciones que actúen de reserva de las protecciones principales de barras, líneas y cables que se alimentan del transformador. No es necesario instalar elementos de sobre intensidad instantáneos, se pueden usar únicamente los relés de sobre intensidad de fases. Código **ANSI (50/51)**.
- Se añade también un relé de protección contra sobre excitación: las sobre excitaciones para un transformador suponen un castigo para el aislamiento, así como un aumento del flujo sobre el núcleo; ello provoca un aumento de pérdidas en el núcleo y un incremento

importante de la corriente de excitación, la reducción de frecuencia, respecto al aumento de densidad de flujo, tiene el mismo efecto que la sobretensión.

Se comprende que la máquina puede trabajar con un cierto grado de sobre tensión cuando esta va acompañada de un aumento de la frecuencia, pero no debe permitirse la operación con una sobretensión alta y una frecuencia baja. Por tanto, existe un valor del cociente  $E/f$  que debe interpretarse como condición de desconexión del transformador. El valor de  $E$  ha de ser el valor máximo de tensión de servicio para el que ha sido diseñado el transformador. Código **ANSI (24)**.

- Por último, al ser transformadores de aislamiento en baño de aceite, se debe contar con la protección del relé Buchholz el cual permite detectar fallas como la rotura de conductores, contactos defectuosos, calentamientos en el hierro y sobrecargas en la parte interna de las bornes pasas tapas del transformador. Código **(97)**.

Para la protección del segundo transformador, correspondiente a un dispositivo de bajada, de 3 MVA, dos devanados y aislamiento en baño de aceite, se procede a escoger los mismos dispositivos de protección señalados para el primer transformador de potencia, esto se justifica al tener dos transformadores de las mismas características.

Por último, para la protección del transformador de bajada, de 175 KVA, de tres devanados y de aislamiento en baño de aceite ubicado en el patio de alterna de la subestación, se disponen los siguientes dispositivos de protección:

- Protección primaria contra sobretensiones (**ANSI 59**). Es recomendable utilizar un pararrayos ubicado en la línea que alimenta el transformador y lo más cercano posible a este, para así evitar que una descarga atmosférica afecte el transformador.
- Protección Buchholz: dado que este transformador es con aislamiento en baño de aceite, se precisa del uso de esta protección, porque la detección de averías internas en transformadores con baño de aceite y depósito de expansión se efectúa de forma muy sensible con la protección Buchholz. Además de los defectos de aislamiento, esta protección detecta la rotura de conductores, los contactos defectuosos, así como el calentamiento del hierro (núcleo) y sobrecargas en la parte interna de los bornes pasas tapas del transformador.

Además de las averías eléctricas, la protección Buchholz puede detectar variaciones del nivel de aceite, resultado de una fuga. Código eléctrico **(97)**.

- Protección de sobrecarga: por los mismos motivos expuestos anteriormente en las protecciones del transformador de potencia de dos devanados, es que se decide utilizar también aquí esta protección. **ANSI (49)**.
- Protección de sobre intensidad: por los mismos motivos expuestos en el transformador de dos devanados, es que se procede a utilizar también en este dispositivo la protección de sobre intensidad. **ANSI (50)**.
- Fusibles contra cortocircuitos: al ser un transformador de potencia menor a 5MVA, no se justifica el hecho de poner protecciones más elaboradas en su diseño, por el contrario, se dispone a utilizar fusibles encargados de proteger el dispositivo contra cortocircuitos. Código **ANSI(8)**

- Termómetro para detectar sobrecargas: por el mismo motivo que la protección anterior, es que se utiliza un dispositivo capaz de medir y analizar la temperatura del transformador a modo de protegerlo contra posibles sobrecargas. Código **ANSI (90T)**.
- Por último, se añade la protección contra sobre excitación: por motivos similares a los que justifican su uso en el transformador de potencia de dos devanados, así para cuidar el aislante y evitar el aumento de flujo sobre el núcleo. Código **ANSI (24)**.

### D.3.2 Protección de las líneas y cables (50/51).

En un sistema eléctrico, las líneas y cables tienen la misión de enlazar los centros de generación-transformación con el consumo, adaptándose a las condiciones del entorno rural o urbano.

Para el caso de esta subestación en particular, se tienen dos líneas alimentadoras, las cuales transportan la energía en 44 KV, es por esto que se necesitará utilizar las siguientes protecciones a modo de asegurar una buena conexión y confiable acceso al suministro:

- Protección de sobrecarga: la misión de esta protección es controlar el esfuerzo térmico al que se puede ver sometido el circuito protegido.
- Protección de sobre intensidad: este relé constituye la protección de sobre intensidad básica contra cortocircuitos.

### D.3.3 Protección de barras (87B).

A efectos de protección, se considera "falta en barras" la que se produce en la zona comprendida entre los transformadores de intensidad de los distintos terminales que confluyen a las barras colectoras.

Por lo tanto, los interruptores, seccionadores lados barras y los propios transformadores de medida se consideran parte de las barras colectoras.

Las estadísticas de sistemas eléctricos muestran que las faltas en barras son poco frecuentes. No obstante, los efectos de estas faltas sobre el sistema son más graves que los debidos a faltas que ocurren en líneas, generadores, etc.

Existen diversas configuraciones de barras colectoras: barra simple, en anillo, sistema de interruptor y medio, etc. También existen características constructivas diferenciadoras: convencional exterior, convencional interior, capsulada, con aislamiento SF<sub>6</sub>, etc.

Como se describió anteriormente una de las perturbaciones que se pueden presentar en la red eléctrica y que pueden afectar a las barras de una subestación son los cortocircuitos. Este tipo de falta se produce por contacto entre las fases o contacto a tierra por objetos extraños que ocasionan la falta. Como la falta se produce normalmente en el aire y no en el aislamiento de un equipo, no hay un daño físico, pero, como consecuencia de las altas corrientes de cortocircuito, se producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en todos los equipos conectados a la barra.

Si bien los equipos están diseñados para las magnitudes de las corrientes que se producen, estas faltas provocan una reducción de la vida útil de los equipos. Con el fin de reducir al máximo todos los efectos negativos derivados de las perturbaciones se procura que el sistema de protección tenga una alta velocidad de operación.

La detección se basa en el principio de corriente diferencial, ya que la sumatoria de todas las corrientes que se conectan a la barra debe ser cero. Existen dos metodologías que son:

- Corriente diferencial con alta impedancia: se conectan todos los circuitos a una alta impedancia donde se evalúa la tensión. Si la suma de las corrientes es cero no hay tensión en esta impedancia, luego, al producirse una falta interna aparece una corriente diferencial que produce la tensión de operación del relé. Este sistema es preferido por su seguridad frente a fallas externas, ya que se calcula para impedir una falsa actuación en este caso.

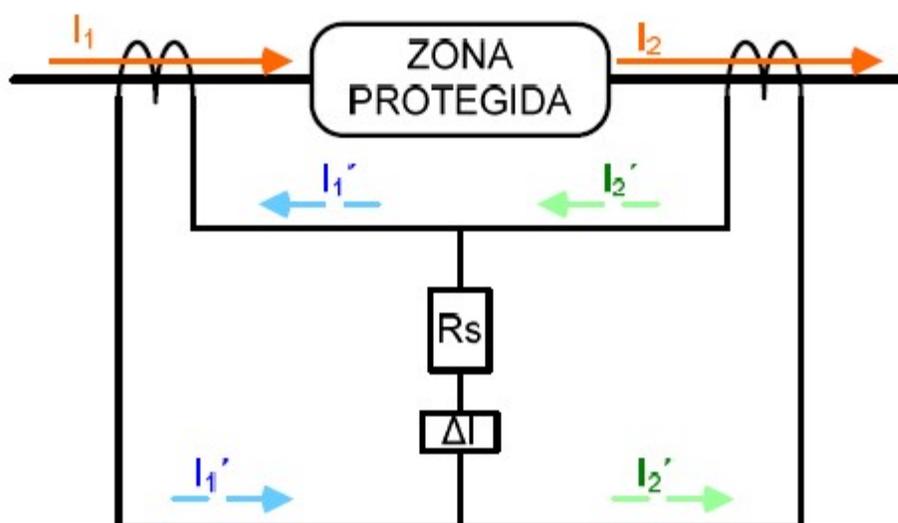


Figura D-3: Esquema de protección diferencial de alta impedancia.

- Diferencial porcentual: se basa en la primera ley de Kirchhoff, se determina la corriente diferencial como la suma de las corrientes entrantes menos las salientes. Este sistema pierde selectividad ante fallas externas de elevada intensidad que provocan saturación en los transformadores de intensidad, para evitarlo es necesaria una característica de disparo con estabilización.

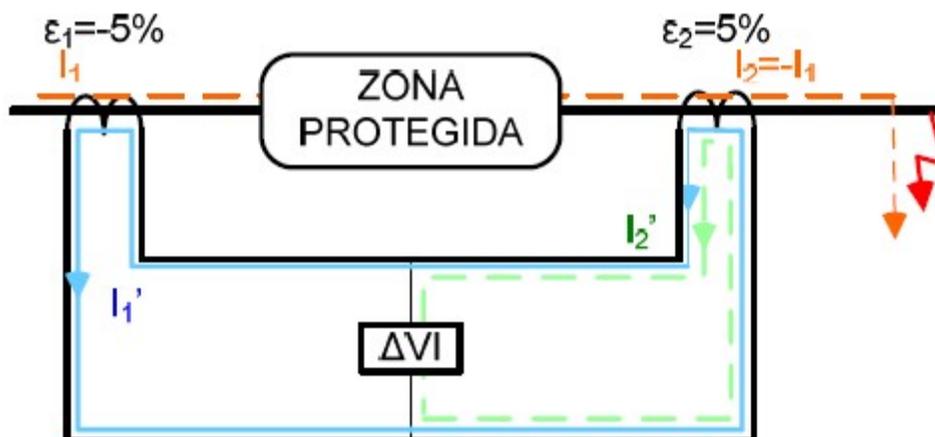


Figura D-4: Esquema de protección diferencial porcentual.

Tomando en cuenta la información anterior, se escoge para las barras la protección de corriente diferencial con alta impedancia, ya que brinda la protección ante fallas de intensidad producidas en el embarrado y su modelo es más sencillo y apto para ser utilizado en media tensión.

Adicionalmente se utilizará una protección de respaldo, esto debido a que no se puede permitir que las protecciones no actúen correctamente en esta parte del circuito, ya que en las barras es en donde se produce la falta más desfavorable. Para este efecto se utilizará una protección de sobre intensidad, ajustada en tiempo para actuar como protección de respaldo en el embarrado principal.

### D.3.4 Protección de fallo de interruptor (50BF)

Cuando un relé de protección detecta una falla o una condición anómala de funcionamiento dará la orden de disparo al interruptor, existe el riesgo de que no se produzca la apertura del circuito por falta del interruptor al efectuar dicha maniobra. En esta situación, dada la condición de falta, no debe retrasar la apertura del circuito, por lo que es necesario una protección para prevenir la falta del interruptor.

Cuando la protección da la orden de disparo del interruptor a la vez se inicia el temporizador de fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez transcurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a ese circuito.

Esta falta se puede producir por diferentes fallos en el cableado de control, en las bobinas de apertura, en el mecanismo propio del interruptor o dentro del equipo al extinguir el arco eléctrico.

El principio de detección se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor, después de una orden de apertura por parte de las protecciones la corriente debe ser cero si la apertura del circuito ha sido correcta.

Al producirse una falta de interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

- En primera instancia se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor.
- En segunda instancia se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al interruptor que ha fallado.
- La falta de interruptor debe concluir en una apertura y bloqueo de cierre de interruptor hasta detectar la causa de la falla.

#### **D.4 Sistema de control.**

El sistema de control ofrece la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos de la subestación, para esto debe saber en todo momento como esta cada uno de los equipos (abierto o cerrado) y además debe ser informado antes de que cualquier dispositivo eléctrico sea maniobrado. Al diseñarlo los principales objetivos son la confianza, seguridad y reducción de costes.

Actualmente, la utilización de la tecnología disponible ofrece nuevas posibilidades tales como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección y control (diagramas lógicos de control), almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de incidencias. Incluso se han logrado una reducción significativa del espacio físico requerido para estos equipos, así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado. Esto influye directamente en una reducción del coste del proyecto, mejoras en la operación y planificación del mantenimiento y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales.

Dependiendo de las necesidades de operación particulares de cada subestación eléctrica pueden existir varios niveles de control, puede existir una operación local a nivel de propio equipo, como una operación remota desde el edificio de control o despacho de carga de La compañía alejado del parque. Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación.

Por lo general, desde el punto de vista de control, una subestación eléctrica está dividida en tres niveles, en función de las necesidades de operación particulares.

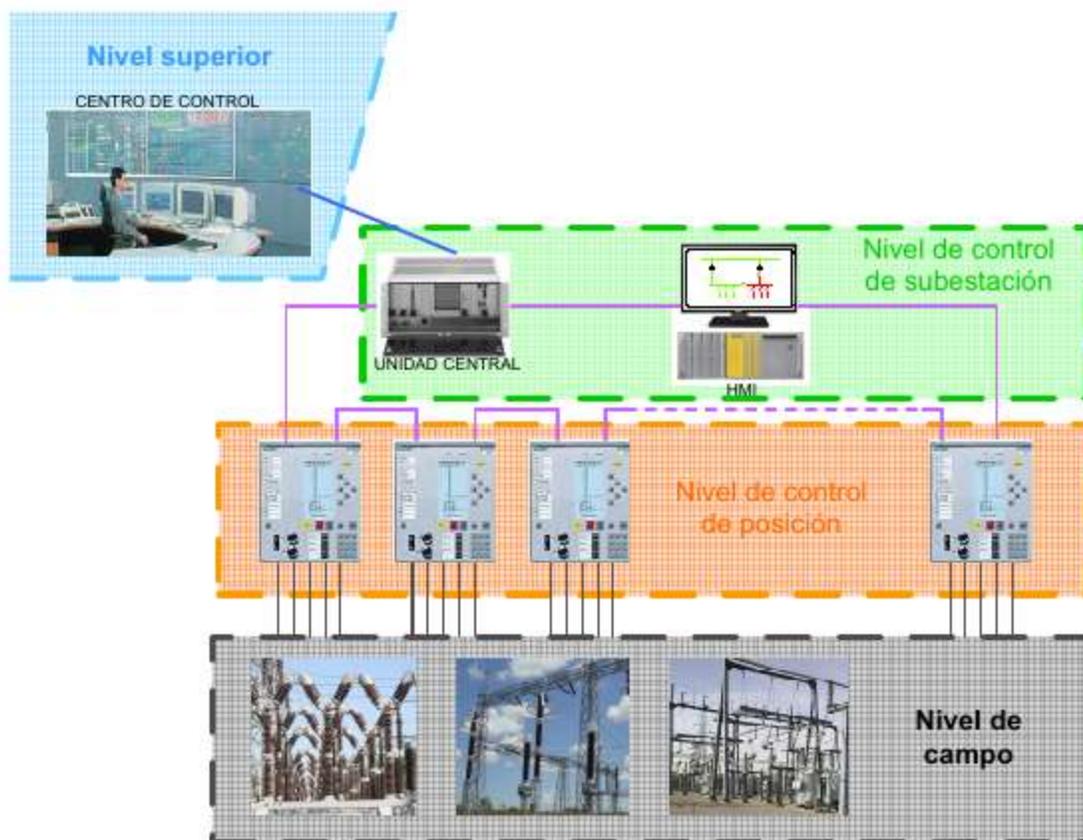


Figura D-5: Niveles de control de una subestación (fuente: <http://e-archivo.uc3m.es>)

El primer nivel observado en la figura anterior, está compuesto por equipos primarios (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo.

El control de este nivel reside en el propio mando del interruptor y seccionador y en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando. En este nivel también se encuentran los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y ordenes entre el control digital y los equipos de alta tensión. Estos canales están conformados por cables de cobre multi-conductores que deben estar diseñados de manera que establezcan una barrera contra las interferencias electromagnéticas, deben contar con el aislamiento galvánico y el blindaje apropiado. Esto se logra generalmente mediante el uso de cables de baja tensión apantallados.

El segundo nivel se denomina nivel de control de posición, formado por elementos intermedios como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades de control de posición (unidades de control digital o control convencional mediante pulsadores, selectores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control empleada) y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de tensión, protección y medida.

Existen casos en que los equipos empleados para la posición son equipos independientes de control, de protección de medida, osciloperturbógrafos y paneles de alarma independientes, incluso se emplean uno o varios equipos de protección para cubrir las funciones de protección requeridas en la posición. Pero también hay muchos casos en los que el equipo empleado es un terminal multifuncional que incluye todas las funciones mencionadas anteriormente. En este caso por ejemplo es la opción más conveniente a utilizar como relé de protección.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos como entradas y salidas analógicas y digitales.

Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de supervisión y operación de la posición asociada ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces de usuario (HMI, Human-Machine interface) en la unidad controladora de posición.

La unidad de control, al igual que los relés de protección o los equipos multifunción (control y protección), cuentan con facilidades de comunicación que permiten implementar redes de comunicación para el intercambio de información entre los elementos del propio nivel de posición y hacia niveles superiores, como el nivel de control de la subestación o el sistema SCADA de la subestación.

El controlador de la posición envía al SCADA de subestación las señales de medición, los estados y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la posición controlada. El envío de los estados y cambios de estado en general se hace con un formato que permite al SCADA de la subestación recibir los eventos con un tiempo asociado.

En la posición también se realiza la automatización de los enclavamientos por medio de la lógica programada en la propia unidad de control de la posición.

Finalmente, en muchos casos, la unidad de control de la posición dispone de una interfaz mímica local para el control de la posición, a través de despliegues gráficos configurables dispuestos en el frente del terminal de control. Desde dicho interfaz se podrán ejecutar maniobras y se dispondrá de información relevante como señalización, alarmas e incluso medida.

El tercer nivel, es el nivel de control de subestación, en el cual se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación incluyendo toda la aparata y las posiciones de alta, media y baja tensión. A este nivel los operadores de la subestación ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se vigila el estado de los parámetros propios del sistema, tales como tensiones, corrientes, potencias, etc.

Todo esto se realiza a través de los equipos HMI, utilizando software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación con redundancia.

Para realizar el control de la subestación desde centros remotos tales como los centros de cargas regionales o nacionales se utiliza un interfaz de comunicaciones hacia estos niveles superiores (Gateway).

Esto se logra a través de la transferencia de estados mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto.

#### **D Descripción del sistema de Protección y control.**

Existen diferentes protocolos de comunicación para las comunicaciones con el centro de control. La selección de uno u otro dependerá de las prácticas habituales de la compañía eléctrica y sus necesidades de transmisión e información.

## **E** Presupuesto estimado.

Se agregará en este apartado una referencia de los costos a los que ascenderá el proyecto, se reitera que estos son a modo de referencia en cuanto a los dispositivos que se utilizarán en la subestación.

### **E.1 Obra civil.**

A modo de comparación se agrega esta reseña sobre los costos que se debieran incurrir al hacer la instalación de la subestación rectificadora en un lugar que no sea la subestación San Pedro, los cuales son:

- Desbroce y movimiento de tierras, se debe tomar en cuenta en un nuevo terreno el desbroce de la vegetación que pueda existir en este y la excavación de una profundidad sobre la cota de origen del predio para la ubicación de malla de tierras.
- Relleno con material procedente de la excavación y gravilla hasta una cota normalizada sobre el nivel del mar (13 o 15 metros).
- Excavación de zanjas para las acometidas subterráneas directamente enterradas y entubadas.
- Relleno de las zanjas.
- Cimentaciones para los aparatos, transformadores y canalizaciones de los cables de las acometidas aéreo-subterráneas del parque exterior de alterna.
- Cimentaciones de los pórticos del parque de alterna y de las salidas de continua.
- Cimentaciones del vallado perimetral que rodea la subestación.
- Cimentaciones del edificio de continua.
- Estructuras metálicas para los aparatos del parque de alterna.
- Estructuras metálicas del parque intemperie de alterna y de los pórticos de las salidas de feeder.
- Instalación de depósitos para recogida de aceite del transformador para las estaciones colindantes.
- Vallado perimetral.
- Puertas y cerrajería.
- Edificio de continua.

Esto deja un costo aproximado en obras civiles de: \$ 53.279.452 CLP. (Valores tomados como referencia de trabajos previos sobre subestaciones, incluidos en la bibliografía).

A esto se debe sumar el costo del terreno en donde sería instalada la subestación valor que en promedio debería bordear los \$ 16.000.000 CLP acorde al precio de los terrenos en la Quinta Región, dejando un valor estimado final de \$ 69.279.452 CLP., sin contar con la proyección de un acceso al suministro de media tensión de Chilquinta (44 KV),

Como en este caso la subestación sería emplazada en San Pedro, acomodando y restaurando los elementos que existen en el lugar, el costo total se vería reducido aproximadamente en un 70%, acorde a los valores de restauración y dejando de lado el gasto en la compra del terreno. Por lo que el costo de renovación de la subestación San Pedro sería aproximadamente de \$15.983.835 CLP.

El anterior representa otro motivo más por el cual la ubicación óptima es en San Pedro.

## **E.2 Instalaciones eléctricas.**

### **E.2.1 Elementos del patio de alterna.**

Se procede ahora a entregar una reseña de los costos que se incurrirían en la instalación eléctrica del patio de alterna de la subestación, la cual presenta los siguientes requerimientos de componentes y su montaje:

- Suministro y montaje de transformadores de intensidad para medida y protección de ambas líneas eléctricas de entrada de 44 KV.
- Suministro y montaje de transformadores de intensidad para medida y protección de la derivación destinada a tracción de 44 KV.
- Suministro y montaje de transformadores de intensidad para medida y protección de la derivación a servicios auxiliares, tanto de la subestación como de las estaciones colindantes.
- Suministro y montaje de módulos de SF6 de interruptores – seccionadores tripolares para la protección frente a sobreintensidades, cortocircuitos y maniobra de ambas líneas eléctricas de entrada.
- Suministro y montaje de interruptores tripolares de SF6 para la protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos de las derivaciones de tracción y servicios auxiliares.
- Suministro y montaje de transformadores de tensión inductivos para medida y protección.
- Suministro y montaje de seccionadores tripolares de columnas giratorias para maniobra de las derivaciones de tracción, servicios auxiliares de la subestación y servicios auxiliares de estaciones colindantes.
- Suministro y montaje de dos transformadores de potencia en baño de aceite de dos devanados para la alimentación del grupo rectificador, 3 MVA cada uno, grupo de conexión Ynd11.
- Pararrayos del patio de alterna.
- Conductores correspondientes a cada una de sus aplicaciones.
- Aisladores.
- Suministro y montaje de un transformador de tres devanados en baño de aceite, 175 KVA, para la alimentación de los servicios auxiliares de la subestación y las estaciones colindantes, grupo de conexión Ynd11

En total se aproxima un valor para los aparatos del patio de alterna de \$ 132.756.405 CLP. (Valores basados en catálogos de ABB).

### **E.2.2 Elementos del edificio de continua.**

En este apartado se entregará también una reseña acerca del costo al que puede ascendería la instalación eléctrica de los dispositivos que tienen su funcionamiento dentro del edificio de continua, los cuales son:

- Grupo rectificador: suministro y montaje de un grupo rectificador compuesto por dos puentes de Graetz, al interior del edificio de continua.
- Suministro y montaje de filtro de armónicos para eliminar las componentes armónicas en el lado de continua.
- Bobina de aislamiento de tres arrollamientos de aluminio.
- Resistencias de descarga y protección de los filtros: suministro y montaje de resistencias de descarga, unos portafusibles y fusible ultrarrápido para proteger los filtros de posibles sobreintensidades.
- Suministro y montaje de un seccionador unipolar de cuchillas deslizantes para acoplar o desacoplar el grupo transformador-rectificador a la barra omnibus.
- Suministro y montaje de seccionadores unipolares de cuchillas deslizantes para maniobrar la apertura o cierre de cada una de las salidas de feeder.
- Suministro y montaje de 6 celdas de feeder consistentes en cabinas prefabricadas a equipar cada una de ellas con un interruptor extrarrápido, analizador de línea aérea de contacto y demás complementos.
- Suministro y montaje de interruptores extrarrápidos unipolares para la protección de la acometida de continua frente a sobreintensidades y cortocircuitos externos.
- suministro y montaje de analizadores de línea aérea de contacto.
- Suministro y montaje de un cuadro de baja tensión.
- Suministro y montaje de un cuadro de servicios auxiliares.
- Suministro e instalación de un cuadro para fuerza y alumbrado con sus respectivas protecciones.
- Conductores correspondientes a cada una de sus aplicaciones.
- Armario de negativos.
- Electrodo de puesta a tierra.
- Aisladores.
- Suministro e instalación del panel de control de protecciones eléctricas con sus diferentes relés de protección.

En total se llega a un estimado de \$ 385.396.193 CLP. (Valor estimado en base a catálogos de ABB, Sécheron y trabajos previos relacionados con el tema).

### E.3 Presupuesto total.

Se concluye con un presupuesto estimativo que sirve como referencia, el cual se divide en dos partes:

- Usando la subestación San Pedro: \$ 534.136.433 CLP.
- Utilizando un nuevo recinto para la instalación: \$ 587.432.050 CLP., valor que puede variar acorde al costo del terreno, el coste de acceder al suministro de media tensión para la alimentación de la subestación y demás costos en permisos de edificación y posibles perjuicios ambientales.

Así, estos valores estimativos entregan una proyección de los costos que estos dos casos pueden conllevar. Por otra parte, solo se ha hecho el presupuesto pensando en la subestación y su recinto, dejando aparte el coste de la extensión y renovación de la vía férrea y sus respectivas estaciones.

# Bibliografía

- [1] Sécheron, «Disyuntores CC extrarrápidos para instalaciones fijas, Sécheron S.A» Marzo 2016.
- [2] M. H. Rashid, *Electronica de potencia*, Fort wayne: Prentice Hall, 2013.
- [3] I. H. Pinzón, *Cálculo de la demanda eléctrica de un sistema de tren de cercanías.*, los Andes, Colombia: Uniandes, 2009.
- [4] L. S. B. Pinela, «Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas» Madrid: U. Carlos III de Madrid, 2011.
- [5] Merval, *Memoria anual*, Valparaíso: Merval, 2013.
- [6] Merval, *Estudio de prefactibilidad: habilitación de la extensión de metro Valparaíso Quillota - La Calera.*, Viña del Mar, 2014.
- [7] J. R. Martín, *Diseño de subestaciones eléctricas*, Mexico, Mcgraw - Hill, 1987.
- [8] J. A. Herrera, *Cálculo de la malla de puesta a tierra de una subestación.*, Pereira, Colombia.: Scientia et technica año IX, 2003.
- [9] F. H. Guerreiro, «Diseño y ajustes de protecciones en una subestación de alta tensión,» Madrid, U. P. Comillas, 2008.
- [10] S. Electric, «Sistemas de protección y maniobras en media tensión.,»Rueil-Malmaison, Francia, 2014.
- [11] S. d. e. y. Combustibles, *NCH Elec. 4/2003*, Santiago : Chile, 2003.
- [12] L. M. Checa, *Lineas de transporte de energia*, Alfaomega, Mexico, 1988.
- [13] D. Cáceres., «ABB High voltage products live tank circuit breakers,» *Jornadas tecnicas chile*, 2013.

- [14] Alstom, «Alstom motor Catalogue,» Francia, 2015.
- [15] J. A. García-Olano, Diseño de una subestacion de transformación para tracción eléctrica, Universidad de la Rioja, Logroño, 2012.
- [16] N. A. Lemozy, «Transformadores trifásicos» Argentina, 2015.
- [17] S. CDEC, «Estudio específico: Parámetros mínimos para la reconexion tripolar y monopolar, tiempos de reconexión automática y estabilidad transitoria» Santiago, 2013.