

# Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica



Propuesta de modificación a subestación "B" de la planta Cementos Melón LCA dedicada al área de producción aplicando la normativa vigente en Chile.

Opta al título de Ingeniero Electricista:

**Sr. Emilio Aravena Galleguillos**

Profesores patrocinadores:

**Dr. Johny Montaña Chaparro**

**Dr. Víctor Hinojosa Mateus**

Correferente:

**Ricardo Tapia Ruiz**

Valparaíso, Chile  
Noviembre - 2024

# Índice general

Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	V
Glosario	VI
<b>1 Introducción</b>	<b>3</b>
1.1 Justificación del tema . . . . .	3
1.2 Objetivos . . . . .	5
1.2.1 Objetivo general . . . . .	5
1.2.2 Objetivos específicos . . . . .	5
1.3 Alcance del estudio . . . . .	6
1.4 Estructura de la memoria . . . . .	8
<b>2 Marco Teórico</b>	<b>9</b>
2.1 S/Es . . . . .	9
2.1.1 S/Es de generación . . . . .	10
2.1.2 S/Es de transmisión . . . . .	10
2.1.3 S/Es de distribución . . . . .	10
2.1.4 S/Es de transformación . . . . .	11
2.2 Configuración de barras . . . . .	11
2.2.1 Barra simple . . . . .	11
2.2.2 Doble barra . . . . .	12
2.3 S/Es GIS en AT . . . . .	15
2.4 Celdas <i>switchgear</i> GIS en media tensión (MT) . . . . .	17
2.5 S/Es en gas SF <sub>6</sub> . . . . .	17
2.6 Normas recomendadas . . . . .	18
2.6.1 Normas IEC, IEEE y CIGRE . . . . .	18
2.6.2 Regulaciones y normativa en Chile (CNE) . . . . .	20
<b>3 Aplicación del procedimiento</b>	<b>22</b>
3.1 Antecedentes . . . . .	22
3.1.1 Información preliminar de las subestaciones . . . . .	25
3.2 Aspectos generales de diseño . . . . .	26
3.2.1 Datos de entrada . . . . .	26
3.2.2 Datos del sitio seleccionado . . . . .	26
3.2.3 Datos del sistema . . . . .	26
3.2.4 Configuración de barras seleccionada . . . . .	27
3.2.5 Tecnología seleccionada . . . . .	27

---

3.3	Estudios realizados . . . . .	27
3.3.1	Consideraciones en las simulaciones . . . . .	37
3.3.2	Resultados del estudio de flujo de carga . . . . .	38
3.3.3	Resultados del estudio de cortocircuito . . . . .	40
3.3.4	Resultados de la coordinación de aislamiento . . . . .	42
3.4	Propuesta de diseño y modificación de S/E A . . . . .	44
3.4.1	Equipos a utilizar . . . . .	44
3.4.2	Requerimientos funcionales para la adquisición de equipos . . . . .	47
3.4.3	Disposición física . . . . .	48
3.4.4	MPT . . . . .	49
3.4.5	Apantallamiento . . . . .	51
3.5	Propuesta de diseño y modificación de S/E B . . . . .	52
3.5.1	Equipos a utilizar . . . . .	52
3.5.2	Requerimientos funcionales para la adquisición de equipos . . . . .	53
3.5.3	Disposición física . . . . .	53
3.5.4	MPT . . . . .	54
3.5.5	Apantallamiento . . . . .	56
<b>4</b>	<b>Resumen final y conclusiones</b>	<b>57</b>
	<b>Anexos</b>	<b>63</b>
	<b>Anexo A: Estudios flujo de carga [29]</b>	<b>64</b>
	<b>Anexo B: Estudios de cortocircuito [29]</b>	<b>68</b>
	<b>Anexo C: Cálculo de coordinación de aislamiento [13, 17, 18, 35]</b>	<b>78</b>
	<b>Anexo D: Diagramas unilineales [29]</b>	<b>94</b>
	<b>Anexo E: Cálculo de MPT de S/Es [25]</b>	<b>98</b>
	<b>Anexo F: Cálculo de Apantallamiento de S/Es [24]</b>	<b>108</b>

# Índice de Figuras

Figura 1.1	Diagrama unilineal S/E B, situación actual [29] . . . . .	4
Figura 1.2	Planta La Calera Cementos Melón S.A. [12] . . . . .	7
Figura 1.3	Ubicación actual de las S/Es A y B . . . . .	7
Figura 2.1	Barra simple seccionada [8] . . . . .	12
Figura 2.2	Barra simple y de transferencia [8] . . . . .	12
Figura 2.3	Doble barra seccionada [8] . . . . .	13
Figura 2.4	Doble barra más seccionador de transferencia [8] . . . . .	13
Figura 2.5	Doble barra más seccionador de <i>by-pass</i> [8] . . . . .	14
Figura 2.6	Doble barra más barra de transferencia [8] . . . . .	14
Figura 2.7	Comparación de tamaño entre AIS y GIS [28] . . . . .	15
Figura 3.1	Problema planteado por la empresa [12] . . . . .	23
Figura 3.2	Solución según plan estratégico de la empresa [12] . . . . .	23
Figura 3.3	S/E A y C, vista lateral [30] . . . . .	24
Figura 3.4	S/E A, vista frontal [30] . . . . .	24
Figura 3.5	S/E B, vista frontal [30] . . . . .	25
Figura 3.6	Ubicación y área disponible para S/Es, junto con ubicación de CDC y BC . . . . .	25
Figura 3.7	Diagrama unilineal S/E A, caso base del Anexo D [29] . . . . .	29
Figura 3.8	Diagrama unilineal S/E B, caso base del Anexo D [29] . . . . .	30
Figura 3.9	Diagrama unilineal S/E A, alternativa 1 del Anexo D [29] . . . . .	32
Figura 3.10	Diagrama unilineal S/E B, alternativa 1 del Anexo D [29] . . . . .	33
Figura 3.11	Diagrama unilineal S/E A, alternativa 2 del Anexo D [29] . . . . .	35
Figura 3.12	Diagrama unilineal S/E B, alternativa 2 del Anexo D [29] . . . . .	36
Figura 3.13	Ejemplos S/Es GIS . . . . .	45
Figura 3.14	Celda GIS de 36 [kV] [31] . . . . .	46
Figura 3.15	Disposición física de la S/E A . . . . .	49
Figura 3.16	Diseño de la MPT de la S/E A . . . . .	50
Figura 3.17	Diseño de apantallamiento de la S/E A . . . . .	51
Figura 3.18	Celda MT SM6, AirSet, Schneider Electric [40] . . . . .	52
Figura 3.19	Disposición física de la S/E B . . . . .	54
Figura 3.20	Diseño de la MPT de la S/E B . . . . .	55
Figura 3.21	Diseño del apantallamiento de la S/E B . . . . .	56
Figura C.1	Evaluación del factor de coordinación estadística $k_{cd}$ [18] . . . . .	81
Figura C.2	Factores de conversión para pruebas para rango I, para convertir tensiones requeridas de soportabilidad al impulso de maniobra a tensiones de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración y a impulso atmosférico [18] . . . . .	84

---

Figura C.3	Selección obtenida mediante planilla Excel [35] . . . . .	86
Figura C.4	Selección obtenida mediante planilla Excel [35] . . . . .	93
Figura E.1	Curvas para aproximar $S_f$ , curva 2/1 [25] . . . . .	101
Figura E.2	Curvas para aproximar $S_f$ , curva 2/0 [25] . . . . .	101
Figura F.1	Protección con un cable de guarda [24] . . . . .	109

# Índice de Tablas

Tabla 3.1	Resultados de flujo de carga y regulación de tensión alternativa 1 [29]	38
Tabla 3.2	Resultados de flujo de carga y regulación de tensión alternativa 2 [29]	39
Tabla 3.3	Resultados de corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra alternativa 1 [29]	40
Tabla 3.4	Resultados de corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra alternativa 2 [29]	41
Tabla 3.5	Información técnica de pararrayos considerados	42
Tabla 3.6	Resultados obtenidos en Anexo E para 72,5 [kV]	42
Tabla 3.7	Resultados obtenidos en Anexo E para 12 [kV]	42
Tabla 3.8	Resultados obtenidos	42
Tabla 3.9	Valores normalizados a tomar en cuenta para la coordinación de aislación [17]	43
Tabla 3.10	Coordinación de aislación final	43
Tabla C.1	Niveles de aislamiento normalizado para tensiones asignadas del rango I ( $1 \text{ [kV]} < U_m < 245 \text{ [kV]}$ ) [17]	78
Tabla C.2	Información técnica de pararrayos considerados	79
Tabla C.3	Datos para el cálculo	82
Tabla C.4	Selección obtenida en memoria de cálculo	86
Tabla C.5	Datos para el cálculo.	89
Tabla C.6	Selección obtenida en memoria de cálculo.	93

# Glosario

**EAT:** Extra alta tensión.

**AT:** Alta tensión.

**MT:** Media tensión.

**BT:** Baja tensión.

**S/Es:** Subestaciones eléctricas.

**S/E:** Subestación eléctrica.

**S/E GIS:** Subestación eléctrica aislada en gas (SF6).

**S/E AIS:** Subestación eléctrica convencional aislada en aire.

**S/E MTS:** Subestación eléctrica aislada mixta (aire y gas).

**CEN:** Coordinador Eléctrico Nacional.

**CNE:** Comisión Nacional de Energía.

**SEC:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

**NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

**MPT:** Malla de puesta a tierra.

**RIC:** Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica.

**RPTD:** Reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica.

# Resumen

El presente documento tiene como finalidad presentar una propuesta de diseño para la modificación de la planta Cementos Melón S.A., incentivada por el plan estratégico planteado por la empresa. En primera instancia, se centra solo en la subestación eléctrica B (S/E B) debido a la obsolescencia y vida útil superada de los equipos que la componen. Esta propuesta se amplía hacia la subestación eléctrica A (S/E A), ya que aquí se encuentran los equipos de transformación que permiten migrar los niveles de tensión de 44 [kV] a 12 [kV].

Por lo tanto, el contenido del documento abarca primero la información sobre los tipos de subestaciones eléctricas (S/Es) con la configuración de barras adecuadas para estas, junto con sus ventajas y desventajas. Se hace énfasis en las subestaciones eléctricas aisladas en gas (S/Es GIS), debido a las preferencias que presenta la empresa para la adquisición de este tipo de equipos dado su ambiente industrial. Tomando en cuenta que estas serán implementadas en el exterior en lugar de instalaciones interiores como las que se encuentran actualmente.

Luego, se presenta la aplicación del procedimiento, dando a conocer la información preliminar de las instalaciones, la cual fue obtenida mediante documentos entregados por la misma empresa y mediante la página de *Infotécnica* del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Una vez establecidos estos datos junto con los datos generales de diseño, se procede a realizar los estudios pertinentes que, dado el alcance de la propuesta, fueron el estudio de flujo de carga, de cortocircuito y la coordinación de aislamiento. Posteriormente, se presenta la propuesta de diseño para cada subestación eléctrica (S/E), exponiendo los equipos necesarios a utilizar y la base técnica necesaria para entablar una vía de comunicación con el fabricante. Además, se detalla la disposición física que tendrá cada S/E, junto con sus mallas de puesta a tierra (MPT) y el apantallamiento necesario que permita la seguridad operacional requerida para los trabajadores que realicen maniobras en el área.

Finalmente, se exponen las conclusiones del documento respecto a las propuestas estipuladas, recomendando considerar la alternativa 2 por sus ventajas. Asimismo, se mencionan los trabajos futuros necesarios para complementar lo propuesto.

# Abstract

This study presents a design proposal for the modification of the Cementos Melón S.A. plant, motivated by the strategic plan developed by the company. Initially, the focus is exclusively on Substation B due to the obsolescence of its equipment and exceeded service life. This proposal is subsequently extended to Substation A, as it holds the transformation equipment that enables the voltage levels to migrate from 44 [kV] to 12 [kV].

First, this document covers information on the types of substations and their appropriate busbar configurations, along with their advantages and disadvantages. Emphasis is placed on GIS substations, given the company's preference for acquiring this type of equipment, considering their suitability for industrial environments. It is also considered that these substations will be implemented outdoors instead of the current indoor installations.

Subsequently, the procedure is outlined, introducing the preliminary information of the facilities, which was obtained from documents provided by the company and the CEN's website (*Infotécnica*). After gathering this data and the general design parameters, the relevant studies were conducted. Given the scope of the proposal, these studies included load flow analysis, short-circuit analysis, and insulation coordination. The design proposal for each substation is then presented, detailing the required equipment and the necessary input data to establish communication with the manufacturer. Additionally, the physical layout of each substation is described, including the grounding system and the direct lightning strike protection required to ensure the operational safety of workers in the area.

Finally, the document's conclusions regarding the proposed designs are presented, recommending alternative 2 due to its advantages. Additionally, the necessary future work is mentioned to complement the proposal.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Justificación del tema

Las instalaciones eléctricas de las empresas chilenas se encuentran obligadas a dar cumplimiento a las exigencias dadas por el CEN, el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Entre estas exigencias se encuentran la entrega de información técnica de equipos, exigencias mínimas de operación y de diseño de las instalaciones, las cuales se hallan en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [1] y sus anexos técnicos [2-5, 9]. De estos lineamientos se exige que el diseño, la fabricación, los ensayos y la instalación sean realizados de acuerdo con las normas nacionales aplicables. En caso de no existir una normativa, regirse por estándares internacionales como IEC, IEEE, CIGRE, entre otros.

Debido a lo anterior, las empresas deben asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) opere cumpliendo las exigencias establecidas por el CEN. Por lo tanto, sus instalaciones deben ser capaces de soportar los máximos niveles de corriente de cortocircuito presentes en los puntos de conexión, así como disponer de un nivel de aislamiento coordinado, verificado por su estudio correspondiente. Más aún, han de permitir que la disposición de las instalaciones facilite un crecimiento armónico de la S/E, considerando los planes de expansión del SEN. De igual manera, se debe considerar que cualquier conexión o cambio de las instalaciones no degrade su desempeño. Es decir, no se debe disminuir el grado de confiabilidad actual de la instalación.

En este contexto, la empresa Melón S.A. cuenta con una planta de 115 años emplazada en la ciudad de La Calera, equipada con máquinas de distintas edades y tecnologías, destinadas a la producción de cemento, hormigón y áridos. Adicionalmente, la planta Cementos Melón LCA posee múltiples S/Es reductoras, partiendo con un punto de conexión en 66 kV correspondiente a la S/E Calera Centro, propiedad de Celeo. Debido a la antigüedad de la planta, la empresa ha realizado un plan estratégico que permite visualizar un alto nivel de riesgo en estas máquinas, lo que conlleva un impacto en la

operación de la planta. Con el plan estratégico la empresa logra identificar problemas en los equipos situados a un nivel de 44 [kV], ya sean transformadores de poder, seccionadores e interruptores, todos ubicados en la S/E B, tal como se muestra y se resalta en la Figura 1.1.

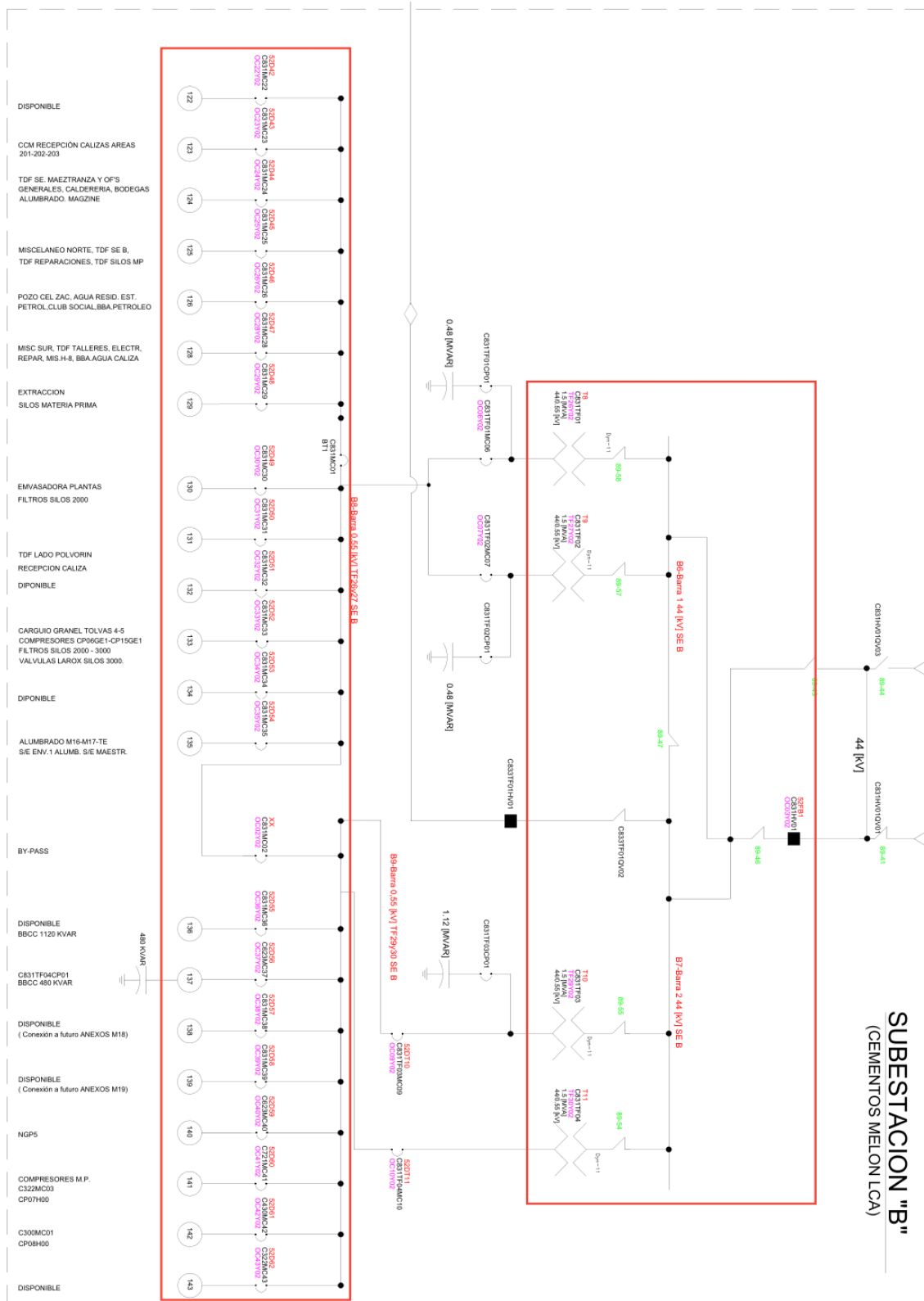


Figura 1.1: Diagrama unilineal S/E B, situación actual [29]

Por ende, Melón S.A. desea realizar un cambio en dicha S/E, debido a sus equipos con notoria obsolescencia. Dicho cambio implicaría una migración del nivel de tensión actual a uno de 12 [kV], lo que otorgaría un aumento en los grados de flexibilidad, confiabilidad y seguridad de la planta. Es decir, la empresa mejorará la continuidad de servicio en las actividades a las que se dedica, tanto ante fallas como durante el mantenimiento de los equipos.

A causa de lo antes mencionado, se presenta el desafío de realizar una modificación en la topología de la S/E B sin afectar negativamente el rendimiento de las demás S/Es reductoras. Todo esto teniendo en cuenta las exigencias mínimas planteadas por el CEN, como en los pliegos normativos del reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica (RIC) y del reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica (RPTD), estipulados por decretos de la ley chilena [6, 7]. Por lo tanto, se debe definir con claridad la información de la instalación y también establecer los datos de entrada, del sitio seleccionado y del sistema para llevar a cabo el procedimiento de diseño descrito en [8]. Una vez ya establecidos y realizados los estudios correspondientes, nos permite efectuar un dimensionamiento de la instalación para proponer una modificación al diseño de la S/E B. Lo que permite realizar una selección y configuración adecuada de los equipos, junto con una disposición física acorde a los alcances de la empresa y a las normativas vigentes. El desempeño de esta propuesta se evaluará mediante un software especializado para determinar si se logra aumentar la confiabilidad y flexibilidad de la planta Cementos Melón LCA. Esto con la finalidad de permitir que la empresa Melón S.A. se encuentre dentro de los márgenes reglamentarios establecidos en Chile, ya sea en la seguridad de sus trabajadores como en la continuidad de sus actividades de producción.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo general

- Proponer una modificación a la topología de la S/E B, ubicada en la planta Cementos Melón LCA para llevar a cabo una migración de su nivel de tensión actual, debido a su plan estratégico, mediante criterios de diseño y métodos normados en Chile.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar información técnica de los equipos de la planta Cementos Melón LCA ubicada en La Calera, donde se encuentra la S/E B, con el fin de registrar

información preliminar, datos de entrada, datos del sitio seleccionado y datos del sistema.

- Desarrollar los estudios solicitados por el CEN para llevar a cabo una modificación relevante a la topología de las instalaciones de Cementos Melón LCA, en particular de la S/E B, con el propósito de seleccionar la tecnología y los equipos en la propuesta de diseño que sean acordes con el alcance de la empresa.
- Diseñar una configuración adecuada a partir del dimensionamiento de la subestación, a la par de determinar la disposición física de los equipos, mediante criterios y guías técnicas de media tensión utilizadas en Chile.
- Evaluar el desempeño de la modificación propuesta, priorizando la confiabilidad de la subestación, mediante la simulación en un software especializado.

### 1.3. Alcance del estudio

En este estudio se toma en cuenta parte del procedimiento descrito en la guía de diseño de S/Es de alta tensión (AT) [8], ya que la información disponible es limitada, así como las preferencias de la empresa Melón S.A. Debido a esto, se consideran alternativas que puedan dar flexibilidad a la decisión futura que pueda tomar la empresa. Por lo tanto, la información recaudada fue obtenida a través de la página de *Infotécnica*, la proporcionada por Melón S.A. mediante informes de años anteriores [30], y la proporcionada por Tecnoled [29], que fue de gran apoyo en los estudios realizados al sistema eléctrico. Tomando en cuenta la información entregada por la empresa, se puede observar que la planta Cementos Melón LCA se compone de varias subestaciones que cumplen diversas funciones (S/E A, S/E B, S/E C, S/E D, S/E E, S/E F, S/E G, S/E 3 y S/E 4), tal como se muestra en la Figura 1.2. Cabe mencionar que el alcance del estudio se centra en la S/E A y la S/E B. Enfocando la propuesta en modificaciones a dichas instalaciones, ya sea en el reemplazo de los equipos obsoletos y de los equipos de transformación necesarios para migrar el nivel de tensión, como también en un cambio de ubicación de las S/Es. Para realizar dichas modificaciones se realizó el estudio de flujo de carga, de cortocircuito y la coordinación de aislamiento. Los primeros dos estudios mencionados los realizó personal de Tecnoled, donde se participó de las reuniones para definir las consideraciones de las simulaciones para llevar a cabo los estudios, los cuales fueron realizados con el software ETAP versión 22.5.0.

Los estudios fueron realizados para todo el sistema eléctrico de la planta, pero este documento se centra en los resultados obtenidos para las S/Es A y B, donde en la Figura 1.3 se muestra en rojo la ubicación actual de las S/Es y en amarillo la conexión entre ellas. Por lo tanto, para estas dos S/Es se definirá la superficie futura para su montaje, los equipos necesarios para realizar la migración del nivel de tensión y la disposición física acorde a los equipos seleccionados. Además de presentar el diseño de sus MPT y apantallamiento que otorguen seguridad operacional a los trabajadores de la planta Cementos Melón LCA.

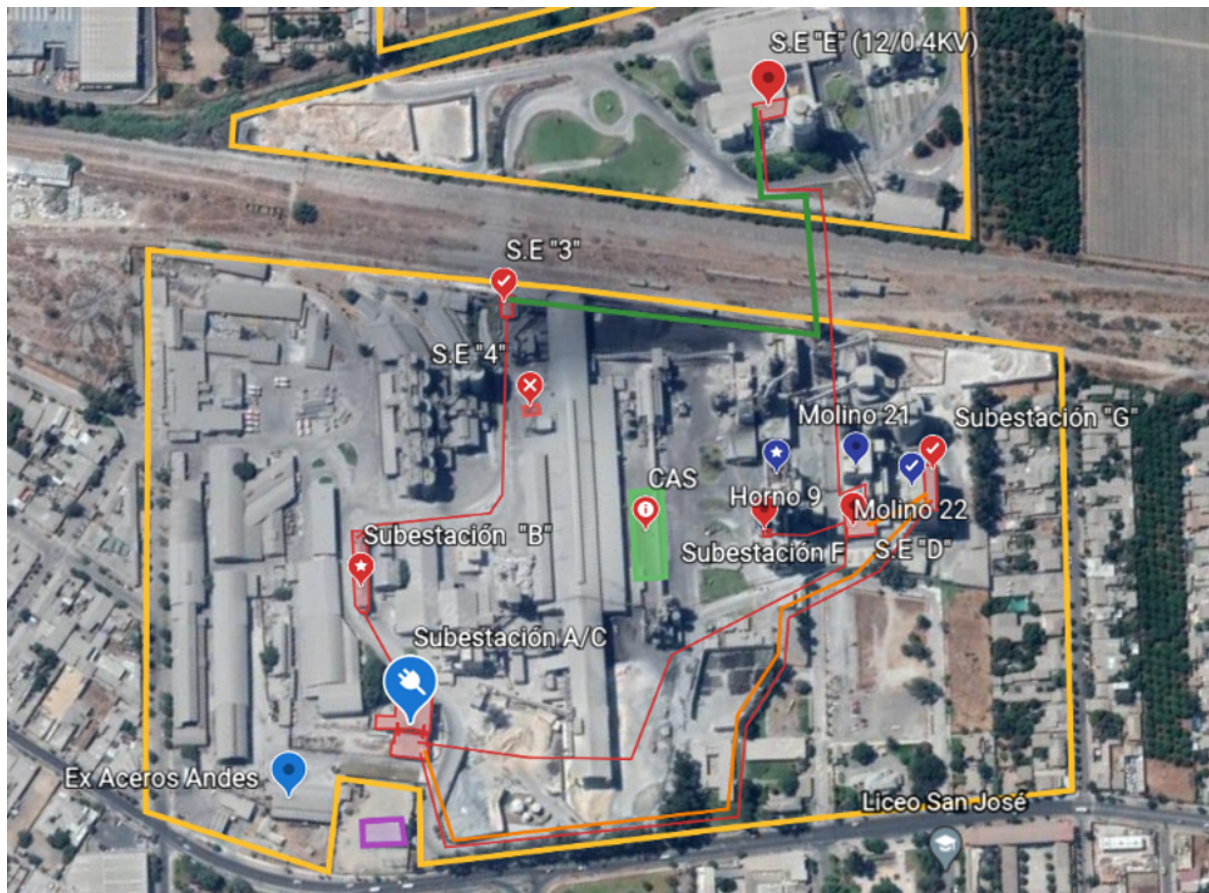


Figura 1.2: Planta La Calera Cementos Melón S.A. [12]

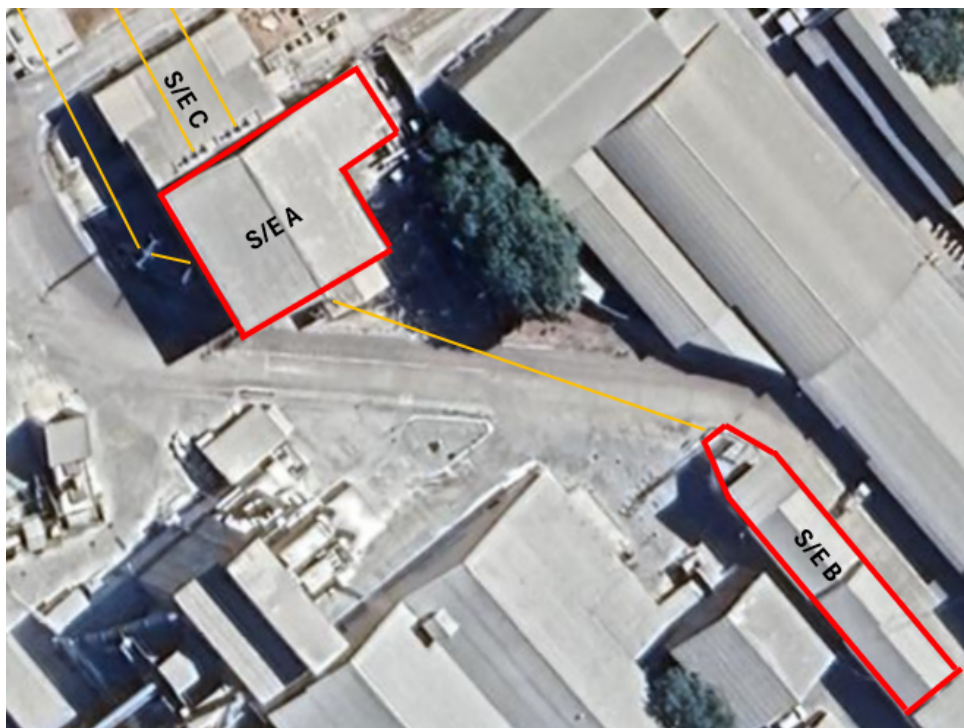


Figura 1.3: Ubicación actual de las S/Es A y B

## 1.4. Estructura de la memoria

El presente documento está estructurado en cuatro capítulos y anexos.

- **Capítulo 1:** Se presenta la introducción al tema y los objetivos del documento.
- **Capítulo 2:** Se presenta el marco teórico, dando a conocer los tipos de S/Es existentes y configuraciones de barras usadas generalmente para el nivel de tensión trabajado. También se mencionan aspectos de interés respecto a instalaciones con tecnología GIS, junto con una recomendación de las normas aplicables para el diseño de S/Es.
- **Capítulo 3:** Se presenta la aplicación del procedimiento, dando a conocer los antecedentes, aspectos generales de diseño de S/Es, los estudios realizados y necesarios para el alcance de la propuesta y, por último, la propuesta de diseño para cada S/E que considera este documento. También se mencionan los equipos a utilizar, su disposición física, la MPT requerida y el apantallamiento que otorgue protección ante descargas atmosféricas, junto con una base técnica para la adquisición de los equipos que sean necesarios.
- **Capítulo 4:** Se mencionan las conclusiones respecto al diseño propuesto. Además, se sugieren los trabajos futuros a tener en consideración que no fueron contemplados en este documento.
- **Anexos:** Se presentan los diagramas unilineales junto con las simulaciones y memorias de cálculo realizadas.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

### 2.1. S/Es

Según [8, 10, 32, 34], las S/Es son una representación física de un nodo del sistema eléctrico, en nuestro caso el SEN. Estas instalaciones se encargan de transformar la energía a niveles de tensión adecuados, acorde con los requisitos estipulados por el CEN, dado el uso que se les requiera, ya sea transporte, distribución o consumo. Las S/Es están conformadas por un conjunto de equipos que permiten controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del SEN por medio de dispositivos de maniobra y de protección. Por lo tanto, el conjunto de estos equipos permite dirigir el flujo de energía a puntos específicos de la red, como generadores, líneas de transmisión o transformadores.

La función principal de las S/Es es asegurar niveles de calidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico, tales que permitan minimizar las pérdidas de energía. Es por esto que es importante definir los conceptos de confiabilidad, flexibilidad y seguridad que deben poseer estas instalaciones.

- **Confiabilidad:** Se define como la probabilidad de que una S/E suministre energía durante un período de tiempo ante la ocurrencia de una falla en alguno de sus componentes, evitando interrupciones en la continuidad del servicio.
- **Flexibilidad:** Se define como la capacidad de una S/E para adaptarse a distintas condiciones, ya sea por cambios operativos y de demanda, o por fallas, contingencias o mantenimientos de equipos de maniobra.
- **Seguridad:** Se define como la capacidad de una S/E para mantener el suministro de energía sin llegar a interrupciones de servicio durante la ocurrencia de fallas en los equipos de maniobra.

Cabe añadir que las S/Es se pueden clasificar según su tipo de aislación [32, 34], existiendo subestaciones eléctricas convencionales aisladas en aire (S/Es AIS), S/Es GIS o bien subestaciones eléctricas aisladas mixtas (S/Es MTS) con ambos tipos de aislación. Debido al alcance de este documento, se profundizará en las S/Es GIS. Por otro lado, otra forma de clasificar estas instalaciones es según el uso que se les da, clasificándose en S/Es de generación, transmisión, distribución y transformación [8, 32, 34].

### 2.1.1. S/Es de generación

Este tipo de S/Es se ubica en las centrales generadoras de energía, las cuales se encargan de elevar la tensión generada por la planta para que esta pueda ser transmitida a largas distancias de manera eficiente. En estas S/Es, la confiabilidad y seguridad son prioridad, ya que una falla puede interrumpir la producción de energía eléctrica, lo que conlleva una interrupción en la continuidad del servicio. Afectando directamente al SEN y a los elementos de protección equipados en la instalación. Además, su alta potencia conlleva riesgos asociados a los niveles de tensión y corrientes de operación, lo que exige estrictas medidas de protección y aislamiento.

### 2.1.2. S/Es de transmisión

Este tipo de S/Es se ubica entre las subestaciones de generación y de distribución, representando nodos en la red de transmisión, donde la energía eléctrica a AT es transmitida a grandes distancias mediante líneas eléctricas, buscando minimizar las pérdidas. Estas S/Es tienen como prioridad la confiabilidad y continuidad de servicio, ya que una falla perjudica a más de una instalación cercana, lo que puede llegar a provocar un *blackout* si no es bien controlada. Debido a esto, la redundancia de equipos y un sistema de protección adecuado son primordiales.

### 2.1.3. S/Es de distribución

Este tipo de S/Es recibe la energía transmitida desde las líneas eléctricas y reduce la tensión a un nivel apto para el consumo. Están destinadas al consumo de áreas residenciales, comerciales e industriales, siendo las S/Es más cercanas a los usuarios finales. En estas S/Es, la prioridad es la confiabilidad, continuidad de servicio y flexibilidad, por lo cual es importante evitar interrupciones que perjudiquen al usuario final, dado que si estas son reiteradas puede conllevar un costo al generar multas por incumplimiento de contratos. Mantener una buena flexibilidad en la S/E permite gestionar de manera eficiente la energía demandada y realizar ampliaciones acordes con las necesidades que se puedan presentar. Cabe mencionar que la seguridad no se debe dejar de lado, ya que, al ser S/Es cercanas al usuario final, deben poseer un sistema de protección que evite poner en riesgo al cliente debido a fallas que puedan suceder.

### 2.1.4. S/Es de transformación

Este tipo de S/Es se encarga de cambiar los niveles de tensión, clasificándose en S/Es elevadoras o S/Es reductoras, dependiendo de la necesidad de la red. Por lo tanto, son cruciales para las S/Es de transmisión (elevando su tensión) y para las S/Es de distribución (reduciendo su tensión). En estas instalaciones, la prioridad es la confiabilidad, ya que una falla en un transformador puede provocar fluctuaciones de tensión, conllevando interrupciones a más de un equipo que esté conectado a esta. Su continuidad de servicio es de importancia en zonas urbanas o industriales. Además, deben mantener una flexibilidad moderada para lograr adaptarse a cambios en la demanda o bien en la expansión del sistema. Tampoco se debe dejar de lado la seguridad, ya que los cambios de tensión pueden generar situaciones de riesgo por sobrecorrientes y cortocircuitos si no son bien controlados.

## 2.2. Configuración de barras

Otro aspecto importante a tener en cuenta cuando se realiza el diseño de una S/E o bien una modificación de la instalación es la configuración de barras que tendrá, ya que de esta configuración dependerá parcialmente la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de la subestación. Las configuraciones comúnmente aplicadas para un nivel de tensión de 72,5 [kV] o menores son las siguientes [8, 10, 32-34]:

### 2.2.1. Barra simple

Corresponde a la configuración de barra más sencilla existente; tal como dice su nombre, está conformada por una sola barra colectora en donde se encuentran conectados todos los equipos de maniobra. Se utiliza en S/Es pequeñas de baja complejidad o donde no se requiera de una alta confiabilidad. Sus principales características son 1) bajo costo de instalación y mantenimiento (debido a contener una sola barra); 2) facilidad para realizar maniobras y mantenimientos a los equipos conectados, como también la simplicidad de su diseño y operación; y 3) posee una flexibilidad limitada, ya que ante una falla o mantenimiento se obliga a realizar desconexiones e interrupciones de servicio. El uso de este tipo de configuración se da usualmente en S/Es de distribución. Existen distintas derivaciones que pueden disminuir las debilidades antes mencionadas, las cuales son:

- **Barra simple seccionada:** En la Figura 2.1 se muestra una barra simple donde se añade un seccionador de barra de acuerdo con las líneas conectadas a la barra, permitiendo el aislamiento de estas evitando interrumpir el servicio de toda la instalación, logrando un aumento en la flexibilidad.

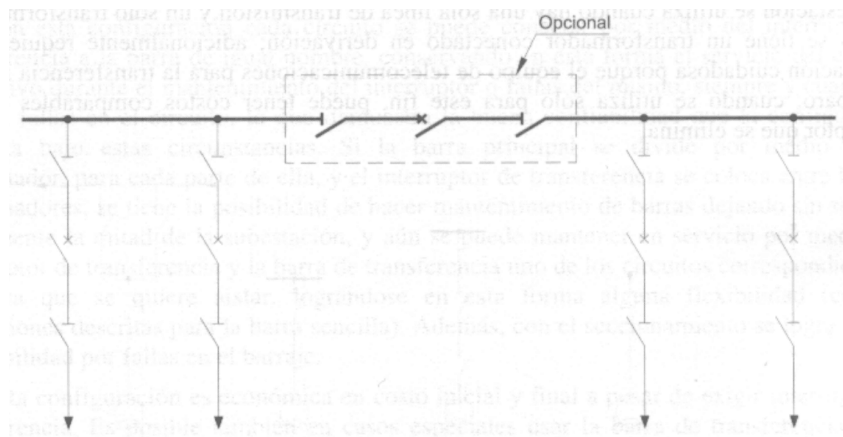


Figura 2.1: Barra simple seccionada [8]

- Barra simple con barra de transferencia:** En la Figura 2.2 se muestra una barra simple donde se añaden interruptores de transferencia para hacer la conexión entre la barra simple y la barra de transferencia, permitiendo el mantenimiento de los equipos sin perjudicar la continuidad de servicio.

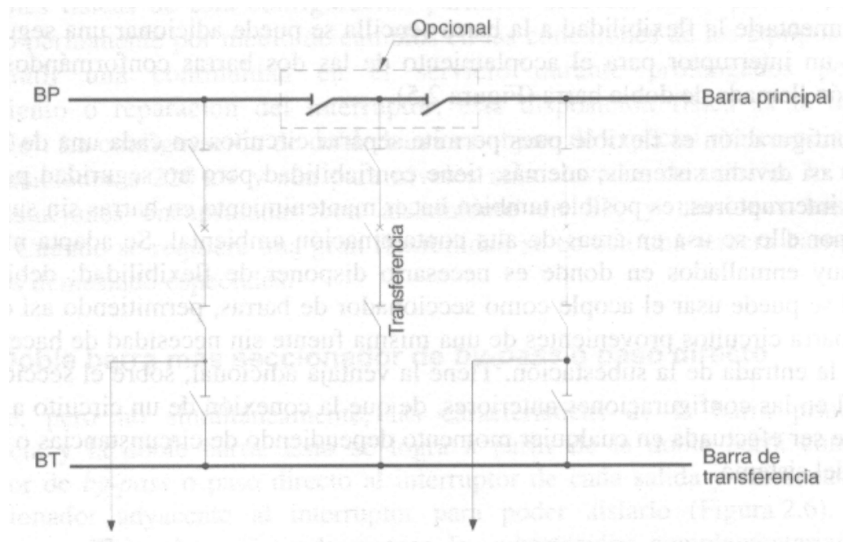


Figura 2.2: Barra simple y de transferencia [8]

### 2.2.2. Doble barra

En esta configuración se añade una segunda barra colectora que aumenta de manera considerable la confiabilidad y flexibilidad de la S/E. Los equipos se conectan a cualquiera de las barras mediante interruptores y seccionadores, permitiendo maniobras y mantenimientos sin necesidad de interrumpir la continuidad de servicio de todo el sistema. Sus principales características son su alta confiabilidad y flexibilidad, que permite realizar mantenimiento o responder ante fallas en una de las barras sin la interrupción del servicio, ya que concede la transferencia de equipos de una barra a

otra. Su aplicación se ve comúnmente en S/Es de transmisión y distribución debido a su alta confiabilidad. Al igual que en la configuración anterior, existen derivaciones, las cuales son:

- **Doble barra seccionada:** En la Figura 2.3 se muestra una doble barra donde se añade un seccionador/acoplador entre barras, permitiendo el aislamiento de estas evitando interrupciones de servicio.

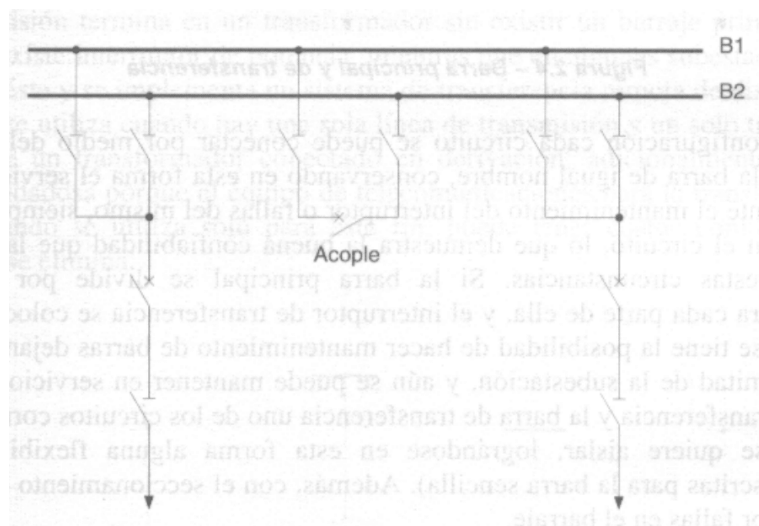


Figura 2.3: Doble barra seccionada [8]

- **Doble barra más seccionador de transferencia:** Es similar a la configuración con seccionador de *by-pass*, pero más sencilla. En la Figura 2.4 se muestra como una doble barra usa seccionadores para conectar/desconectar sin provocar interrupciones, ofreciendo una mayor flexibilidad.

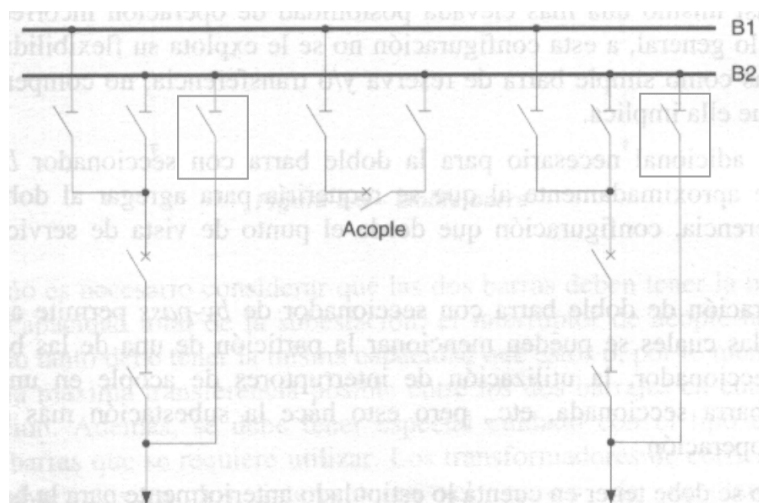


Figura 2.4: Doble barra más seccionador de transferencia [8]

- **Doble barra más seccionador de *by-pass*:** Combina las características de la barra simple con la de transferencia. En la Figura 2.5 se muestra como una doble

barra utiliza interruptores para aislar, añadiendo seccionadores y un interruptor de transferencia, logrando aumentar la flexibilidad y confiabilidad de la instalación. Lo que conlleva un mayor costo y complejidad operativa.

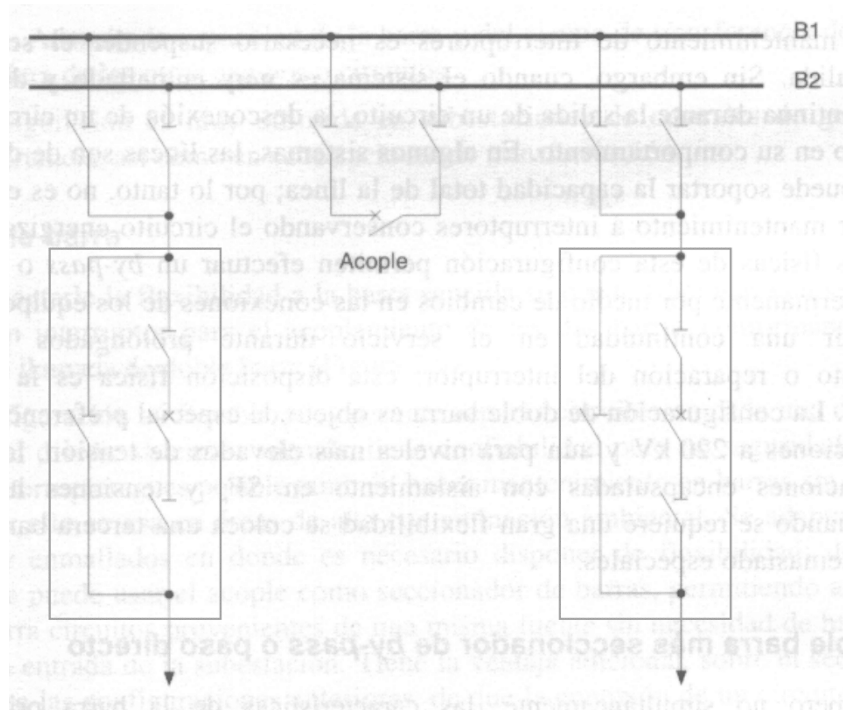


Figura 2.5: Doble barra más seccionador de *by-pass* [8]

- Doble barra más barra de transferencia:** En la Figura 2.6 se muestra una doble barra donde se añade una barra de transferencia, que permite a las barras principales mantener su operación ante maniobras o mantenimientos que sean necesarios.

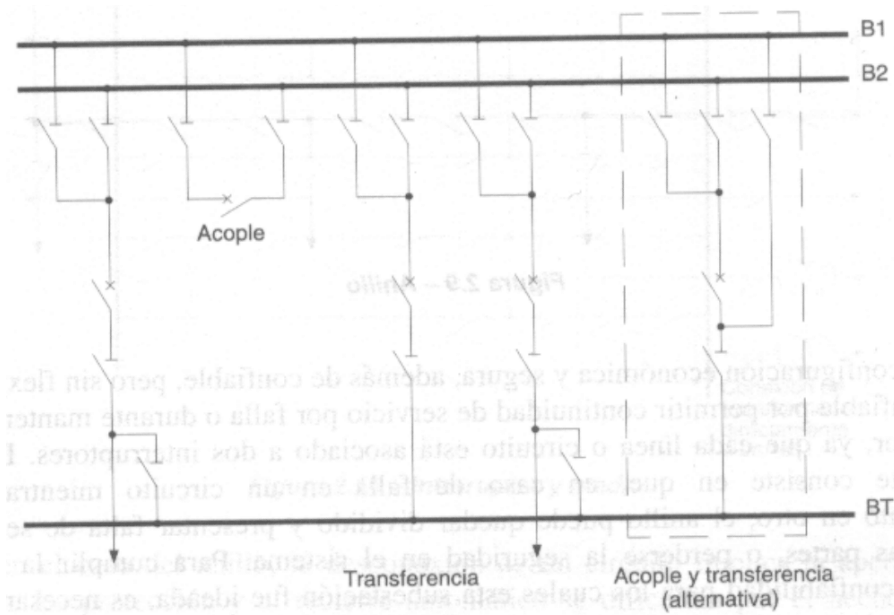


Figura 2.6: Doble barra más barra de transferencia [8]

### 2.3. S/Es GIS en AT

Según [8, 28, 31, 33], las S/Es GIS fueron introducidas al mercado a finales de la década de 1960, logrando una amplia aceptación debido a la flexibilidad de su diseño. Las primeras S/Es de este tipo se diseñaron para tensiones entre 60 y 100 [kV]. Sin embargo, debido a su utilización, se fue ampliando su gama de tensiones, encontrando grandes ventajas para tensiones cada vez mayores (existen equipos de 800 [kV]).

Sus principales ventajas son:

- Menor tamaño. Dado que la superficie necesaria para una S/E GIS es aproximadamente de un 10-20 % de la superficie requerida para una S/E AIS. Esta característica se refleja en la Figura 2.7, donde una S/E GIS ocupa un 16 % del área que utiliza una S/E AIS para el mismo nivel de tensión.
- Debido a su encapsulado son a prueba de contaminación ambiental, perfectas para ambientes industriales.
- Requieren un menor mantenimiento, aunque debe ser realizado por especialistas o personal capacitado debido a la manipulación de gas SF<sub>6</sub>.
- Poseen una mayor seguridad para los operadores.
- No producen radio interferencias.
- Poseen un sistema modular por celdas, permitiendo un rápido montaje y puesta en servicio. Además, permite una fácil ampliación cuando se tiene considerada desde un principio.

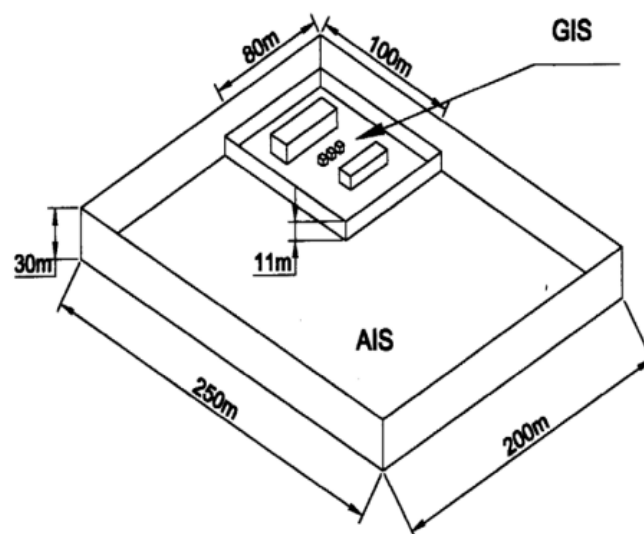


Figura 2.7: Comparación de tamaño entre AIS y GIS [28]

Dada la reducción de su tamaño en comparación con las S/Es AIS y su precio favorable ante grandes tensiones, son una gran opción a considerar para equipos de extra alta tensión (EAT). Además, debido a sus ventajas de ser compactas y construidas mediante módulos, su utilización se ve mayormente en áreas industriales, áreas urbanas, zonas montañosas con espacios reducidos, zonas costeras, zonas desérticas, zonas donde es necesario disminuir el impacto ambiental y estaciones subterráneas. Una coincidencia de todas estas áreas mencionadas es el espacio reducido disponible y los altos niveles de contaminación, haciendo este tipo de tecnología la más apta.

El diseño de estas S/Es está compuesto por una envolvente, que corresponde a la carcasa de cada módulo, la cual es conectada a tierra mediante tubos, utilizando conos aislantes para la conexión de equipos. La zona mencionada es llenada con gas, siendo el más utilizado el SF<sub>6</sub>, donde su presión varía entre 3 y 7 bares. Dentro de la envolvente o módulo se encuentran los equipos, los cuales pueden ser interruptores, seccionadores, barras, transformadores de medida, pararrayos, entre otros. Por lo tanto, se debe tener rigurosidad en la conexión a tierra, ya que las distintas partes que componen la GIS deben encontrarse eléctricamente conectadas entre ellas sin crear diferencias de tensiones peligrosas en caso de cortocircuito. Las envolventes son generalmente fabricadas de aluminio o acero. Para un diseño monofásico es más conveniente utilizar aluminio debido a las pérdidas resistivas que pueden producirse, siendo el aluminio más liviano, no magnético y con menor resistividad eléctrica que el acero. Por lo que una envolvente de aluminio debe ser más gruesa en comparación al acero, lo que no significa que deje de ser más liviana, implicando menores puntos de apoyo y menores costos de obra civil y montaje. Ahora bien, el diseño monofásico se utiliza mayormente para tensiones de servicio por encima de los 200 [kV], mientras que las envolventes trifásicas son utilizadas para tensiones menores a 200 [kV]. Este tipo de envolvente trifásica presenta ventajas en el costo, implicando una menor inversión inicial, menor espacio por utilizar y su montaje es más rápido y sencillo debido a que los módulos son prefabricados y embalados por el mismo fabricante, minimizando el tiempo y costo de montaje sobre el sitio final. Su mantenimiento es más sencillo y la visión del conjunto mejora debido a su simplicidad.

Por lo tanto, las S/Es GIS están conformadas por una serie de equipos según sea necesario dado los requerimientos del sistema. Los cuales pueden ser interruptores, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra, transformadores de corriente, transformadores de potencial, pararrayos, equipos de conexión, bujes de conexión con líneas aéreas, bujes para conexión directa a transformadores y terminales para cables aislados.

## 2.4. Celdas *switchgear* GIS en media tensión (MT)

Las celdas *switchgear* en MT con tecnología GIS [28, 31] son equipos clave en sistemas de distribución eléctrica, utilizados para la conmutación, protección y control de los circuitos eléctricos a tensiones entre 1 [kV] y 36 [kV]. Estos equipos son capaces de operar en ambientes interiores como exteriores. Comparten similitudes con las S/Es GIS antes mencionadas, pero con un menor tamaño, componiéndose de celdas con interruptores, seccionadores y equipos de protección en un solo módulo compacto.

Dentro de sus características se encuentran:

- Poseen una conmutación segura bajo condiciones de carga o falla.
- Cuentan con protecciones mediante interruptores automáticos y relés que protegen ante sobrecargas o cortocircuitos.
- Permiten una flexibilidad operativa con maniobras manuales y automáticas sin afectar de manera considerable al sistema.
- El diseño compacto de sus módulos permite reducir el espacio requerido para su montaje.

## 2.5. S/Es en gas SF<sub>6</sub>

El gas SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre) es utilizado ampliamente dentro de la tecnología GIS [8, 28, 31, 33]. Esto ocurre debido a las propiedades de aislamiento eléctrico y la capacidad de extinción de arcos eléctricos que posee el gas. El SF<sub>6</sub> es un gas inerte, no tóxico, inodoro, incoloro, regenerativo, muy estable, no inflamable y con una rigidez dieléctrica hasta dos veces mayor que la del aire. Lo que lo convierte en un medio eficiente para su uso en instalaciones de AT y EAT.

Debido a su alta capacidad de aislamiento eléctrico, se logra soportar campos eléctricos elevados sin caer en la ruptura del aislamiento, permitiendo una reducción en el tamaño de los equipos en comparación con sus símiles con aislamiento en aire. También, debido a su capacidad de extinción de arco eléctrico, se ve aumentada la seguridad y confiabilidad en la operación de los equipos de maniobra. Mientras que su estabilidad química y térmica permite un funcionamiento óptimo y seguro en una amplia gama de temperaturas y condiciones ambientales. Es importante tener especial cuidado en su manipulación, ya que es un gas de efecto invernadero y debe estar sujeto a la normativa aplicable [19-22].

Dicho esto, dada la entrada en vigor del reglamento de la Unión Europea (UE) 2024/573 [36] en febrero del presente año, cabe destacar su artículo 13 donde se establece una

política medioambiental sobre el uso de este gas, dando comienzo al fin para el SF<sub>6</sub>, conocido por su alto potencial de calentamiento global y su uso en equipos de MT y AT. Por lo que se genera el desafío de investigar nuevas alternativas para su reemplazo. Esto es incentivado por las fechas estipuladas por el reglamento, prohibiendo el uso de este gas en los equipos eléctricos: en 2026 para los equipos hasta 24 [kV], en 2028 para equipos entre 24 [kV] y 52 [kV], en 2030 para equipos entre 52 [kV] y 124 [kV], y para 2032 para equipos de 145 [kV] o más. Algunas alternativas para el reemplazo son la utilización de aire ultracero a alta presión [37] o mezclas de gases como el C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N/N<sub>2</sub> [38] y C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N/CO<sub>2</sub> [39], los cuales presentan propiedades similares al SF<sub>6</sub> e incluso mejores a diferentes concentraciones de mezcla. Hoy en día, la empresa Schneider Electric presenta una línea de equipos sin SF<sub>6</sub>, SM AirSET [40], que funcionan con aire puro y una conmutación al vacío en media tensión, dando una solución para la adquisición de equipos manteniendo las características de los módulos compactos GIS.

## 2.6. Normas recomendadas

Para la metodología de selección de equipos y la elaboración de un diseño adecuado y completo, se deben considerar las normas establecidas en Chile y estándares internacionales. Es por esto que se recomienda seguir las siguientes normas:

### 2.6.1. Normas IEC, IEEE y CIGRE

Las normas internacionales a tener en cuenta en el procedimiento de diseño de una S/E se mencionan a continuación. Cabe destacar que las normas referenciadas son las utilizadas en este documento debido a su alcance.

- IEC 60038: «Standard voltages» [15]
- IEC 60044: «Instrument transformers»
- IEC 60071: «Insulation co-ordination» [17, 18]
- IEC 60076: «Power transformers» [23]
- IEC 60099: «Surge arresters»
- IEC 60114: «Recommendation for heat-treated aluminium alloy busbar material of the aluminium-magnesium-silicon type»
- IEC 60120: «Ball and socket couplings of string insulator units» (también IEC 60305, 60372, 60383, 60672)
- IEC 60137: «Insulated bushings for alternating voltages above 1000 [V]»
- IEC 60143: «Series capacitors for power systems»
- IEC 60168: «Tests on indoor and outdoor post insulators of ceramic material or glass for systems with nominal voltages greater than 1000 [V]» (también IEC 60273)
- IEC 60227: «Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 [V]» (también IEC 60228)
- IEC 60255: «Measuring relays and protection equipment»
- IEC 60289: «Reactors»

- IEC 60296: «Fluids for electrotechnical applications - Mineral insulating oils for electrical equipment»
- IEC 60297: «Mechanical structures for electronic equipment - Dimensions of mechanical structures of the 482,6 [mm] (19 [in]) series»
- IEC 60353: «Line traps for A.C power systems»
- IEC 60376: «Specification of technical grade sulphur hexafluoride ( $\text{SF}_6$ ) and complementary gases to be used in its mixtures for use in electrical equipment» [19]
- IEC 60481: «Coupling devices for power line carrier systems»
- IEC 60502: «Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 [kV] up to 30 [kV]» (también IEC 60840)
- IEC 60517: «Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages of 72,5 [kV] and above»
- IEC 60694: «Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards»
- IEC TS 60815: «Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions»
- IEC 60865: «Short-circuit currents - Calculation of effects»
- IEC 60909: «Short-circuit currents in three-phase A.C. systems» [16]
- IEC 60870: «Telecontrol equipment and systems»
- IEC 60871: «Shunt capacitors for A.C. power systems having a rated voltage above 1000 [V]»
- IEC 60896: «Stationary lead-acid batteries»
- IEC 60947: «Low-voltage switchgear and controlgear»
- IEC 61000: «Electromagnetic compatibility (EMC)»
- IEC 61089: «Round wire concentric lay overhead electrical stranded conductors»
- IEC 61109: «Insulators for overhead lines - Composite suspension and tension insulators for A.C. systems with a nominal voltage greater than 1000 [V]»
- IEC 62271-100: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit breakers»
- IEC 62271-102: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches»
- IEC 62271-200: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 [kV] and up to and including 52 [kV]» [21]
- IEC 62271-203: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 203: AC gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 [kV]» [22]
- IEC 62271-1: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear»
- IEC TS 61634: «High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride ( $\text{SF}_6$ ) in high-voltage switchgear and controlgear» [20]
- IEEE Std 80-2000: «IEEE Guide for safety in AC substation grounding» [25]
- IEEE Std 450-2020: «IEEE Recommended practice for maintenance, testing, and replacement of vented lead-acid batteries for stationary applications»
- IEEE Std 485-2020: «IEEE Recommended practice for sizing lead-acid batteries for stationary applications»
- IEEE Std 693-2018: «IEEE Recommended practice for seismic desing of substations» [26]
- IEEE Std 979-2012: «IEEE Guide for substation fire protection» [27]

- IEEE Std 998-2012: «IEEE Guide for direct lightning stroke shielding of substations» [24]
- Documento técnico, «Recomendación de requisitos sísmicos para instalaciones eléctricas de alta tensión», Septiembre 2018 actualizado Marzo 2020. Comité Chileno de CIGRE. [11]

### 2.6.2. Regulaciones y normativa en Chile (CNE)

Dado lo dispuesto en la Constitución Política de la República; en los decretos de ley N°8 y N°109 que crean el Ministerio de Energía, la CNE y la SEC en conjunto, se establecen los lineamientos y reglamentos de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas situadas en territorio nacional.

**Decreto N°8:** “Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica” [6].

- Pliego normativo RIC N°01: «Empalmes».
- Pliego normativo RIC N°02: «Tableros eléctricos».
- Pliego normativo RIC N°03: «Alimentadores y demanda de una instalación».
- Pliego normativo RIC N°04: «Conductores, materiales y sistemas de canalización».
- Pliego normativo RIC N°05: «Medidas de protección contra tensiones peligrosas y descargas eléctricas».
- Pliego normativo RIC N°06: «Puesta a tierra y enlace equipotencial».
- Pliego normativo RIC N°07: «Instalaciones de equipos».
- Pliego normativo RIC N°08: «Sistema de emergencia».
- Pliego normativo RIC N°09: «Sistemas de autogeneración».
- Pliego normativo RIC N°10: «Instalaciones de uso general».
- Pliego normativo RIC N°11: «Instalaciones especiales».
- Pliego normativo RIC N°12: «Instalaciones en ambientes explosivos».
- Pliego normativo RIC N°13: «Subestaciones y salas eléctricas».
- Pliego normativo RIC N°14: «Exigencias de eficiencia energética para edificios».
- Pliego normativo RIC N°15: «Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos».
- Pliego normativo RIC N°16: «Subsistemas de distribución».
- Pliego normativo RIC N°17: «Operación y mantenimiento».
- Pliego normativo RIC N°18: «Presentación de proyectos».
- Pliego normativo RIC N°19: «Puesta en servicio».

**Decreto N°109:** “Reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica” [7].

- Pliego normativo RTDP N°01: «Tensiones y frecuencias nominales».
- Pliego normativo RTDP N°02: «Clasificación de instalaciones».
- Pliego normativo RTDP N°03: «Proyectos y estudios».
- Pliego normativo RTDP N°04: «Conductores».

- Pliego normativo RTDP N°05: «Aislación».
- Pliego normativo RTDP N°06: «Puesta a tierra».
- Pliego normativo RTDP N°07: «Franja y distancias de seguridad».
- Pliego normativo RTDP N°08: «Protección contra incendios».
- Pliego normativo RTDP N°09: «Señalización de seguridad de instalaciones».
- Pliego normativo RTDP N°10: «Centrales de producción y subestaciones».
- Pliego normativo RTDP N°11: «Líneas de alta y extra alta tensión».
- Pliego normativo RTDP N°12: «Líneas eléctricas de diferente tensión en estructura común (multitensión)».
- Pliego normativo RTDP N°13: «Líneas eléctricas de media y baja tensión».
- Pliego normativo RTDP N°14 «Apoyo en postes por terceros».
- Pliego normativo RTDP N°15: «Operación y mantenimiento».
- Pliego normativo RTDP N°16: «Puesta en servicio».
- Pliego normativo RTDP N°17: «Sistema de gestión de integridad de instalaciones eléctricas».

# Capítulo 3

## Aplicación del procedimiento

### 3.1. Antecedentes

Considerando el plan estratégico [12] realizado por la empresa, se puede observar que gran parte del problema se ubica en la S/E B. La cual se encuentra conectada directamente con la S/E A. El plan estratégico plantea una problemática en el nivel de tensión de 44 [kV], donde se ubica la S/E B, debido a un nivel de obsolescencia del 100 % y una vida útil excedida en el 100 % de sus equipos. Además, en el nivel de tensión de 12 kV se observa un nivel de obsolescencia del 48 % y una vida útil excedida en el 48 % de sus equipos, tal como se muestra en la Figura 3.1. Por lo que, para dar solución a estos niveles de obsolescencia y vida útil excedida, la empresa plantea una solución migrando a un nivel de tensión de 12 [kV] a todos los equipos que actualmente se encuentran a un nivel de 44 [kV], tal como se muestra en la Figura 3.2. De esta manera se elimina el nivel de tensión de 44 [kV] para la distribución y se mejora los niveles de obsolescencia y vida útil excedida para el nivel de tensión de 12 [kV], logrando disminuir de 48 % a un 30 % ambos indicadores. Debido a esto, este documento se centra en la S/E A y la S/E B para realizar una modificación que sea acorde con los planes del Melón S.A. La S/E A tendrá un cambio de sitio y un cambio de transformadores para permitir una llegada de 12 [kV] a la S/E B, en vez de una llegada de 44 [kV]. En cambio, en la S/E B se pretende mantener su sitio actual ocupando una menor superficie y reemplazar los transformadores actuales junto con la mayoría de sus equipos dado el cambio de tensión planteado.

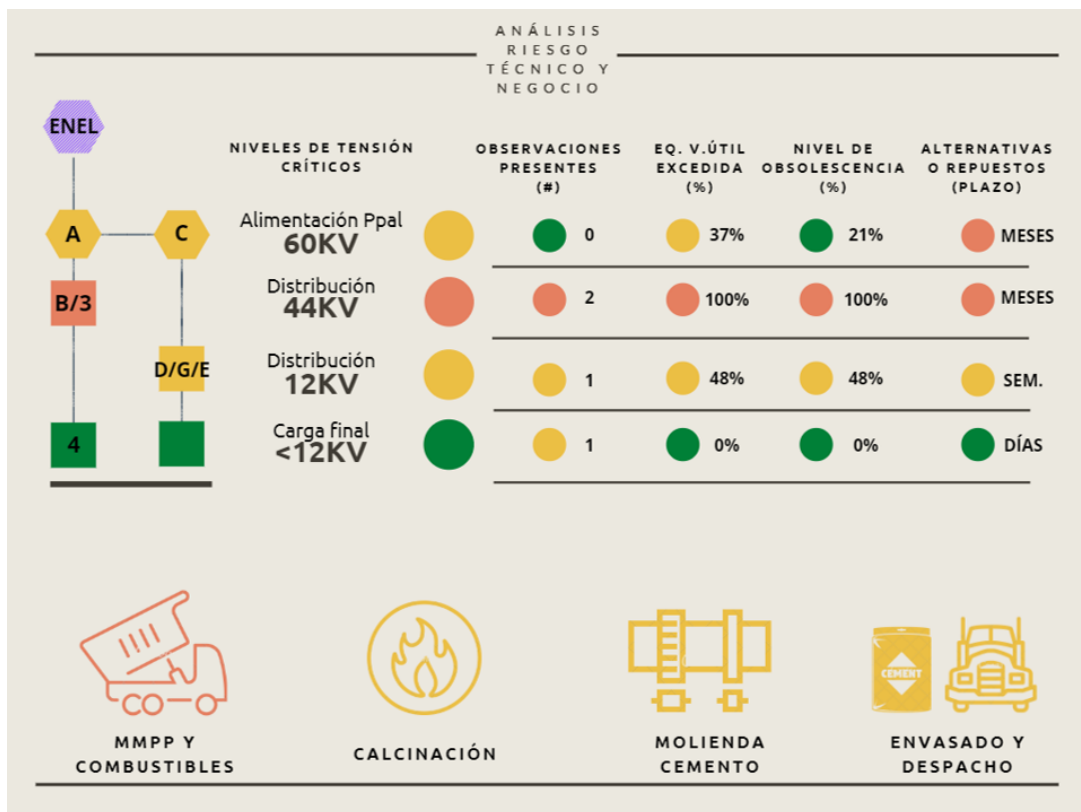


Figura 3.1: Problema planteado por la empresa [12]

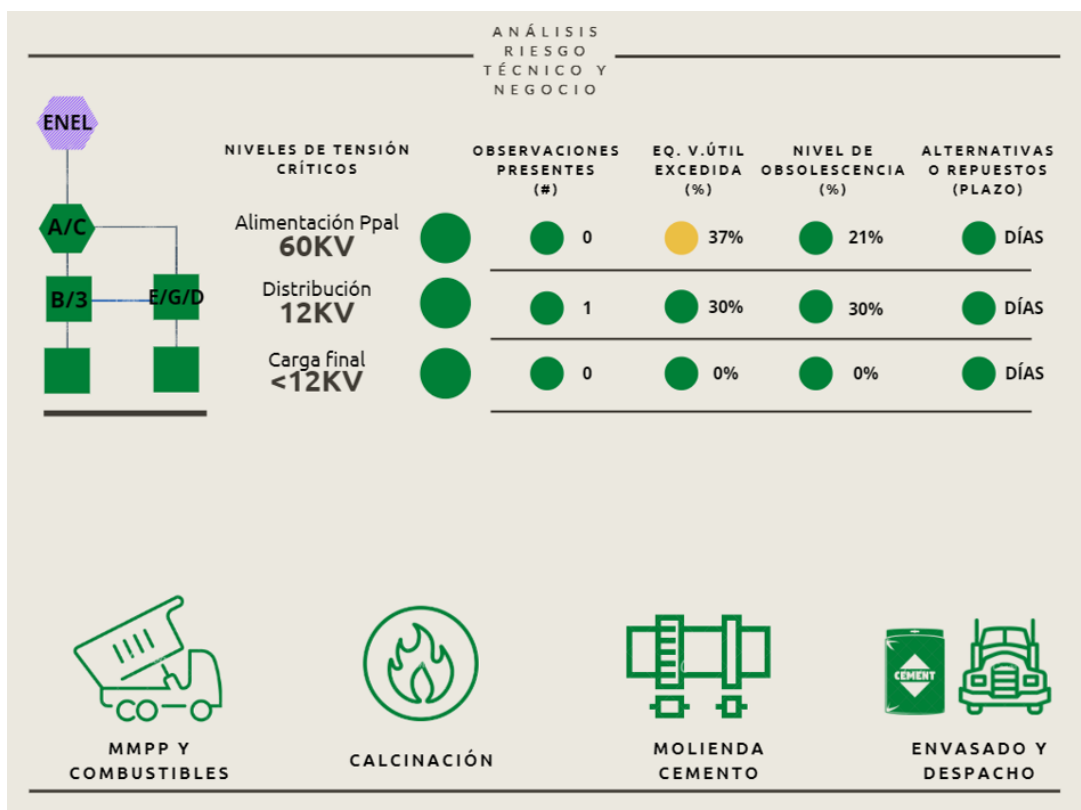


Figura 3.2: Solución según plan estratégico de la empresa [12]

Del informe [30], las Figuras 3.3, 3.4 y 3.5 muestran las ubicaciones y llegadas de líneas aéreas que posee cada S/E actualmente. Se aprecia la ausencia de cable de guarda en la instalación, así como el tipo de poste metálico utilizado para la llegada de la línea y para la conexión entre S/Es, estimando una altura de 15 [m].

Queda claro que la conexión para la llegada a ambas S/Es será por línea aérea. Teniendo la opción de una conexión vía subterránea ya que la empresa cuenta con un subsuelo que conecta ambas instalaciones, ya sea para la S/E misma como para la interconexión entre los equipos que las componen, debido a esto el estudio no lo contemplará y deja a decisión de la empresa el tipo de conexión. También se considera, por decisión de la empresa, que la modificación contempla un diseño de ambas S/Es a la intemperie.



Figura 3.3: S/E A y C, vista lateral [30]



Figura 3.4: S/E A, vista frontal [30]



Figura 3.5: S/E B, vista frontal [30]

### 3.1.1. Información preliminar de las subestaciones

Puesto que para la S/E A se pretende cambiar el sitio, se toman en cuenta las opciones dadas por la empresa debido a la superficie disponible. Evaluando las opciones, se decide mover la S/E A frente a la S/E C, mientras que la S/E B se mantiene en su lugar. Cabe considerar la opción de mantener el centro de control (CDC) y el banco de condensadores (BC) en su sitio actual debido a la limitación de espacio. Mencionado esto, se considera un área de  $30 \times 9$  [m<sup>2</sup>] para la S/E B y un área de  $51 \times 9$  [m<sup>2</sup>] para la S/E A, encontrándose al límite del área disponible. Estas distancias fueron obtenidas mediante Google Earth y su disposición se muestra en la Figura 3.6.

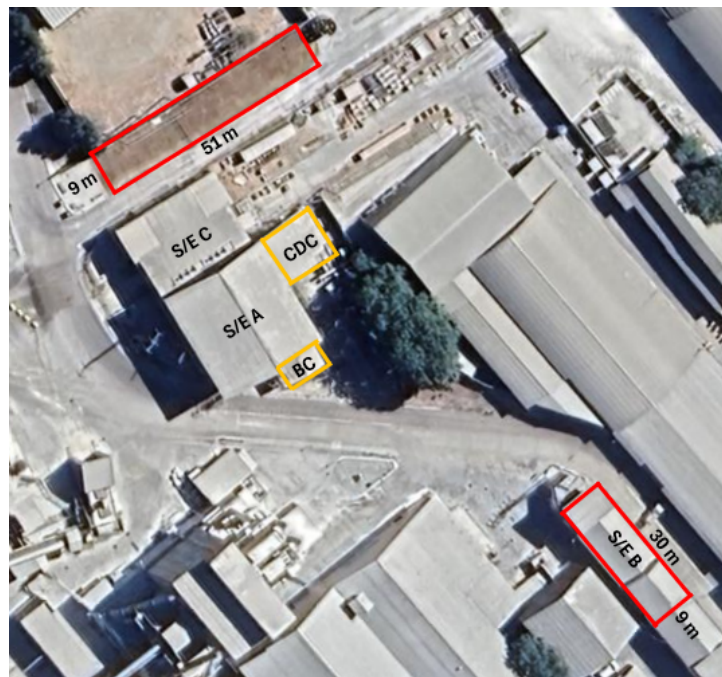


Figura 3.6: Ubicación y área disponible para S/Es, junto con ubicación de CDC y BC

## 3.2. Aspectos generales de diseño

Los datos necesarios para realizar el diseño de una S/E, descritos en [8], se definen mediante la siguiente información preliminar.

### 3.2.1. Datos de entrada

- **Localización general:** La Calera.
- **Tensiones de diseño:** 72,5 [kV] (S/E A) y 12 [kV] (S/E B).
- **Número de circuitos iniciales:** 2.
- **Equipos de transformación:**
  - S/E A: Transformadores 60/12 [kV] de 8, 10 y 12,5 [MVA].
  - S/E A: Transformador 12/4,16 [kV] de 5 [MVA].
  - S/E B: Transformadores 12/0,55 [kV] de 3 [MVA].
- **Ampliaciones futuras:** Sí, según el plan de Melón S.A.; mejorar la flexibilidad.

### 3.2.2. Datos del sitio seleccionado

- **Altura sobre el nivel del mar:**  $\approx 220$  [m].
- **Temperatura mínima, máxima y media:**  $\approx 8-10$  [°C];  $\approx 25-28$  [°C];  $\approx 16-18$  [°C].
- **Viento máximo:**  $\approx 11$  [m/s] ( $\approx 40-60$  [km/h]).
- **Humedad relativa:**  $\approx 60-80$  %.
- **Exposición solar:**  $\approx 3000$  [h/año].
- **Régimen de lluvias:**  $\approx 150-250$  [mm/año].
- **Nivel cerámico:**  $\approx 5$  [días/año].
- **Amenaza sísmica:** Activa.
- **Resistividad del terreno:**  $\approx 129,62$  [ $\Omega \cdot m$ ] (obtenido por *Infotécnica*).
- **Contaminación:** SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, COV, PTS y MP10.

### 3.2.3. Datos del sistema

- **Tensiones asignadas:** 60 y 12 [kV].
- **Frecuencia asignada:** 50 Hz.
- **Estudio de flujo de carga:** Anexo A.
- **Estudio de corrientes máximas de cortocircuito:** Anexo B.
- **Coordinación de aislamiento:** Anexo C.

### 3.2.4. Configuración de barras seleccionada

Para mantener la simplicidad y evitar grandes cambios en la topología del sistema eléctrico de la planta Cementos Melón LCA, y siguiendo lo recomendado en [14], se mantendrá la configuración de barra simple seccionada actualmente dispuesta. Considerando que la S/E A y la S/E B corresponden a S/Es reductoras y de distribución que suministran energía a cargas de producción en la planta. Esto permite menores costos de inversión, y se procura cubrir las debilidades de confiabilidad, flexibilidad y seguridad de esta configuración mediante la selección adecuada de equipos y tecnología a emplear.

### 3.2.5. Tecnología seleccionada

Debido a las debilidades antes mencionadas, además de la limitación de espacio disponible para ubicar las S/Es y el factor de contaminación presente, se opta por el uso de tecnología GIS para la modificación a realizar. Estos cambios aumentarán la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de operación dentro de la planta. Asimismo, se permite una reducción del espacio a utilizar debido al sistema modular y compacto de los equipos necesarios en una S/E con este tipo de tecnología. Lo cual es crucial dadas las opciones, condiciones y áreas disponibles que tiene la empresa actualmente. Cabe mencionar que se recomienda un esquema trifásico dado los niveles de tensión, y que se considera implementar los módulos a la intemperie, por lo que se debe solicitar al fabricante opciones de tipo exterior. Además, se sugiere consultar si disponen de una línea de equipos que mantengan las características antes mencionadas pero sin el uso del gas SF<sub>6</sub>, dada la entrada en vigor de una nueva normativa respecto a su uso en equipos eléctricos [36]. La que se debe tener presente para una planificación a futuro.

## 3.3. Estudios realizados

Dado el alcance de este documento, los estudios presentados se enfocan en la S/E A y la S/E B. Centrándose únicamente en los estudios de flujo de carga, corrientes de cortocircuito y coordinación de aislamiento, considerando que estos son suficientes para realizar la propuesta de diseño. De esta manera, se busca esclarecer los datos del sistema y los datos requeridos para la definición de los equipos necesarios a implementar, así como para la solicitud de los módulos con tecnología GIS. En el Anexo D se encuentran los diagramas unilineales del sistema considerados para cada estudio y alternativas.

Cabe mencionar que se considera un caso base y dos alternativas, donde se busca realizar la modificación y/o reemplazo de los equipos existentes en el caso base. Las alternativas a considerar fueron propuestas en conjunto con la empresa y personal de Tecnoled mediante reuniones al momento de realizar las consideraciones de los estudios.

**Caso base:**

- Sistema eléctrico actual, que considera el nivel de tensión de 44 [kV].
- Diagramas unilineales de la S/E A y S/E B son mostrados en la Figuras 3.7 y 3.8 respectivamente.
- Se busca realizar la modificación y/o reemplazo de los siguientes equipos existentes (resaltados en las Figuras 3.7 y 3.8):

**S/E A**

- Transformador 12,5 [MVA] 60/44 [kV]
- Transformador 10,0 [MVA] 60/44 [kV]
- Transformador 10,0 [MVA] 60/4,16/0,55 [kV]
- Tres transformadores de potencial 69/0,115 [kV]
- *Switchgear* Eaton 4,16 [kV]
- CDC 550 [V]
- Banco de condensadores 4,16 kV-1,12 [MVar]

**S/E B**

- Cuatro transformadores 1,5 [MVA] 44/0,55 [kV]
- Transformador de potencial 69/0,115 [kV]
- Dos bancos de condensadores 0,55 [kV]-0,48 [MVar]
- Banco de condensadores 0,55 [kV]-1,12 [MVar]
- Tablero de distribución de fuerza 0,55 [kV]

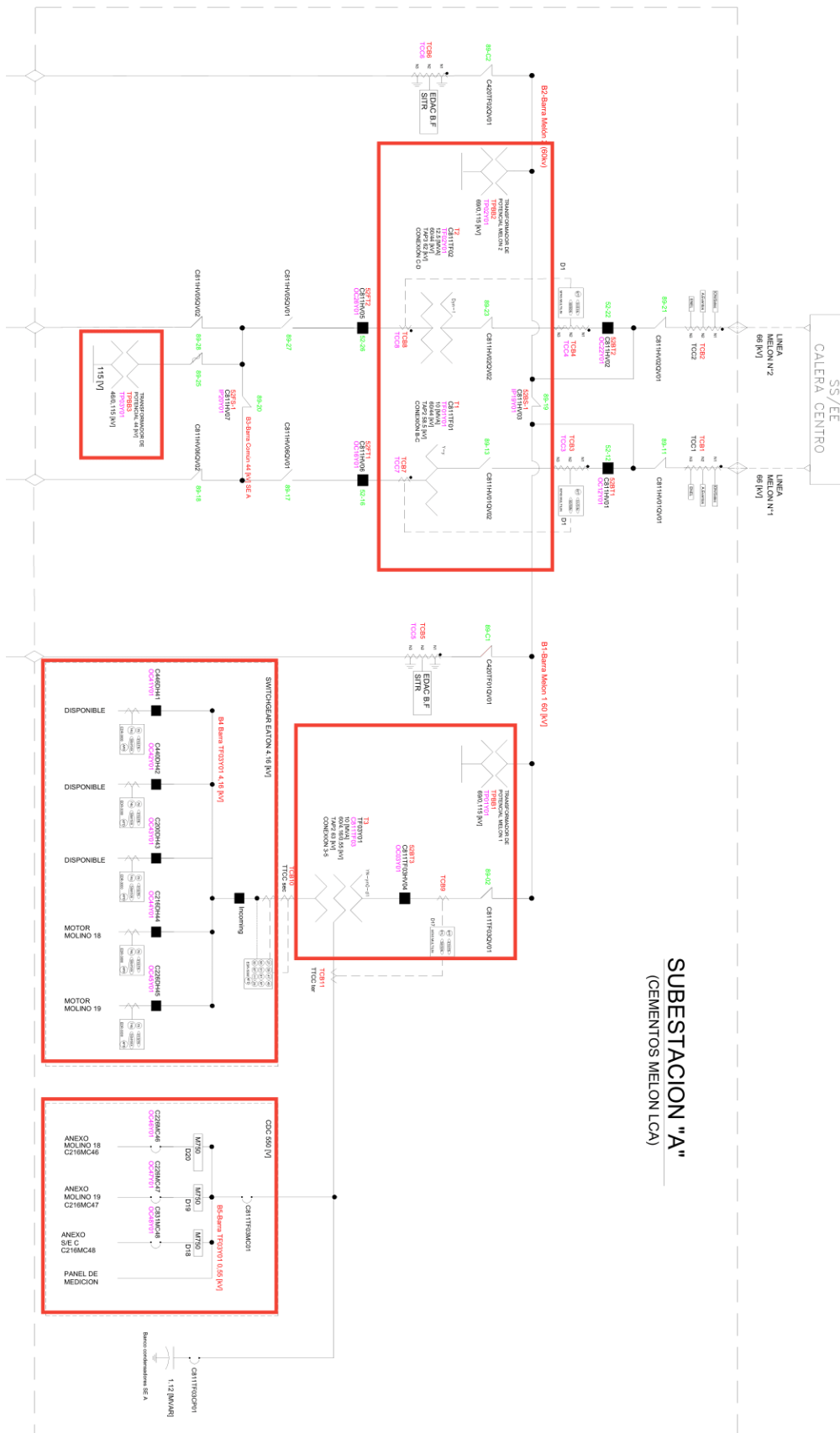


Figura 3.7: Diagrama unilínea S/E A, caso base del Anexo D [29]

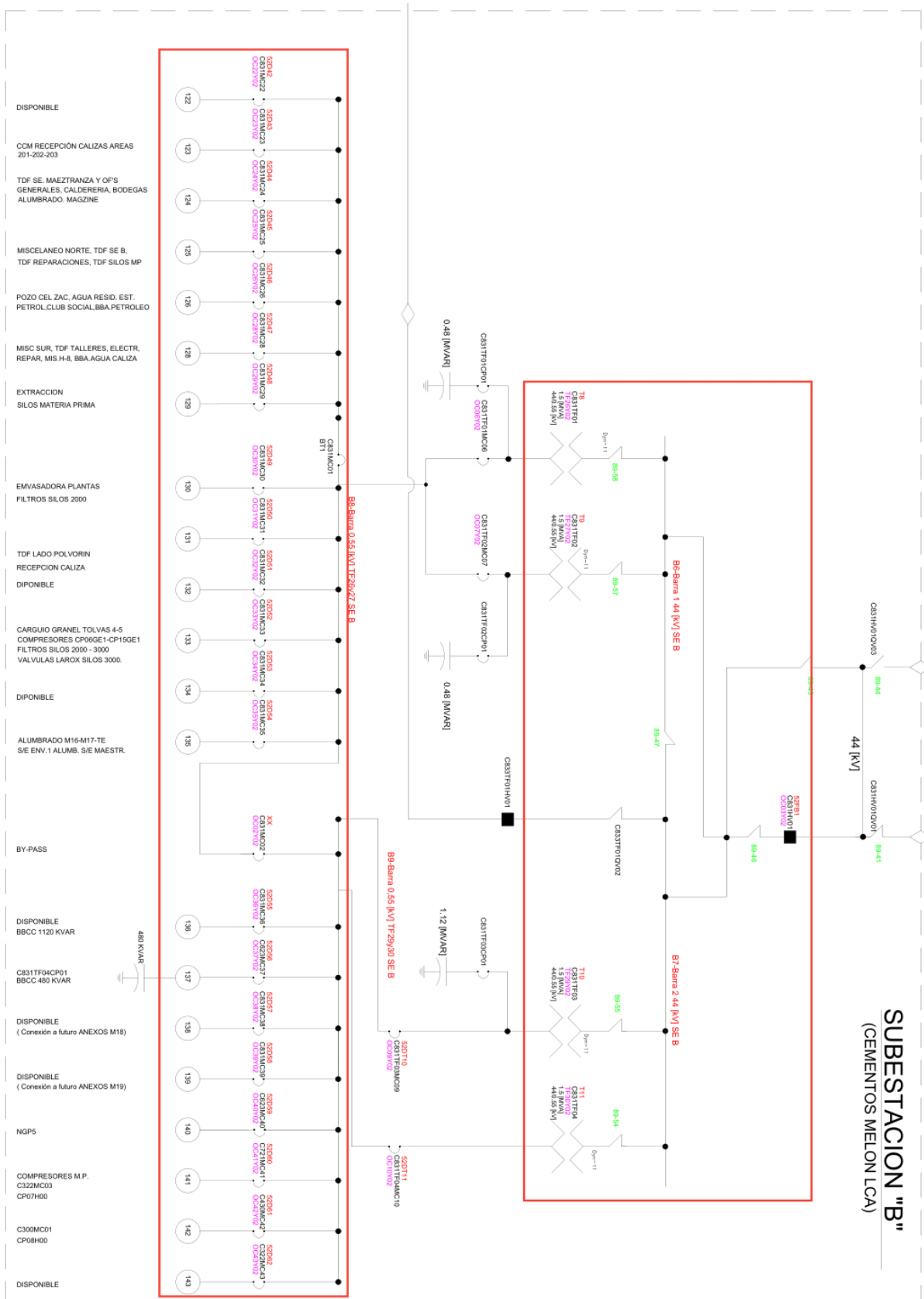


Figura 3.8: Diagrama unilínea S/E B, caso base del Anexo D [29]

Por lo tanto, las alternativas consideradas con sus respectivas observaciones son los siguientes:

### Alternativa 1:

- Incluye la migración del nivel de tensión de 44 [kV] a 12 [kV].
- En S/E A, se cambian dos transformadores de 12,5 [MVA] y 10 [MVA] 60/44 [kV] por otros dos nuevos de 12,5 [MVA] y 10 [MVA] 60/12 [kV].
- En S/E A, se elimina el transformador de tres devanados de 10 [MVA] 60/4,16/0,55 [kV] y se reemplaza por otro transformador nuevo de 8 [MVA] 60/12 [kV], el cual cuenta con un *switchgear* de 12 [kV] (un *incoming* y tres salidas de alimentadores).
- En S/E A, se incorpora un transformador de 5 [MVA] 12/4,16 [kV] para alimentar los Molinos 18 y 19.
- En S/E B, se reemplazan cuatro transformadores de 1,5 [MVA] 44/0,55 [kV] por otros cuatro de 1,5 [MVA] 12/0,55 [kV].
- En S/E B, se considera que los equipos conectados a las barras A y B de 0,55 [kV] no pueden operar en paralelo debido al alto nivel de cortocircuito generado ante una falla. Esto permite mantener el tablero de distribución de fuerza de 550 [V] sin incurrir en la necesidad de adquirir uno nuevo.
- Las cargas Anexo Molino 18 y Anexo Molino 19, que se encontraban alimentadas desde el transformador de tres devanados (a un nivel de 0,55 [kV]), se trasladan hacia el tablero de distribución de fuerza de 550 [V] ubicado en la S/E B.
- Diagramas unilineales de la S/E A y S/E B son mostrados en la Figuras 3.9 y 3.10 respectivamente, con los cambios mencionados resaltados en rojo.

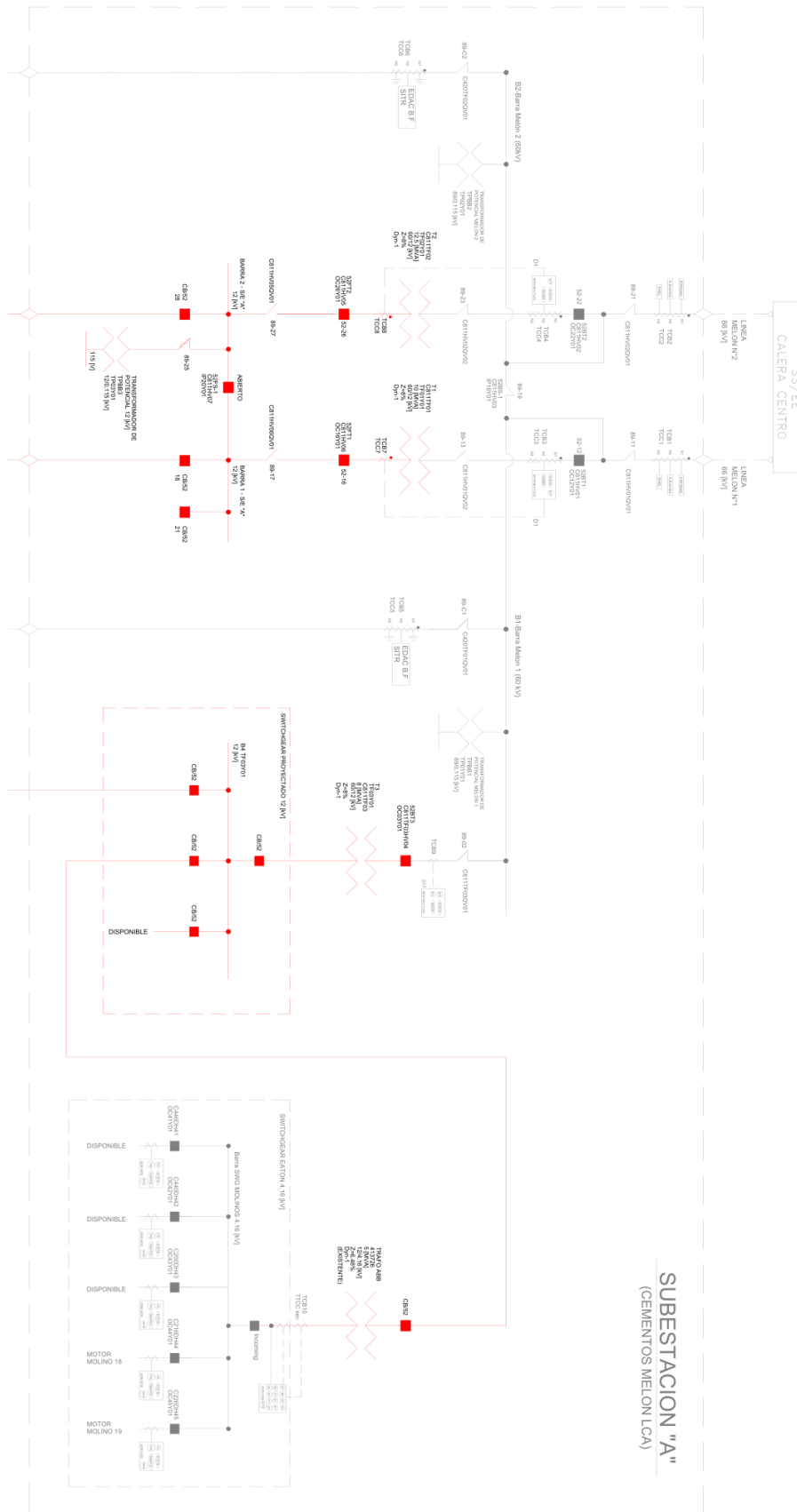


Figura 3.9: Diagrama unilineal S/E A, alternativa 1 del Anexo D [29]



Figura 3.10: Diagrama unilineal S/E B, alternativa 1 del Anexo D [29]

**Alternativa 2:**

- Incluye la migración del nivel de tensión de 44 [kV] a 12 [kV].
- En S/E A, se cambian dos transformadores de 12,5 [MVA] y 10 [MVA] 60/44 [kV] por otros dos nuevos de 12,5 [MVA] y 10 [MVA] 60/12 [kV].
- En S/E A, se elimina el transformador de tres devanados de 10 [MVA] 60/4,16/0,55 [kV] y se reemplaza por otro transformador nuevo de 8 [MVA] 60/12 [kV], el cual cuenta con un *switchgear* de 12 [kV] (un *incoming* y tres salidas de alimentadores).
- En S/E A, se incorpora un transformador de 5 [MVA] 12/4,16 [kV] para alimentar los Molinos 18 y 19.
- En S/E B, se reemplazan cuatro transformadores de 1,5 [MVA] 44/0,55 [kV] por otros dos de 3 [MVA] 12/0,55 [kV].
- En S/E B, se considera que los equipos conectados a las barras A y B de 0,55 [kV] no pueden operar en paralelo debido al alto nivel de cortocircuito generado ante una falla. Esto permite mantener el tablero de distribución de fuerza de 550 [V] sin incurrir en la necesidad de adquirir uno nuevo.
- Las cargas Anexo Molino 18 y Anexo Molino 19, que se encontraban alimentadas desde el transformador de tres devanados (a un nivel de 0,55 [kV]), se trasladan hacia el tablero de distribución de fuerza de 550 [V] ubicado en la S/E B.
- Diagramas unilineales de la S/E A y S/E B son mostrados en la Figuras 3.11 y 3.12 respectivamente, con los cambios mencionados resaltados en rojo.

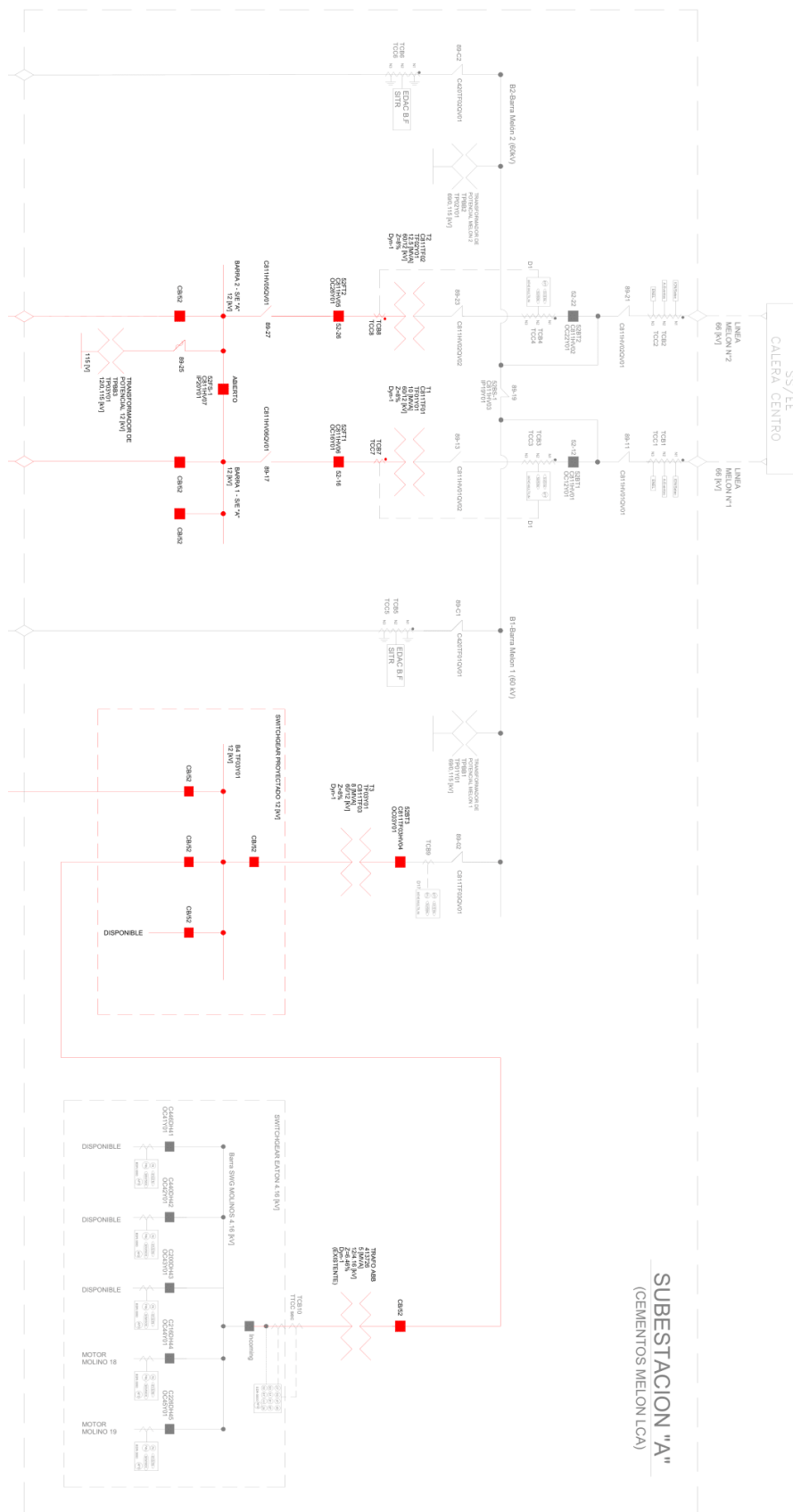


Figura 3.11: Diagrama unilineal S/E A, alternativa 2 del Anexo D [29]

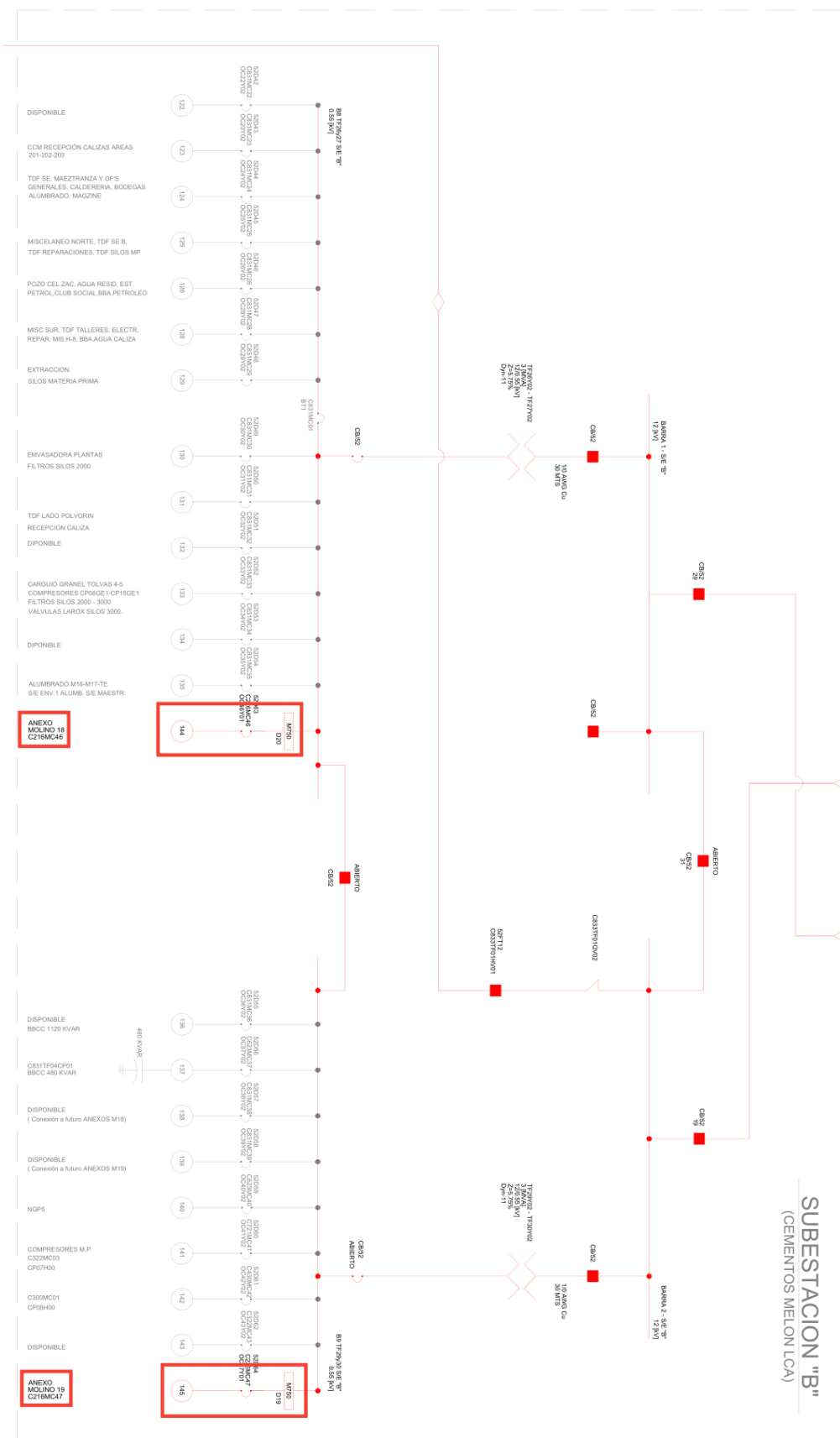


Figura 3.12: Diagrama unilineal S/E B, alternativa 2 del Anexo D [29]

### 3.3.1. Consideraciones en las simulaciones

Para la elaboración de los estudios y simulaciones de flujo de carga y cortocircuito [29] se utilizó el software ETAP versión 22.5.0, tomando en cuenta las consideraciones acordadas en reuniones junto a la empresa y personal de Tecnoled, ya que estos realizaron las simulaciones y compartieron los resultados obtenidos.

- Valores para cables según longitudes y secciones indicadas en los unilineales de referencia.
- Los datos de impedancia fueron obtenidos directamente de la base de datos del software ETAP (basados en la tabla de la NEC).
- Valores de motores de acuerdo con la librería del software ETAP, ya que no se dispone de información certificada.
- El estudio de flujo de carga se realizará en régimen estacionario.
- Antes de la realización del flujo de carga y cortocircuito, se considera que la tensión de prefalla es 1,0 p.u. en la barra de 60 [kV].
- Para barras de distribución de las celdas de media tensión, la variación de tensión en régimen permanente deberá estar operativa dentro del rango de  $\pm 6\%$  de su tensión nominal, de acuerdo con la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución [5]. Sin embargo, para efectos de diseño se considera una condición más estricta, con un rango de  $\pm 3\%$  de su tensión nominal.
- Para barras de distribución de los tableros de baja tensión (BT), la variación de tensión en régimen permanente deberá estar operativa dentro del rango de  $\pm 7,5\%$  de su tensión nominal [5]. Sin embargo, para efectos de diseño será de  $\pm 3\%$  de su tensión nominal.
- Las simulaciones consideran una posición de *tap* en 0 para todos los transformadores. Si es necesaria su modificación, se indicará como recomendación para mejorar la regulación de tensión.
- Para la evaluación del modelo se utiliza el método Newton-Raphson con un máximo de 500 iteraciones y precisión de 0,0001.
- Mediante las reuniones junto a la empresa y Tecnoled se determina considerar una demanda máxima de 25 [MW], las cuales para efectos de cálculo se distribuyen de manera homogénea a través del sistema eléctrico.
- Para el cálculo de niveles de cortocircuito se utiliza el método basado en la norma IEC 60909 [16].

- Las impedancias de los transformadores, las cuales varían en función de su potencia, se obtienen directamente de las recomendaciones de la norma ANSI C57.12.10, aplicadas de forma directa por el software ETAP.
- Se considera un caso base y dos alternativas mencionadas anteriormente.

### 3.3.2. Resultados del estudio de flujo de carga

A continuación se muestran los resultados compartidos por TecnoRed mediante la simulación de flujo de carga junto con la caída de tensión (Anexo A) para la alternativa 1 (Tabla 3.1) y la alternativa 2 (Tabla 3.2). Cabe mencionar que en los casos donde no se cumple la regulación de tensión (resaltado en rojo) es debido a la restricción de  $\pm 3\%$ , aunque por norma sí cumple, ya que para media tensión la restricción es de  $\pm 6\%$  y para baja tensión es de  $\pm 7,5\%$ , por lo que no representa un incumplimiento real.

Tag del Tablero	Descripción	Tensión nominal [Vn]	Tension servicio [Vs]	Caída de tensión [%Vn]	Potencia [kW]	Corriente [A]	Factor de potencia	Resolución %Vn <3 %
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B2 MELON 2	60000	59998	0	12230	126,3	0,93	Cumple
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B1 MELON 1	60000	59998	0	12230	126,3	0,93	Cumple
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B1	12000	12022	-0,2	876,2	45,1	-0,93	Cumple
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B2	12000	12078	-0,6	2021	107,1	-0,90	Cumple
S/E A SWG 12 [kV] M18-19	SWG 12 [kV]	12000	11638	3,02	3761	226,9	0,82	Cumple
S/E A SWG 4.16 [kV] M18-19	SWG 4.16 [kV]	4160	3916	5,87	3738	648,4	0,85	No cumple
BARRA 1 - S/E B	SWG 12 [kV]	12000	12077	-0,6	2021	45,1	-0,93	Cumple
BARRA 2 - S/E B	SWG 12 [kV]	12000	12021	-0,2	876,2	107,1	-0,90	Cumple
B8 TF26Y27 S/E B	Tablero de fuerza	550	561	-2,0	2006	2335	-0,88	Cumple
B9 TF29Y30 S/E B	Tablero de fuerza	550	561	-2,0	2006	2335	-0,88	Cumple
BARRA S/E N°3	Tablero de fuerza	550	556	-1,0	871,4	983,6	-0,92	Cumple
SWG S/E C - BARRA 1	SWG 60 [kV]	60000	59997	0,01	12210	132,5	0,91	Cumple
SWG S/E C - BARRA 2	SWG 60 [kV]	60000	59998	0	5573	60,5	0,91	Cumple
B1 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	12000	11749	2,09	17733	662,7	0,92	Cumple
B2 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	12000	11749	2,09	17733	302,5	0,92	Cumple
SWG S/E D - BARRA 1	SWG 12 [kV]	12000	11705	2,46	11416	330,1	0,88	Cumple
SWG S/E D - BARRA 2	SWG 12 [kV]	12000	11705	2,46	11416	330,1	0,88	Cumple
S/E E - CCM	Tablero de fuerza	400	387	3,14	354,7	619,9	0,85	Cumple
S/E F B9	Tablero de fuerza	550	525	4,46	215	319,3	0,74	No Cumple
SWG S/E G - BARRA 1	SWG 12 [kV]	12000	11705	2,46	5888	293,1	0,99	Cumple
SWG S/E G - BARRA 2	SWG 12 [kV]	12000	11705	2,09	-	-	-	Cumple
S/E B16 Barra 6.6 [kV]	SWG 6.6 [kV]	6600	6334	4,03	2715	260,8	0,94	No Cumple
CDC S/E H	Tablero de fuerza	400	380	4,9	406,5	726,1	0,85	No Cumple

Tabla 3.1: Resultados de flujo de carga y regulación de tensión alternativa 1 [29]

Tag del Tablero	Descripción	Tensión nominal [Vn]	Tension servicio [Vs]	Caída de tensión [%Vn]	Potencia [kW]	Corriente [A]	Factor de potencia	Resolución %Vn <3 %
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B2 MELON 2	60000	59998	0,003	12466	128,9	0,93	Cumple
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B1 MELON 1	60000	59998	0,003	12466	128,9	0,93	Cumple
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B1	12000	12022	-0,183	876,2	45,1	-0,93	Cumple
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B2	12000	12078	-0,650	2017	107,1	-0,90	Cumple
S/E A SWG 12 [kV] M18-19	SWG 12 [kV]	12000	11638	3,017	3761	226,9	0,82	Cumple
S/E A SWG 4.16 [kV] M18-19	SWG 4.16 [kV]	4160	3916	5,865	3916	648,4	0,85	No cumple
BARRA 1 - S/E B	SWG 12 [kV]	12000	12077	-0,642	2017	45,1	-0,93	Cumple
BARRA 2 - S/E B	SWG 12 [kV]	12000	12021	-0,175	876,2	107,1	-0,90	Cumple
B8 TF26Y27 S/E B	Tablero de fuerza	550	562	-2,182	2008	2336	-0,88	Cumple
B9 TF29Y30 S/E B	Tablero de fuerza	550	562	-2,182	2008	2336	-0,88	Cumple
BARRA S/E N°3	Tablero de fuerza	550	556	-1,091	871,4	983,6	-0,92	Cumple
SWG S/E C - BARRA 1	SWG 60 [kV]	60000	59997	0,005	12466	128,8	0,91	Cumple
SWG S/E C - BARRA 2	SWG 60 [kV]	60000	59998	0,003	5721	58,8	0,91	Cumple
B1 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	12000	11741	2,158	18205	938,8	0,91	Cumple
B2 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	12000	11741	2,158	18205	938,8	0,91	Cumple
SWG S/E D - BARRA 1	SWG 12 [kV]	12000	11695	2,542	5945	317	0,88	Cumple
SWG S/E D - BARRA 2	SWG 12 [kV]	12000	11695	2,542	5945	317	0,88	Cumple
S/E E - CCM	Tablero de fuerza	400	389	2,750	355,4	621,8	0,85	Cumple
S/E F B9	Tablero de fuerza	550	525	4,545	215	319,3	0,74	No Cumple
SWG S/E G - BARRA 1	SWG 12 [kV]	12000	11697	2,525	5888	293,1	0,99	Cumple
SWG S/E G - BARRA 2	SWG 12 [kV]	12000	11741	2,158	-	-	-	Cumple
S/E B16 Barra 6.6 [kV]	SWG 6.6 [kV]	6600	6329	4,106	2715	260,6	0,94	No Cumple
CDC S/E H	Tablero de fuerza	400	380	5,00	406,3	725,7	0,85	No Cumple

Tabla 3.2: Resultados de flujo de carga y regulación de tensión alternativa 2 [29]

De estos resultados se toman en cuenta los elementos que se encuentran en la S/E A y S/E B. Por lo tanto, los valores obtenidos para S/E A SWG 60 [kV] y S/E A SWG 12 [kV]/BARRA 2 - S/E B de la alternativa 2 (Tabla 3.2) serán los valores de corriente nominal considerados para el procedimiento de diseño a proponer, siendo estos 128,9 [A] y 107,1 [A], respectivamente (resaltados en verde).

### 3.3.3. Resultados del estudio de cortocircuito

A continuación se muestran los resultados compartidos por Tecnoled mediante la simulación de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra (Anexo B) para la alternativa 1 (Tabla 3.3) y la alternativa 2 (Tabla 3.4).

Tag del Tablero	Descripción	Cortocircuito trifásico [kA]	Cortocircuito monofásico a tierra [kA]
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B2 MELON 2	3,162	3,970
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B1 MELON 1	3,162	3,970
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B1	5,746	4,133
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B2	5,374	6,403
S/E A SWG 12 [kV] M18-19	SWG 12 [kV]	4,978	3,231
S/E A SWG 4,16 [kV] M18-19	SWG 4,16 [kV]	9,633	5,105
BARRA 1 - S/E B	SWG 12 [kV]	5,333	5,663
BARRA 2 - S/E B	SWG 12 [kV]	5,687	6,315
B8 TF26Y27 S/E B	Tablero de fuerza	57,490	57,735
B9 TF29Y30 S/E B	Tablero de fuerza	57,490	57,735
BARRA S/E N°3	Tablero de fuerza	31,874	31,170
SWG S/E C - BARRA 1	SWG 60 [kV]	3,160	3,965
SWG S/E C - BARRA 2	SWG 60 [kV]	3,160	3,965
B1 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	15,024	17,449
B2 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	15,204	17,449
SWG S/E D - BARRA 1	SWG 12 [kV]	14,742	14,338
SWG S/E D - BARRA 2	SWG 12 [kV]	14,742	14,338
S/E E - CCM	Tablero de fuerza	22,105	20,436
S/E F B9 S/E B	Tablero de fuerza	15,998	14,830
S/E G - BARRA 1	SWG 12 [kV]	12,435	11,814
S/E G - BARRA 2	SWG 12 [kV]	11,405	11,190
S/E G B16 Barra 6,6 [kV]	SWG 6,6 [kV]	6,902	6,998
CDC S/E H	Tablero de fuerza	25,399	23,519

Tabla 3.3: Resultados de corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra alternativa 1 [29]

Tag del Tablero	Descripción	Cortocircuito trifásico [kA]	Cortocircuito monofásico a tierra [kA]
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B2 MELON 2	3,239	4,050
S/E A SWG 60 [kV]	SWG B1 MELON 1	3,239	4,050
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B1	5,791	6,440
S/E A SWG 12 [kV]	SWG B2	5,410	5,753
S/E A SWG 12 [kV] M18-19	SWG 12 [kV]	5,003	5,100
S/E A SWG 4,16 [kV] M18-19	SWG 4,16 [kV]	9,651	10,203
BARRA 1 - S/E B	SWG 12 [kV]	5,368	5,690
BARRA 2 - S/E B	SWG 12 [kV]	5,731	6,351
B8 TF26Y27 S/E B	Tablero de fuerza	57,468	57,752
B9 TF29Y30 S/E B	Tablero de fuerza	57,468	57,752
BARRA S/E N°3	Tablero de fuerza	31,914	31,195
SWG S/E C - BARRA 1	SWG 60 [kV]	3,237	4,046
SWG S/E C - BARRA 2	SWG 60 [kV]	3,237	4,041
B1 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	15,762	18,163
B2 (SWG proyectado S/E C)	SWG 12 [kV]	15,762	18,163
SWG S/E D - BARRA 1	SWG 12 [kV]	15,536	14,831
SWG S/E D - BARRA 2	SWG 12 [kV]	15,536	14,831
S/E E - CCM	Tablero de fuerza	48,176	48,072
S/E F B9 S/E B	Tablero de fuerza	16,024	14,845
S/E G - BARRA 1	SWG 12 [kV]	12,888	12,085
S/E G - BARRA 2	SWG 12 [kV]	11,825	11,458
S/E G B16 Barra 6,6 [kV]	SWG 6,6 [kV]	6,954	7,035
CDC S/E H	Tablero de fuerza	25,442	23,543

Tabla 3.4: Resultados de corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra alternativa 2 [29]

De estos resultados se toman en cuenta los elementos que se encuentran en la S/E A y S/E B, además de considerar lo obtenido en el cortocircuito monofásico a tierra. Por lo tanto, los valores para S/E A SWG 60 [kV] y BARRA 2 - S/E B de la alternativa 2 (Tabla 3.4) serán los valores de corrientes de cortocircuito considerados para el procedimiento de diseño a proponer, siendo estos 4,050 [kA] y 6,351 [kA], respectivamente (resaltados en verde).

Cabe mencionar que, para efectos de cálculos en incisos posteriores, así como para todos los equipos que se encuentren en el nivel de 12 [kV], se considera el valor obtenido para S/E A SWG 12 [kV], igual a 6,440 [kA] (resaltado en verde). Ya que este valor es mayor que 6,351 [kA] mencionado anteriormente.

### 3.3.4. Resultados de la coordinación de aislamiento

A continuación se muestran los resultados obtenidos del Anexo C, considerando los datos de los pararrayos de la Tabla 3.5 para cada nivel de tensión, 72,5 [kV] y 12 [kV].

Línea de fuga [mm]	Energía [kJ/kV]	$I_{nominal}$ [kA]	$V_{nominal}$ [kV <sub>rms</sub> ]	$V_{continua}$ [kV <sub>rms</sub> ]	(8/20 $\mu$ s,10[kA]) [kVpico] Impulso tipo rayo(Upl)	(30/60 $\mu$ s,0.5[kA]) [kVpico] Impulso tipo maniobra(Ups)	Marca ; Tipo ; Módulo
2075	5	10	60	48	135	108	SIEMENS ; Silicones ; 3EQ1
660	4	20	12	9,6	24,4	20,5	SIEMENS ; Metal-Oxide ; 3EJ9

Tabla 3.5: Información técnica de pararrayos considerados

Por lo tanto, tomando en cuenta esta información más el procedimiento descrito en [13, 17, 18], se obtuvieron los resultados de la Tabla 3.6 y la Tabla 3.7, para un nivel de tensión de 72,5 [kV] y 12 [kV] respectivamente.

Valores de $U_{rw}$	$[kV]_{(eficaz)freq.Industrial}$ $[kV]_{(peak)maniobra/rayo}$	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos $U_{rw(s)}$	entrada $U_{rw(c)}$	Todos $U_{rw(s)}$	equipos $U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia industrial	fase-tierra	65,83	76,67	65,83	72,38	72,1	90,39
	fase-fase	106,57	143,73	106,57	122,23	116,72	152,22
Impulso tipo maniobra	fase-tierra	124,74	-	117,91	-	129,14	-
	fase-fase	232,47	-	198,55	-	217,46	-
Impulso tipo rayo	fase-tierra	171,46	162,16	171,46	153,28	195,96	161,42
	fase-fase	171,46	250,09	171,46	212,85	195,96	271,82

Tabla 3.6: Resultados obtenidos en Anexo E para 72,5 [kV]

Valores de $U_{rw}$	$[kV]_{(eficaz)freq.Industrial}$ $[kV]_{(peak)maniobra/rayo}$	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos $U_{rw(s)}$	entrada $U_{rw(c)}$	Todos $U_{rw(s)}$	equipos $U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia industrial	fase-tierra	10,92	14,29	10,92	13,19	11,96	16,75
	fase-fase	17,64	25,97	17,64	19,82	19,32	25,19
Impulso tipo maniobra	fase-tierra	23,68	-	21,85	-	23,93	-
	fase-fase	43,05	-	32,87	-	35,99	-
Impulso tipo rayo	fase-tierra	55,33	30,78	55,33	28,4	68,77	29,91
	fase-fase	55,33	45,4	55,33	34,63	68,77	44,99

Tabla 3.7: Resultados obtenidos en Anexo E para 12 [kV]

Los resultados se resumen en la Tabla 3.8 para ambos niveles de tensión, es decir, para la S/E A a 72,5 [kV] y para la S/E B a 12 [kV]. Se toma en cuenta el nivel más alto de tensión obtenido para luego contrastarlo con la tabla de niveles de aislación normalizados.

Nivel de tensión	Corta duración a frecuencia industrial		Impulso Aislamiento Externo	tipo rayo Aislamiento Interno
	Aislamiento Externo	Aislamiento Interno		
12 [kV]	25,97 [kV]	25,19 [kV]	55,33 [kV]	68,77 [kV]
72,5 [kV]	143,73 [kV]	152,22 [kV]	250,09 [kV]	271,82 [kV]

Tabla 3.8: Resultados obtenidos

Por lo tanto, dados estos valores, se contrasta con la tabla de niveles de aislación normalizados (Tabla 3.9), logrando apreciar el nivel de aislación requerido (resaltados en verde).

Tensión máxima del equipo $U_m$ [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	185 230	450 550
145	185 230 275	450 550 650
170	230 275 325	550 650 750
245	275 325 360 395 460	650 750 850 950 1050

Tabla 3.9: Valores normalizados a tomar en cuenta para la coordinación de aislación [17]

Estos valores se resumen en la Tabla 3.10.

Nivel de tensión	Corta duración a frecuencia industrial		Impulso tipo rayo	
	Aislamiento Externo	Aislamiento Interno	Aislamiento Externo	Aislamiento Interno
12 [kV]	28 [kV]	28 [kV]	60 [kV]	75 [kV]
72,5 [kV]	140 [kV]	140 [kV]	325 [kV]	325 [kV]

Tabla 3.10: Coordinación de aislación final

Con estos resultados, se recomienda para el nivel de 12 [kV] utilizar un nivel de aislación para la tensión de impulso tipo rayo de 75 [kV], tanto para el aislamiento interno como externo. Además, cabe destacar que en el nivel de tensión de 72,5 [kV], los valores de aislamiento externo e interno para la tensión de corta duración a frecuencia industrial se encuentran sobre el valor de 140 [kV]. Aun así, se valida el valor normalizado de 140 [kV] para los resultados, ya que la norma [17] menciona que la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial puede ser ignorada cuando la relación entre la tensión soportada a impulso tipo rayo y la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial es superior a 1,7, lo cual es demostrado con las ecuaciones a continuación.

- $\frac{V_{\text{impulso rayo}}}{V_{\text{frec. industrial}}} > 1,7$

### Aislamiento externo

- Relación entre tensión soportada a impulso tipo rayo y tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial:

$$\rightarrow \frac{250,09}{143,73} \approx 1,74 > 1,7 \checkmark$$

### Aislamiento interno

- Relación entre tensión soportada a impulso tipo rayo y tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial:

$$\rightarrow \frac{271,82}{152,22} \approx 1,78 > 1,7 \checkmark$$

De esta manera queda demostrado que el valor obtenido de la tensión soportada a impulso tipo rayo es 1,74 veces superior que la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial para el aislamiento externo. Mientras que para el aislamiento interno se demuestra que la tensión soportada a impulso tipo rayo es 1,78 veces superior que la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial, validando ambos resultados obtenidos.

## 3.4. Propuesta de diseño y modificación de S/E A

### 3.4.1. Equipos a utilizar

De acuerdo con el diagrama unilineal de la alternativa 2 del Anexo D, se considera para el patio de la S/E A la implementación de los siguientes equipos para un ambiente exterior. Excluyendo el centro de control y el banco de condensadores, ya que se recomienda mantener su ubicación física actual.

**S/E GIS 60 [kV]:**

Se considera que el equipo en su totalidad debe contener 6 transformadores de corriente de tres núcleos, 1 transformador de corriente de un núcleo, 2 transformadores de potencial, 7 interruptores y 1 seccionador de barra. Se consideran como celdas solo los interruptores y el seccionador/acoplador, ya que los equipos de medida generalmente se implementan sobre las celdas de estos últimos. Con esto en cuenta, se obtiene un total de 8 celdas y se considera el espacio para 12 celdas en la disposición física, contemplando una ampliación futura. La S/E GIS y sus componentes mencionados deben ser adquiridos por la empresa. En la Figura 3.13 se observan ejemplos de este tipo de equipo. En 1) se presenta la S/E GIS de tipo exterior Mündelheim de 123 [kV] ubicada en Alemania [41], en 2) se muestra la S/E GIS Central termoelectrónica Guacolda de 220 [kV] ubicada en Chile [41], en 3) se observa la S/E GIS Principal Confluencia de 220 [kV] ubicada en la mina Los Bronces de Chile [41] y en 4) se expone un diagrama referencial de la S/E GIS F35 de 145 [kV] con una configuración de barra sencilla [42].

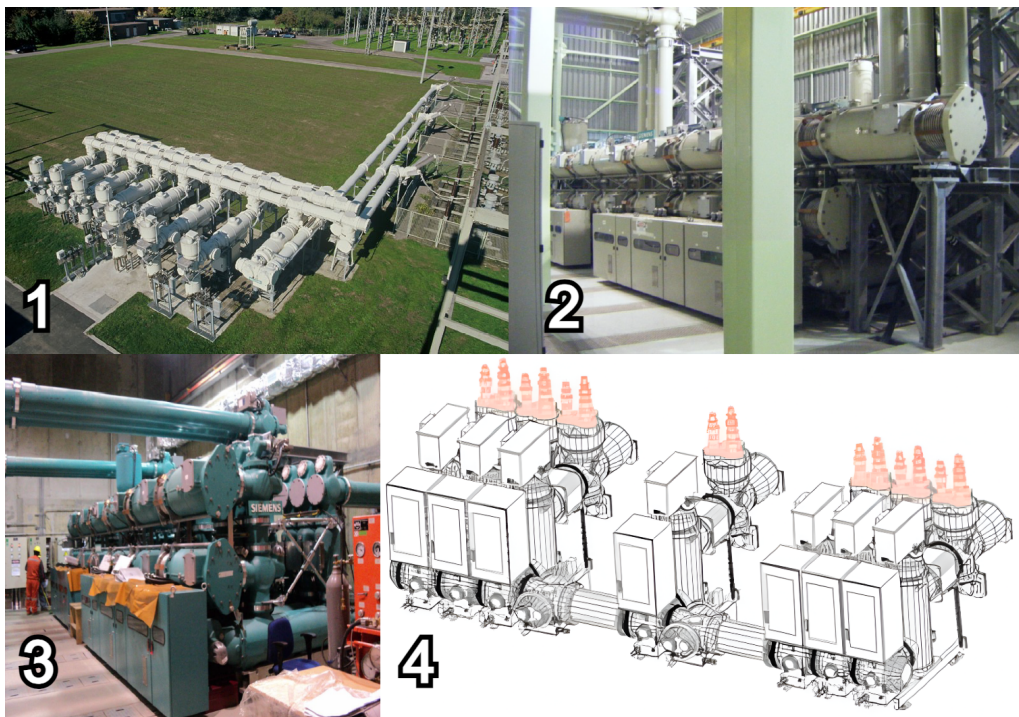


Figura 3.13: Ejemplos S/Es GIS

**Switchgear 12 [kV]**

Se considera que un *switchgear* debe contener 2 transformadores de corriente de tres núcleos, 1 transformador de potencial, 5 interruptores y 1 seccionador/acoplador. Ya que los equipos de medida generalmente se implementan sobre las celdas de estos últimos, se obtiene un total de 6 celdas para este *switchgear*. Luego, se considera otro *switchgear* proyectado que debe contener 4 interruptores. Sumando estos dos *switchgears*, se obtiene un total de 10 celdas y se considera el espacio para 12 celdas en la disposición física, contemplando una ampliación futura. Las celdas *switchgears* mencionadas deben ser adquiridas por la empresa. En la Figura 3.14 se muestra un ejemplo de una celda GIS de 36 [kV] con una configuración de barra sencilla. Las componentes que conforman la celda son, A) parte activa de MT (interruptor y

seccionador), B) panel de comando, control y monitoreo de gas, C) barras principales de la celda, D) área de conexión para cables subterráneos y E) tablero de BT.

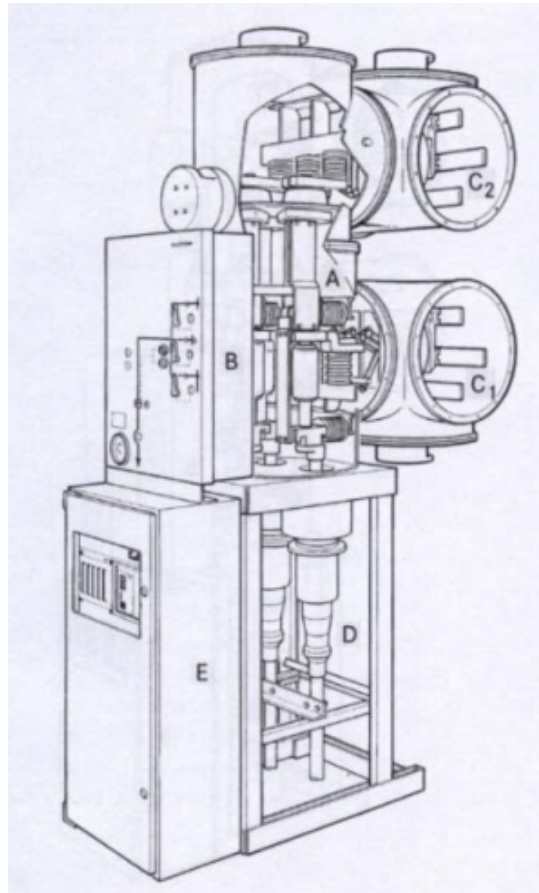


Figura 3.14: Celda GIS de 36 [kV] [31]

#### ***Switchgear* EATON 4,16 [kV]**

Se considera que este *switchgear* incluye 6 interruptores. Este equipo ya es propiedad de la empresa. Por lo tanto, para la disposición física, se considera el espacio de 6 celdas sin contemplar una ampliación futura.

#### **Transformador de potencia de 12,5 [MVA], 60/12 [kV]**

Este equipo se debe adquirir.

#### **Transformador de potencia de 10 [MVA], 60/12 [kV]**

Este equipo se debe adquirir.

#### **Transformador de potencia de 8 [MVA], 60/12 [kV]**

Este equipo se debe adquirir.

#### **Transformador de potencia TOSHIBA 5 [MVA], 12/4,16 [kV]**

Este equipo ya es propiedad de la empresa.

### 3.4.2. Requerimientos funcionales para la adquisición de equipos

#### **Datos climáticos/ambientales:**

- Viento máximo:  $\approx 11$  [m/s] ( $\approx 40$ – $60$  [km/h])
- Temperatura (media, máxima, mínima):  $16$ – $18$  [°C],  $25$ – $28$  [°C],  $8$ – $10$  [°C]
- Humedad relativa:  $\approx 60$ – $80$  %
- Sismicidad: Activa
- Régimen de lluvias:  $150$ – $250$  [mm/año]
- Altura sobre el nivel del mar:  $220$  [m]
- Nivel cerámico:  $5$  [días/año]
- Exposición solar:  $3000$  [h/año]
- Resistividad del terreno:  $129,62$  [ $\Omega \cdot m$ ]
- Contaminación ambiental: SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, COV, PTS y MP10

#### **Datos para S/E GIS 60 [kV]:**

- Tensión máxima de servicio,  $V_{\max}$ :  $72,5$  [kV]
- Tensión nominal de servicio,  $V_n$ :  $60$  [kV]
- Tipo de instalación: Exterior/intemperie
- Disposición de fases: Trifásica
- Número de barras: 1 barra simple seccionada
- Frecuencia nominal:  $50$  Hz
- Nivel de aislamiento, BIL:  $325$  [kV]
- Corriente nominal,  $I_n$ :  $128,9$  [A]
- Corriente de cortocircuito,  $I_{cc}$ :  $4,050$  [kA]
- Tipo de conexión: Línea aérea
- Número de celdas:  $12$  (considerando ampliación futura)
- Tipo de aislación: GIS (SF<sub>6</sub>)
- Conectividad/monitoreo: Remoto
- Tipo de sistema: Modular

#### **Datos para *switchgear* 12 [kV]:**

- Tensión máxima de servicio,  $V_{\max}$ :  $12$  [kV]
- Tensión nominal de servicio,  $V_n$ :  $12$  [kV]
- Tipo de instalación: Exterior/intemperie
- Disposición de fases: Trifásica
- Número de barras: 1 barra simple seccionada
- Frecuencia nominal:  $50$  Hz
- Nivel de aislamiento, BIL:  $75$  [kV]
- Corriente nominal,  $I_n$ :  $107,1$  [A]
- Corriente de cortocircuito,  $I_{cc}$ :  $6,440$  [kA]
- Tipo de conexión: Línea aérea
- Número de celdas:  $12$  (considerando ampliación futura)
- Tipo de aislación: GIS (SF<sub>6</sub>)
- Conectividad/monitoreo: Remoto
- Tipo de sistema: Modular

**Datos para transformador de potencia de 12,5 [MVA]:**

- Potencia nominal,  $P_n$ : 12,5 [MVA]
- Tensión nominal del primario,  $V_{n_{pri}}$ : 60 [kV]
- Tensión nominal del secundario,  $V_{n_{sec}}$ : 12 [kV]
- Tipo de conexión: Dyn-1
- Impedancia,  $Z$ : 8 %
- Frecuencia de operación: 50 Hz
- Nivel de aislamiento, BIL: 325 [kV]
- Refrigeración: ONAN o ONAF (decisión de la empresa)
- Regulación de tensión: Mediante *taps* (rango a decisión de la empresa)
- Entorno: Intemperie industrial

**Datos para transformador de potencia de 10 [MVA]:**

- Potencia nominal,  $P_n$ : 10 [MVA]
- Tensión nominal del primario,  $V_{n_{pri}}$ : 60 [kV]
- Tensión nominal del secundario,  $V_{n_{sec}}$ : 12 [kV]
- Tipo de conexión: Dyn-1
- Impedancia,  $Z$ : 8 %
- Frecuencia de operación: 50 Hz
- Nivel de aislamiento, BIL: 325 [kV]
- Refrigeración: ONAN o ONAF (decisión de la empresa)
- Regulación de tensión: Mediante *taps* (rango a decisión de la empresa)
- Entorno: Intemperie industrial

**Datos para transformador de potencia de 8 [MVA]:**

- Potencia nominal,  $P_n$ : 8 [MVA]
- Tensión nominal del primario,  $V_{n_{pri}}$ : 60 [kV]
- Tensión nominal del secundario,  $V_{n_{sec}}$ : 12 [kV]
- Tipo de conexión: Dyn-1
- Impedancia,  $Z$ : 8 %
- Frecuencia de operación: 50 Hz
- Nivel de aislamiento, BIL: 325 [kV]
- Refrigeración: ONAN o ONAF (decisión de la empresa)
- Regulación de tensión: Mediante *taps* (rango a decisión de la empresa)
- Entorno: Intemperie industrial

### 3.4.3. Disposición física

La disposición física preliminar para la S/E A se muestra en la Figura 3.15, donde se contempla el espacio necesario para un transformador de reserva. En la disposición física se considera el montaje de, 1) muros cortafuegos, 2) transformadores de 12,5 y 10 [MVA], 3) transformador de 8 [MVA], 4) transformador de 5 [MVA], 5) S/E GIS de 60 [kV], 6) *switchgear* de 12 [kV], 7) *switchgear* de 4,16 [kV] y R) transformador de reserva.

En la propuesta de espaciamento se ha considerando las siguientes dimensiones para los equipos:

- **12 Celdas S/E GIS 60 [kV]:** altura: 3 [m]; ancho: 1,2 [m]; profundidad: 2,5 [m]  
→ Total: altura: 3 [m]; ancho: 14,4 [m]; profundidad: 2,5 [m]
- **12 Celdas *switchgear* 12 [kV]:** altura: 2,6 [m]; ancho: 1 [m]; profundidad: 2 [m]  
→ Total: altura: 2,6 [m]; ancho: 12 [m]; profundidad: 2 [m]
- **6 Celdas *switchgear* 4,16 [kV]:** altura: 2,3 [m]; ancho: 1 [m]; profundidad: 1,1 [m]  
→ Total: altura: 2,3 [m]; ancho: 6 [m]; profundidad: 1,1 [m]
- **Transformador 12,5 [MVA]:** altura: 4,5 [m]; ancho: 3 [m]; profundidad: 6 [m]
- **Transformador 10 [MVA]:** altura: 4,5 [m]; ancho: 3 [m]; profundidad: 6 [m]
- **Transformador 8 [MVA]:** altura: 4,2 [m]; ancho: 3 [m]; profundidad: 6 [m]
- **Transformador 5 [MVA]:** altura: 4 [m]; ancho: 2,5 [m]; profundidad: 5 [m]
- **Muro cortafuego:** altura: +0,3 [m] sobre la altura total del transformador; ancho: +0,6 [m] sobre el ancho total del transformador; profundidad: 0,2 [m], con resistencia al fuego de 2 [h] (F120) según RPTD N° 8 [7].

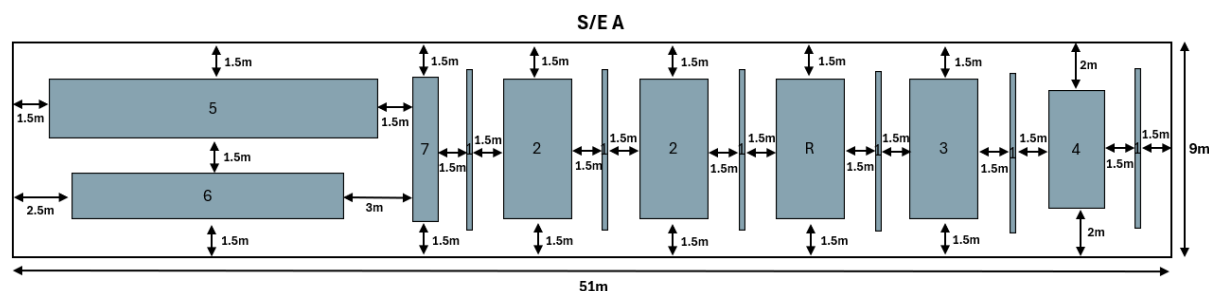


Figura 3.15: Disposición física de la S/E A

### 3.4.4. MPT

Para el diseño de la MPT de la S/E A se consideran los resultados obtenidos en el Anexo E. Se considera una superficie disponible de 51 [m] de largo por 9 [m] de ancho, junto con 4 varillas posicionadas en cada esquina. Se toman en cuenta los siguientes datos de entrada:

- Área disponible A: 51 [m] x 9 [m] → 459 [m<sup>2</sup>]
- Resistividad del terreno,  $\rho$ : 129,62 [ $\Omega$  m]
- Profundidad de la malla,  $h$ : 0,5 [m]
- Resistividad de la capa superficial,  $\rho_s$ : 3000 [ $\Omega$  m]
- Espesor de la capa superficial,  $h_s$ : 0,15 [m]
- Temperatura ambiente,  $T_a$ : 18 [°C]
- Tiempo de despeje de falla,  $t_c$ : 0,4 [s]
- Corriente de falla,  $I_f$ : 6440 [A]

Considerando estos datos, se obtuvieron los parámetros de interés para la elaboración de la MPT, los cuales son:

- Sección del conductor: 67 [mm<sup>2</sup>]
- Diámetro del conductor,  $d$ : 0,0093 [m]
- Separación entre conductores,  $D$ : 3 [m]
- Tensión de paso tolerable: 2755,87 [V]
- Tensión de contacto tolerable: 826,52 [V]
- Resistencia de puesta a tierra: 2,8 [ $\Omega$ ]
- Corriente inyectada a la malla: 2122,15 [A]
- GPR: 5942,02 [V]
- Tensión de malla: 757,2 [V]
- Tensión de paso: 856,9 [V]

El esquema de la MPT diseñada se muestra en la Figura 3.16 y para su construcción se debe tener en cuenta los siguientes materiales:

- **Longitud de conductor de cobre:** 366 [m].
- **Varillas:** 4 varillas de 2 [m].
- **Soldaduras exotérmicas:** 72 uniones.

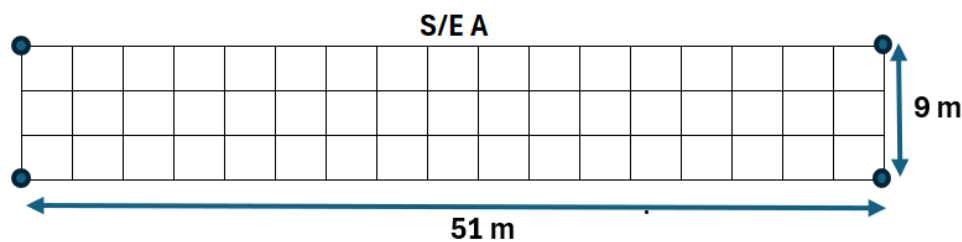


Figura 3.16: Diseño de la MPT de la S/E A

Para que la configuración propuesta sea válida se debe obtener un GPR menor a la tensión de contacto tolerable, lo cual no ocurre.

- $GPR = 5942,02 [V] < E_{t \text{ tolerable}} = 826,5 [V]$  ✗

Ya que, el GPR es mayor a la tensión de contacto tolerable se debe obtener valores de tensión de contacto y tensión de paso menores a las tensiones tolerables de manera estricta para validar el diseño de la propuesta.

- $E_t = 757,2 [V] < E_{t \text{ tolerable}} = 826,5 [V]$  ✓
- $E_s = 856,9 [V] < E_{s \text{ tolerable}} = 2755,87 [V]$  ✓

Dado que los valores obtenidos si son menores a las tensiones tolerables se puede concluir que el diseño propuesto es válido y seguro.

### 3.4.5. Apantallamiento

Para el diseño del apantallamiento de la S/E A se consideran los resultados obtenidos en el Anexo F. Se contempla la superficie antes mencionada, obteniendo un área de protección que cubre toda la S/E. Se propone la implementación de 2 postes de hormigón de 15 [m] en cada extremo de la instalación, que conectan un cable de guarda con la misma sección que se utilizó para la MPT diseñada. Por lo tanto, se considera la flecha máxima que presentará el cable de guarda para obtener su altura real y realizar el método de curvas empíricas junto al método de ángulos fijos. Cabe mencionar que las relaciones  $\frac{d_e}{h}$  y  $\frac{x}{h}$  son las utilizadas para obtener los resultados mediante el gráfico del método de curvas empíricas.

- Flecha máxima:  $f \approx 0,6$  [m]
- Largo del conductor:  $S = 51,02$  [m]
- Nivel de exposición,  $P_e = 0,1$  %
- Altura de equipos a proteger:  $d_e = 7$  [m]
- Altura del cable de guarda:  $h = 14,4$  [m]
- $y = 7,4$  [m]
- $\frac{d_e}{h} \approx 0,48$
- $\frac{x}{h} \approx 0,45 \rightarrow x \approx 6,48$  [m]  $> 4,5$  [m] (mitad del ancho de la S/E A)
- Ángulo fijo:  $\alpha \approx 41,2^\circ$ , dentro de lo recomendado por el método de ángulos fijos ( $40^\circ < \alpha < 45^\circ$ ).

El esquema del apantallamiento se muestra en la Figura 3.17 y para su construcción se debe tener en cuenta los siguientes materiales:

- **Longitud de conductor de cobre para cable de guarda:**  $\approx 51,5$  [m]
- **Postes de hormigón:** 2 postes de hormigón de 15 [m]

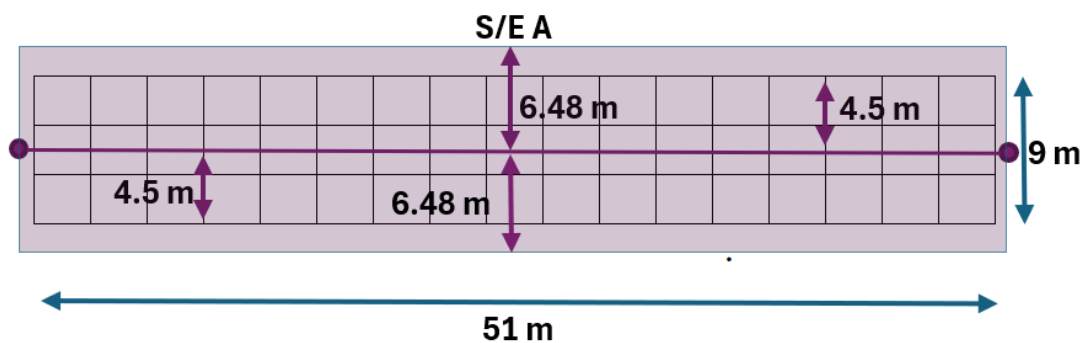


Figura 3.17: Diseño de apantallamiento de la S/E A

## 3.5. Propuesta de diseño y modificación de S/E B

### 3.5.1. Equipos a utilizar

Dado el diagrama unilíneal de la alternativa 2 del Anexo D. Se considera para el patio de la S/E B la implementación de los siguientes equipos para un ambiente exterior.

#### ***Switchgear 12 [kV]***

Se considera que el equipo debe contener seis interruptores y un seccionador/acoplador. Con esto en cuenta, se obtiene un total de siete celdas y se considera el espacio de diez celdas para la disposición física, contemplando una ampliación futura. Las celdas *switchgears* mencionadas deben ser adquiridas por la empresa. En la Figura 3.18 se muestra una celda de MT SM6 de la línea AirSet perteneciente a Schneider Electric. Esta celda tiene las siguientes características, 1) Dispositivo de supervisión del centro, 2) Supervisión, 3) Supervisión ambiental, 4) Supervisión de interruptor automático, 5) Digital logbook y 6) Detección de arco interno.



Figura 3.18: Celda MT SM6, AirSet, Schneider Electric [40]

#### **Tablero de distribución de fuerza 550 [V]**

Este equipo ya es propiedad de la empresa.

#### **Dos transformadores de potencia de 3 [MVA], 12/0,55 [kV]**

Este equipo se debe adquirir.

### 3.5.2. Requerimientos funcionales para la adquisición de equipos

#### Datos climáticos/ambientales:

- Viento máximo:  $\approx 11$  [m/s] ( $\approx 40$ – $60$  [km/h])
- Temperatura (media, máxima, mínima): 16–18 [°C], 25–28 [°C], 8–10 [°C]
- Humedad relativa:  $\approx 60$ – $80$  %
- Sismicidad: Activa
- Régimen de lluvias: 150–250 [mm/año]
- Altura sobre el nivel del mar: 220 [m]
- Nivel cerámico: 5 [días/año]
- Exposición solar: 3000 [h/año]
- Resistividad del terreno: 129,62 [ $\Omega \cdot m$ ]
- Contaminación ambiental: SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, COV, PTS y MP10

#### Datos para transformadores de potencia de 3 [MVA]:

- Potencia nominal,  $P_n$ : 3 [MVA]
- Tensión nominal del primario,  $V_{n_{pri}}$ : 12 [kV]
- Tensión nominal del secundario,  $V_{n_{sec}}$ : 0,55 [kV]
- Tipo de conexión: Dyn-11
- Impedancia,  $Z$ : 5,75 %
- Frecuencia de operación: 50 Hz
- Nivel de aislamiento, BIL: 75 [kV]
- Refrigeración: ONAN o ONAF (a decisión de la empresa)
- Regulación de tensión: Mediante *taps* (rango a decisión de la empresa)
- Entorno: Intemperie industrial

#### Datos para *switchgear* 12 [kV]:

- Tensión máxima de servicio,  $V_{max}$ : 12 [kV]
- Tensión nominal de servicio,  $V_n$ : 12 [kV]
- Tipo de instalación: Exterior/intemperie
- Disposición de fases: Trifásica
- Número de barras: Barra simple seccionada
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Nivel de aislamiento, BIL: 75 [kV]
- Corriente nominal,  $I_n$ : 107,1 [A]
- Corriente de cortocircuito,  $I_{cc}$ : 6,440 [kA]
- Tipo de conexión: Línea aérea
- Número de celdas: 10 (considerando ampliación futura)
- Tipo de aislación: GIS (SF<sub>6</sub>)
- Conectividad/monitoreo: Remoto
- Tipo de sistema: Modular

### 3.5.3. Disposición física

La disposición física preliminar para la S/E B se muestra en la Figura 3.19. donde se contempla el espacio necesario para un transformador de reserva. En la disposición física se considera el montaje de, 1) muros cortafuegos, 2) transformadores de 3 [MVA], 3) tablero de distribución de

fuerza, 4) *switchgear* de 12 [kV] y R) transformador de reserva.

En la propuesta de espaciamento se ha considerado las siguientes dimensiones para los equipos:

- **10 Celdas *switchgear* 12 [kV]**: altura: 2,6 [m]; ancho: 1 [m]; profundidad: 2 [m]  
—→ Total: altura: 2,6 [m]; ancho: 10 [m]; profundidad: 2 [m]
- **Tablero de distribución de fuerza**: altura: 2,3 [m]; ancho: 10 [m]; profundidad: 1,5 [m]  
(se sobredimensionan sus medidas)
- **Transformador 3 [MVA]**: altura: 3 [m]; ancho: 2 [m]; profundidad: 4,5 [m]
- **Muro cortafuego**: altura: +0,3 [m] de la altura total del transformador; ancho: +0,6 [m] del ancho total del transformador; profundidad: 0,2 [m], con resistencia al fuego de 2 [h] (F120) según RPTD N° 8 [7].

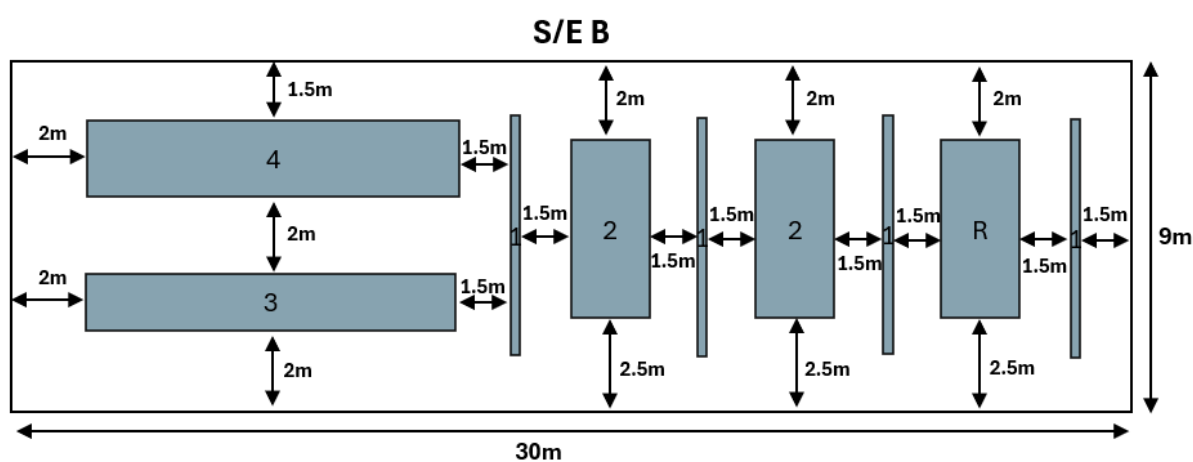


Figura 3.19: Disposición física de la S/E B

### 3.5.4. MPT

Para el diseño de la MPT de la S/E B se consideran los resultados obtenidos en el Anexo E. Se considera una superficie disponible de 30 [m] de largo por 9 [m] de ancho, junto con seis varillas posicionadas en cada esquina y en su perímetro. Se toman en cuenta los siguientes datos de entrada:

- Área disponible  $A$ : 30 [m] x 9 [m] → 270 [m<sup>2</sup>]
- Resistividad del terreno,  $\rho$ : 129,62 [ $\Omega$  m]
- Profundidad de la malla,  $h$ : 0,5 [m]
- Resistividad de la capa superficial,  $\rho_s$ : 3000 [ $\Omega$  m]
- Espesor de la capa superficial,  $h_s$ : 0,15 [m]
- Temperatura ambiente,  $T_a$ : 18 [°C]
- Tiempo de despeje de falla,  $t_c$ : 0,4 [s]
- Corriente de falla,  $I_f$ : 6440 [A]

Considerando estos datos, se obtuvieron los parámetros de interés para la elaboración de la MPT, los cuales son:

- Sección del conductor: 67 [mm<sup>2</sup>]
- Diámetro del conductor,  $d$ : 0,0093 [m]
- Separación entre conductores,  $D$ : 3 [m]
- Tensión de paso tolerable: 2755,87 [V]
- Tensión de contacto tolerable: 826,52 [V]
- Resistencia de puesta a tierra: 3,9 [ $\Omega$ ]
- Corriente inyectada a la malla: 1536,73 [A]
- GPR: 5993,25 [V]
- Tensión de malla: 819,2 [V]
- Tensión de paso: 901,2 [V]

El esquema de la malla puesta a tierra diseñada se muestra en la Figura 3.20, y para su construcción se deben tener en cuenta los siguientes materiales:

- **Longitud de conductor de cobre:** 219 [m].
- **Varillas:** 6 varillas de 2 [m].
- **Soldaduras exotérmicas:** 44 uniones.

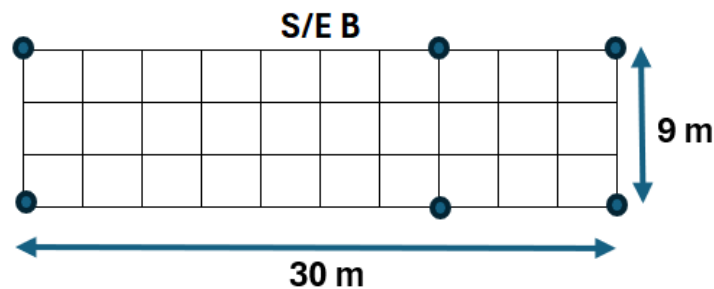


Figura 3.20: Diseño de la MPT de la S/E B

Para que la configuración propuesta sea válida se debe obtener un GPR menor a la tensión de contacto tolerable, lo cual no ocurre.

- $GPR = 5993,25 [V] < E_{t \text{ tolerable}} = 826,5 [V]$  ✗

Ya que, el GPR es mayor a la tensión de contacto tolerable se debe obtener valores de tensión de contacto y tensión de paso menores a las tensiones tolerables de manera estricta para validar el diseño de la propuesta.

- $E_t = 819,2 [V] < E_{t \text{ tolerable}} = 826,5 [V]$  ✓
- $E_s = 901,2 [V] < E_{s \text{ tolerable}} = 2755,87 [V]$  ✓

Dado que los valores obtenidos si son menores a las tensiones tolerables se puede concluir que el diseño propuesto es válido y seguro.

### 3.5.5. Apantallamiento

Para el apantallamiento de la S/E B se consideran los resultados obtenidos en el Anexo F. Se contempla la superficie antes mencionada, obteniendo un área de protección que cubre toda la S/E. Se propone utilizar la estructura ya existente, estimando una altura de 15 [m] en cada extremo que conecta un cable de guarda con la misma sección que se utilizó para la MPT diseñada. Por lo tanto, se considera la flecha máxima que presentará el cable de guarda para obtener su altura real y realizar el método de curvas empíricas junto al método de ángulos fijos. Cabe mencionar que las relaciones  $\frac{d_e}{h}$  y  $\frac{x}{h}$  son las utilizadas para obtener los resultados mediante el gráfico del método de curvas empíricas.

- Flecha máxima:  $f \approx 0,2$  [m]
- Largo del conductor:  $S = 30,003$  [m]
- Nivel de exposición,  $P_e = 0,1\%$
- Altura de equipos a proteger:  $d_e = 6$  [m]
- Altura del cable de guarda:  $h = 14,8$  [m]
- $y = 8,8$  [m]
- $\frac{d_e}{h} \approx 0,4$
- $\frac{x}{h} \approx 0,55 \rightarrow x \approx 8$  [m]  $> 4,5$  [m] (mitad del ancho de la S/E B)
- Ángulo fijo:  $\alpha \approx 42,3^\circ$ , dentro de lo recomendado por el método de ángulos fijos ( $40^\circ < \alpha < 45^\circ$ ).

El esquema del apantallamiento se muestra en la Figura 3.21, y para su construcción se debe tener en cuenta el siguiente material:

- Longitud de conductor de cobre para cable de guarda:  $\approx 30,5$  [m]

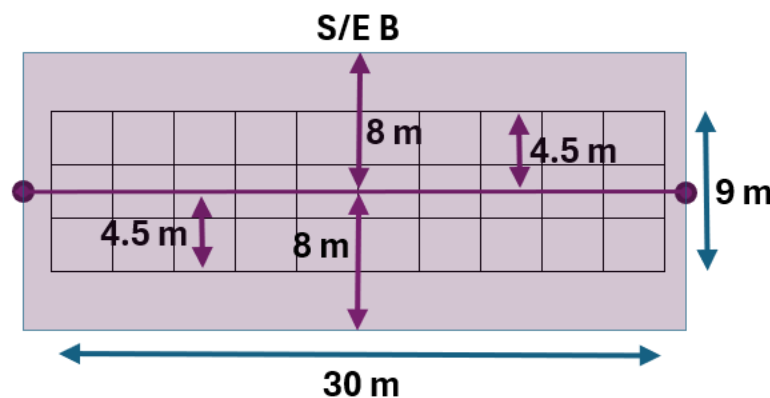


Figura 3.21: Diseño del apantallamiento de la S/E B

# Capítulo 4

## Resumen final y conclusiones

La propuesta de modificación de la S/E B considera también una modificación a la S/E A debido a la migración del nivel de tensión de 44 [kV] a 12 [kV], ya que en la S/E A se realiza la transformación de dicha tensión. Por lo tanto, se evaluaron dos alternativas para el cambio, las que se muestran en los anexos y dentro del documento. Dado los resultados de los estudios y las consideraciones de espacio disponible para la instalación de los equipos necesarios, se inclinó la propuesta por la alternativa 2. Esto permite una reducción de espacio considerable al necesitar menos transformadores en la S/E B. Cabe mencionar que esta alternativa permite soportar la demanda de la planta cumpliendo con los requisitos de regulación de tensión establecidos en las consideraciones de las simulaciones. Ahora bien, se indica que hay ciertos equipos en media tensión que se encuentran fuera de los rangos definidos. Sin embargo, se encuentran dentro de los rangos establecidos por norma. Además, en las simulaciones se considera una demanda restrictiva de 25 [MW], por lo que, en condiciones de una demanda menor, el sistema presentará una mejor regulación de tensión.

Al considerar implementar una S/E GIS para la S/E A y celdas *switchgear* en la S/E B, se permite una reducción de espacio y un aumento de la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de la instalación. Esto ayuda contra la contaminación industrial que presenta la planta. Además, este tipo de instalaciones requieren un menor mantenimiento, permitiendo realizar mantenimiento predictivo, preventivo y sintomático dado un monitoreo constante del equipo. La seguridad operacional se ve incrementada debido al uso del gas SF<sub>6</sub>. Sin embargo, se recomienda realizar las capacitaciones pertinentes al personal de operación para efectuar mantenimientos. Así como consultar al fabricante si poseen equipos de las mismas características sin SF<sub>6</sub>, dada la normativa que entrará en vigor en los próximos años. Este tipo de instalaciones poseen una vida útil mayor en comparación con instalaciones convencionales aisladas en aire. También logran una reducción del ruido emitido, por lo que la contaminación acústica se reduce de manera significativa, ideal para la ubicación donde se encuentra la planta.

Al considerar más celdas que las necesarias establecidas en la alternativa 2, se logra un aumento de la flexibilidad, permitiendo una ampliación futura sin grandes complicaciones.

Al seleccionar la alternativa 2, se logra una menor complejidad del sistema con menos equipos necesarios y una reducción de costos operativos y de mantenimiento. Se reducen los puntos de falla y, al considerar equipos con mayor capacidad para la S/E B, se logra manejar de mejor

manera las variaciones de carga y reducir las pérdidas en las conexiones. Cabe destacar que los transformadores a implementar en la S/E B no deben operar en paralelo, ya que se produce un aumento de los niveles de cortocircuito. En caso de que la empresa quiera operar ambos transformadores en paralelo, las barras de distribución junto a sus protecciones deberán aumentar la capacidad de ruptura que poseen actualmente. Por lo tanto, no permitir dicha operación en paralelo implica un menor costo para la empresa al no necesitar la adquisición de más equipos de los que ya tiene.

En cuanto al diseño de las S/Es. La propuesta para la S/E A establece la implementación de los siguientes equipos: doce celdas GIS de 60 [kV], doce celdas *switchgear* de 12 [kV], seis celdas *switchgear* de 4,16 [kV], un transformador de 12,5 [MVA] 60/12 [kV], un transformador de 10 [MVA] 60/12 [kV], un transformador de 8 [MVA] 60/12 [kV], un transformador de 5 [MVA] 12/4,16 [kV] y muros cortafuego entre transformadores. Esto dentro de un área de 51 x 9 [m<sup>2</sup>]. Mientras que para la S/E B, la propuesta establece la implementación de los siguientes equipos: diez celdas *switchgear* de 12 [kV], un tablero de distribución de fuerza de 0,55 [kV], dos transformadores de 3 [MVA] 12/0,55 [kV] y muros cortafuegos entre transformadores. Esto dentro de un área de 30 x 9 [m<sup>2</sup>].

Además, se recomienda la implementación de un cable de guarda que aumente la seguridad de las instalaciones ante descargas atmosféricas, sujeto por postes de hormigón de 15 [m] o bien, de las estructuras metálicas ya existentes. Para la S/E A, dada la ubicación y altura del cable de guarda, se obtiene un ángulo fijo de  $\alpha = 41,2^\circ$  y un área de cobertura de 51 x 12,96 [m<sup>2</sup>], cubriendo el área de la instalación en su totalidad. Mientras que para la S/E B, dada la ubicación y altura del cable de guarda, se obtiene un ángulo fijo de  $\alpha = 42,3^\circ$  y un área de cobertura de 30 x 16 [m<sup>2</sup>], cubriendo el área de la instalación en su totalidad.

En cuanto a ambas MTPs propuestas, se considera una corriente de falla  $I_f$ : 6440 [A], una resistividad del terreno  $\rho$ : 129,62 [ $\Omega$  m], una profundidad de la malla  $h$ : 0,5 [m], un tiempo de despeje de falla  $t_c$ : 0,4 [s], un espesor de la capa superficial  $h_s$ : 0,15 [m], una resistividad de dicha capa superficial  $\rho_s$ : 3000 [ $\Omega$  m] y una sección del conductor de 67 [mm<sup>2</sup>].

Por lo tanto, las tensiones de contacto y paso tolerables obtenidas para ambas MTPs son de 826,52 [V] y 2755,87 [V] respectivamente. Para la S/E A se obtuvo una resistencia de MPT igual a 2,8 [ $\Omega$ ], junto con unas tensiones de contacto y paso de 757,2 [V] y 856,9 [V] respectivamente. Mientras que para la S/E B, se obtuvo una resistencia de MPT de 3,9 [ $\Omega$ ], junto con unas tensiones de contacto y paso de 819,2 [V] y 901,2 [V] respectivamente. Aunque los diseños propuestos cumplen con niveles de tensión por debajo de las tensiones tolerables calculadas, se recomienda el uso de más varillas que las mencionadas en el documento y ubicarlas de manera estratégica cerca de los transformadores. Permitiendo una buena conexión a tierra que aumente la seguridad operacional en el área donde se ubiquen.

Por último, se recomienda entablar una vía de comunicación con algún fabricante, ya sea Siemens, ABB, Schneider o EATON. Para establecer de mejor manera los equipos que compongan la S/E GIS y las celdas *switchgear* bajo las opciones que maneje cada fabricante. Es por esto que se recomienda comenzar la comunicación junto con la base técnica mencionada en el documento para la adquisición de estos equipos. Considerando lo obtenido en los estudios realizados; ya sea un nivel de aislamiento de 75 [kV], una corriente nominal de 107,1 [A] y un nivel de cortocircuito igual a 6,440 [kA] para el nivel de 12 [kV]. Mientras que para el nivel de 72,5 [kV], considerar un nivel de aislamiento de 325 [kV], una corriente nominal de 128,9 [A] y un nivel de cortocircuito igual a 4,050 [kA].

Una vez entablada la comunicación con algún fabricante, se sugiere preguntar sobre el uso de módulos de barras seccionadas, los tipos de protección numérica que pueden integrar los módulos y los tipos de ensayos realizados antes de su entrega. También solicitar detalles sobre los requisitos de mantenimiento y si se permite un mantenimiento predictivo y un monitoreo remoto. De igual modo, consultar si los equipos cumplen con la normativa impuesta en Chile, dado que eventualmente se prohibirá el uso de SF<sub>6</sub>. De la misma manera consultar las especificaciones de estos, tales como sus dimensiones, ya que las mencionadas en el documento fueron estimadas de otros casos y, para este tipo de instalación, varían según su fabricante. Para finalizar, solicitar información de la vida útil de los equipos y si estos ofrecen un soporte técnico junto con repuestos en caso de ser necesario; además, consultar si ofrecen algún tipo de capacitación para el personal de la empresa sobre la operación y el mantenimiento de los módulos.

## Trabajos futuros

Se recomienda, dado el alcance de este estudio, que la empresa continúe realizando la ingeniería de detalle para definir bien los equipos de maniobras que componen la GIS y las celdas *switchgear*, una vez entablada la vía de comunicación con la empresa fabricante seleccionada por Melón S.A. De este modo, esclarecer de mejor manera las dimensiones que estos tengan y la factibilidad del diseño propuesto dado el alcance del fabricante. Aunque las dimensiones mencionadas en este documento fueron sobredimensionadas para evitar complicaciones futuras.

La empresa deberá decidir el tipo de conexión entre equipos y S/Es, ya que cuentan con un subsuelo que proporciona más alternativas. Aun así, las dimensiones consideran los bujes necesarios para la interconexión entre equipos. Por lo tanto, el conductor requerido para dichas conexiones no se contempló en este documento.

Otro aspecto que no se contempla en este documento es el sistema de protección a implementar en las instalaciones, ya que este será realizado en otro trabajo de memoria que se centrará en realizar la selección y coordinación adecuada de las protecciones necesarias para las S/Es que componen la planta Cementos Melón LCA. Por lo que, en esa instancia se podrá definir con mayor claridad los transformadores de medida necesarios.

# Bibliografía

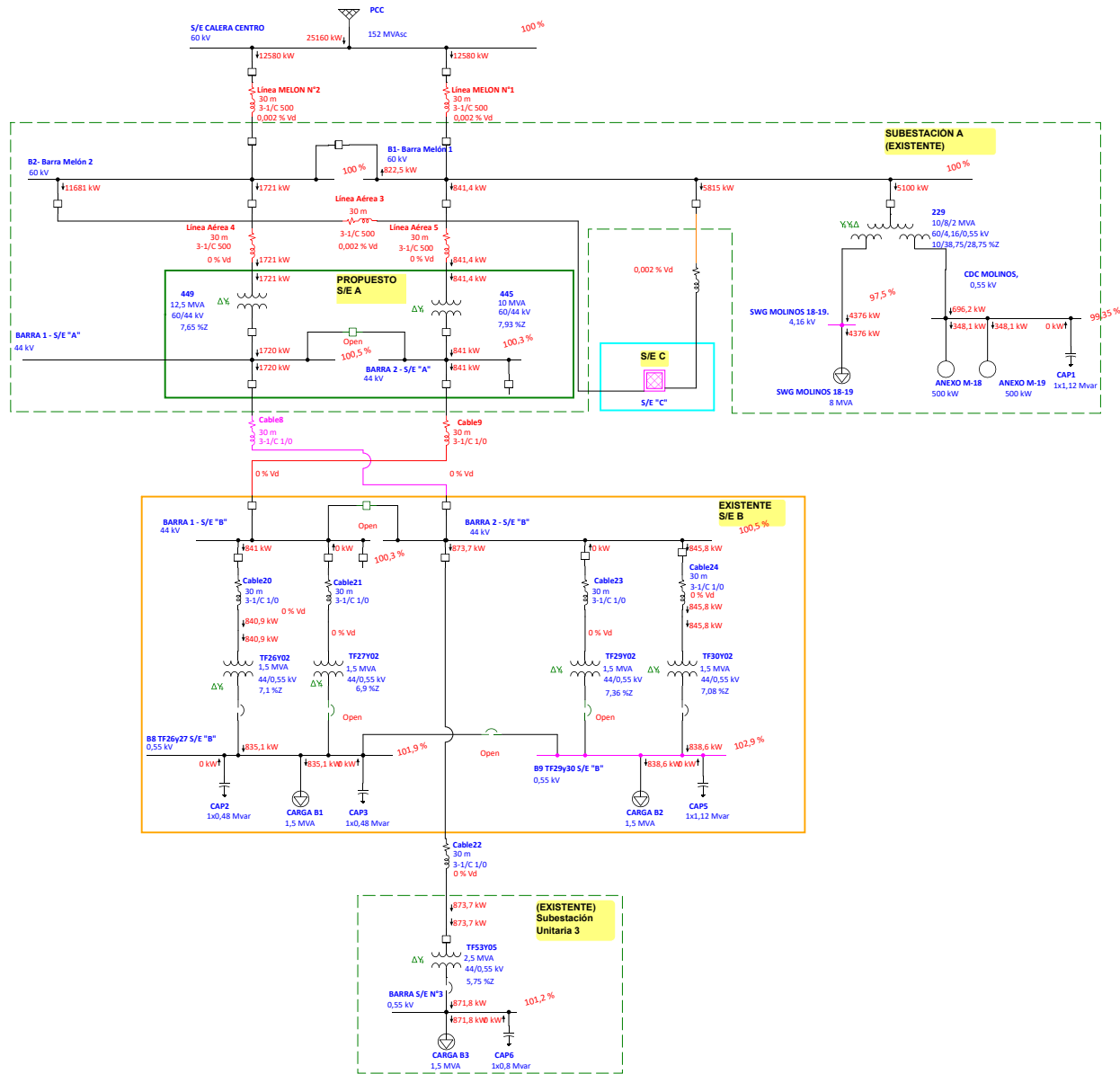
- [1] «Norma técnica de seguridad y calidad de servicio. (NTSyCS)», CNE, 2020.
- [2] «Anexo técnico. Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión.», CNE.
- [3] «Anexo técnico. Información técnica de instalaciones y equipamientos.», CNE.
- [4] «Anexo técnico. Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI.», CNE.
- [5] «Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución», CNE, 2024.
- [6] «Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica», Decreto N°8, Ministerio de energía, CNE y SEC.
- [7] «Reglamento de seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica», Decreto N°109, Ministerio de energía, CNE y SEC.
- [8] «Subestaciones de Alta y Extra alta tensión», Segunda edición. Mejía Villegas S.A, ingenieros consultores.
- [9] «Anexo técnico. Cálculo de nivel máximo de cortocircuito», CNE.
- [10] «Diseño de subestaciones de media tensión», Memoria de Javier Linares Escobar, 2009, Universidad de occidente, Santiago de Cali.
- [11] Documento técnico, «Recomendación de requisitos sísmicos para instalaciones eléctricas de alta tensión», Septiembre 2018 actualizado Marzo 2020. Comité Chileno de CIGRE.
- [12] Información de instalaciones de planta La Calera, Subestación Cementos Melón. CEN, Infotécnica y Melón S.A.
- [13] «Metodología de coordinación de aislamiento, Norma IEC60071-2». Carlos Matus Zapata, SDI, Diciembre 2018.
- [14] «Apéndice VII. Propuesta de diseño conceptual de subestaciones zonales», CEN.

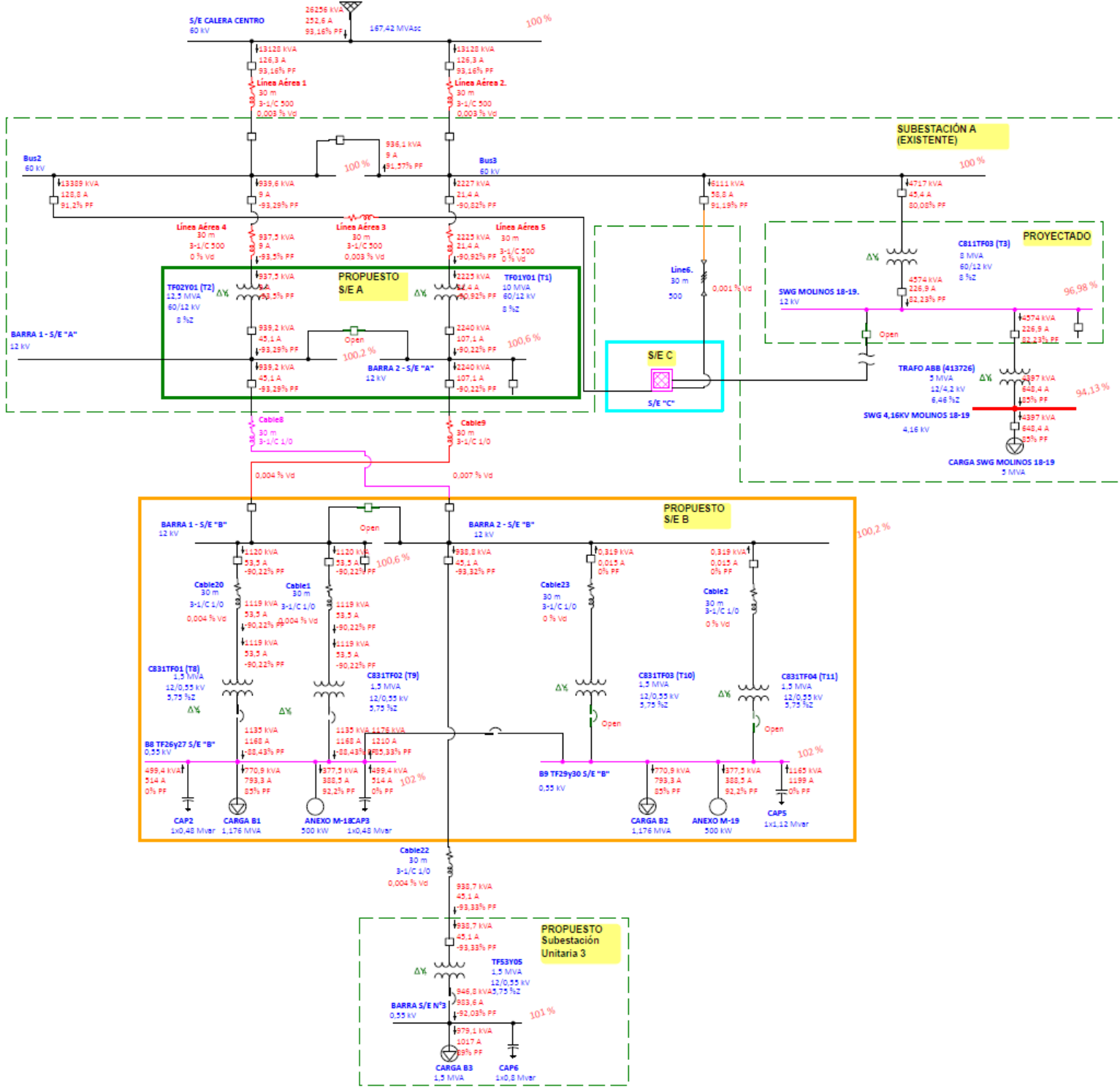
- 
- [15] IEC 60038: «Standard voltages».
- [16] IEC 60909: IEC 60909: «Short-circuit currents in three-phase A.C. systems».
- [17] IEC 60071: «Insulation co-ordination, Part 1».
- [18] IEC 60071: «Insulation co-ordination, Part 2».
- [19] IEC 60376: «Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF<sub>6</sub>) and complementary gases to be used in its mixtures for use in electrical equipment».
- [20] IEC TS 61634: «High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride (SF<sub>6</sub>) in high-voltage switchgear and controlgear».
- [21] IEC 62271-200: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 [kV] and up to and including 52 [kV]».
- [22] IEC 62271-203: «High-voltage switchgear and controlgear - Part 203: AC gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 [kV]».
- [23] IEC 60076: «Power transformers».
- [24] IEEE Std 998-2012: «IEEE Guide for direct lightning stroke shielding of substations».
- [25] IEEE Std 80-2000: «IEEE Guide for safety in AC substation grounding».
- [26] IEEE Std 693-2018: «IEEE Recommended practice for seismic desing of substations».
- [27] IEEE Std 979-2012: «IEEE Guide for substation fire protection».
- [28] «Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas», Ing. Julio Sosa Escalada
- [29] Informe «Ingenieria para modificación parcial del sistema eléctrico de planta La Calera (LCA) de Melón S.A.», Tecnoed.
- [30] Informe «Georreferenciación subestaciones eléctrica planta Melón La Calera», Divertec Ingeniería SPA.
- [31] CIGRE TF23, «User guide for the application of gas-insulated switchgear (GIS) for rated voltages of 72.5 [kV] and above», CIGRE Brochure N°125, 1998.
- [32] «Diseño de una subestación de distribución de 110/25 [kV]», Memoria de Ángel Ródenas Gonzáles, 2018, Universitat Politècnica de Catalunya.
- [33] «Reemplazo de subestaciones convencionales aisladas en aire por tecnología GIS (SF<sub>6</sub>)», Memoria de Alejandro Flores Ramirez, 2010, Universidad de Chile.

- 
- [34] «Guía práctica para el diseño y proyecto de subestaciones de alta tensión en Chile», Memoria de Martín Rubio Montalva, 2021, Universidad de Chile.
- [35] «Coordinación de Aislamiento\_V0.9.4» Planilla Excel para verificar coordinación de aislamiento, SDI Ingeniería, 2019.
- [36] «Reglamento (UE) 2024/574 del parlamento europeo y del consejo sobre los gases fluorados de efecto invernadero», Unión Europea, febrero 2024.
- [37] «High pressure operation of ultra-zero air as a replacement for SF6», Seth Miller; Randy D. Curry; Owen Johns; Mathew Rawson; Rick B. Spielman, 2023.
- [38] «Ionization and attachment coefficients in C4F7N/N2 gas mixtures for use as a replacement to SF6», Yunxiang Long; Liping Guo; Zhenyu Shen; Cheng Chen; Yiheng Chen; Fang Li, 2019.
- [39] «Adsorption of CO2 as a buffer gas for SF6-alternative insulation on zeolite molecular sieves», Wenqiang Gao; Shubhashish Shubhashish; Luisa F. Posada; Charlotte Cabrera; Jing Hao; Capri Price, 2022.
- [40] «Gama SM AirSet», Schneider Electric, Catalogo 2021.
- [41] «Subestaciones aisladas en gas SF6», Reunión CIGRÉ Siemens, Carlos Rodriguez, Peter Glaubitz, Santiago de Chile Junio 2011.
- [42] «Seminario de subestaciones encapsuladas», Alstom.

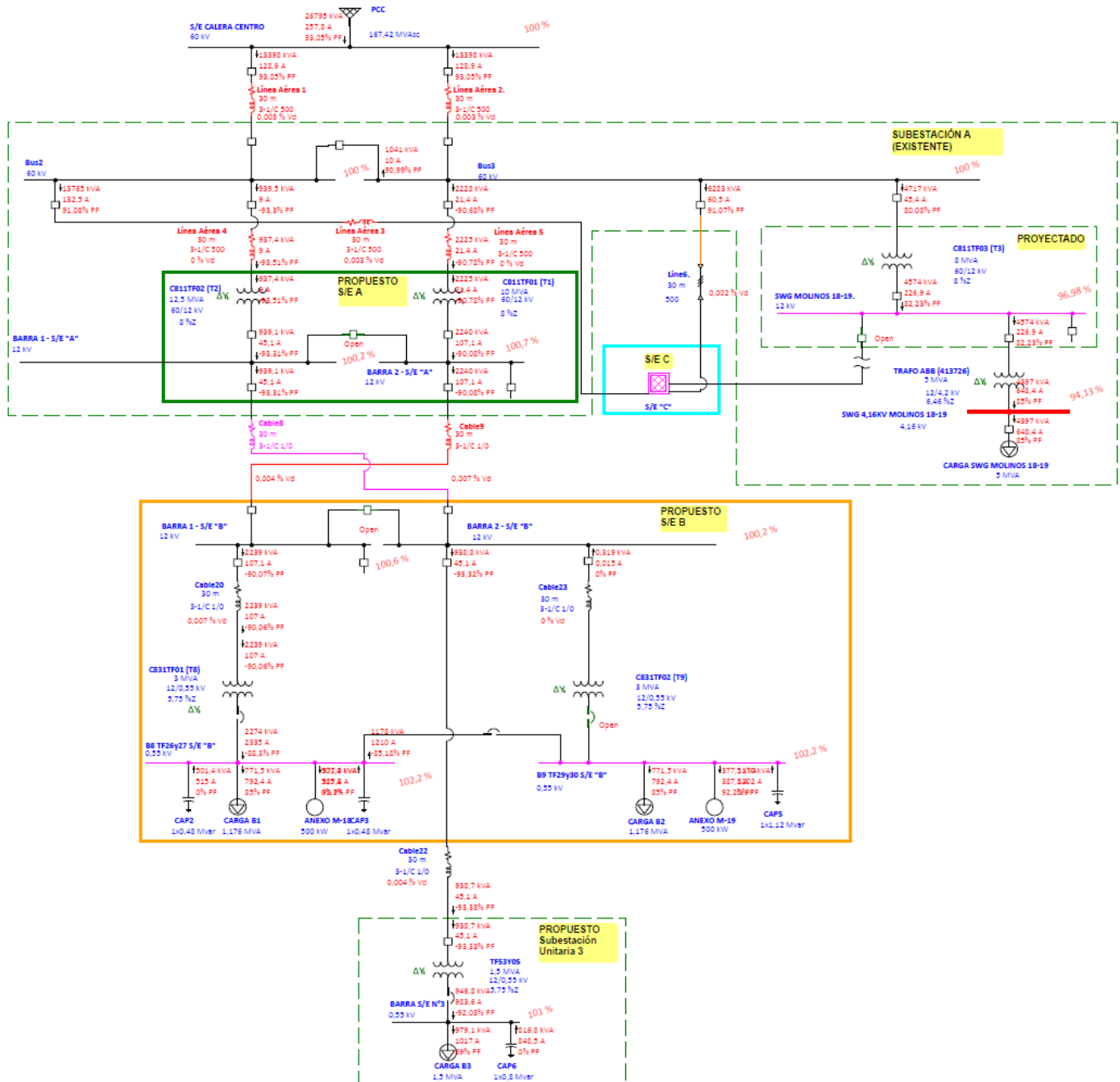
# Anexos

## Anexo A: Estudios flujo de carga [29]



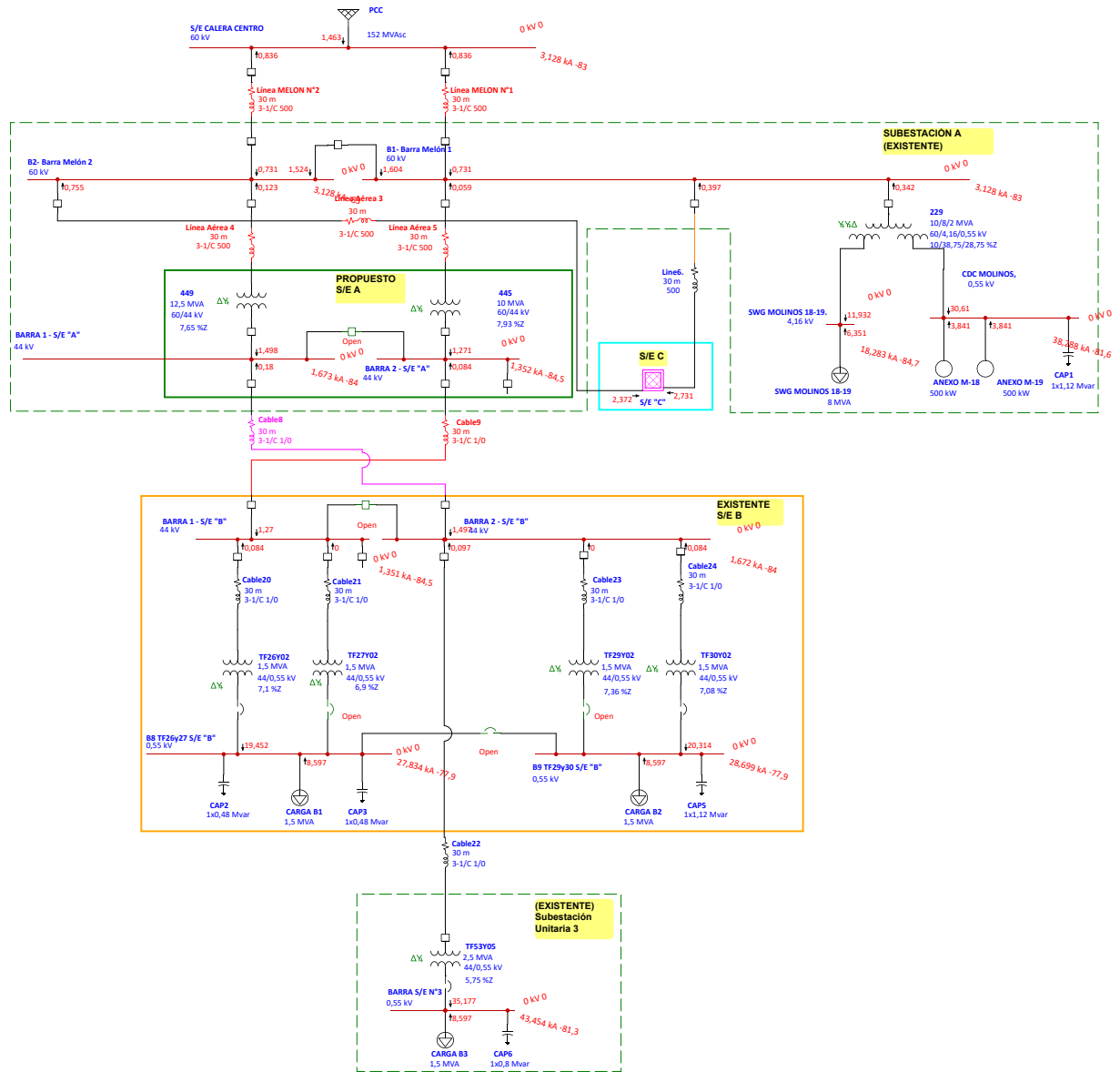


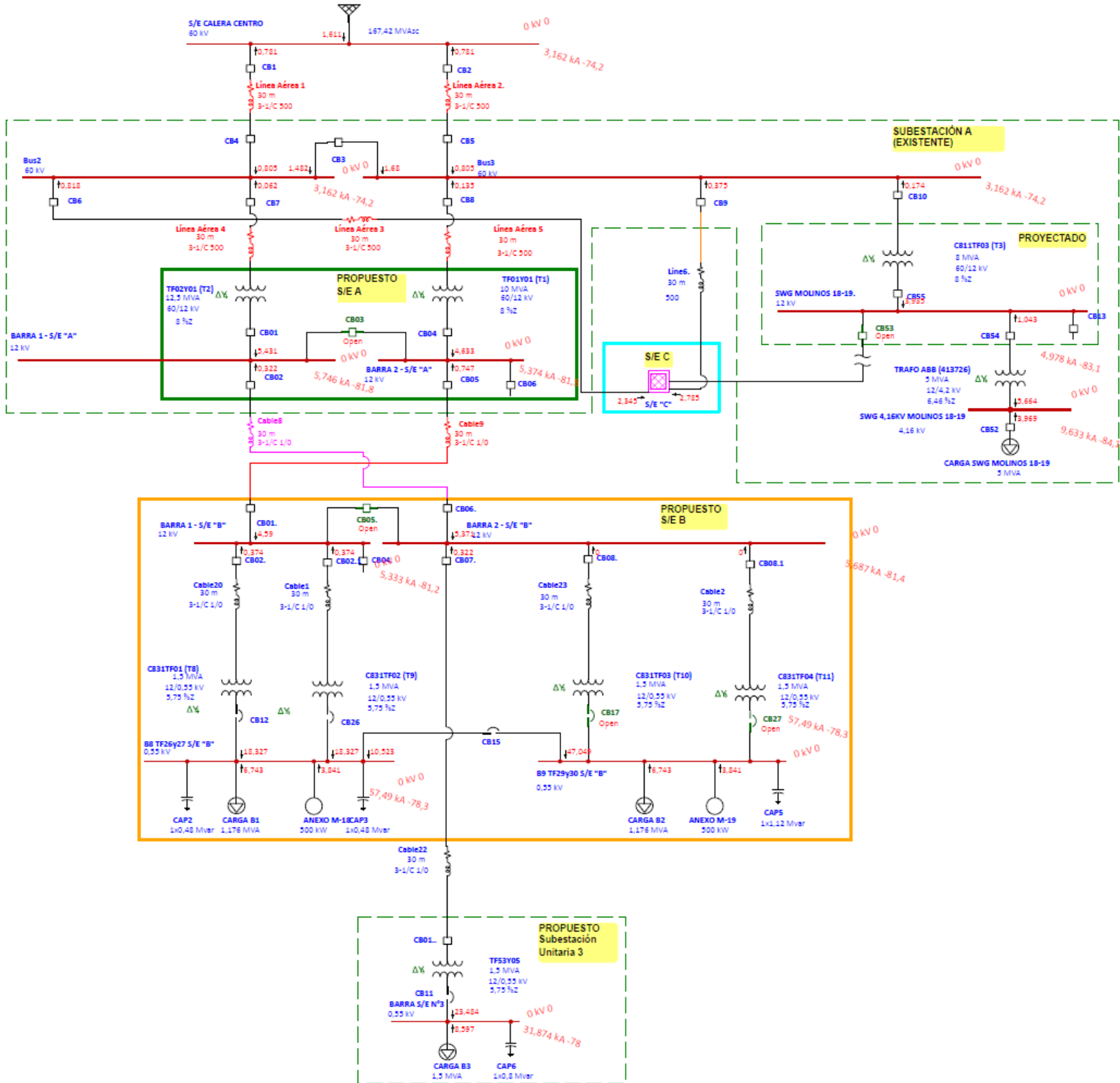
Flujo de potencia y regulación de tensión subestaciones A, B & N°3 (alternativa 1)



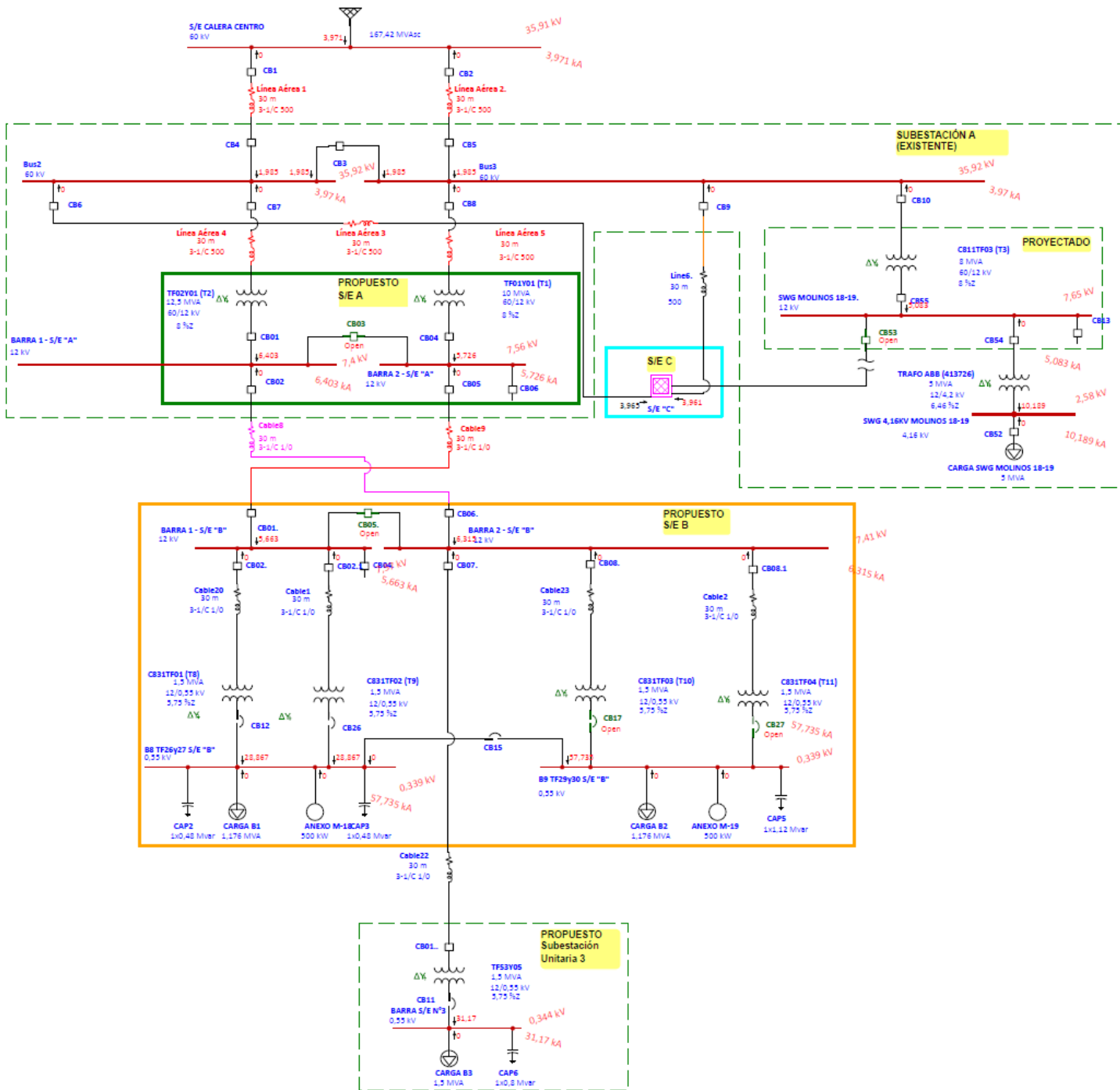
Flujo de potencia y regulación de tensión subestaciones A, B & N°3 (alternativa 2)

## Anexo B: Estudios de cortocircuito [29]





**Cálculo cortocircuito trifásico subestaciones A, B & N°3 (alternativa N°1)**



**Cálculo cortocircuito monofásico a tierra subestaciones A, B & N°3 (alternativa N°1)**

## Reporte Cálculo cortocircuito trifásico y monofásico a tierra subestación (alternativa N°1)

Location:	22.5.0C	Date:	17-07-2024
Contract:		SN:	TECNORED SA
Engineer:		Revision:	Base
Filename: MELON	Study Case: SC	Config.:	ESC 1

### Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus	kV	3-Phase Fault				Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
		I'k	ip	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	
B8 TF26y27 S/E "B"	0.550	57.490	128.531	33.367	57.735	129.078	57.735	57.735	49.190	109.975	49.190	49.190	58.645	131.113	58.645	58.645	
B9 TF29y30 S/E "B"	0.550	57.490	128.531	33.367	57.735	129.078	57.735	57.735	49.190	109.975	49.190	49.190	58.645	131.113	58.645	58.645	
B16 Barra 6,6 KV	6.600	6.902	16.111	4.191	6.998	16.336	6.998	6.998	5.911	13.798	5.911	5.911	7.092	16.554	7.092	7.092	
BARRA 1 - S/E "A"	12.000	5.746	13.608	4.133	6.403	15.164	6.403	6.403	4.973	11.777	4.973	4.973	6.300	14.920	6.300	6.300	
BARRA 1 - S/E "B"	12.000	5.333	12.464	3.648	5.663	13.237	5.663	5.663	4.601	10.754	4.601	4.601	5.646	13.195	5.646	5.646	
BARRA 2 - S/E "A"	12.000	5.374	12.642	3.676	5.726	13.471	5.726	5.726	4.637	10.908	4.637	4.637	5.707	13.426	5.707	5.707	
BARRA 2 - S/E "B"	12.000	5.687	13.359	4.097	6.315	14.834	6.315	6.315	4.922	11.561	4.922	4.922	6.211	14.590	6.211	6.211	
BARRA S/E N°3	0.550	31.874	71.008	22.055	31.170	69.439	31.170	31.170	27.601	61.488	27.601	27.601	32.158	71.640	32.158	32.158	
Bus1 (SWG PROYECTADO)	12.000	15.024	32.086	5.953	17.499	37.372	17.499	17.499	12.975	27.712	12.975	12.975	17.513	37.403	17.513	17.513	
Bus2	60.000	3.162	6.571	1.611	3.970	8.249	3.970	3.970	2.733	5.679	2.733	2.733	3.998	8.308	3.998	3.998	
Bus2 (SWG PROYECTADO)	12.000	15.024	32.086	5.953	17.499	37.372	17.499	17.499	12.975	27.712	12.975	12.975	17.513	37.403	17.513	17.513	
Bus3	60.000	3.162	6.571	1.611	3.970	8.249	3.970	3.970	2.733	5.679	2.733	2.733	3.998	8.308	3.998	3.998	
Bus5	12.000	5.284	12.263	3.620	5.596	12.987	5.596	5.596	4.559	10.580	4.559	4.559	5.579	12.949	5.579	5.579	
Bus9	0.550	15.998	37.435	11.682	14.830	34.702	14.830	14.830	13.854	32.417	13.854	13.854	15.806	36.986	15.806	15.806	
CCM PRECALCINADOR1.	0.400	22.105	45.065	16.024	20.436	41.661	20.436	20.436	19.142	39.024	19.142	19.142	21.580	43.995	21.580	21.580	
CDC S/E "H"	0.400	25.399	51.795	18.285	23.519	47.960	23.519	23.519	21.994	44.852	21.994	21.994	24.810	50.594	24.810	24.810	
S/E CALERA CENTRO	60.000	3.162	6.571	1.611	3.971	8.252	3.971	3.971	2.733	5.678	2.733	2.733	4.000	8.311	4.000	4.000	
SWG 4,16KV MOLINOS 18-19	4.160	9.633	23.725	5.105	10.189	25.094	10.189	10.189	8.341	20.543	8.341	8.341	10.000	24.628	10.000	10.000	
SWG MOLINOS 18-19.	12.000	4.978	12.027	3.231	5.083	12.280	5.083	5.083	4.309	10.411	4.309	4.309	5.104	12.333	5.104	5.104	
SWG S/E "C" - BARRA 1	60.000	3.160	6.568	1.610	3.965	8.240	3.965	3.965	2.731	5.676	2.731	2.731	3.993	8.297	3.993	3.993	
SWG S/E "C" - BARRA 2	60.000	3.160	6.565	1.610	3.961	8.230	3.961	3.961	2.731	5.674	2.731	2.731	3.987	8.285	3.987	3.987	
SWG S/E "D" - BARRA 1	12.000	14.742	31.206	5.752	14.338	30.351	14.338	14.338	12.735	26.956	12.735	12.735	15.210	32.196	15.210	15.210	
SWG S/E "D" - BARRA 2	12.000	14.742	31.206	5.752	14.338	30.351	14.338	14.338	12.735	26.956	12.735	12.735	15.210	32.196	15.210	15.210	
SWG S/E "G" - BARRA 1	12.000	12.435	26.089	5.286	11.814	24.785	11.814	11.814	10.734	22.520	10.734	10.734	12.563	26.358	12.563	12.563	
SWG S/E "G" - BARRA 2	12.000	11.405	23.267	5.286	11.190	22.828	11.190	11.190	9.856	20.108	9.856	9.856	11.762	23.996	11.762	11.762	
TF02Y12	0.400	50.652	118.000	33.602	55.301	128.831	55.301	55.301	43.691	101.783	43.691	43.691	54.562	127.109	54.562	54.562	

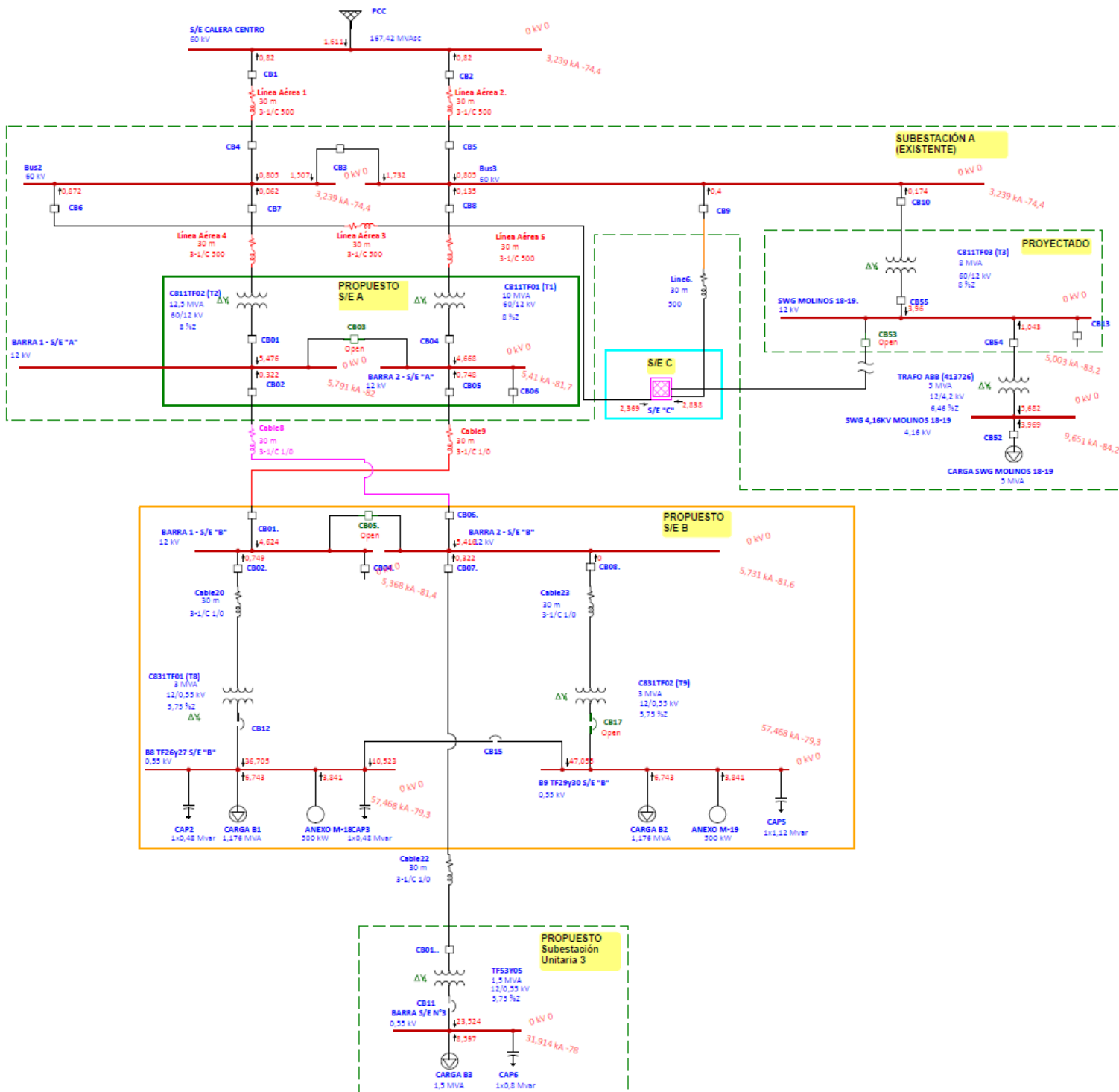
All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

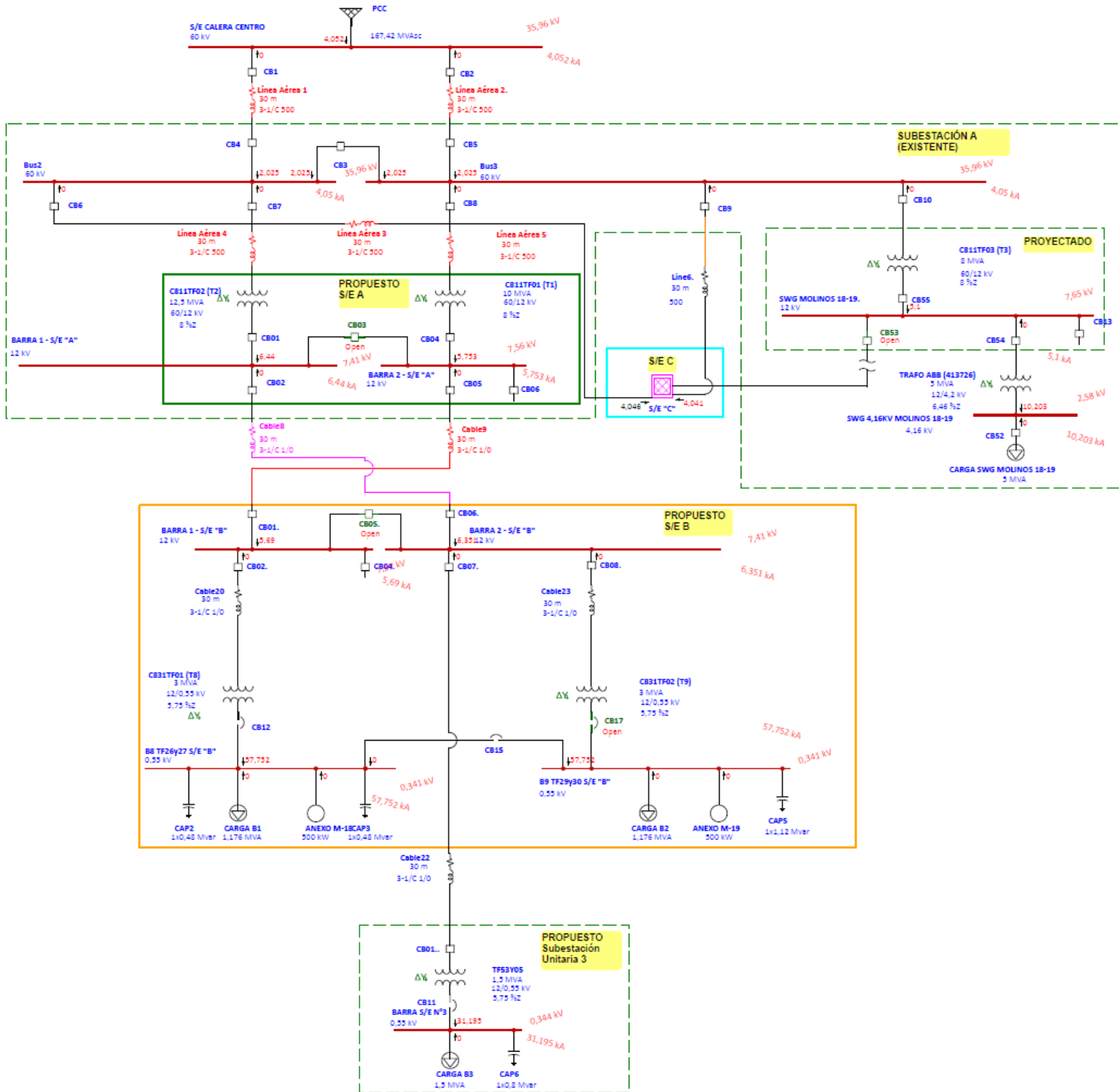
Project:	<b>ETAP</b>	Page:	2
Location:	22.5.0C	Date:	17-07-2024
Contract:		SN:	TECNORED SA
Engineer:		Revision:	Base
Filename: MELON	Study Case: SC	Config.:	ESC 1

Sequence Impedance Summary Report

Bus	kV	Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
		Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
B8 TF26y27 S/E "B"	0.550	0.00118	0.00568	0.00580	0.00119	0.00582	0.00594	0.00078	0.00554	0.00559	0.00000	0.00000	0.00000
B9 TF29y30 S/E "B"	0.550	0.00118	0.00568	0.00580	0.00119	0.00582	0.00594	0.00078	0.00554	0.00559	0.00000	0.00000	0.00000
B16 Barra 6,6 KV	6.600	0.09366	0.60003	0.60730	0.09325	0.61385	0.62089	0.04676	0.56770	0.56962	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 1 - S/E "A"	12.000	0.18838	1.31293	1.32638	0.18908	1.31469	1.32822	0.04934	0.91770	0.91902	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 1 - S/E "B"	12.000	0.21971	1.41208	1.42907	0.22083	1.42276	1.43979	0.08605	1.16761	1.17078	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 2 - S/E "A"	12.000	0.21056	1.40239	1.41811	0.21155	1.41290	1.42865	0.07396	1.14643	1.14881	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 2 - S/E "B"	12.000	0.19937	1.32509	1.34001	0.20007	1.32684	1.34184	0.06143	0.93888	0.94089	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA S/E N°3	0.550	0.00218	0.01023	0.01046	0.00218	0.01023	0.01046	0.00156	0.01108	0.01118	0.00000	0.00000	0.00000
Bus1 (SWG PROYECTADO)	12.000	0.12136	0.49254	0.50727	0.12200	0.49525	0.51006	0.01574	0.29283	0.29325	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2	60.000	3.28801	11.59348	12.05072	3.30581	11.64106	12.10135	0.31228	4.72280	4.73311	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2 (SWG PROYECTADO)	12.000	0.12136	0.49254	0.50727	0.12200	0.49525	0.51006	0.01574	0.29283	0.29325	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	60.000	3.28801	11.59348	12.05072	3.30581	11.64106	12.10135	0.31228	4.72280	4.73311	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	12.000	0.23024	1.42389	1.44238	0.23143	1.43465	1.45320	0.09814	1.18880	1.19285	0.00000	0.00000	0.00000
Bus9	0.550	0.00349	0.02055	0.02084	0.00349	0.02055	0.02084	0.00241	0.02569	0.02581	0.00000	0.00000	0.00000
CCM PRECALCINADOR1.	0.400	0.00305	0.01054	0.01097	0.00305	0.01054	0.01097	0.00334	0.01325	0.01366	0.00000	0.00000	0.00000
CDC S/E "H"	0.400	0.00266	0.00917	0.00955	0.00266	0.00917	0.00955	0.00290	0.01148	0.01184	0.00000	0.00000	0.00000
S/E CALERA CENTRO	60.000	3.28853	11.59327	12.05066	3.30633	11.64083	12.10127	0.31096	4.71291	4.72316	0.00000	0.00000	0.00000
SWG 4,16KV MOLINOS 18-19	4.160	0.02813	0.27281	0.27426	0.02816	0.27290	0.27435	0.01882	0.22853	0.22931	0.00000	0.00000	0.00000
SWG MOLINOS 18-19.	12.000	0.18358	1.52001	1.53106	0.18409	1.52134	1.53243	0.10067	1.43251	1.43604	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "C" - BARRA 1	60.000	3.28869	11.59966	12.05685	3.30649	11.64726	12.10750	0.31491	4.74256	4.75300	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "C" - BARRA 2	60.000	3.29134	11.60189	12.05971	3.30915	11.64948	12.11036	0.32123	4.76724	4.77805	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "D" - BARRA 1	12.000	0.12770	0.50093	0.51695	0.12827	0.50351	0.51960	0.04773	0.56090	0.56293	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "D" - BARRA 2	12.000	0.12770	0.50093	0.51695	0.12827	0.50351	0.51960	0.04773	0.56090	0.56293	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "G" - BARRA 1	12.000	0.15882	0.59193	0.61286	0.15987	0.59579	0.61687	0.09781	0.70226	0.70904	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "G" - BARRA 2	12.000	0.18831	0.64114	0.66823	0.18896	0.64386	0.67101	0.09781	0.70226	0.70904	0.00000	0.00000	0.00000
TF02Y12	0.400	0.00081	0.00472	0.00479	0.00081	0.00476	0.00483	0.00033	0.00353	0.00355	0.00000	0.00000	0.00000



**Cálculo cortocircuito trifásico subestaciones A, B & N°3 (alternativa N°2)**



**Cálculo cortocircuito monofásico a tierra subestaciones A, B & N°3 (alternativa N°2)**

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	1
Location:	22.5.0C	Date:	18-07-2024
Contract:		SN:	TECNORED SA
Engineer:		Revision:	Base
Filename: MELON	Study Case: SC	Config.:	ESC 1

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus	kV	3-Phase Fault				Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
		I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>k</sub>	I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>b</sub>	I <sub>k</sub>	I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>b</sub>	I <sub>k</sub>	I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>b</sub>	I <sub>k</sub>	
B8 TF26y27 S/E "B"	0.550	57.468	131.545	33.349	57.752	132.194	57.752	57.752	49.173	112.557	49.173	49.173	59.093	135.265	59.093	59.093	
B9 TF29y30 S/E "B"	0.550	57.468	131.545	33.349	57.752	132.194	57.752	57.752	49.173	112.557	49.173	49.173	59.093	135.265	59.093	59.093	
B16 Barra 6,6 KV	6.600	6.954	16.245	4.191	7.035	16.433	7.035	7.035	5.957	13.914	5.957	5.957	7.134	16.665	7.134	7.134	
BARRA 1 - S/E "A"	12.000	5.791	13.751	4.133	6.440	15.293	6.440	6.440	5.012	11.901	5.012	5.012	6.335	15.045	6.335	6.335	
BARRA 1 - S/E "B"	12.000	5.368	12.588	3.648	5.690	13.342	5.690	5.690	4.632	10.861	4.632	4.632	5.671	13.298	5.671	5.671	
BARRA 2 - S/E "A"	12.000	5.410	12.770	3.676	5.753	13.580	5.753	5.753	4.668	11.018	4.668	4.668	5.733	13.532	5.733	5.733	
BARRA 2 - S/E "B"	12.000	5.731	13.497	4.097	6.351	14.958	6.351	6.351	4.960	11.681	4.960	4.960	6.246	14.710	6.246	6.246	
BARRA S/E N°3	0.550	31.914	71.132	22.055	31.195	69.530	31.195	31.195	27.635	61.596	27.635	27.635	32.187	71.742	32.187	32.187	
Bus1 (SWG PROYECTADO)	12.000	15.762	33.621	5.953	18.163	38.740	18.163	18.163	13.615	29.041	13.615	13.615	18.203	38.827	18.203	18.203	
Bus2	60.000	3.239	6.751	1.611	4.050	8.442	4.050	4.050	2.799	5.835	2.799	2.799	4.073	8.489	4.073	4.073	
Bus2 (SWG PROYECTADO)	12.000	15.762	33.621	5.953	18.163	38.740	18.163	18.163	13.615	29.041	13.615	13.615	18.203	38.827	18.203	18.203	
Bus3	60.000	3.239	6.751	1.611	4.050	8.442	4.050	4.050	2.799	5.835	2.799	2.799	4.073	8.489	4.073	4.073	
Bus9	0.550	16.024	37.510	11.682	14.845	34.751	14.845	14.845	13.876	32.483	13.876	13.876	15.826	37.048	15.826	15.826	
CCM PRECALCINADOR1.	0.400	48.176	109.824	37.160	48.072	109.587	48.072	48.072	41.713	95.090	41.713	41.713	48.628	110.853	48.628	48.628	
CDC S/E "H"	0.400	25.442	51.880	18.285	23.543	48.008	23.543	23.543	22.031	44.926	22.031	22.031	24.846	50.664	24.846	24.846	
S/E CALERA CENTRO	60.000	3.239	6.751	1.611	4.052	8.444	4.052	4.052	2.799	5.835	2.799	2.799	4.075	8.493	4.075	4.075	
SWG 4,16KV MOLINOS 18-19	4.160	9.651	23.789	5.105	10.203	25.148	10.203	10.203	8.357	20.598	8.357	8.357	10.013	24.681	10.013	10.013	
SWG MOLINOS 18-19.	12.000	5.003	12.110	3.231	5.100	12.346	5.100	5.100	4.331	10.483	4.331	4.331	5.123	12.402	5.123	5.123	
SWG S/E "C" - BARRA 1	60.000	3.237	6.748	1.610	4.046	8.433	4.046	4.046	2.798	5.832	2.798	2.798	4.068	8.479	4.068	4.068	
SWG S/E "C" - BARRA 2	60.000	3.237	6.745	1.610	4.041	8.422	4.041	4.041	2.797	5.830	2.797	2.797	4.062	8.466	4.062	4.062	
SWG S/E "D" - BARRA 1	12.000	15.536	32.891	5.752	14.831	31.397	14.831	14.831	13.422	28.415	13.422	13.422	15.891	33.642	15.891	15.891	
SWG S/E "D" - BARRA 2	12.000	15.536	32.891	5.752	14.831	31.397	14.831	14.831	13.422	28.415	13.422	13.422	15.891	33.642	15.891	15.891	
SWG S/E "G" - BARRA 1	12.000	12.888	26.963	5.286	12.085	25.283	12.085	12.085	11.126	23.278	11.126	11.126	12.957	27.108	12.957	12.957	
SWG S/E "G" - BARRA 2	12.000	11.825	24.062	5.286	11.458	23.314	11.458	11.458	10.221	20.797	10.221	10.221	12.131	24.683	12.131	12.131	
TF02Y12	0.400	50.787	118.367	33.602	55.410	129.143	55.410	55.410	43.810	102.105	43.810	43.810	54.673	127.423	54.673	54.673	

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	2
Location:	22.5.0C	Date:	18-07-2024
Contract:		SN:	TECNORED SA
Engineer:		Revision:	Base
Filename: MELON	Study Case: SC	Config.:	ESC 1

Sequence Impedance Summary Report

Bus	kV	Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
		Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
B8 TF26y27 S/E "B"	0.550	0.00107	0.00570	0.00580	0.00108	0.00584	0.00594	0.00052	0.00557	0.00559	0.00000	0.00000	0.00000
B9 TF29y30 S/E "B"	0.550	0.00107	0.00570	0.00580	0.00108	0.00584	0.00594	0.00052	0.00557	0.00559	0.00000	0.00000	0.00000
B16 Barra 6,6 KV	6.600	0.09245	0.59559	0.60272	0.09202	0.60918	0.61609	0.04676	0.56770	0.56962	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 1 - S/E "A"	12.000	0.18378	1.30322	1.31611	0.18444	1.30484	1.31781	0.04934	0.91770	0.91902	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 1 - S/E "B"	12.000	0.21339	1.40354	1.41967	0.21463	1.41402	1.43022	0.08605	1.16761	1.17078	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 2 - S/E "A"	12.000	0.20427	1.39381	1.40870	0.20537	1.40412	1.41906	0.07396	1.14643	1.14881	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA 2 - S/E "B"	12.000	0.19479	1.31539	1.32973	0.19544	1.31701	1.33143	0.06143	0.93888	0.94089	0.00000	0.00000	0.00000
BARRA S/E N°3	0.550	0.00217	0.01022	0.01045	0.00217	0.01022	0.01045	0.00156	0.01108	0.01118	0.00000	0.00000	0.00000
Bus1 (SWG PROYECTADO)	12.000	0.11573	0.46944	0.48349	0.11633	0.47190	0.48602	0.01574	0.29283	0.29325	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2	60.000	3.16983	11.32952	11.76460	3.18662	11.37359	11.81157	0.31228	4.72280	4.73311	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2 (SWG PROYECTADO)	12.000	0.11573	0.46944	0.48349	0.11633	0.47190	0.48602	0.01574	0.29283	0.29325	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	60.000	3.16983	11.32952	11.76460	3.18662	11.37359	11.81157	0.31228	4.72280	4.73311	0.00000	0.00000	0.00000
Bus9	0.550	0.00348	0.02052	0.02081	0.00348	0.02052	0.02081	0.00241	0.02569	0.02581	0.00000	0.00000	0.00000
CCM PRECALCINADOR1.	0.400	0.00088	0.00496	0.00503	0.00088	0.00496	0.00504	0.00071	0.00502	0.00507	0.00000	0.00000	0.00000
CDC S/E "H"	0.400	0.00265	0.00915	0.00953	0.00265	0.00916	0.00953	0.00290	0.01148	0.01184	0.00000	0.00000	0.00000
S/E CALERA CENTRO	60.000	3.17039	11.32946	11.76470	3.18717	11.37351	11.81164	0.31096	4.71291	4.72316	0.00000	0.00000	0.00000
SWG 4,16KV MOLINOS 18-19	4.160	0.02789	0.27231	0.27374	0.02793	0.27240	0.27382	0.01882	0.22853	0.22931	0.00000	0.00000	0.00000
SWG MOLINOS 18-19.	12.000	0.18022	1.51266	1.52336	0.18070	1.51389	1.52464	0.10067	1.43251	1.43604	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "C" - BARRA 1	60.000	3.17043	11.33545	11.77047	3.18722	11.37953	11.81745	0.31491	4.74256	4.75300	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "C" - BARRA 2	60.000	3.17311	11.33783	11.77349	3.18990	11.38190	11.82046	0.32123	4.76724	4.77805	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "D" - BARRA 1	12.000	0.12054	0.47550	0.49054	0.12105	0.47782	0.49292	0.04773	0.56090	0.56293	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "D" - BARRA 2	12.000	0.12054	0.47550	0.49054	0.12105	0.47782	0.49292	0.04773	0.56090	0.56293	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "E" - BARRA 1	12.000	0.15433	0.57084	0.59134	0.15532	0.57442	0.59505	0.09781	0.70226	0.70904	0.00000	0.00000	0.00000
SWG S/E "G" - BARRA 2	12.000	0.18269	0.61804	0.64447	0.18328	0.62050	0.64700	0.09781	0.70226	0.70904	0.00000	0.00000	0.00000
TF02Y12	0.400	0.00080	0.00471	0.00477	0.00080	0.00474	0.00481	0.00033	0.00353	0.00355	0.00000	0.00000	0.00000

**Reporte Cálculo cortocircuito trifásico y monofásico a tierra subestación (alternativa N°2)**

## Anexo C: Cálculo de coordinación de aislamiento [13, 17, 18, 35]

A continuación se muestra la memoria de cálculo para el estudio de coordinación de aislamiento para los dos niveles de tensión de interés, 72,5 [kV] y 12 [kV]. Se toman en cuenta los niveles de aislamiento normalizados mostrados en la Tabla C.1 y los datos de los pararrayos de la Tabla C.2.

Tensión máxima del equipo $U_m$ [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	185	450
	230	550
145	185	450
	230	550
	275	650
170	230	550
	275	650
	325	750
245	275	650
	325	750
	360	850
	395	950
	460	1050

Tabla C.1: Niveles de aislamiento normalizado para tensiones asignadas del rango I ( $1 \text{ [kV]} < U_m < 245 \text{ [kV]}$ ) [17]

Línea de fuga [mm]	Energía [kJ/kV]	$I_{nominal}$ [kA]	$V_{nominal}$ [kV <sub>rms</sub> ]	$V_{continua}$ [kV <sub>rms</sub> ]	(8/20μs,10[kA]) [kVpico] Impulso tipo rayo(Upl)	(30/60μs,0.5[kA]) [kVpico] Impulso tipo maniobra(Ups)	Marca ; Tipo ; Módulo
2075	5	10	60	48	135	108	SIEMENS ; Silicones ; 3EQ1
660	4	20	12	9,6	24,4	20,5	SIEMENS ; Metal-Oxide ; 3EJ9

Tabla C.2: Información técnica de pararrayos considerados

## Coordinación de aislamiento 72,5 [kV]

### Etapa 1: Determinación de sobretensiones representativas $U_{rp}$

#### 1.1 Tensión a frecuencia industrial

Características de la red:

- Tensión nominal: 60 [kV]
- Tensión máxima  $U_s$ : 72,5 [kV]

#### 1.2 Sobretensiones temporales

- Falla fase-tierra:  $k_1 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,5 \cdot \frac{72,5}{\sqrt{3}} \rightarrow U_{rp\text{fase-tierra}} = 62,7$  [kV]
- Pérdida de carga fase-tierra:  $k_2 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,4 \cdot \frac{72,5}{\sqrt{3}} \rightarrow U_{rp\text{fase-tierra}} = 58,6$  [kV]
- Pérdida de carga fase-fase:  $k_2 \cdot U_s = 1,4 \cdot 72,5 \rightarrow U_{rp\text{fase-fase}} = 101,5$  [kV]

#### 1.3 Sobretensiones de frente lento

Considerando los valores recomendados para  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$  del Anexo H de la norma [18], se toma en cuenta 3,0 [p.u.] y 4,5 [p.u.] respectivamente para equipos en entrada de línea, mientras que para todos los equipos 1,9 [p.u.] y 2,9 [p.u.] respectivamente.

Sobretensiones que afectan a equipos conectados a la entrada:

- $u_{et} = 1,25 \cdot u_{e2} - 0,25 = 1,25 \cdot 3,0 - 0,25 = 3,5$  [p.u.] fase-tierra
- $u_{pt} = 1,25 \cdot u_{p2} - 0,43 = 1,25 \cdot 4,5 - 0,43 = 5,195$  [p.u.] fase-fase
- $u_{et} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{etp.u.} = 72,5 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 3,5 = 207,2$  [kV] fase-tierra
- $u_{pt} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{ptp.u.} = 72,5 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 5,195 = 307,5$  [kV] fase-fase

Sobretensiones que afectan a todos los equipos:

- $u_{et} = 1,25 \cdot u_{e2} - 0,25 = 1,25 \cdot 1,9 - 0,25 = 2,125$  [p.u.] fase-tierra
- $u_{pt} = 1,25 \cdot u_{p2} - 0,43 = 1,25 \cdot 2,9 - 0,43 = 3,195$  [p.u.] fase-fase
- $u_{et} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{et.p.u.} = 72,5 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 2,125 = 125,8$  [kV] fase-tierra
- $u_{pt} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{pt.p.u.} = 72,5 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 3,195 = 189,1$  [kV] fase-fase

#### 1.4 Sobretensiones de frente rápido

Pararrayos conectado a entrada:

- Nivel de protección a impulso de maniobra  $U_{ps} = 108$  [kV]
- Nivel de protección a impulso tipo rayo  $U_{pl} = 135$  [kV]

Tensiones representativas de frente lento:

- Para cualquier equipo:  $U_{rp\text{fase-tierra}} = U_{ps} = 108$  [kV]
- Para cualquier equipo, salvo en la entrada de línea:  $U_{rp\text{fase-fase}} = U_{pt} = 189,1$  [kV]
- Para cualquier equipo en la entrada de línea:  $U_{rp\text{fase-fase}} = 2 \cdot U_{ps} = 216$  [kV]

## Etapa 2: Determinación de sobretensiones soportadas de coordinación $U_{cw}$

### 2.1 Sobretensiones temporales

Factor de coordinación sugerido por norma:  $k_c = 1$

- $U_{cw} = k_c \cdot U_{rp}$
- $U_{cw\text{fase-tierra}} = 1 \cdot 62,7 = 62,7$  [kV]
- $U_{cw\text{fase-fase}} = 1 \cdot 101,5 = 101,5$  [kV]

## 2.2 Sobretensiones de frente lento

Considerando la Figura C.1 para valores de  $k_{cd}$

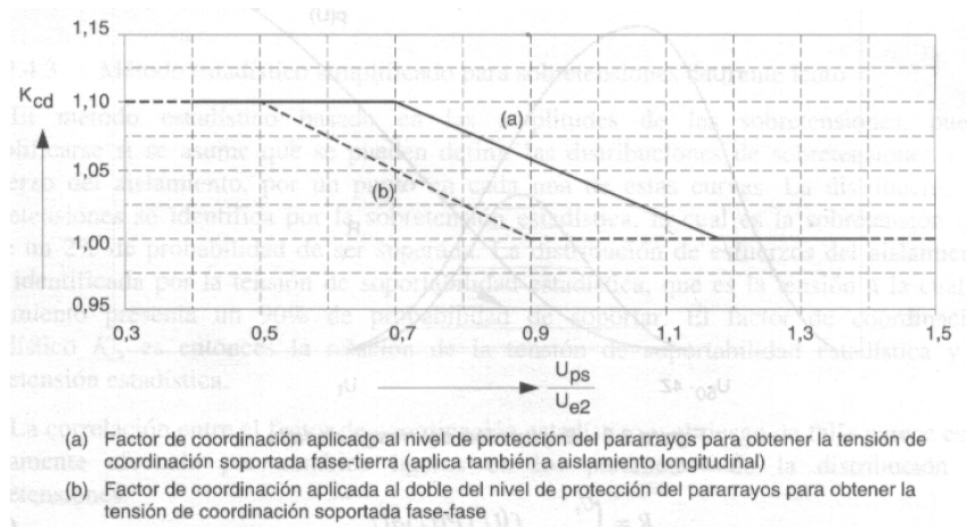


Figura C.1: Evaluación del factor de coordinación estadística  $k_{cd}$  [18]

$K_{cd}$  para equipos en entrada de línea:

- Fase-tierra:  $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{108}{207,2} = 0,52 \rightarrow K_{cd} = 1,1$  (recta a)
- Fase-fase:  $\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{216}{207,2} = 1,04 \rightarrow K_{cd} = 1,025$  (recta b)

$K_{cd}$  para todos los equipos:

- Fase-tierra:  $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{108}{125,8} = 0,86 \rightarrow K_{cd} = 1,04$  (recta a)
- Fase-fase:  $\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{216}{125,8} = 1,72 \rightarrow K_{cd} = 1$  (recta b)

Sobretensiones soportadas de coordinación:

Para equipos en entrada de línea:

- $U_{cw_{\text{fase-tierra}}} = 1,1 \cdot 108 = 118,8$  [kV]
- $U_{cw_{\text{fase-fase}}} = 1,025 \cdot 216 = 221,4$  [kV]

Para todos los equipos:

- $U_{cw_{\text{fase-tierra}}} = 1,04 \cdot 108 = 112,3 \text{ [kV]}$
- $U_{cw_{\text{fase-fase}}} = 1 \cdot 189,1 = 189,1 \text{ [kV]}$

### 2.3 Sobretensiones de frente rápido

Considerando los datos de la Tabla C.3, se calcula:

NPR( $U_{pl}$ )	135 [kV]
Factor A [18]	4500 [kV]
Cantidad de líneas conectadas a la S/E (n)	2
Distancia pararrayos a último equipo externo( $L_2$ )	20 [m]
Distancia pararrayos a último equipo interno( $L_1$ )	25 [m]
Vano típico( $L_{sp}$ )	300 [m]
Índice de fallas salidas ( $R_{km}$ ) [18]	$1,93 \cdot 10^{-6}$ [fallas/m año]
Tasa de falla aceptable ( $R_a$ ) [18]	0,0025 [fallas/año]
Longitud eq. Tasa de fallas ( $L_a = R_a/R_{km}$ )	1288,79

Tabla C.3: Datos para el cálculo

Aislamiento externo:

$$\bullet U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \cdot L_2}{n \cdot (L_{sp} + L_a)} = 135 + \frac{4500 \cdot 20}{2(300 + 1288,79)} = 163,3 \text{ [kV]}$$

Aislamiento interno:

$$\bullet U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \cdot L_1}{n \cdot (L_{sp} + L_a)} = 135 + \frac{4500 \cdot 25}{2(300 + 1288,79)} = 170,4 \text{ [kV]}$$

## Etapa 3: Determinación de tensiones soportadas normalizadas $U_{rw}$

### 3.1 Factores de seguridad

- Aislamiento interno  $k_s = 1,15$
- Aislamiento externo  $k_s = 1,05$

### 3.2 Tensiones soportadas específicas

#### Sobretensiones temporales:

Aislamiento externo

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 62,7 \cdot 1,05 = 65,83 \text{ [kV]}$$

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 101,5 \cdot 1,05 = 106,57 \text{ [kV]}$$

Aislamiento interno

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 62,7 \cdot 1,15 = 72,10 \text{ [kV]}$$

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 101,5 \cdot 1,15 = 116,72 \text{ [kV]}$$

#### Sobretensiones de frente lento:

Equipos en entrada de línea

Aislamiento externo

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 118,8 \cdot 1,05 = 124,74 \text{ [kV]}$$

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 221,4 \cdot 1,05 = 232,47 \text{ [kV]}$$

Todos los equipos

Aislamiento externo

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 112,3 \cdot 1,05 = 117,91 \text{ [kV]}$$

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 189,1 \cdot 1,05 = 198,55 \text{ [kV]}$$

Aislamiento interno

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 112,3 \cdot 1,15 = 129,14 \text{ [kV]}$$

$$\bullet U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 189,1 \cdot 1,15 = 217,46 \text{ [kV]}$$

Sobretensiones de frente rápido:

Aislamiento externo

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 163,3 \cdot 1,05 = 171,46 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 163,3 \cdot 1,05 = 171,46 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 170,4 \cdot 1,15 = 195,96 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 170,4 \cdot 1,15 = 195,96 \text{ [kV]}$

## Etapa 4: Conversión a las tensiones soportadas normalizadas

Para la conversión de tensiones se utilizan los factores de la Figura C.2.

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial <sup>(1)</sup>	Tensión de soportabilidad al impulso atmosférico
Aislamiento externo		
- Distancias en aire y aisladores limpios, seco:		
• Fase-tierra	$0,6 + U_{rw} / 8\ 500$	$1,05 + U_{rw} / 6\ 000$
• Fase-fase	$0,6 + U_{rw} / 12\ 700$	$1,05 + U_{rw} / 9\ 000$
- Aisladores limpios, húmedo	0,6	1,3
Aislamiento interno		
- GIS	0,7	1,25
- Aislamiento inmerso en líquido	0,5	1,10
- Aislamiento sólido	0,5	1,00

Notas:

<sup>(1)</sup> Los factores de conversión para pruebas incluyen un factor de  $1/\sqrt{2}$  para convertir del valor pico al valor eficaz

<sup>(2)</sup>  $U_{rw}$  es la tensión requerida de soportabilidad al impulso de maniobra en kV.

Figura C.2: Factores de conversión para pruebas para rango I, para convertir tensiones requeridas de soportabilidad al impulso de maniobra a tensiones de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración y a impulso atmosférico [18]

### 4.1 Conversión a tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial SDW

Equipos en entrada de línea:

Aislamiento externo

- $SDW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) = 124,74 \cdot \left(0,6 + \frac{124,74}{8500}\right) = 76,67 \text{ [kV]}$

- $SDW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) = 232,47 \cdot \left(0,6 + \frac{232,47}{12700}\right) = 143,73 \text{ [kV]}$

Todos los equipos:

Aislamiento externo

- $SDW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) = 117,91 \cdot \left(0,6 + \frac{117,91}{8500}\right) = 72,38 \text{ [kV]}$
- $SDW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) = 198,55 \cdot \left(0,6 + \frac{198,55}{12700}\right) = 122,23 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $SDW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 0,7 = 129,14 \cdot 0,7 = 90,39 \text{ [kV]}$
- $SDW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot 0,7 = 217,46 \cdot 0,7 = 152,22 \text{ [kV]}$

## 4.2 Conversión a tensión soportada a impulso tipo rayo LIW

Equipos en entrada de línea:

Aislamiento externo

- $LIW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 1,3 = 124,74 \cdot 1,3 = 162,16 \text{ [kV]}$
- $LIW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}\right) = 232,47 \cdot \left(1,05 + \frac{232,47}{9000}\right) = 250,09 \text{ [kV]}$

Todos los equipos:

Aislamiento externo

- $LIW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 1,3 = 117,91 \cdot 1,3 = 153,28 \text{ [kV]}$
- $LIW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}\right) = 198,55 \cdot \left(1,05 + \frac{198,55}{9000}\right) = 212,85 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $LIW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 1,25 = 129,14 \cdot 1,25 = 161,42 \text{ [kV]}$
- $LIW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot 1,25 = 217,46 \cdot 1,25 = 271,82 \text{ [kV]}$

## Etapa 5: Selección de valores de tensiones soportadas normalizadas

A continuación, en la Tabla C.4 se reflejan los resultados obtenidos en esta memoria de cálculo. Mientras que en la Figura C.3 se muestran los valores obtenidos en una planilla Excel utilizada por SDI-ingeniería, donde se aprecia que se obtienen los mismos valores.

Valores de $U_{rw}$	$[\text{kV}]_{(eficaz)freq.Industrial}$ $[\text{kV}]_{(peak)maniobra/rayo}$	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos entrada	Todos equipos	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia industrial	fase-tierra	65,83	76,67	65,83	72,38	72,1	90,39
	fase-fase	106,57	143,73	106,57	122,23	116,72	152,22
Impulso tipo maniobra	fase-tierra	124,74	-	117,91	-	129,14	-
	fase-fase	232,47	-	198,55	-	217,46	-
Impulso tipo rayo	fase-tierra	171,46	162,16	171,46	153,28	195,96	161,42
	fase-fase	171,46	250,09	171,46	212,85	195,96	271,82

Tabla C.4: Selección obtenida en memoria de cálculo

Valores Urw; - En kV (Valor eficaz), para corta duración a frecuencia industrial.- En kV (Valor cresta) para los impulsos tipo rayo y maniobras.		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros Equipos		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$		
Corta Duración a frecuencia Industrial	Fase - Tierra	65,93	76,67	65,93	73,11	72,21	91,29
	Fase - Fase	106,58	143,02	106,58	122,26	116,72	152,25
Impulso Tipo Maniobra	Fase - Tierra	124,74	--	119,07	--	130,41	--
	Fase - Fase	231,34	--	198,59	--	217,5	--
Impulso Tipo Rayo	Fase - Tierra	171,49	162,16	171,49	154,79	195,97	163,01
	Fase - Fase	171,49	248,85	171,49	212,9	195,97	271,88

Figura C.3: Selección obtenida mediante planilla Excel [35]

## Coordinación de aislamiento 12 [kV]

### Etapa 1: Determinación de sobretensiones representativas $U_{rp}$

#### 1.1 Tensión a frecuencia industrial

Características de la red:

- Tensión nominal: 12 [kV]
- Tensión máxima  $U_s$ : 12 [kV]

#### 1.2 Sobretensiones temporales

- Falla fase-tierra:  $k_1 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,5 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} \rightarrow U_{rp_{\text{fase-tierra}}} = 10,4$  [kV]

- Pérdida de carga fase-tierra:  $k_2 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,4 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} \rightarrow U_{rp\text{fase-tierra}} = 9,7 \text{ [kV]}$
- Pérdida de carga fase-fase:  $k_2 \cdot U_s = 1,4 \cdot 12 \rightarrow U_{rp\text{fase-fase}} = 16,8 \text{ [kV]}$

### 1.3 Sobretensiones de frente lento

Considerando los valores recomendados para  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$  del Anexo H de la norma [18], se toma en cuenta 3,0 [p.u.] y 4,5 [p.u.] respectivamente para equipos en entrada de línea, mientras que para todos los equipos 1,9 [p.u.] y 2,9 [p.u.] respectivamente.

Sobretensiones que afectan a equipos conectados a la entrada:

- $u_{et} = 1,25 \cdot u_{e2} - 0,25 = 1,25 \cdot 3,0 - 0,25 = 3,5 \text{ [p.u.] fase-tierra}$
- $u_{pt} = 1,25 \cdot u_{p2} - 0,43 = 1,25 \cdot 4,5 - 0,43 = 5,195 \text{ [p.u.] fase-fase}$
- $u_{et} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{et\text{p.u.}} = 12 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 3,5 = 34,3 \text{ [kV] fase-tierra}$
- $u_{pt} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{pt\text{p.u.}} = 12 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 5,195 = 50,9 \text{ [kV] fase-fase}$

Sobretensiones que afectan a todos los equipos:

- $u_{et} = 1,25 \cdot u_{e2} - 0,25 = 1,25 \cdot 1,9 - 0,25 = 2,125 \text{ [p.u.] fase-tierra}$
- $u_{pt} = 1,25 \cdot u_{p2} - 0,43 = 1,25 \cdot 2,9 - 0,43 = 3,195 \text{ [p.u.] fase-fase}$
- $u_{et} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{et\text{p.u.}} = 12 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 2,125 = 20,8 \text{ [kV] fase-tierra}$
- $u_{pt} = U_s \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot u_{pt\text{p.u.}} = 12 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 3,195 = 31,3 \text{ [kV] fase-fase}$

### 1.4 Sobretensiones de frente rápido

Pararrayos conectado a entrada:

- Nivel de protección a impulso de maniobra  $U_{ps} = 20,5 \text{ [kV]}$
- Nivel de protección a impulso tipo rayo  $U_{pl} = 24,4 \text{ [kV]}$

Tensiones representativas de frente lento:

- Para cualquier equipo:  $U_{rp\text{fase-tierra}} = U_{ps} = 20,5 \text{ [kV]}$
- Para cualquier equipo, salvo en la entrada de línea:  $U_{rp\text{fase-fase}} = U_{pt} = 31,3 \text{ [kV]}$

- Para cualquier equipo en la entrada de línea:  $U_{rp\text{fase-fase}} = 2 \cdot U_{ps} = 41$  [kV]

## Etapa 2: Determinación de sobretensiones soportadas de coordinación $U_{cw}$

### 2.1 Sobretensiones temporales

Factor de coordinación sugerido por norma:  $k_c = 1$

- $U_{cw} = k_c \cdot U_{rp}$
- $U_{cw\text{fase-tierra}} = 1 \cdot 10,4 = 10,4$  [kV]
- $U_{cw\text{fase-fase}} = 1 \cdot 16,8 = 16,8$  [kV]

### 2.2 Sobretensiones de frente lento

Considerando la figura C.1 para valores de  $k_{cd}$

$K_{cd}$  para equipos en entrada de línea:

- Fase-tierra:  $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{20,5}{34,3} = 0,6 \rightarrow K_{cd} = 1,1$  (recta a)
- Fase-fase:  $\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{41}{34,3} = 1,2 \rightarrow K_{cd} = 1$  (recta b)

$K_{cd}$  para todos los equipos:

- Fase-tierra:  $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{20,5}{20,8} = 0,99 \rightarrow K_{cd} = 1,015$  (recta a)
- Fase-fase:  $\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{41}{20,8} = 1,97 \rightarrow K_{cd} = 1$  (recta b)

Sobretensiones soportadas de coordinación:

Para equipos en entrada de línea:

- $U_{cw\text{fase-tierra}} = 1,1 \cdot 20,5 = 22,55$  [kV]
- $U_{cw\text{fase-fase}} = 1 \cdot 41 = 41$  [kV]

Para todos los equipos:

- $U_{cw_{\text{fase-tierra}}} = 1,015 \cdot 20,5 = 20,81$  [kV]
- $U_{cw_{\text{fase-fase}}} = 1 \cdot 31,3 = 31,3$  [kV]

### 2.3 Sobretensiones de frente rápido

Considerando los datos de la Tabla C.5, se calcula:

NPR( $U_{pl}$ )	24,4 [kV]
Factor A [18]	4500 [kV]
Cantidad de líneas conectadas a la S/E (n)	2
Distancia pararrayos a último equipo externo( $L_2$ )	20 [m]
Distancia pararrayos a último equipo interno( $L_1$ )	25 [m]
Vano típico( $L_{sp}$ )	300 [m]
Índice de fallas salidas ( $R_{km}$ ) [18]	$1,93 \cdot 10^{-6}$ [fallas/m año]
Tasa de falla aceptable ( $R_a$ ) [18]	0,0025 [fallas/año]
Longitud eq. Tasa de fallas ( $L_a = R_a/R_{km}$ )	1288,79 [m]

Tabla C.5: Datos para el cálculo.

Aislamiento externo:

$$\bullet U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \cdot L_2}{n \cdot (L_{sp} + L_a)} = 24,4 + \frac{4500 \cdot 20}{2(300 + 1288,79)} = 52,7 \text{ [kV]}$$

Aislamiento interno:

$$\bullet U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \cdot L_1}{n \cdot (L_{sp} + L_a)} = 24,4 + \frac{4500 \cdot 25}{2(300 + 1288,79)} = 59,8 \text{ [kV]}$$

## Etapa 3: Determinación de tensiones soportadas normalizadas $U_{rw}$

### 3.1 Factores de seguridad

- Aislamiento interno  $k_s = 1,15$
- Aislamiento externo  $k_s = 1,05$

### 3.2 Tensiones soportadas específicas

#### Sobretensiones temporales:

Aislamiento externo

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 10,4 \cdot 1,05 = 10,92 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 16,8 \cdot 1,05 = 17,64 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 10,4 \cdot 1,15 = 11,96 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 16,8 \cdot 1,15 = 19,32 \text{ [kV]}$

#### Sobretensiones de frente lento:

Equipos en entrada de línea

Aislamiento externo

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 22,55 \cdot 1,05 = 23,68 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 41 \cdot 1,05 = 43,05 \text{ [kV]}$

Todos los equipos

Aislamiento externo

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 20,81 \cdot 1,05 = 21,85 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 31,3 \cdot 1,05 = 32,87 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 20,81 \cdot 1,15 = 23,93 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 31,3 \cdot 1,15 = 35,99 \text{ [kV]}$

Sobretensiones de frente rápido:

Aislamiento externo

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 52,7 \cdot 1,05 = 55,33 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 52,7 \cdot 1,05 = 55,33 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $U_{rw_{\text{fase-tierra}}} = U_{rp} \cdot k_s = 59,8 \cdot 1,15 = 68,77 \text{ [kV]}$

- $U_{rw_{\text{fase-fase}}} = U_{rp} \cdot k_s = 59,8 \cdot 1,15 = 68,77 \text{ [kV]}$

## Etapa 4: Conversión a las tensiones soportadas normalizadas

Para la conversión de tensiones se utilizan los factores de la figura C.2.

### 4.1 Conversión a tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial SDW

Equipos en entrada de línea:

Aislamiento externo

- $SDW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) = 23,68 \cdot \left(0,6 + \frac{23,68}{8500}\right) = 14,29 \text{ [kV]}$

- $SDW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) = 43,05 \cdot \left(0,6 + \frac{43,05}{12700}\right) = 25,97 \text{ [kV]}$

Todos los equipos:

Aislamiento externo

- $SDW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) = 21,85 \cdot \left(0,6 + \frac{21,85}{8500}\right) = 13,19 \text{ [kV]}$

- $SDW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) = 32,87 \cdot \left(0,6 + \frac{32,87}{12700}\right) = 19,82 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $SDW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 0,7 = 23,93 \cdot 0,7 = 16,75 \text{ [kV]}$

- $SDW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot 0,7 = 35,99 \cdot 0,7 = 25,19 \text{ [kV]}$

#### 4.2 Conversión a tensión soportada a impulso tipo rayo LIW

Equipos en entrada de línea:

Aislamiento externo

- $LIW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 1,3 = 23,68 \cdot 1,3 = 30,78 \text{ [kV]}$

- $LIW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}\right) = 43,05 \cdot \left(1,05 + \frac{43,05}{9000}\right) = 45,40 \text{ [kV]}$

Todos los equipos:

Aislamiento externo

- $LIW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 1,3 = 21,85 \cdot 1,3 = 28,40 \text{ [kV]}$

- $LIW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}\right) = 32,87 \cdot \left(1,05 + \frac{32,87}{9000}\right) = 34,63 \text{ [kV]}$

Aislamiento interno

- $LIW_{\text{fase-tierra}} = U_{rw} \cdot 1,25 = 23,93 \cdot 1,25 = 29,91 \text{ [kV]}$

- $LIW_{\text{fase-fase}} = U_{rw} \cdot 1,25 = 35,99 \cdot 1,25 = 44,99 \text{ [kV]}$

### Etapa 5: Selección de valores de tensiones soportadas normalizadas

A continuación, en la Tabla C.6 se reflejan los resultados obtenidos en esta memoria de cálculo, mientras que en la Figura C.4 se muestran los valores obtenidos en una planilla Excel utilizada por SDI-ingeniería, donde se aprecia que se obtienen los mismos valores.

Valores de $U_{rw}$	$[kV]_{(eficaz)freq.Industrial}$ $[kV]_{(peak)maniobra/rayo}$	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos entrada	Todos equipos	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia industrial	fase-tierra	10,92	14,29	10,92	13,19	11,96	16,75
	fase-fase	17,64	25,97	17,64	19,82	19,32	25,19
Impulso tipo maniobra	fase-tierra	23,68	-	21,85	-	23,93	-
	fase-fase	43,05	-	32,87	-	35,99	-
Impulso tipo rayo	fase-tierra	55,33	30,78	55,33	28,4	68,77	29,91
	fase-fase	55,33	45,4	55,33	34,63	68,77	44,99

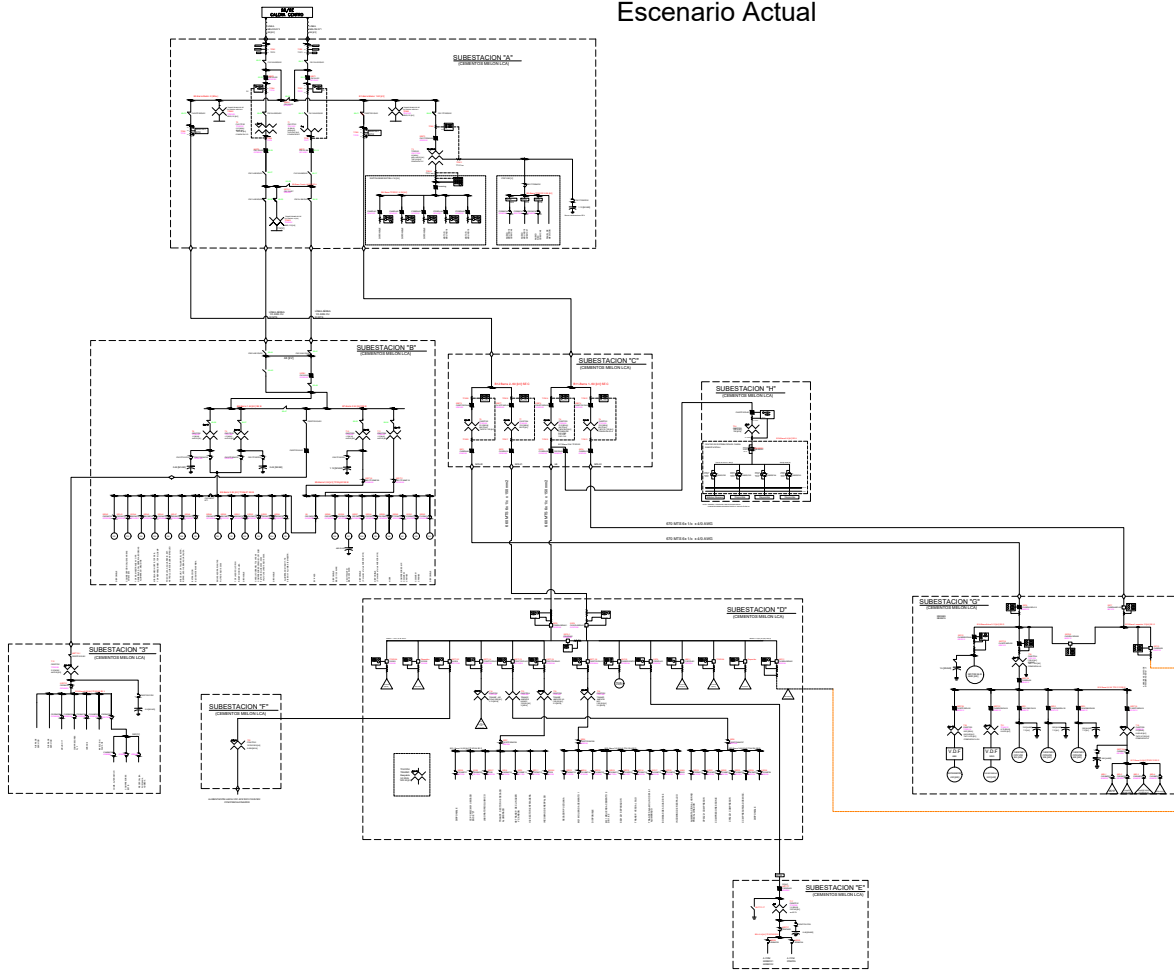
Tabla C.6: Selección obtenida en memoria de cálculo.

Valores Urw; - En kV (Valor eficaz), para corta duración a frecuencia industrial.- En kV (Valor cresta) para los impulsos tipo rayo y maniobras.		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de linea		Otros Equipos		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$		
Corta Duracion a frecuencia Industrial	Fase - Tierra	10,91	14,27	10,91	13,36	11,95	17
	Fase - Fase	17,64	25,98	17,64	19,81	19,32	25,2
Impulso Tipo Maniobra	Fase - Tierra	23,68	--	22,17	--	24,28	--
	Fase - Fase	43,05	--	32,87	--	36	--
Impulso Tipo Rayo	Fase - Tierra	55,36	30,78	55,36	28,82	68,78	30,35
	Fase - Fase	55,36	45,41	55,36	34,63	68,78	45

Figura C.4: Selección obtenida mediante planilla Excel [35]

## Anexo D: Diagramas unilineales [29]

# Escenario Actual



LEGENDA DE SIMBOLOS

[Symbol]	Interruptor
[Symbol]	Disyuntor
[Symbol]	Transformador
[Symbol]	Busbar
[Symbol]	Cable
[Symbol]	Resistor
[Symbol]	Inductor
[Symbol]	Capacitor
[Symbol]	Motor
[Symbol]	Relé
[Symbol]	Interruptor de emergencia
[Symbol]	Interruptor de mantenimiento
[Symbol]	Interruptor de tierra
[Symbol]	Interruptor de fase
[Symbol]	Interruptor de neutro
[Symbol]	Interruptor de potencia
[Symbol]	Interruptor de control
[Symbol]	Interruptor de señalización
[Symbol]	Interruptor de alarma
[Symbol]	Interruptor de parada
[Symbol]	Interruptor de arranque
[Symbol]	Interruptor de parada de emergencia
[Symbol]	Interruptor de parada de mantenimiento
[Symbol]	Interruptor de parada de tierra
[Symbol]	Interruptor de parada de fase
[Symbol]	Interruptor de parada de neutro
[Symbol]	Interruptor de parada de potencia
[Symbol]	Interruptor de parada de control
[Symbol]	Interruptor de parada de señalización
[Symbol]	Interruptor de parada de alarma
[Symbol]	Interruptor de parada de arranque

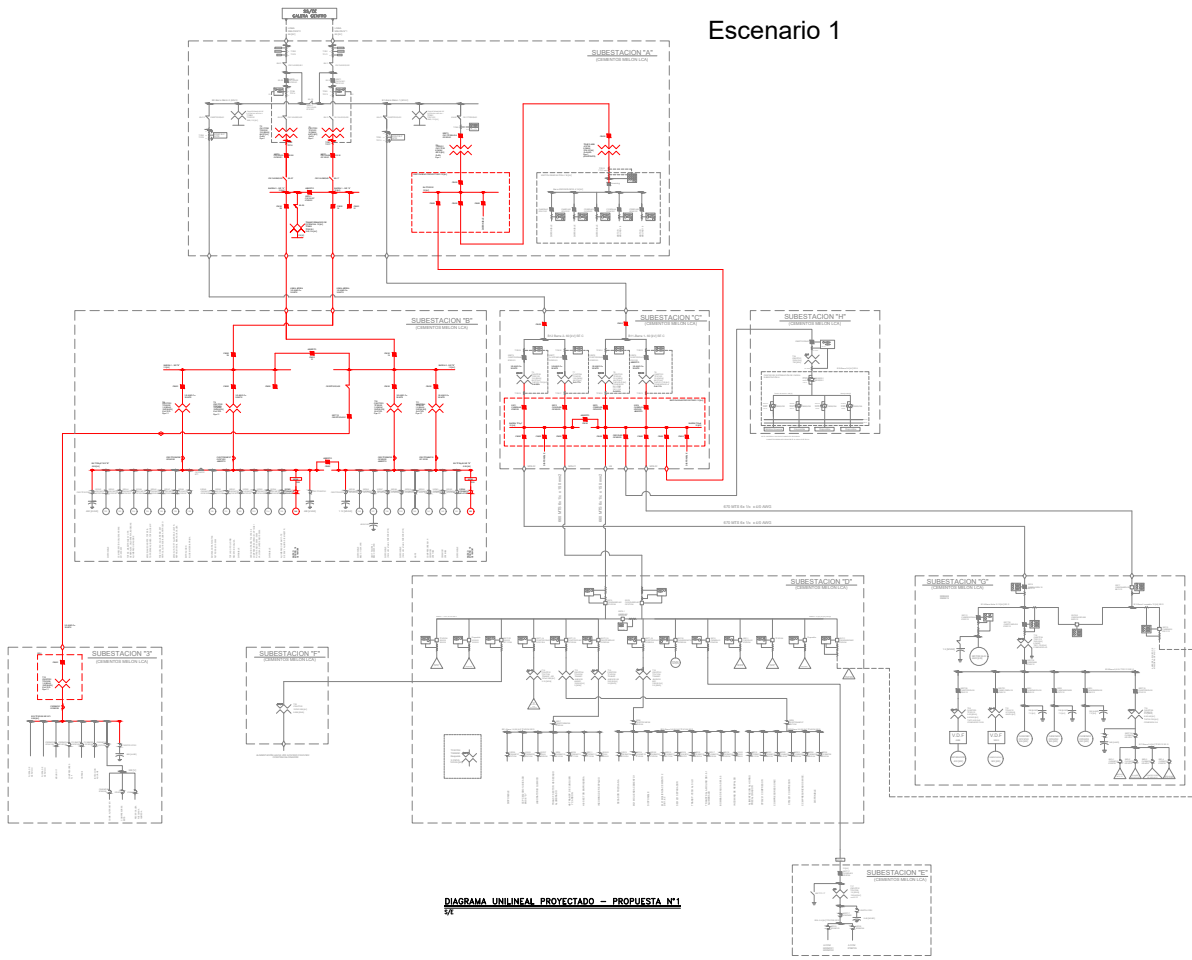
PROYECTO: Diagrama unilineal funcional LCA  
 DIBUJO: Yerko Raggio M.  
 REVISO: Ricardo Tapia R.  
 APROBO: Ricardo Tapia R.  
 ARCHIVO: EL-UN-05

PROYECTO:	NOMBRE	FECHA	FIRMA	MODIFICADO	REVISION
PROYECTO:	Diagrama unilineal funcional LCA	ABR 2023.		JUN 2023.	1
DIBUJO:	Yerko Raggio M.	ABR 2023.		JUN 2023.	1
REVISO:	Ricardo Tapia R.	ABR 2023.		JUN 2023.	1
APROBO:	Ricardo Tapia R.	ABR 2023.		JUN 2023.	1
ARCHIVO:	EL-UN-05				

DIAGRAMA UNILINEAL FUNCIONAL PLANTA LA CALERA		REV.	DIAGRAMA UNILINEAL FUNCIONAL
DU-Funcional-SE Melón		1	CEMENTO MELON
Modificación: 0			PLANTA CALERA
Vigencia: Diciembre 2023			EL-UN-005
Lámina N° 1 de 1			




# Escenario 1




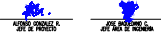
LEYENDA	DESCRIPCION
[Symbol]	Subestacion
[Symbol]	Busbar
[Symbol]	Interruptor
[Symbol]	Transformador
[Symbol]	Condensador
[Symbol]	Relé
[Symbol]	Alarma
[Symbol]	Medidor
[Symbol]	Resistor
[Symbol]	Inductor
[Symbol]	Capacitor
[Symbol]	Diodo
[Symbol]	Transistor
[Symbol]	Relé de protección
[Symbol]	Relé de control
[Symbol]	Relé de sincronismo
[Symbol]	Relé de sobrecorriente
[Symbol]	Relé de falta
[Symbol]	Relé de tierra
[Symbol]	Relé de velocidad
[Symbol]	Relé de tiempo
[Symbol]	Relé de temperatura
[Symbol]	Relé de humedad
[Symbol]	Relé de presión
[Symbol]	Relé de vibración
[Symbol]	Relé de sonido
[Symbol]	Relé de imagen
[Symbol]	Relé de posición
[Symbol]	Relé de velocidad de rotación
[Symbol]	Relé de aceleración
[Symbol]	Relé de desaceleración
[Symbol]	Relé de parada
[Symbol]	Relé de arranque
[Symbol]	Relé de mantenimiento
[Symbol]	Relé de seguridad
[Symbol]	Relé de emergencia
[Symbol]	Relé de alarma
[Symbol]	Relé de parada de emergencia
[Symbol]	Relé de parada de emergencia con bloqueo
[Symbol]	Relé de parada de emergencia con reseteo
[Symbol]	Relé de parada de emergencia con interbloqueo
[Symbol]	Relé de parada de emergencia con bloqueo y reseteo
[Symbol]	Relé de parada de emergencia con bloqueo y interbloqueo
[Symbol]	Relé de parada de emergencia con bloqueo, reseteo e interbloqueo

DIAGRAMA UNILINEAL PROYECTADO - PROPUESTA N°1

- NOTAS:
1. TODA LA OBRERA EN COLOR NEGRO ES LO PROYECTADO.
  2. PARA DETALLES, VER MODIFICACION DE LAS SUBESTACIONES EN ESW.
  3. PLANO DESARROLLADO A PARTIR DE DOCUMENTO MELÓN EL-124-001.



LA CALERA - CBE

<b>PROYECTO:</b> 		<b>CLIENTE:</b> 	
<b>FECHA:</b> 10/06/2024		<b>PROYECTO:</b> INGENIERIA PARA LA MODIFICACION PARCIAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE PLANTA LA CALERA (LCA) DE MELÓN S.A.	
<b>PLANO:</b> 2304791.02		<b>PROYECTO:</b> INGENIERIA PARA LA MODIFICACION PARCIAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE PLANTA LA CALERA (LCA) DE MELÓN S.A.	
<b>PLANO:</b> 01 DE 01		<b>PROYECTO:</b> INGENIERIA PARA LA MODIFICACION PARCIAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE PLANTA LA CALERA (LCA) DE MELÓN S.A.	

PLANO	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
21001-EL-UN-001	10/06/2024	DIAGRAMA UNILINEAL EXISTENTE	[Signature]	[Signature]	[Signature]
21001-EL-UN-001	10/06/2024	DIAGRAMA UNILINEAL PROYECTADO - PROPUESTA N°1	[Signature]	[Signature]	[Signature]



# Anexo E: Cálculo de MPT de S/Es [25]

En el cálculo de las mallas de puesta a tierra a implementar en cada subestación, se considera el área mencionada en el capítulo 3, inciso 3.1.1, y los aspectos generales del inciso 3.2, junto con el procedimiento dado por la norma IEEE Std. 80-2000 [25].

## Diseño de MPT de S/E A

### Datos de entrada

- Área disponible  $A$ : 51 [m] x 9 [m]  $\rightarrow$  459 [m<sup>2</sup>]
- Resistividad del terreno,  $\rho$ : 129,62 [ $\Omega$  m]
- Profundidad de la malla,  $h$ : 0,5 [m]
- Resistividad de la capa superficial,  $\rho_s$ : 3000 [ $\Omega$  m]
- Espesor de la capa superficial,  $h_s$ : 0,15 [m]
- Temperatura ambiente,  $T_a$ : 18 [°C]
- Tiempo de despeje de falla,  $t_c$ : 0,4 [s]
- Corriente de falla,  $I_f$ : 6440 [A]

### Cálculo de la sección de conductor

Se considera un conductor de cobre (Copper, annealed soft-drawn) ya que los pliegos normativos exigen este material para la construcción de mallas de puesta a tierra. Considerando los siguientes parámetros técnicos de un conductor de cobre:

- Conductividad: 100 %
- $\alpha_r$  a 20°C: 0,00393 [1/°C]
- $K_0$  a 0°C: 234 [°C]
- Temperatura de fusión,  $T_m$ : 1083 [°C]
- $\rho_{r_{20^\circ\text{C}}}$ : 1,72 [ $\mu\Omega$  cm]
- Capacidad térmica, TCAP: 3,42 [J/(cm<sup>3</sup> °C)]

Por lo tanto, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\bullet A_{mm^2} = \frac{I \text{ [kA]}}{\sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \times \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Sustituyendo valores:

$$A_{mm^2} = \frac{6,44}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \times 10^{-4}}{0,4 \times 0,00393 \times 1,72}\right) \times \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 18}\right)}} = 14,08 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Cabe mencionar que la norma estipula un diámetro no menor al del conductor 2/0 AWG (67 [mm<sup>2</sup>]), por lo que se selecciona un diámetro del conductor igual a 9,3 [mm] o  $d = 0,0093$  [m] para efectos de cálculos.

## Cálculo de tensiones de paso y contacto tolerables

Se calculan las tensiones de paso y contacto tolerables para una persona de 50 [kg], ya que es el caso más crítico. Estos valores no deben ser superados por los valores obtenidos posteriormente.

- Coeficiente de reducción,  $C_{s5\%error}$ :

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{129,62}{3000}\right)}{2 \times 0,15 + 0,09} = 0,7792$$

- Tensión de paso para 50 kg:

$$E_s = \frac{(1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_c}} = \frac{(1000 + 6 \times 0,7792 \times 3000) \times 0,116}{\sqrt{0,4}} = 2755,87 \text{ [V]}$$

- Tensión de contacto para 50 kg:

$$E_t = \frac{(1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_c}} = \frac{(1000 + 1,5 \times 0,7792 \times 3000) \times 0,116}{\sqrt{0,4}}$$

$$E_t = 826,52 \text{ [V]}$$

## Cálculo de resistencia de puesta a tierra

Para el cálculo de resistencia de puesta a tierra se debe tener en cuenta la longitud total del conductor enterrado,  $L_T$ , donde si es necesario se consideran varillas como electrodos verticales de 2 [m] de longitud ( $L_r$ ). Para la S/E A se toma en cuenta el uso de 4 varillas ( $L_R = 8$  [m]) ubicadas en cada esquina de la superficie disponible. Se tiene un área disponible de 459 [m<sup>2</sup>], compuesta por un largo de  $L_x = 51$  [m] y ancho de  $L_y = 9$  [m], considerando una separación entre conductores de  $D = 3$  [m].

- Número de conductores verticales:

$$\#_v = \frac{51}{3} = 17 + 1$$

- Número de conductores horizontales:

$$\#_h = \frac{9}{3} = 3 + 1$$

- Longitud total de conductor:

$$L_T = L_c + L_R = (51 \times 4 + 9 \times 18) + (4 \times 2) = 374 \text{ [m]}$$

- Resistencia de puesta a tierra:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Sustituyendo valores:

$$R_g = 129,62 \left[ \frac{1}{374} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 459}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{\frac{20}{459}}} \right) \right] \approx 2,8 \text{ [\Omega]} < 5 \text{ [\Omega]} \checkmark$$

## Cálculo de corriente inyectada a la malla

En el cálculo de corriente inyectada a la malla se considera un factor de proyección de crecimiento de un 10 %,  $C_p = 1,1$ . Mientras que para el factor de decremento, se debe considerar el tiempo de despeje de falla,  $t_c = 0,4$  [s], y un  $X/R = 10$ , obteniendo  $D_f = 1,033$ . Por otro lado, para obtener el factor de división de corriente se utiliza la resistencia de puesta a tierra antes calculada y los gráficos mostrados en las Figuras E.1 y E.2, obteniendo  $S_f = 0,19$  y  $S_f = 0,29$  respectivamente. Para efectos del cálculo se considera este último.

Por lo tanto:

- $I_G = C_p \times D_f \times S_f \times I_f = 1,1 \times 1,033 \times 0,29 \times 6440 = 2122,15 \text{ [A]}$

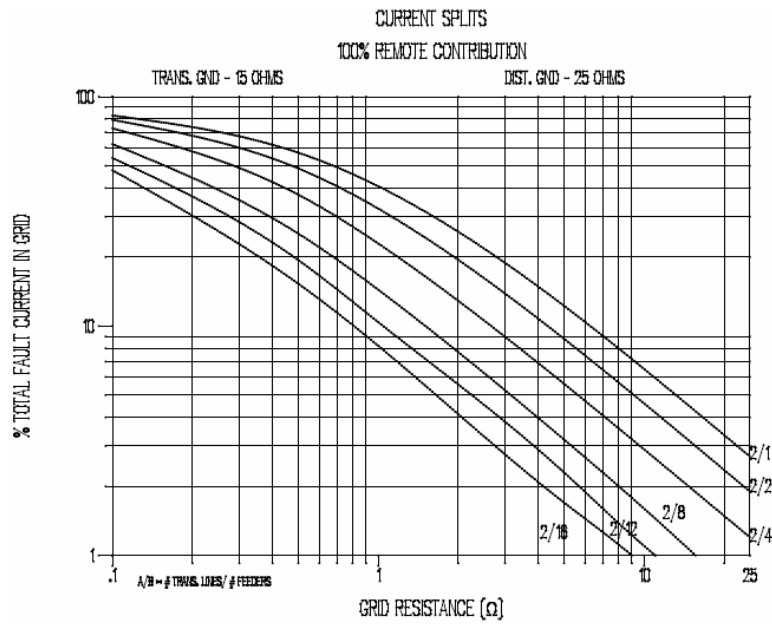


Figura E.1: Curvas para aproximar  $S_f$ , curva 2/1 [25]

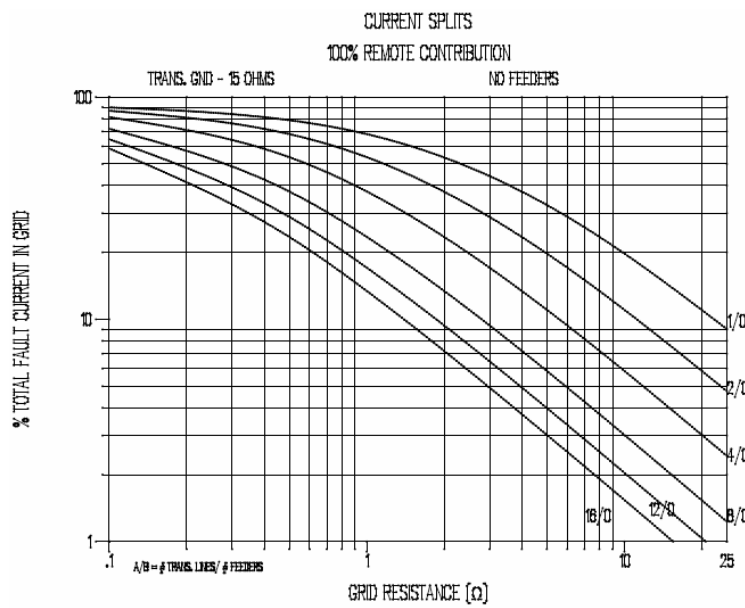


Figura E.2: Curvas para aproximar  $S_f$ , curva 2/0 [25]

### Cálculo de la elevación de potencial o GPR

Debido a que el valor obtenido de GPR es mayor a la tensión de contacto tolerable, se hace necesario que las tensiones de contacto y paso calculadas posteriormente se encuentren por debajo del nivel tolerable.

- $GPR = I_G \times R_g = 2122,15 \times 2,8 = 5942,02 \text{ [V]}$

## Cálculo de la tensión de malla

- $n_a = \frac{2L_c}{L_p} = \frac{2 \times 366}{120} = 6,1$
- $n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{120}{4\sqrt{459}}} = 1,1833$
- $n_c = n_d = 1$  (para mallas rectangulares)
- $n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d = 6,05 \times 1,183 \times 1 \times 1 = 7,218$
- $K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,225$
- $K_i = 0,644 + 0,148 \times n = 0,644 + 0,148 \times 7,218 = 1,71$
- $K_{ii} = 1$  (para mallas con varillas en el perímetro o en las esquinas)
- $K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$

Sustituyendo valores:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{3^2}{16 \times 0,5 \times 0,0093} + \frac{(3+2 \times 0,5)^2}{8 \times 3 \times 0,0093} - \frac{0,5}{4 \times 0,0093} \right) + \frac{1}{1,225} \ln \left( \frac{8}{\pi(2 \times 7,218 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 0,6096$$

$$\bullet L_M = L_c + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

$$L_M = 366 + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{2}{\sqrt{51^2 + 9^2}} \right) \right] \times 8 = 378,7 \text{ [m]}$$

• Tensión de malla:

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_M} = \frac{129,62 \times 0,6096 \times 1,71 \times 2122,15}{378,7} = 757,2 \text{ [V]} < 826,52 \text{ [V]} \checkmark$$

## Cálculo de la tensión de paso

$$\bullet L_s = 0,75L_c + 0,85L_R = 0,75 \times 366 + 0,85 \times 8 = 281,3 \text{ [m]}$$

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

Sustituyendo valores:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{3 + 0,5} + \frac{1}{3} (1 - 0,5^{7,16-2}) \right] = 0,5125$$

• Tensión de paso:

$$E_s = \frac{\rho \times K_s \times K_i \times I_G}{L_s} = \frac{129,62 \times 0,5125 \times 1,71 \times 2122,15}{281,3} = 856,9 \text{ [V]} < 2755,87 \text{ [V]} \checkmark$$

## Diseño de MPT de S/E B

### Datos de entrada

- Área disponible  $A$ : 30 [m] x 9 [m]  $\rightarrow$  270 [m<sup>2</sup>]
- Resistividad del terreno,  $\rho$ : 129,62 [ $\Omega$  m]
- Profundidad de la malla,  $h$ : 0,5 [m]
- Resistividad de la capa superficial,  $\rho_s$ : 3000 [ $\Omega$  m]
- Espesor de la capa superficial,  $h_s$ : 0,15 [m]
- Temperatura ambiente,  $T_a$ : 18 [°C]
- Tiempo de despeje de falla,  $t_c$ : 0,4 [s]
- Corriente de falla,  $I_f$ : 6440 [A]

### Cálculo de la sección de conductor

Se considera un conductor de cobre (Copper, annealed soft-drawn) ya que los pliegos normativos exigen este material para la construcción de mallas de puesta a tierra. Considerando los siguientes parámetros técnicos de un conductor de cobre:

- Conductividad: 100 %
- $\alpha_r$  a 20°C: 0,00393 [1/°C]
- $K_0$  a 0°C: 234 [°C]
- Temperatura de fusión,  $T_m$ : 1083 [°C]
- $\rho_{r_{20^\circ\text{C}}}$ : 1,72 [ $\mu\Omega$  cm]
- Capacidad térmica, TCAP: 3,42 [J/(cm<sup>3</sup> °C)]

Por lo tanto, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\bullet A_{mm^2} = \frac{I \text{ [kA]}}{\sqrt{\left(\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \times \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Sustituyendo valores:

$$A_{mm^2} = \frac{6,44}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \times 10^{-4}}{0,4 \times 0,00393 \times 1,72}\right) \times \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 18}\right)}} = 14,08 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Cabe mencionar que la norma estipula un diámetro no menor al del conductor 2/0 AWG (67 [mm<sup>2</sup>]), por lo que se selecciona un diámetro del conductor igual a 9,3 [mm] o  $d = 0,0093$  [m] para efectos de cálculos.

## Cálculo de tensiones de paso y contacto tolerables

Se calculan las tensiones de paso y contacto tolerables para una persona de 50 [kg], ya que es el caso más crítico. Estos valores no deben ser superados por los valores obtenidos posteriormente.

- Coeficiente de reducción,  $C_{s5\%error}$ :

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{129,62}{3000}\right)}{2 \times 0,15 + 0,09} = 0,7792$$

- Tensión de paso para 50 kg:

$$E_s = \frac{(1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_c}} = \frac{(1000 + 6 \times 0,7792 \times 3000) \times 0,116}{\sqrt{0,4}} = 2755,87 \text{ [V]}$$

- Tensión de contacto para 50 kg:

$$E_t = \frac{(1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_c}} = \frac{(1000 + 1,5 \times 0,7792 \times 3000) \times 0,116}{\sqrt{0,4}}$$

$$E_t = 826,52 \text{ [V]}$$

## Cálculo de resistencia de puesta a tierra

Para el cálculo de resistencia de puesta a tierra se debe tener en cuenta la longitud total del conductor enterrado,  $L_T$ , donde si es necesario se consideran varillas como electrodos verticales de 2 [m] de longitud ( $L_r$ ). Para la S/E B se toma en cuenta el uso de 6 varillas ( $L_R = 12$  [m]) ubicadas en cada esquina de la superficie disponible y su perímetro. Se tiene un área disponible de 270 [m<sup>2</sup>], compuesta por un largo de  $L_x = 30$  [m] y ancho de  $L_y = 9$  [m], considerando una separación entre conductores de  $D = 3$  [m].

- Número de conductores verticales:

$$\#_v = \frac{30}{3} = 10 + 1$$

- Número de conductores horizontales:

$$\#_h = \frac{9}{3} = 3 + 1$$

- Longitud total de conductor:

$$L_T = L_c + L_R = (30 \times 4 + 9 \times 11) + (6 \times 2) = 231 \text{ [m]}$$

- Resistencia de puesta a tierra:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Sustituyendo valores:

$$R_g = 129,62 \left[ \frac{1}{231} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 270}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{\frac{20}{270}}} \right) \right] \approx 3,9 \text{ [\Omega]} < 5 \text{ [\Omega]} \checkmark$$

## Cálculo de corriente inyectada a la malla

En el cálculo de corriente inyectada a malla se considera un factor de proyección de crecimiento de un 10 %,  $C_p = 1,1$ . Mientras que para el factor de decremento, se debe considerar el tiempo de despeje de falla,  $t_c = 0,4$  [s], y un  $X/R = 10$ , obteniendo  $D_f = 1,033$ . Por otro lado, para obtener el factor de división de corriente se utiliza la resistencia de puesta a tierra antes calculada y los gráficos mostrados en las Figuras E.1 y E.2, obteniendo  $S_f = 0,15$  y  $S_f = 0,21$  respectivamente. Para efectos del cálculo se considera este último.

Por lo tanto:

- $I_G = C_p \times D_f \times S_f \times I_f = 1,1 \times 1,033 \times 0,21 \times 6440 = 1536,73 \text{ [A]}$

## Cálculo de la elevación de potencial o GPR

Debido a que el valor obtenido de GPR es mayor a la tensión de contacto tolerable, se hace necesario que las tensiones de contacto y paso calculadas posteriormente se encuentren por debajo del nivel tolerable.

- $GPR = I_G \times R_g = 1536,73 \times 3,9 = 5993,25$  [V]

## Cálculo de la tensión de malla

- $n_a = \frac{2L_c}{L_p} = \frac{2 \times 219}{78} = 5,62$

- $n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{78}{4\sqrt{270}}} = 1,089$

- $n_c = n_d = 1$  (para mallas rectangulares)

- $n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d = 5,62 \times 1,089 \times 1 \times 1 = 6,12$

- $K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,225$

- $K_i = 0,644 + 0,148 \times n = 0,644 + 0,148 \times 6,12 = 1,55$

- $K_{ii} = 1$  (para mallas con varillas en el perímetro o en las esquinas)

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

Sustituyendo valores:

$$\frac{K_m}{2\pi} = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{3^2}{16 \times 0,5 \times 0,0093} + \frac{(3 + 2 \times 0,5)^2}{8 \times 3 \times 0,0093} - \frac{0,5}{4 \times 0,0093} \right) + \frac{1}{1,225} \ln \left( \frac{8}{\pi(2 \times 6,12 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 0,6328$$

- $L_M = L_c + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$

$$L_M = 219 + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{2}{\sqrt{30^2 + 9^2}} \right) \right] \times 12 = 238,5$$
 [m]

- Tensión de malla:

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_M} = \frac{129,62 \times 0,6328 \times 1,55 \times 1536,73}{238,5} = 819,2 \text{ [V]} < 826,52 \text{ [V]} \checkmark$$

## Cálculo de la tensión de paso

- $L_s = 0,75L_c + 0,85L_R = 0,75 \times 219 + 0,85 \times 12 = 174,45 \text{ [m]}$

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

Sustituyendo valores:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{3 + 0,5} + \frac{1}{3} (1 - 0,5^{6,12-2}) \right] = 0,5092$$

- Tensión de paso:

$$E_s = \frac{\rho \times K_s \times K_i \times I_G}{L_s} = \frac{129,62 \times 0,5092 \times 1,55 \times 1536,73}{174,45} = 901,2 \text{ [V]} < 2755,87 \text{ [V]} \checkmark$$

# Anexo F: Cálculo de Apantallamiento de S/Es [24]

## Apantallamiento S/E A

Para el diseño del apantallamiento de la S/E A se consideran los métodos clásicos de ángulos fijos y curvas empíricas (IEEE Std. 998-2012)[24]. Se toma en cuenta una altura de 15 [m] con postes de hormigón ubicados en cada extremo de la S/E A. Se toma esta libertad en la ubicación de postes dado que no existe cable de guarda en las instalaciones. Se contempla un largo de la S/E A de 51 [m] y se realiza el cálculo de la flecha que se produce en el cableado, tomando en cuenta las ecuaciones aproximadas para un vano menor a 500 [m].

### Flecha máxima S/E A

- Longitud del vano:  $a = 51$  [m]
- Sección del conductor:  $A = 6,7 \times 10^{-5}$  [m<sup>2</sup>]
- Densidad del cobre:  $\rho = 8960$  [kg/m<sup>3</sup>]
- $g = 9,81$  [m/s<sup>2</sup>]
- Peso por metro del cable:  $w = \rho \times A \times g = 5,96$  [N/m]
- Tensión mecánica de ruptura:  $350$  kg  $\rightarrow T_0 = 3433,5$  [N]
  
- **Flecha máxima:**  $f = \frac{w \times a^2}{8 \times T_0} = \frac{5,96 \times 51^2}{8 \times 3433,5} = 0,56$  m  $\approx 0,6$  [m]
  
- **Largo del conductor:**  $S = a + \frac{8 \times f^2}{3 \times a} = 51 + \frac{8 \times 0,6^2}{3 \times 51} = 51,02$  [m]

Entonces, con una flecha máxima de 0,6 [m] se toma en cuenta una altura del cable de guarda de 14,4 [m], una altura a proteger del transformador más alto de 4,5 [m] agregando 2,5 [m] por seguridad operacional o mantenimiento. Se aplica el método clásico de curvas empíricas, utilizando la Figura F.1 para la protección con un cable de guarda junto con la curva 0,1 % por recomendación de la guía de diseño.

- Nivel de exposición,  $P_e = 0,1 \%$
- Altura de equipos a proteger:  $d_e = 4,5 + 2,5 = 7$  [m]
- Altura del cable de guarda:  $h = 14,4$  [m]
- $y = h - d_e = 14,4 - 7 = 7,4$  [m]
- $\frac{d_e}{h} \approx 0,48$
- $\frac{x}{h} \approx 0,45 \rightarrow x \approx 6,48$  [m]  $> 4,5$  [m] (mitad del ancho de la S/E A)
- Ángulo fijo:  $\alpha = \arctan\left(\frac{x}{y}\right) = \arctan\left(\frac{6,48}{7,4}\right) \approx 41,2^\circ$ , dentro de lo recomendado por método de ángulos fijos ( $40^\circ < \alpha < 45^\circ$ ).

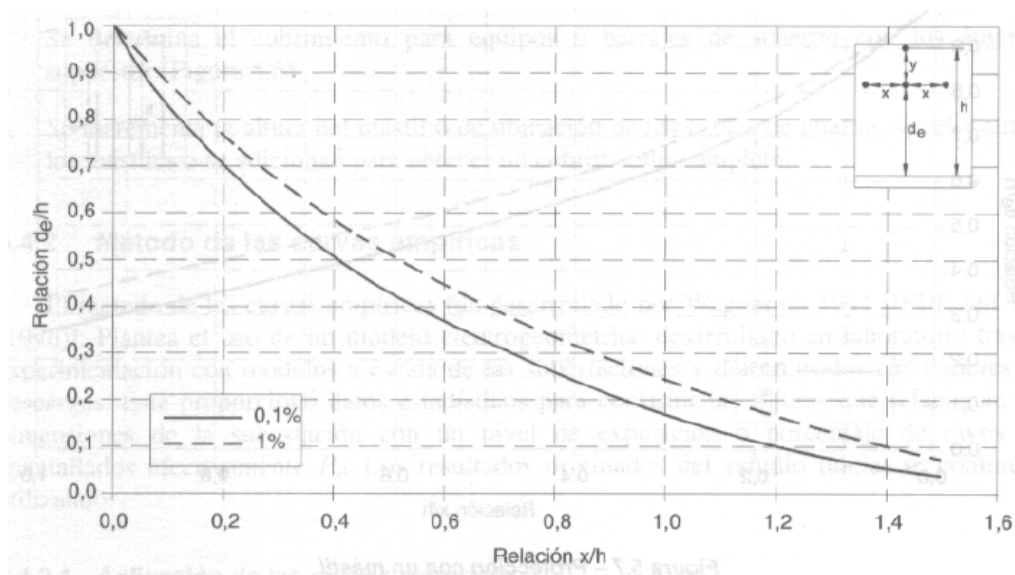


Figura F.1: Protección con un cable de guarda [24]

## Apantallamiento S/E B

Para el diseño del apantallamiento de la S/E B se consideran los métodos clásicos de ángulos fijos y curvas empíricas. Se toma en cuenta una altura de 15 [m] con postes ubicados en cada extremo de la S/E B, dada la ubicación de estructuras existentes en las instalaciones. Se contempla el largo de la S/E B de 30 [m] y se realiza el cálculo de la flecha que se produce en el cableado, tomando en cuenta las ecuaciones aproximadas para un vano menor a 500 [m].

### Flecha máxima S/E B

- Longitud del vano:  $a = 30$  [m]
- Sección del conductor:  $A = 6,7 \times 10^{-5}$  [m<sup>2</sup>]
- Densidad del cobre:  $\rho = 8960$  [kg/m<sup>3</sup>]
- $g = 9,81$  [m/s<sup>2</sup>]
- Peso por metro del cable:  $w = \rho \times A \times g = 5,96$  [N/m]
- Tensión mecánica de ruptura:  $350$  kg  $\rightarrow T_0 = 3433,5$  [N]
- **Flecha máxima:**  $f = \frac{w \times a^2}{8 \times T_0} = \frac{5,96 \times 30^2}{8 \times 3433,5} = 0,19$  m  $\approx 0,2$  [m]
- **Largo del conductor:**  $S = a + \frac{8 \times f^2}{3 \times a} = 30 + \frac{8 \times 0,2^2}{3 \times 30} = 30,003$  [m]

Entonces, con una flecha máxima de 0,2 [m] se toma en cuenta una altura del cable de guarda de 14,8 [m], una altura a proteger del transformador más alto de 3 [m] agregando 3 [m] por seguridad operacional o mantenimiento. Se aplica el método clásico de curvas empíricas, utilizando la Figura F.1 para la protección con un cable de guarda junto con la curva 0,1 % por recomendación de la guía de diseño.

- Nivel de exposición,  $P_e = 0,1$  %
- Altura de equipos a proteger:  $d_e = 3 + 3 = 6$  [m]
- Altura del cable de guarda:  $h = 14,8$  [m]
- $y = h - d_e = 14,8 - 6 = 8,8$  [m]
- $\frac{d_e}{h} \approx 0,4$
- $\frac{x}{h} \approx 0,55 \rightarrow x \approx 8$  [m]  $> 4,5$  [m] (mitad del ancho de la S/E B)
- Ángulo fijo:  $\alpha = \arctan\left(\frac{x}{y}\right) = \arctan\left(\frac{8}{8,8}\right) \approx 42,3^\circ$ , dentro de lo recomendado por método de ángulos fijos ( $40^\circ < \alpha < 45^\circ$ ).