

Evaluación técnico-económica de alternativa para la reducción del nivel de cortocircuito de la subestación Charrúa

Jaime Felipe Alvarado Arriagada

2016

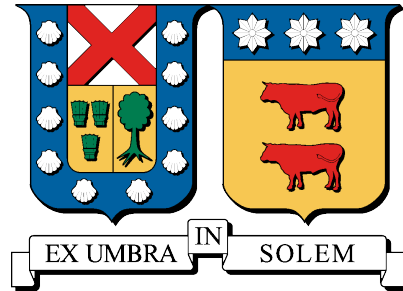
Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Leonardo Gacitua (UTFSM)

Correferente:
Dr. Victor Hinojosa (UTFSM)
Ing. Alex Alegria (Transelec)

Valparaíso, julio de 2016.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Evaluación técnico-económica de alternativa para la reducción del nivel de cortocircuito de la subestación Charrúa

Jaime Felipe Alvarado Arriagada

2016

“La ciencia no es solo una disciplina de razón, sino también de romance y pasión”
— *Stephen Hawking*

Agradecimientos

A mis padres por darme siempre su apoyo en todos los proyectos que he decidido tomar a lo largo de la vida. Gracias por haber entregado su inmenso cariño, valores, los cuales pretendo transmitir a mi familia. Gracias a ustedes dos es porque hoy puedo titularme y estoy seguro que gracias a ustedes seguiré creciendo no sólo como profesional sino también como persona, que al fin y al cabo, es lo más importante.

A mis hermanos, por siempre haber confiado en mí, por el apoyo en los buenos y malos momentos, gracias por entregarme tan bellos recuerdos de mi niñez, estoy seguro que compartiremos aún más bellos y grandes momentos en el futuro.

Gracias a mi compañera de vida, mi amor, a Pamela, que siempre ha estado a mi lado en las buenas y en las malas, y siempre me ha dado su fortaleza para seguir adelante, siempre con una sonrisa, gracias por darme tu amor sin pedir nunca nada a cambio. Gracias por ayudar a redactar esta memoria ya que sin tu ayuda, se me hubiese hecho muy difícil terminar.

Gracias a mi tío Marcelo Zuñiga y a toda su familia, los cuales me recibieron en su hogar sin objeciones y me trataron como uno más de la familia, en donde encontré un hogar, gracias muchas gracias, me han dado un hermoso ejemplo de vida.

A todos los amigos de la universidad con los cuales hemos recorrido un largo y difícil camino, y que ya estimo como hermanos, gracias por compartir: partidos, juntas, peñas, certámenes, uno que otro fracaso en algún ramo, y por supuesto esas las largas jornadas de estudio en donde se demostraba las buenas personas que son, y el gran equipo que somos.

Quiero agradecer también a todos los grandes profesores que he tenido, tanto de básica, media y universidad. En cada nivel tuve profesores que me encaminaron hacia el momento en el que estoy hoy en día, sobre todo en mi escuela básica, Padre Hurtado de Punta Arenas, la cual siempre recuerdo con mucho cariño.

A mis profesores guía y correferente, por su disponibilidad, consejos y paciencia, quienes me entregaron su apoyo y las herramientas necesarias para la realización de este trabajo.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	III
Índice de Figuras	V
Índice de Tablas	VII
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo principal	5
1.2.2. Objetivos específicos	5
1.3. Alcance	5
1.4. Estructura del documento	6
2. Fundamento teórico	7
2.1. Protecciones	7
2.1.1. El Interruptor	8
2.2. Aspectos a tomar en cuenta para el cálculo de cortocircuitos	10
2.2.1. Norma IEC 60909-2001	11
2.2.1.a. Supuestos y simplificaciones	11
2.2.1.b. Condiciones de aplicación	12
2.2.1.c. Corriente de cortocircuito	13
2.2.1.d. Tipos de cortocircuito	14
2.2.1.e. Procedimiento de cálculo de las componentes de corrientes de cortocircuito	14
2.3. Condiciones para la verificación de la capacidad de los interruptores	17
2.3.1. Criterios de verificación	18
3. Explicación del problema	20
3.1. Subestación Charrúa	20
3.2. Dificultades en Charrúa	21
4. Metodología utilizada en la obtención de niveles de cortocircuito	24
4.1. Antecedentes y supuestos del modelo	24
4.2. Simulaciones para los distintos escenarios considerados	24

4.3.	Cálculos de los niveles de cortocircuito sin modificaciones hasta el año 2028 (situación base)	25
4.3.1.	Validación de la base de datos	25
4.3.2.	Cálculos de los valores de cortocircuitos sin corregir la base de datos. Cortocircuito trifásico	28
4.3.3.	Cálculos de los valores de cortocircuitos con corrección la base de datos. Cortocircuito trifásico	29
4.3.4.	Cálculos de valores de los cortocircuitos sin corregir la base de datos. Cortocircuito monofásico a tierra	30
4.3.4.a.	Cálculos de valores de los cortocircuitos con corrección la base de datos. Cortocircuito monofásico a tierra	31
5.	Cálculo de cortocircuitos	32
5.1.	Niveles de corriente para cortocircuito sin modificar la red hasta el año 2028.	32
5.1.1.	Cortocircuito trifásico.	33
5.1.2.	Cortocircuito bifásico.	34
5.1.3.	Cortocircuito bifásico a tierra.	35
5.1.4.	Cortocircuito monofásico a tierra.	36
5.2.	Cálculos de niveles de cortocircuito con la incorporación del BTB hasta el año 2028.	37
5.2.1.	Cortocircuito trifásico.	38
5.2.2.	Cortocircuito bifásico.	39
5.2.3.	Cortocircuito bifásico a tierra.	40
5.2.4.	Cortocircuito monofásico a tierra.	41
5.3.	Análisis de resultados	42
5.4.	Escenarios de sensibilidad	45
5.4.1.	Escenario de sensibilidad “CGE”	45
5.4.2.	Resumen de los resultados	46
5.5.	Análisis de largo plazo, “2060”	49
5.5.1.	Determinación de distintas tasas	49
5.5.1.a.	Resultados del análisis	61
6.	Dimensionamiento del back-to-back	71
6.1.	El back-to-back	71
6.1.1.	Potencia de operación del BTB	72
6.1.2.	Tensión en continua del BTB	72
6.2.	Estimación valor del proyecto	74
6.2.1.	Costos de inversión	76
7.	Estimación económica del reemplazo de los interruptores	81
7.1.	Nivel de cortocircuito por interruptor	81
7.1.1.	Corrientes de falla en las líneas	81
7.2.	Barras de 220kV en la subestación Charrúa	88
7.3.	Análisis de los interruptores a sustituir	88
7.3.1.	Valor de los interruptores	90
7.3.2.	Valor de ingeniería	90
7.3.3.	Valor del montaje	91

7.3.4. Otros costos	91
7.4. Costos totales de sustitución de interruptores y relocalización de los paños	91
7.4.1. Costo por sustituir los interruptores	92
7.4.2. Costo por mover los paños a Nueva Charrúa	92
7.5. Costo total la solución	95
8. Resumen final y conclusiones.	96
Apéndice	98
A. Expresiones de corrientes de cortocircuito	98
B. Datos de la central usado para el caso de sensibilidad año 2060	100
C. Anexo	102
C.1. Niveles de corriente para cortocircuito sin modificar la red hasta el año 2028.	102
C.1.1. Cortocircuito trifásico.	102
C.1.2. Cortocircuito bifásico	104
C.1.3. Cortocircuito bifásico a tierra	106
C.1.4. Cortocircuito monofásico a tierra.	108
C.2. Cálculos de niveles de cortocircuito con la incorporación del BTB hasta el año 2028.	110
C.2.1. Cortocircuito trifásico.	110
C.2.2. Cortocircuito bifásico.	112
C.2.3. Cortocircuito bifásico a tierra.	114
C.2.4. Cortocircuito monofásico a tierra.	116
C.3. Cálculos de niveles de cortocircuito en el interruptor.	118
C.3.1. Cortocircuito trifásico	118
C.4. Información utilizada para estimar valores de reubicar paños	126
Bibliografía	129

Índice de Figuras

2.1.	Funcionamiento básico de un interruptor.	8
2.2.	Interruptor central Tocopilla, I_k :40kA, I_n :1200A, V_n :123kV	9
2.3.	Subestación GIS central Tocopilla, I_k :31,5kA, I_n :1600A, V_n :220kV	9
2.4.	Señal corriente de cortocircuito en el tiempo	13
2.5.	Corrientes de cortocircuito en el interruptor	19
3.1.	Alrededor subestación Charrúa - <i>gentileza de Transelec</i>	21
3.2.	Unilineal de la subestación Charrúa, sin modificaciones	22
3.3.	Unilineal de la subestación Charrúa, con la incorporación del back-to-back	23
4.1.	Reactancia positiva y negativa vs potencia base	26
4.2.	Reactancia cero vs potencia base	26
4.3.	Evolución del nivel de cortocircuito I_b trifásico en las barras de Charrúa	28
4.4.	Evolución del nivel de cortocircuito I_b trifásico en las barras de Charrúa	29
4.5.	Nivel de cortocircuito I_b monofásico a tierra en las barras de Charrúa	30
4.6.	Nivel de cortocircuito I_b monofásico a tierra en las barras de Charrúa	31
5.1.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos trifásicos sin BTB	33
5.2.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos sin BTB	34
5.3.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos a tierra sin BTB	35
5.4.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos monofásicos a tierra sin BTB	36
5.5.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos trifásicos con BTB	38
5.6.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos con BTB	39
5.7.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos a tierra con BTB	40
5.8.	Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos monofásicos a tierra con BTB	41
5.9.	Comparación del nivel de cortocircuito a través de los años. Corriente I_b hasta el año 2028.	46
5.10.	Evolución nivel de cortocircuito I' hasta el año 2028	46
5.11.	Evolución nivel de cortocircuito I_k hasta el año 2028	47
5.12.	Evolución nivel de cortocircuito i_p hasta el año 2028	47
5.13.	Evolución del PIB de Chile, datos obtenidos de la página web de la <i>OECD</i> www.oecd.org	50
5.14.	Evolución de la población en Chile - Datos obtenidos de la página web de la <i>OECD</i> www.oecd.org	52
5.15.	Evolución de la población de distintos países 1	53
5.16.	Evolución de la población de distintos países 2	54

5.17.	Evolución de Precio Interno Bruto per cápita en Chile - Datos obtenidos de la página web de la <i>OECD</i> www.oecd.org	55
5.18.	Evolución del PIB per cápita de distintos países 1	56
5.19.	Evolución del PIB per cápita de distintos países 2	57
5.20.	Evolución de la demanda energética en Chile - Datos obtenidos de la página web de la <i>OECD</i> www.oecd.org	58
5.21.	Evolución de la demanda de distintos países 1	59
5.22.	Evolución de la demanda de distintos países 2	60
5.23.	Evolución de la demanda energética en Chile hasta el año 2060	61
5.24.	Sin la incorporación del BTB.	63
5.25.	Con la incorporación del BTB.	63
5.26.	Sin la incorporación del BTB	64
5.27.	Con la incorporación del BTB	64
5.28.	Sin la incorporación del BTB	65
5.29.	Con la incorporación del BTB	65
5.30.	Sin la incorporación del BTB	66
5.31.	Con la incorporación del BTB	66
5.32.	Comparación del nivel de cortocircuito I_b en Chile hasta el año 2060 . . .	67
5.33.	Comparación del nivel de cortocircuito I'_k en Chile hasta el año 2060 . . .	67
5.34.	Comparación del nivel de cortocircuito I_k en Chile hasta el año 2060 . . .	68
5.35.	Comparación del nivel de cortocircuito i_p en Chile hasta el año 2060 . . .	68
6.1.	Esquema básico del BTB.	72
6.2.	Estimación del valor de las estaciones convertoras según guía	75
7.1.	Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2015-2017.	82
7.2.	Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2018-2020.	83
7.3.	Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2021-2023.	84
7.4.	Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2024-2026.	85
7.5.	Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2027-2060.	86

Índice de Tablas

1.1.	Centrales eléctricas en las cercanías de Charrúa	4
2.1.	Factor de tensión	12
4.1.	Reactancias de secuencia positivas anómalas de transformadores	27
4.2.	Reactancias de secuencia cero anómalas de transformadores	27
4.3.	Variación niveles de cortocircuito trifásico con impedancias originales vs anómalas	29
4.4.	Variación niveles de cortocircuito monofásico a tierra con impedancias originales vs anómalas	31
5.1.	Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $500kV$	42
5.2.	Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $220kV$	43
5.3.	Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $154kV$	43
5.4.	Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $66kV$	44
5.5.	Comparación de corrientes I_b con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028	48
5.6.	Comparación de corrientes I'_k con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028	48
5.7.	Comparación de corrientes I_k con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028	48
5.8.	Comparación de corrientes i_p con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028	49
5.9.	Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.	69
5.10.	Diferencia nivel de cortocircuito I''_k sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.	69
5.11.	Diferencia nivel de cortocircuito I_k sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.	69
5.12.	Diferencia nivel de cortocircuito i_p sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.	69
6.1.	Implementación de BTB en el pasado en distintas partes del mundo.	73
6.2.	Porcentajes que representa cada apartado en el proyecto de los convertidores de los enlaces HVDC	76

6.3.	Tabla de porcentajes del estudio con factores de valorización.	77
6.4.	Tabla de porcentajes del estudio con factores de valorización.	78
6.5.	Tabla de porcentajes del estudio con factores de valorización.	79
7.1.	Características de los interruptores de poder de las barras $220kV$	88
7.2.	Resumen capacidades interruptores barras $220kV$	89
7.3.	Interruptores y año en que se supera el nivel de cortocircuito de los $63kA$ (I_b)	90
7.4.	Costos del cambio por interruptor ajustado a IPC Estados Unidos	92
7.5.	Costos de trasladar los paños a Nueva Charrúa ajustado a IPC Estados Unidos	94
C.1.	Corriente de cortocircuito máximos I_b trifásico	102
C.2.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k trifásico	103
C.3.	Corriente de cortocircuito máximos I_k trifásico	103
C.4.	Corriente de cortocircuito máximos i_p trifásico	104
C.5.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica	104
C.6.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla bifásica	105
C.7.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica	105
C.8.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica	106
C.9.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica a tierra	106
C.10.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla bifásica a tierra	107
C.11.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica a tierra	107
C.12.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica	108
C.13.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla monofásica a tierra	108
C.14.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla monofásica a tierra	109
C.15.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla monofásica a tierra	109
C.16.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla monofásica a tierra	110
C.17.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla trifásica	110
C.18.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla trifásica	111
C.19.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla trifásica	111
C.20.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla trifásica	112
C.21.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica	112
C.22.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla bifásica	113
C.23.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica	113
C.24.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica	114
C.25.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica a tierra	114
C.26.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla bifásica a tierra	115
C.27.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica a tierra	115
C.28.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica a tierra	116
C.29.	Corriente de cortocircuito máximos I_b falla monofásica a tierra	116
C.30.	Corriente de cortocircuito máximos I'_k falla monofásica a tierra	117
C.31.	Corriente de cortocircuito máximos I_k falla monofásica a tierra	117
C.32.	Corriente de cortocircuito máximos i_p falla monofásica a tierra	118
C.33.	Corriente de cortocircuito trifásico por las líneas	119
C.34.	Plantilla referencial de costos de materiales y costos indirectos en la cons- trucción de líneas.	127

Nomenclatura.

<i>BTB</i>	:	Back-to-back.
<i>GIS</i>	:	Gas insulated switchgear.
<i>VCS</i>	:	Voltage source converters.
<i>SIC</i>	:	Sistema interconectado central de Chile.
<i>SING</i>	:	Sistema interconectado del norte grande de Chile.
<i>CDEC</i>	:	Centro de despacho económico de carga.
<i>OECD/OCDE</i>	:	Organismo para la cooperación y el desarrollo económico.
<i>PIB</i>	:	Producto interno bruto.
<i>HVDC</i>	:	High voltage direct current.
<i>IHLEHP</i>	:	Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects.
<i>JWG</i>	:	Joint working group.
<i>CIGRE</i>	:	Concejo internacional de grandes redes eléctricas.

Resumen

Chile, al ser un país en vías de desarrollo, debe cumplir con ciertos requerimientos energéticos, los cuales en estos momentos están al alza y lo seguirán estando. Es por esto que se debe realizar un plan de obra a nivel energético que permita el desarrollo del país. Esto trae consigo varias medidas, como por ejemplo: la interconexión de los principales sistemas eléctricos del país (SING y SIC), la creación de nuevas centrales, nuevas líneas, la incorporación de nuevas tecnologías, etc. Al fin y al cabo fortalecer el sistema eléctrico del país.

Una de las consecuencias que conlleva la creación de nuevas centrales eléctricas convencionales (máquinas sincrónicas), es inevitablemente el aumento de la potencia de cortocircuito, este problema afecta la subestación Charrúa ubicada al sur de la ciudad Concepción. Charrúa es una, sino la más importante subestación del sistema interconectado central (SIC), ya que es la que concentra la generación de la zona centro sur del país en donde se ubican una gran cantidad de recursos hidráulicos y la trae a través de dos líneas troncales de $500kV$ hacia la zona centro el país y a partir del 2018 tres líneas con la posibilidad de incorporar una cuarta a futuro.

En los próximos años, el nivel de cortocircuito de interrupción soportados por los interruptores de potencia, será sobrepasado para las barras $220kV$ de la subestación de Charrúa, por lo cual se hace imprescindible la realización de un estudio de cortocircuito desde el año 2015 hasta el año 2028, con el fin de determinar cuándo será necesario reemplazar dichos interruptores.

Es importante la inclusión de medidas para para afrontar este problema. Una posible medida es el reemplazo de los interruptores actuales de los paños de $220kV$ por unos que soporten la magnitud de corriente de cortocircuito proyectada para el horizonte de estudio. Esta no es una solución definitiva, ya que para el año 2023 se sobrepasará el nivel de cortocircuito de los $63kA$ en las barras de $220kV$. Actualmente el mayor interruptor que se fabrica a nivel comercial es el que soporta los $63kA$, por esta razón se deben trasladar siete paños a la subestación Nueva Charrúa ubicada a 12 kilómetros de las subestación Charrúa, con el fin de distribuir la potencia entre estas dos subestaciones y con esto disminuir los niveles de cortocircuito.

Otra solución muy poco usada para estos efectos, es la instalación de un back-to-back (BTB) entre los transformadores $220-500kV$ de la subestación y la barra de $220kV$, al ser un elemento de electrónica de potencia, el control de este puede aislar la barra frente a un cortocircuito, por lo que se considera que la barra está abierta, disminuyendo considerablemente el nivel de cortocircuito que pasa a través de ésta.

Los costos obtenidos para ambas medidas son: por cambiar veintidós interruptores y trasladar siete paños, 18,2 MUSD. Por otro lado el costo de invertir en la instalación de un BTB es de 245,20 MUSD.

Abstract

Chile, as a developing country, must meet certain energy requirements, which right now are on the rise and will remain so. This is why a work plan must be made at energy level that allows the development of the country. This entails several steps, such as: the interconnection of the main electrical systems in the country (SING and SIC), the creation of new power plants, new lines, incorporate new technologies, etc. Therefore, strengthen the electrical system of the country.

One of the consequences that entails the creation of new conventional power plants (synchronous machines), is the increase in short-circuit power, this problem affects the Charrúa substation located south of the city Concepción. Charrúa is one of -if not the- most important substation in the Central Interconnected System (SIC), as it concentrates the generation of the south central area of the country where a large amount of hydraulic resources are located, and transmits through two main 500kV transmission lines to the center area the country. From 2018 there will be three lines with the possibility of adding a fourth in the future.

In the coming years, the short circuit interruption level supported by the switches, will be exceeded for the $220kV$ bars in the Charrúa substation, so it is essential to carry out a short circuit study from 2015 to 2028, in order to determine when said switches must be replaced.

It is important to include measures to face this problem. One possible measure is the replacement of existing switches in the $220kV$ electrical panels by ones that can withstand the short-circuit current magnitude projected for the study horizon. This is not a final solution, because by 2023 the level of short circuit of the $220kV$ bus bars will exceed the $63kA$. Currently the largest switch that is commercially manufactured supports $63kA$, therefore seven panels should be moved to the Nueva Charrúa substation located 12 kilometers from the Charrúa substation in order to distribute power between these two substations and therefore decrease the short circuit level.

Another solution, little used for this purpose is the installation of a back-to-back (BTB) between the substation's $220-500kV$ transformer and the $220kV$ bus bar. Being a power electronics element, it can be controlled to isolate the bar against a short circuit, so it is considered that the bus bar is open, significantly reducing the short circuit level passing through it.

The costs obtained for both measures are: for changing twenty two switches and move seven electrical panels, 18,2 MUSD. On the other hand, the cost of investing in the installation of a BTB is 245,20 MUSD.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Hace muchos años, Chile viene siendo un país en vías de desarrollo, lo cual queda demostrado por el aumento de su Precio Interno Bruto per cápita (PIB). Una de las características de los países en vías de desarrollo, es que para mantener su producción al alza, deben mantener a su vez una oferta energética al alza, debido al constante aumento de la demanda. Por esto es importante que Chile tenga un plan de obra [1] a realizar para seguir creciendo a nivel energético, como por ejemplo, la implementación de nuevas centrales eléctricas para abastecer a futuro la nueva demanda o hacer más robusto el sistema de transmisión.

En el caso particular de Chile, la demanda energética se ha duplicado en los últimos 15 años como se aprecia en la Figura 5.17; aunque ésta no crece de forma lineal sí que crece rápidamente y el país debe estar preparado para ello. Para estar preparados para la demanda energética requerida al corto y mediano plazo, por un lado es indispensable la creación de más unidades generadoras y por el otro lado tratar de que el país sea más eficiente energéticamente, ambas soluciones deben ir de la mano.

Una mayor generación de energía significa tener un sistema eléctrico en crecimiento lo cual trae consigo el incremento de diferentes parámetros, entre los cuales están corriente y potencia, éstos afectan directamente algunas características de los sistemas como por ejemplo: la *confiabilidad* y *estabilidad*, es por esta razón de que a medida que el sistema eléctrico crece se deben implementar paralelamente tecnologías que aseguren que el sistema se vuelva más *robusto*.

Subestación Charrúa

Charrúa es una subestación eléctrica que se encuentra al norte de Concepción, perteneciente al Sistema Interconectado Central (SIC). Cuenta con cuatro niveles de tensión: $500kV$, $220kV$, $154kV$ y $66kV$. Por el nivel de potencia que fluye constantemente por ella es una de las subestaciones más importantes del SIC. El flujo de potencia se debe a que en las “cercanías” de ésta hay una gran cantidad de centrales eléctricas como por ejemplo las indicadas en la Tabla 1.1. Estas centrales más las que se incorporarán en un futuro cercano tienen gran influencia en que se eleven los niveles de cortocircuitos en las barras,

siendo las barras más perjudicadas las de $220kV$, nombradas por Transelec barras J, dando como resultados que en los próximos años se vea sobrepasado en su nivel de interrupción del cortocircuito. Este es un problema grave que debe ser atendido antes de que algún evento grave ocurra sin estar preparados ya que los equipos no son capaces de interrumpir las corrientes de falla.

Tabla 1.1: Centrales eléctricas en las cercanías de Charrúa

Nombre	Capacidad nominal [MW]
Nueva Aldea	94
Santa Lidia	139
Los Pinos	100
Cholguan	30
Yungay	240
Bocamina II	350
Santa María	342
El Toro	450
Antuco	320
Rucue	178
Abanico	136
Pangue	467
Ralco	690

Los interruptores son los equipos encargados de despejar la falla y por ende los que deben soportar el nivel de cortocircuito. Una solución frente la inminente superación del nivel de cortocircuito es el reemplazo de los interruptores por otros que soporten un nivel más elevado. Esta solución en la práctica es difícil de llevar a cabo, ya que hay que tener en cuenta la interrupción de un tiempo indeterminado del flujo de energía por las barras intervenidas, generando otros tipos de problemas, sobre todo a nivel de mercado eléctrico, como lo es cambios en la planificación eléctrica por la variación de los precios de nodos y el costo marginal debido a la interrupción.

Hay otros tipos de solución que no involucren el cambio de interruptores, como lo es la implementación de reactores en serie con las líneas con el fin de disminuir la corriente de cortocircuito. Aunque este procedimiento es viable económicamente no elimina el problema de raíz por lo que seguirá el aumento el nivel de cortocircuito a través de los años, teniendo que finalmente recurrir al cambio de interruptores.

Otra solución poco usada en otras partes y nunca utilizada en el Sistema eléctrico de Chile para disminuir el nivel de cortocircuito, es la implementación de Back-to-back (BTB) [2] [3] en la subestación. Un BTB es un equipo de electrónica de potencia que entre sus componentes básicos se pueden encontrar dos convertidores VCS (Voltage-source converters) los cuales basan su tecnología en válvulas tipo IGBT's, ambos convertidores están acoplados mediante una barra de corriente continua. Estos VSC se controlan de forma independiente a través de un control lineal con el fin de permitir el paso de potencia activa y reactiva deseada en ambos sentidos del BTB. Al tener control sobre la potencia, permite disminuir la magnitud de la corriente de cortocircuitos ante alguna falla en las cercanías del BTB. De esta forma es posible seguir manteniendo el mismo esquema desde

el punto de vista de los interruptores de la subestación.

Dado a lo anterior, el autor busca determinar si es una opción viable la incorporación del BTB frente al cambio de los interruptores que se vean afectados por el aumento del nivel del cortocircuito. Para esto, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Estudio técnico: Este estudio dará una imagen de cual de las soluciones conviene llevar a cabo a mediano y largo plazo, el cual se limitará sólo a un estudio de cortocircuito. Hay que tener claro que para tener una visión completa de los efectos de optar por una u otra solución, se deben realizar más estudios como lo son: Estudio de estabilidad del sistema frente a contingencias, estudio modal frente a frecuencias, etc.
2. Estudio económico: Este estudio dará una imagen de cual de las opciones se llevará a cabo desde un punto de vista económico.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo principal

El objetivo principal de este estudio es determinar una alternativa para disminuir el nivel de cortocircuito de la subestación Charrúa, basado en una evaluación técnico-económica.

1.2.2. Objetivos específicos

- Calcular la evolución de los niveles de cortocircuito en la Subestación Charrúa, para las barras de 154 kV, 220 kV y 500 kV según la Norma IEC 60909 [4] hasta el año 2025, considerando diferentes escenarios de generación y demanda, utilizando la base de datos del Sistema Interconectado Central (SIC) simulado en el programa DigSiLent.
- Realizar una evaluación Técnico-Económica considerando como proyecto la sustitución de los interruptores de la subestación por otros que soporten un mayor nivel de cortocircuito en caso de no hacer modificaciones al sistema fuera del plan de obra establecido.
- Analizar la alternativa de incorporar el BTB en la subestación de Charrúa, con el fin de disminuir el nivel de cortocircuito en las barras de la subestación.
- Realizar una evaluación Técnico-Económica de las diferentes alternativas y en base a ésta determinar la mejor solución factible.

1.3. Alcance

El estudio determinará cuales son las ventajas y desventajas de ambas soluciones a un nivel técnico y económico. Con lo cual el autor determinará cual es la mejor solución al problema de nivel del cortocircuito.

En primer lugar, se obtendrá todos los niveles de cortocircuito de las barras de la subestación Charrúa a mediano plazo, hasta el año 2028. Luego se comparará los niveles de cortocircuito versus la incorporación de un BTB en la barra de $220kV$. Para tener una vista más amplia de la solución se tomarán en cuenta dos casos de sensibilidad. Uno consta de la incorporación de una central en las barras de $220kV$ de Charrúa y la otra determinar el nivel de cortocircuito hasta el año 2060 (largo plazo).

Se dimensionará el BTB a utilizar y con esto el valor del proyecto, además de estimar el valor de la primera solución de reemplazar los interruptores. Ambos valores se traerán a valor presente.

1.4. Estructura del documento

El capítulo 2 presenta los conceptos fundamentales y los elementos básicos que se deben considerar para determinar el nivel de corriente de cortocircuito, de acuerdo a la norma especificada además de describir los equipos básicos de las protecciones eléctricas.

El capítulo 3 expone el problema de la subestación de Charrúa y la solución propuesta por el autor.

El capítulo 4 expone la metodología a utilizar y presenta la base de datos del sistema a usar, en la cual se analiza la confiabilidad de ésta.

El capítulo 5 muestra los resultados de las corrientes de cortocircuitos entre los años 2015 al 2028, tanto, si se modifica la subestación con la incorporación de un BTB como la no incorporación de este, y ordena los resultados de cada tipo de corriente que pasa a través de las barras de Charrúa. Además desarrolla dos escenarios de sensibilidad, para comparar como pueden afectar en las corrientes de cortocircuito ambos escenarios. Uno es la incorporación de una central con conexión en la subestación Charrúa, y la otra es analizar como se comporta el nivel de corriente de cortocircuito a largo plazo (hasta el año 2060).

El capítulo 6 muestra como se determinó el dimensionamiento del BTB que se utilizará para disminuir el nivel de cortocircuito en la subestación, la cual, se basa en una guía de impacto económico en el dimensionamiento de líneas de HVDC.

El capítulo 7 se encarga de determinar la corriente de cortocircuito que pasa por los interruptores, ya que por lo general la corriente del interruptor es menor que el de la barra. Con esto se puede disminuir la inversión de cambiar los interruptores. Además se estima el precio de cambiar los interruptores afectados por la sobrecorriente, incluyendo los costos de cambiar paños de líneas a otra subestación.

Por último el capítulo 8 presenta las principales conclusiones del trabajo memoria y da cuenta de las posibilidades de trabajo futuro.

Capítulo 2

Fundamento teórico

2.1. Protecciones

El sistema eléctrico de potencia (SEP), es el conjunto de instalaciones y equipos que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad. El precio de generar ésta energía es mucho menor que el precio del producto que puede derivar de ésta, como lo son: la extracción de minerales, la manufacturación de mercadería, entretenimiento, etc. Por lo que se debe estar constantemente monitorizando la continuidad del abastecimiento de energía y por esto es que hay inversión constante en mejoras de seguridad del SEP y sobre todos en los equipos que lo componen.

Como en todo ámbito de la ingeniería, los equipos son fabricados y dimensionados de acuerdo al trabajo que realizarán, esto no es distinto en el mundo de la electricidad, los equipos eléctricos pueden soportar una cantidad de corriente y una tensión determinada de forma continua para lo cual fueron fabricados. A pesar de esto existen ocasiones en las cuales en el sistema de transmisión ocurren ciertos eventos que pueden dañar los equipos, debido a la circulación de una gran cantidad de corriente a través de ellos, produciendo grandes esfuerzos mecánicos y gran cantidad de calor, provocando que el equipo en cuestión sufra daños irreparables. Los equipos, en general, son los que abarcan el mayor porcentaje de costos económicos en la inversión de un proyecto, por consiguiente, no se deben dejar sin alguna protección que asegure su adecuado uso y seguridad.

Es por esto que existe un sofisticado sistema para la protección de los equipos que aseguren la continuidad del suministro, el cual consta de: transformadores de medida, relés, circuitos de control e interruptores.

Los transformadores de medida, son los encargados de transformar las señales de tensión y corriente, en una señal que puedan interpretar los relés, generalmente disminuyendo las magnitudes de las señales originales.

Los relés [5] funcionan en conjunto con los interruptores y los circuitos de control como uno solo, estos son los encargados de enviar la señal al interruptor cuando se presenta una situación anormal en el sistema. Los relés se ajustan con diferentes parámetros de acuerdo al evento del que se quiera proteger el equipo, discriminando los tipos de fallas que no sean necesarios asistir . Un mismo interruptor puede estar enlazado a diferentes relés mediante los circuitos de control, protegiendo de esta forma al equipo frente a distintos eventos.

Los circuitos de control, son los encargados de traducir las señales de los relés, en activar alarmas, enviar señales de aperturas a los interruptores, etc.

2.1.1. El Interruptor

El interruptor [6] tiene por misión, la interrupción de la circulación de corriente por el equipo, línea o barra que este protegiendo. Este opera bajo control de los relés al cual está enlazado, haciendo que el interruptor separe sus contactos.

El interruptor tiene solo dos estados con los cuales trabaja, abierto y cerrado. En la mayoría del tiempo este estará en el estado cerrado, dejando circular libremente la corriente entre sus contactos, en este estado el interruptor debe comportarse como un conductor ideal sin interferir con el flujo de corriente. Cuando el interruptor pasa de estar cerrado a abierto, entre los contactos se produce un arco eléctrico, esto debido a la ionización del gas que rodea los contactos, convirtiendo el gas en conductor. Este gas ionizado se llama plasma, el cual libera una gran cantidad de energía, tanto en forma de calor como en presión, con lo que puede deteriorar el equipo.

Para eliminar el arco eléctrico, el interruptor puede usar diferentes estrategias, según sea el tipo de interruptor. El arco eléctrico se puede extinguir por un lado aumentando la distancia entre los contactos, y por otro lado enfriando el plasma conductor. Todos los interruptores ocupan una combinación de ambas para extinguir el arco. El interruptor separa sus contactos a una gran velocidad, mediante un sistema neumático, y al mismo tiempo inyecta a gran velocidad un gas (que puede ser dieléctrico como no) que enfríe el plasma con el fin de extinguir el arco.

Hay diferentes tipos de interruptores, los cuales pueden ser clasificados en aire, aire comprimido, SF_6 , aceite e incluso vacío. Dependerá para lo que se necesite el tipo de interruptor que se utilice, ya que depende del espacio que ocupara, de la velocidad de apertura que necesite y de niveles de tensión y corriente que interrumpirán. En la Figura 2.1 se ejemplifica los dos estados del interruptor, cerrado a), comenzando a abrir los contactos b), producción del arco c) y extinción del arco. Específicamente en la figura, el gas utilizado para ayudar a extinguir el arco es de SF_6 .

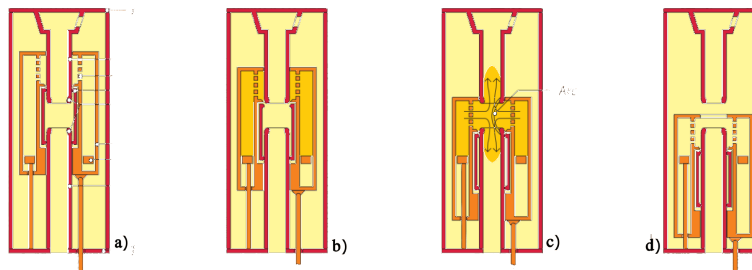


Figura 2.1: Funcionamiento básico de un interruptor.

Los interruptores de potencia pueden ser de tamaños relativamente pequeños, Figura 2.3, como lo pueden ser los GIS u otros de mayor tamaño, Figura 2.2.



Figura 2.2: Interruptor central Tocopilla, I_k :40kA, I_n :1200A, V_n :123kV .



Figura 2.3: Subestación GIS central Tocopilla, I_k :31,5kA, I_n :1600A, V_n :220kV .

Los más usados son los de tipo SF_6 , el cual posee dentro de él un gas dieléctrico que extingue rápidamente el arco eléctrico, además de tener unas medidas muy contenidas respecto a las de aire comprimido al interrumpir una misma cantidad de corriente.

Como todos los equipos y dispositivos los interruptores están fabricados para soportar hasta cierto nivel de corriente y tensión máxima, tanto corriente nominal como de corriente de interrupción. Es por esto que las normas señalan cuales son los niveles máximos con

lo que puede operar los interruptores para asegurar un adecuado accionamiento de estos. Por lo que es muy importante hacer estudios de nivel de cortocircuito en líneas y en barras constantemente con el fin de tener un plan de mantención a seguir para cambiar los interruptores sobrepasados en su corriente antes de que estos no puedan soportarlos.

2.2. Aspectos a tomar en cuenta para el cálculo de cortocircuitos

Los sistemas eléctricos de potencia están diseñados para que un correcto funcionamiento de los equipos y cargas que lo componen. Uno de los aspectos más importantes al momento de diseñar y de operar el sistema eléctrico, es el adecuado manejo de los cortocircuitos. A pesar de que se trata de disminuir la ocurrencias de fallas en el sistema, estas siempre estarán presentes. La condición de cortocircuito generalmente produce una gran circulación de corriente, la cual si no es detectada y manejada de una forma adecuada, puede causar daños irreparables en el equipo, la interrupción de potencia de grandes áreas e incluso poner en riesgo a personas. Un buen diseño del sistema debe asilar el cortocircuito sin causar daño alguno al equipo ni al sistema. Las causas típicas por las que ocurren los cortocircuitos son:

- Equipos y líneas expuestas a descargas atmosféricas.
- Envejecimiento prematuro de la aislación debido al mal mantenimiento o sobrecarga del equipo, una inapropiada ventilación, etc.
- Trabajos en la aislación de los equipos.
- Falla del equipo.
- Una inapropiada operación del sistema.

Una de las muchas aplicaciones del cálculo del cortocircuito es verificar los valores que debiesen soportar los equipos en la etapa de planeación del proyecto. En este caso, al ingeniero a cargo del proyecto, le interesa obtener las máxima magnitud de corriente de cortocircuito esperada (para dimensionar el equipo adecuadamente) y la mínima magnitud de corriente de cortocircuito esperada (para una adecuado diseño del esquema de protecciones).

Para realizar los cálculos de cortocircuito en la etapa de planificación, generalmente se utilizan métodos que no requieren en detalle el modelo del sistema, y además se usan estimaciones conservadoras para estar seguros que el valor obtenido es mayor al que habrá en realidad. Algunos ejemplos de estos métodos son: IEC 60909/VDE 0102 [4], el método ANSI y la IEC 61363 [7] para cortocircuitos en AC y los IEC 61660 [8] y ANSI/IEEE 946 [9] para cortocircuitos en DC. También existe el “método completo”, éste sirve para determinar con un mayor grado de precisión la magnitud del cortocircuito, teniendo en cuenta una mayor cantidad de detalle e información de acuerdo a la operación del sistema al momento de ocurrir la falla. El “método completo” se ocupa generalmente para informes post falla, en el cual se deben informar claramente porque se provocó dicho cortocircuito, y las consecuencias de éste.

2.2.1. Norma IEC 60909-2001

Para efectos de este estudio, el cálculo del máximo nivel de cortocircuito se realizó mediante la Norma IEC 60909-2001. Esto debido a que lo exige la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile en el artículo 3-3.c) [10], además Transelec se acoge a esta norma en su procedimiento DO: «Términos y condiciones del cálculo de corrientes de cortocircuitos para verificación del dimensionamiento de interruptores en el SIC [11]». Por lo que se hará un resumen de los aspectos más importantes de esta Norma.

Corriente de cortocircuito simétrica: valor (*r.m.s.*) de la componente simétrica de corriente alterna (AC) de una corriente de cortocircuito. La componente continua o no periódica de la corriente, no es considerada.

Corriente de cortocircuito simétrica inicial: valor (*r.m.s.*) de la componente simétrica de AC de una corriente de cortocircuito, aplicable en el instante de iniciado el cortocircuito, considerando que la impedancia mantiene el valor del instante $t = 0$.

Componente continua (no periódica) de la corriente de cortocircuito (i_{dc}): valor medio de la envolvente de la corriente de cortocircuito decayendo desde un valor inicial hasta cero.

Corriente de cortocircuito máxima: valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito.

Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción: valor (*r.m.s.*) de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito, integrada en el primer ciclo, para el instante de separación de los contactos del primer polo del dispositivo de interrupción.

Tensión nominal del sistema: tensión línea a línea de diseño del sistema.

Cortocircuitos lejanos al generador: cortocircuito durante el cual la magnitud de la componente simétrica de AC del cortocircuito permanece esencialmente constante.

Cortocircuitos cercanos al generador: cortocircuito en el que al menos una máquina sincrónica contribuye con una corriente de cortocircuito simétrica inicial que es mayor que dos veces la corriente nominal de la máquina, o un cortocircuito para el cual la contribución de los motores asincrónicos es mayor que el 5 % de la corriente de cortocircuito simétrica inicial sin los motores.

Reactancia subtransiente de una máquina sincrónica: corresponde a la reactancia que efectivamente se establece al momento del cortocircuito.

2.2.1.a. Supuestos y simplificaciones

El cálculo de las corrientes de cortocircuitos supone las siguientes simplificaciones:

1. Durante el tiempo de cortocircuito no existe cambio en el tipo de cortocircuito, esto es, un cortocircuito trifásico permanece trifásico y un cortocircuito monofásico permanece monofásico durante todo el tiempo del cortocircuito.
2. Durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existen cambios topológicos en la red.
3. La impedancia de los transformadores es referida a la posición nominal del cambiador de tomas. No obstante, el cálculo de corrientes de cortocircuito debe considerar un

factor de corrección que represente a la posición del cambiador de tomas que de origen a la menor impedancia de cortocircuito.

4. Las magnitudes de la resistencia del arco del cortocircuito y de la impedancia de falla se consideran despreciables.
5. No se consideran: las capacitancias de las líneas, las admitancias en derivación y las cargas estáticas (no-rotatorias), excepto las correspondientes a la red de secuencia cero del sistema.
6. El tiempo mínimo de separación de los contactos de un interruptor a considerar será 40 milisegundos. Dicho valor, está constituido por la suma del tiempo de operación del relé más rápido que actúa sobre el trip del interruptor y del tiempo de inicio de la separación de sus contactos.

2.2.1.b. Condiciones de aplicación

El cálculo de las corrientes de cortocircuito deberá contemplar las siguientes condiciones:

1. Factor de tensión (c): se deberá considerar una tensión de pre-falla igual a c veces la tensión nominal, donde c es un factor de tensión que dependerá de la tensión, según lo indica en la Tabla 2.1

Tabla 2.1: Factor de tensión

Tensión nominal [V]	Factor de tensión c
240 - 400	1
$400 < x \leq 1000$	1.05
> 1000	1.1

2. Topología de la red: se deberá considerar la configuración del sistema que presente la mayor contribución de las centrales de generación al cortocircuito. Esto significa, tener conectada todas las unidades de generación, todas las líneas y transformadores en servicio, tal que se configure el mayor enmallamiento del sistema.
3. Sistema equivalente: en caso de usar redes equivalente externas para representar el sistema o parte de éste, se deberá utilizar la mínima impedancia de cortocircuito equivalente, que corresponde a la máxima contribución de corriente al cortocircuito desde la red externa equivalente modelada.
4. Convertidores estáticos: se deben tomar en cuenta cuando estos accionen motores asíncronos. Este efecto solo afectaría a las corrientes transientes y sólo para fallas trifásicas. Para el resto de situaciones simplemente no se considera el convertidor.
5. Resistencia $R_{línea}$: la resistencia de las líneas aéreas y cables deberá ser considerada para una temperatura de 20°C o en su defecto, las correspondientes resistencias

disponibles en la base de datos de las instalaciones del CDEC-SIC que se emplean en el cálculo de flujos de potencia.¹

2.2.1.c. Corriente de cortocircuito

Las componentes de la corriente de cortocircuito que se deberán calcular son:

1. Corriente de cortocircuito simétrica inicial (*r.m.s.*)
2. Corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica de interrupción (*r.m.s.*), evaluada en el instante 40 milisegundos después de iniciada la falla.
3. Corriente de cortocircuito máxima instantánea (peak) (cierre contra cortocircuito).
4. Corriente de cortocircuito en régimen permanente (*r.m.s.*).

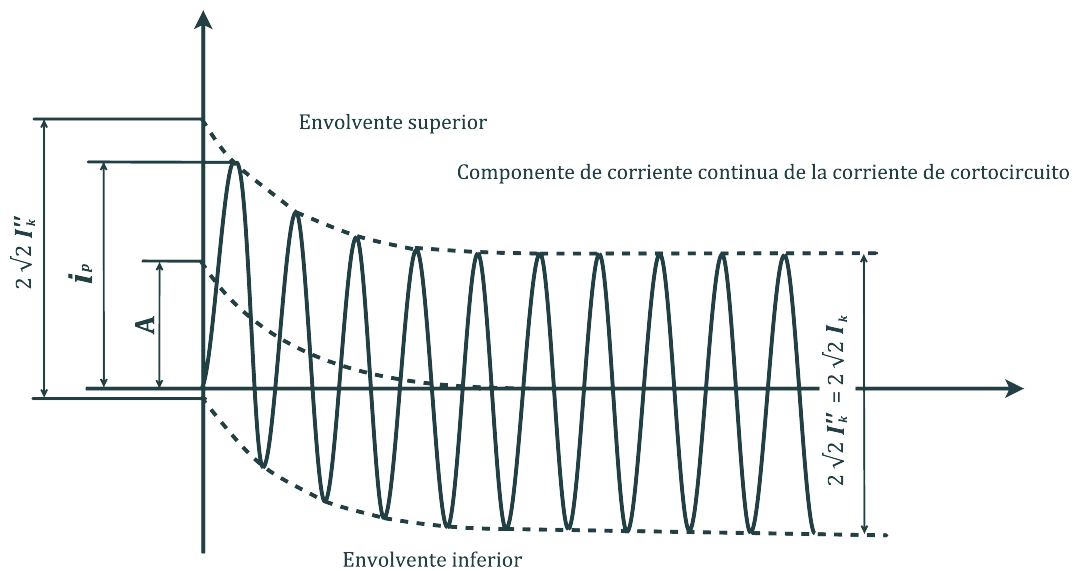


Figura 2.4: Señal corriente de cortocircuito en el tiempo

¹Esta última condición es propuesta por Transelec

donde:

I_k'' = corriente de cortocircuito simétrica inicial

i_p = valor de cresta de la corriente de cortocircuito

I_k = corriente de cortocircuito permanente

i_{dc} = componente continua de la corriente de cortocircuito

A = valor inicial de la componente de corriente continua i_{dc}

Dentro de la Norma se especifica que el cálculo de estas componentes se deberán emplear los siguientes parámetros de las máquinas rotatorias:

1. En las máquinas sincrónicas la reactancia subtransiente saturada o 0,8 veces el valor de la reactancia subtransiente no saturada.
2. En las máquinas asíncronas la impedancia a rotor bloqueado.

2.2.1.d. Tipos de cortocircuito

El cálculo de las componente de la corriente de cortocircuito indicadas anteriormente, deberá ser determinada en los siguiente tipos de fallas:

1. Cortocircuito trifásico (3F)
2. Cortocircuito bifásico aislado (2F)
3. Cortocircuito bifásico a tierra (2FT)
4. Cortocircuito monofásico a tierra (1FT).

2.2.1.e. Procedimiento de cálculo de las componentes de corrientes de cortocircuito

El procedimiento para determinar las componentes de corriente de cortocircuito definidas anteriormente, contempla la aplicación de las relaciones matemáticas indicadas a continuación:

Corriente de cortocircuito máxima (i_p)

1. Calcular las corrientes de cortocircuito simétrica inicial (I_k'') de acuerdo al Apéndice A
2. Aplicar las siguientes ecuaciones:

$$i_{p3F} = \sqrt{2} I_{k3F}'' \left[1 + e^{-\left(\frac{\pi}{(X/R)_{k3F}}\right)} \right] \quad (2.1)$$

$$i_{p2F} = \sqrt{2} \mathbf{I}''_{k2F} \left[1 + e^{-\left(\frac{\pi}{(X/R)_{k2F}}\right)} \right] \quad (2.2)$$

$$i_{p1FT} = \sqrt{2} \mathbf{I}''_{k1FT} \left[1 + e^{-\left(\frac{\pi}{(X/R)_{k1FT}}\right)} \right] \quad (2.3)$$

$$i_{p2FT} = \sqrt{2} \mathbf{I}''_{k2FT} \left[1 + e^{-\left(\frac{\pi}{(X/R)_{k2FT}}\right)} \right] \quad (2.4)$$

Nota: a continuación, se indican las expresiones de cálculo conservador para estimar las corrientes de cortocircuito máximas, que consideran la aplicación de un factor de asimetría.

$$i_{p3F} = 2,7 \mathbf{I}''_{k3F} \quad (2.5)$$

$$i_{p2F} = 2,7 \mathbf{I}''_{k2F} \quad (2.6)$$

$$i_{p1FT} = 2,7 \mathbf{I}''_{k1FT} \quad (2.7)$$

$$i_{p2FT} = 2,7 \mathbf{I}''_{k2FT} \quad (2.8)$$

3. Determinar la mayor corriente máxima (i_P), como:

$$i_{pmax} = max \{ i_{p3F}, i_{p2F}, i_{p1FT}, i_{p2FT} \} \quad (2.9)$$

Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción (I_b)

)

1. Calcular la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción en el instante de 40 milisegundos después de ocurrida la falla, para los tipos de falla indicados en 2.2.1.d, esto es \mathbf{I}_{b3F} , \mathbf{I}_{b2F} , \mathbf{I}_{b1FT} e \mathbf{I}_{b2FT} .

2. Determinar la mayor corriente de cortocircuito simétrica de interrupción como:

$$\mathbf{I}_{bmax} = max \{ \mathbf{I}_{b3F}, \mathbf{I}_{b2F}, \mathbf{I}_{b1FT}, \mathbf{I}_{b2FT} \} \quad (2.10)$$

Corriente de cortocircuito asimétrica de interrupción

1. Calcular las razones (X/R) de las corrientes de cortocircuito de interrupción, esto es, $(X/R)_{b3F}$, $(X/R)_{b2F}$, $(X/R)_{b1FT}$ y $(X/R)_{b2FT}$ según las expresiones indicadas en el Apéndice A.
2. Calcular la componente continua (i_{dc}) de las corrientes de cortocircuito de interrupción, a través de la aplicación de las siguientes expresiones:

$$i_{dc3F} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b3F} \left[e^{-\left(\frac{4\pi}{(X/R)_{b3F}}\right)} \right] \quad (2.11)$$

$$i_{dc2F} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b2F} \left[e^{-\left(\frac{4\pi}{(X/R)_{b2F}}\right)} \right] \quad (2.12)$$

$$i_{dc1FT} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b1FT} \left[e^{-\left(\frac{4\pi}{(X/R)_{b1FT}}\right)} \right] \quad (2.13)$$

$$i_{dc2FT} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b2FT} \left[e^{-\left(\frac{4\pi}{(X/R)_{b2FT}}\right)} \right] \quad (2.14)$$

Nota: a continuación, se indican las expresiones de cálculo conservador para estimar la componente continua de las corrientes de cortocircuito.

$$i_{dc3F} = \mathbf{I}_{b3F} \quad (2.15)$$

$$i_{dc2F} = \mathbf{I}_{b2F} \quad (2.16)$$

$$i_{dc1FT} = \mathbf{I}_{b1FT} \quad (2.17)$$

$$i_{dc2FT} = \mathbf{I}_{b2FT} \quad (2.18)$$

3. Calcular la corriente de cortocircuito asimétrico de interrupción I_{bAsy} , como:

$$I_{bAsy3F} = \sqrt{\mathbf{I}_{b3F}^2 + i_{dc3F}^2} \quad (2.19)$$

$$I_{bAsy2F} = \sqrt{\mathbf{I}_{b2F}^2 + i_{dc2F}^2} \quad (2.20)$$

$$I_{bAsy1FT} = \sqrt{\mathbf{I}_{b1FT}^2 + i_{dc1FT}^2} \quad (2.21)$$

$$\mathbf{I}_{bAsy2FT} = \sqrt{\mathbf{I}_{b2FT}^2 + \mathbf{i}_{dc2FT}^2} \quad (2.22)$$

Nota: a continuación, se indican las expresiones de cálculo conservador para estimar las corrientes de cortocircuito asimétrica de interrupción.

$$\mathbf{I}_{bAsy3F} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b3F} \quad (2.23)$$

$$\mathbf{I}_{bAsy2F} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b2F} \quad (2.24)$$

$$\mathbf{I}_{bAsy1FT} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b1FT} \quad (2.25)$$

$$\mathbf{I}_{bAsy2FT} = \sqrt{2} \mathbf{I}_{b2FT} \quad (2.26)$$

4. Determinar la mayor corriente $\mathbf{I}_{bAsyMax}$.

$$\mathbf{I}_{bAsymax} = \max \{ \mathbf{I}_{bAsy3F}, \mathbf{I}_{bAsy2F}, \mathbf{I}_{bAsy1FT}, \mathbf{I}_{b2AsyFT} \} \quad (2.27)$$

Corriente de cortocircuito en régimen permanente \mathbf{I}_k

1. Calcular las corrientes de cortocircuito simétricas en régimen permanente \mathbf{I}_k para los tipos de fallas indicado en 2.2.1.d, esto es, \mathbf{I}_{k3F} , \mathbf{I}_{k2F} , \mathbf{I}_{k1FT} e \mathbf{I}_{k2FT}
2. Determinar la mayor corriente de cortocircuito simétrica en régimen permanente como:

$$\mathbf{I}_{kmax} = \max \{ \mathbf{I}_{k3F}, \mathbf{I}_{k2F}, \mathbf{I}_{k1FT}, \mathbf{I}_{k2FT} \} \quad (2.28)$$

2.3. Condiciones para la verificación de la capacidad de los interruptores

Un interruptor estará adecuadamente dimensionado si satisface las condiciones que se señalan a continuación, supeditado a las mayores corrientes de cortocircuito que se determinan de acuerdo a la Norma IEC 60909-2001:

1. La capacidad de ruptura simétrica nominal del interruptor, deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción que se establezca a través de éste, en el instante de 40 milisegundos después de iniciado el cortocircuito.
2. La capacidad de ruptura asimétrica del interruptor deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito de interrupción asimétrica que se establezca a través de este en el instante de 40 milisegundos después de iniciado el cortocircuito.

3. La capacidad de cierre contra cortocircuito nominal del interruptor deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito máxima instantánea (peak) que se establezca a través de este.
4. La corriente de cortocircuito de duración nominal del interruptor dada por el $(I^2 * t)$ de diseño deberá ser mayor que el $I_k^2 t$ correspondiente a la corriente de cortocircuito en régimen permanente para un período de operación de la primera operación de respaldo.

Nota: para establecer la capacidad de ruptura asimétrica de interruptores como función de la capacidad de ruptura simétrica (I_{sc}) y de componente de corriente continua asociada, expresada como un porcentaje (k_{dc}) respecto del valor máximo de corriente de interrupción simétrica ($\sqrt{2}I_{sc}$), se puede emplear la expresión (2.29).

$$I_{SC \text{ Asy}} = I_{SC} * \sqrt{1 + 2 \left(\frac{k_{dc}}{100} \right)} [kA] \quad (2.29)$$

Donde I_{SC} representa la capacidad de ruptura simétrica expresada en $[kA]$ (*r.m.s.*)

2.3.1. Criterios de verificación

a) Cortocircuito en barra

Un interruptor estará adecuadamente dimensionado si la mayor de las corrientes de cortocircuito, que se determinen de acuerdo con lo establecido en el apartado 2.2.1.e, en la barra o nudo donde se encuentra conectado, cumple simultáneamente con las condiciones señaladas en el apartado 2.3.

b) Corrientes de cortocircuito en el interruptor

La capacidad del interruptor deberá satisfacer la máxima de las corrientes de cortocircuito que se determinen en las distintas condiciones de aplicación de la falla, que se señalan en la Figura 2.5. Es decir, se tendrá que verificar lo siguiente:

$$\max \{ I_{CCLinea}, (I_{CCBarra} - I_{CCLinea}), I_{CCLineaOut}, I_{CCOpenEnd} \} \quad (2.30)$$

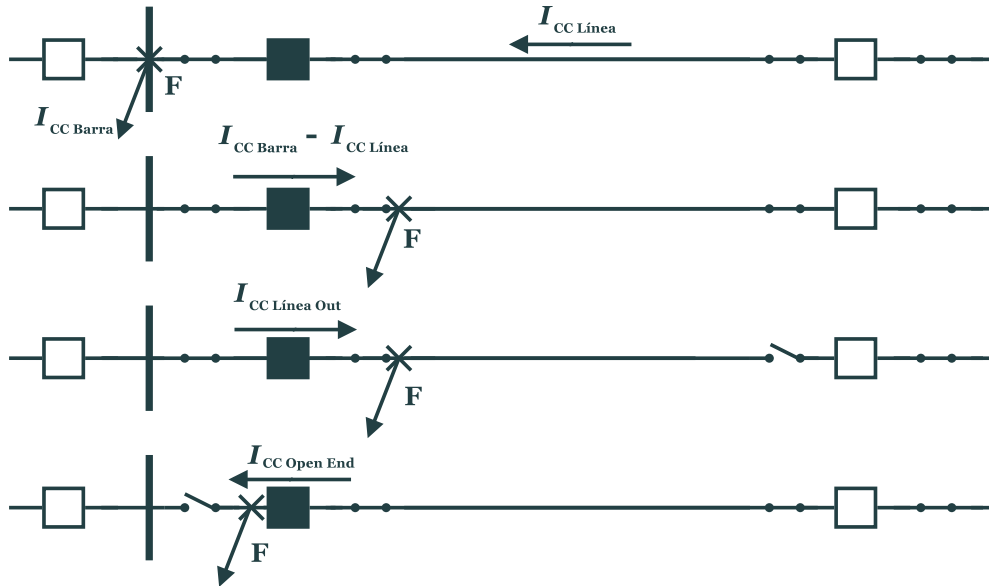


Figura 2.5: Corrientes de cortocircuito en el interruptor

donde:

$I_{CC Línea}$ = Valor de la corriente que atraviesa la línea, cuando la falla ocurre en la barra más cercana al interruptor.

$I_{CC Barra}$ = Valor de la corriente que atraviesa la barra, cuando la falla ocurre en la línea conectada al interruptor.

$I_{CC Línea Out}$ = Valor de la corriente que atraviesa la línea. Cuando la falla ocurre en la línea, con esta abierta en el extremo más alejado del interruptor.

$I_{CC Línea End}$ = Valor de la corriente que atraviesa la línea. Cuando la falla ocurre en la línea, con esta abierta en el extremo más cercano del interruptor.

Capítulo 3

Explicación del problema

3.1. Subestación Charrúa

La subestación Charrúa se encuentra en la región del Bío Bío en Chile, en la localidad de Cabrero, tiene una extensión total de 67 hectáreas y se encuentra a 75 kilómetros al Sureste de Concepción y a 39 kilómetros al norte de Los Ángeles. Es una de las subestaciones más importantes de la zona y del SIC. Esta subestación es propiedad de Transelec [12].

Transelec se autodefine como el principal proveedor de sistemas de transmisión en alta tensión del país y es la compañía de transmisión más grande que opera líneas y subestaciones en $500kV$ y $220kV$ en todo Chile.

Charrúa tiene varios niveles de tensión: $500kV$, $220kV$, $154kV$ y $66kV$. Las barras más importantes son las de $500kV$ y $220kV$, en donde se encuentran instalados tres bancos de transformadores de $750MVA$ cada uno, además en la subestación convergen varias centrales las cuales se ubican en las cercanías y en la costa, transitando por ella una gran cantidad de potencia.



Figura 3.1: Alrededor subestación Charrúa - *gentileza de Transelec*

La Figura 3.1 muestra los alrededores de la subestación Charrúa, en donde se aprecian las líneas divididas por colores que representan el nivel de tensión, azules $500kV$, verdes $220kV$, rosadas $154kV$ y negras $66kV$ o menores. Además de las centrales tanto térmicas (triángulos rojos) e hidroeléctricas (cuadrados azules). Las principales subestaciones que se conectan con la subestación Charrúa son: Ancoa hacia el norte mediante $500kV$ y al sur con Cautín mediante $220kV$.

Las centrales que aportan mayor energía a la fecha son: Las termoeléctricas, Bocamina I y II y Coronel Santa María, y las hidroeléctricas, El Toro, Pangué y Ralco. Las obra más importantes que afectará a Charrúa, es sin duda la Central El Campesino que entra en operación el año 2018 y que se conectará a Nueva Charrúa, esta última un anexo de Charrúa por no poder soportar la entradas de más líneas.

3.2. Dificultades en Charrúa

Una de las problemáticas a corto plazo que sufrirá esta subestación, es el nivel de cortocircuito que deben soportar los interruptores de las barras, ya que se estima que dentro de pocos años este nivel será superado especialmente por la incorporación de nuevas centrales en las cercanías, además de la interconexión de los dos sistemas principales del país (SIC + SING).

Las medida obvia de reemplazar los interruptores, no es una tarea fácil de llevar a cabo, debido a que hay que afrontar varias dificultades como por ejemplo: Interrumpir el flujo de energía en las líneas mientras es intervenido cada paño de la subestación, además los paños que deben ser intervenidos son demasiados como se verá más adelante, esto en

la practica es rehacer la subestación de $220kV$. Otra dificultad es el tiempo que se ocupara en intervenir los paños y los efectos que estos conlleva, sobre todo en la planificación de la operación y los costos operacionales involucrados.

Por último, cambiar los interruptores no es una solución barata, ya que los interruptores con un nivel de cortocircuito demasiado alto involucra estar dispuestos a desembolsar más dinero, siendo que los nuevos interruptores deben ser de una clase mayor poco utilizada. Sin el ánimo de adelantarse a los hechos, hay una alta probabilidad de que se deban trasadar algunos paños de la subestación ya que el nivel de cortocircuito no podrá ser soportado por ningún interruptor comercial a la fecha. Lo que conlleva una mayor inversión de la que se podría esperar.

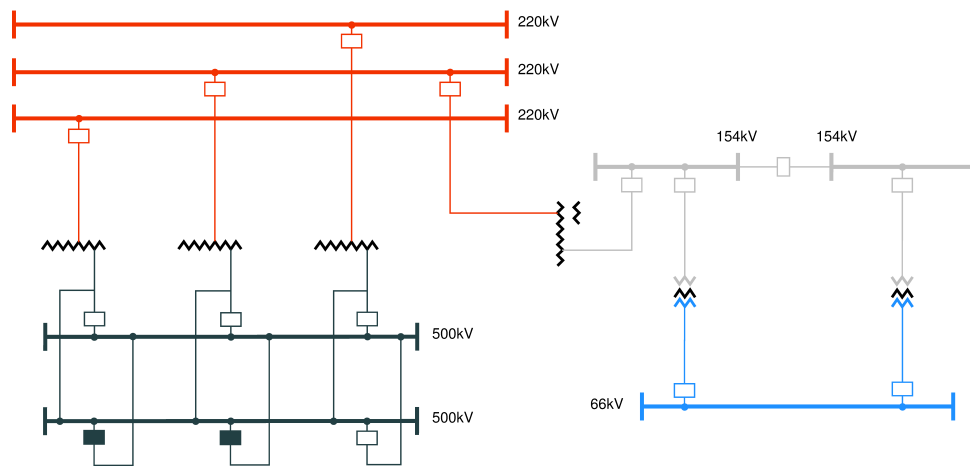


Figura 3.2: Unilineal de la subestación Charrúa, sin modificaciones

En la Figura 3.2 se aprecia sin demasiado detalle como está la subestación Charrúa actualmente, con sus cuatro niveles de tensión y transformadores más importantes.

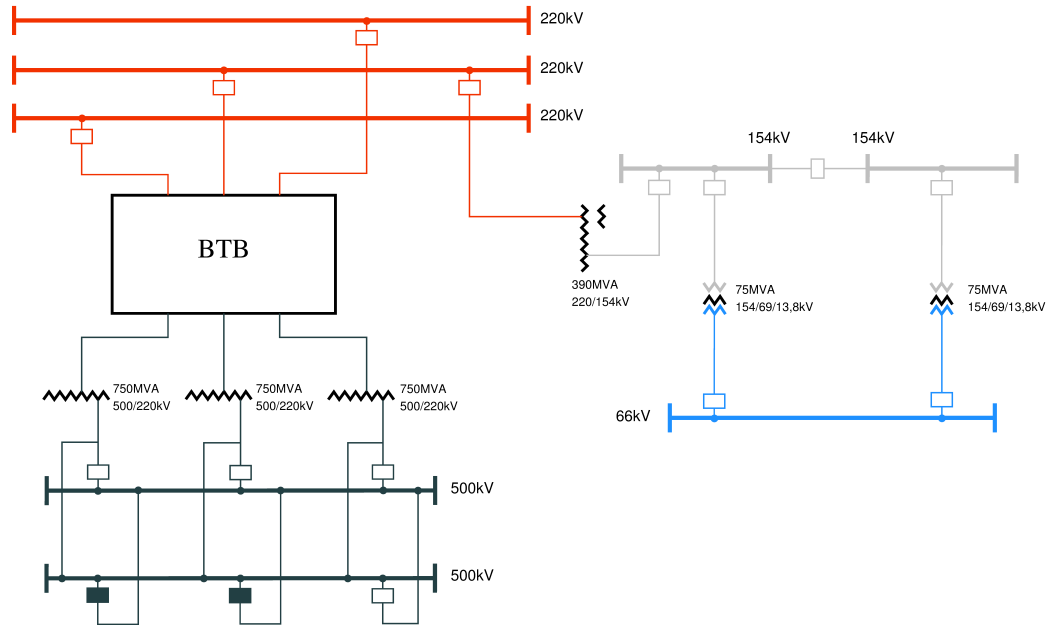


Figura 3.3: Unilínea de la subestación Charrúa, con la incorporación del back-to-back

En la Figura 3.3 se aprecia sin demasiado detalle como afectará la incorporación del BTB en la subestación, la cual se pretende instalar entre las barras de $220kV$ y $500kV$ ya que acá es donde más transferencia de energía existe.

Capítulo 4

Metodología utilizada en la obtención de niveles de cortocircuito

4.1. Antecedentes y supuestos del modelo

El sistema virtualizado para el desarrollo de la obtención de los niveles de cortocircuitos, simulado en el programa DigSILENT PowerFactory [13], se obtiene a partir de la base de datos del CDEC-SIC y CDEC-SING, modificado por la empresa Traselec, de acuerdo a los planes de obras de generación y transmisión desde el año 2015 hasta el año 2028. Esta base de datos está modificada para el análisis del cortocircuito de todo el sistema. Es por esto que trae distintos escenarios y casos de estudios, en los cuales se aplica el plan de obra para los distintos años, además se agregó un escenario para el año 2024 para poder determinar el flujo de potencia para dicho año, el cual resultará útil para estimar la potencia generada a largo plazo, teniendo este último dato como referencia. Las simulaciones, tendrán la misión de obtener el mayor nivel de cortocircuito, esto quiere decir que al momento de determinar el nivel de cortocircuito, el sistema debe trabajar con la mayor cantidad de generación y el mayor porcentaje de carga conectada, con esto se tiene una mirada conservadora al instante de obtener los niveles de cortocircuito con el fin de posicionarse en las peores condiciones, con el objeto de determinar adecuadamente que interruptores no pueden seguir operando y cuando.

4.2. Simulaciones para los distintos escenarios considerados

El alcance de este estudio consiste en calcular los niveles de cortocircuito desde el año 2015 al 2028 en la subestación Charrúa para todas sus barras, esto es $500kV$, $220kV$, $154kV$, $66kV$ y determinar en que año y cuales son los interruptores que se deben reemplazar por no soportar el nivel de cortocircuito para los cuales fueron diseñados. Los niveles de cortocircuito son determinados de acuerdo al Capítulo 2, dentro de los que se consideran los cortocircuitos trifásicos, bifásicos, bifásico a tierra y monofásicos a tierra. De acuerdo al criterio conservador de Traselec, los interruptores deben soportar el máximo nivel de cortocircuito presente en las barras. Esto significa que se incluye en el cálculo el nivel de cortocircuito que pasa a través de las líneas.

En primera instancia, se determinarán los niveles de cortocircuitos en las distintas ba-

rras de Charrúa sin modificaciones a la estructura del sistema (condición original). Esto quiere decir, sin intervenir la subestación más allá de lo que se expresa en el plan de obra hasta el año 2028, con el fin de determinar en que año los interruptores son superados en su nivel de cortocircuito.

En segunda instancia, se determinarán los niveles de cortocircuitos en las distintas barras de Charrúa modificando la topología de la subestación. Esto significa conectar un BTB entre las barras que alojan los tres principales transformadores de potencia de la subestación. Entre las barras de $220kV$ y $500kV$, ya que acá es donde existe la mayor transferencia de energía de la subestación.

4.3. Cálculos de los niveles de cortocircuito sin modificaciones hasta el año 2028 (situación base)

La base de datos otorgada por la empresa Transelec tiene contemplado las obras hasta el año 2030, la cual está basada tanto en el plan de obra como en la Norma IEC 60909-2001 [4] para determinar los niveles máximos de cortocircuitos.

4.3.1. Validación de la base de datos

Como en todo estudio serio, se debe analizar la calidad de la base de datos que se ocupará con el fin de que los resultados de lo más parecido al sistema real posible. Por lo que antes de calcular algún cortocircuito se procedió a determinar si las reactancias de los transformadores estaban dentro de los parámetros que se podrían llamar normales; sólo se toman en cuenta los transformadores del sistema ya que son los equipos que están en mayor cantidad en el sistema eléctrico. Los generadores y motores por lo general son los que menos tienen discrepancias con la realidad, debido a la cantidad de estudios que se les hace.

Hay que señalar que las impedancias en la base de datos se encuentran reducido al sistema *por unidad* (*pu*) [14].

En el sistema por unidad mientras más potencia aparente nominal tienen los equipos, menor es la reactancia equivalente para este equipo. Esto tiene que ver que mientras más pequeña la reactancia mayor potencia de cortocircuito entrega dicho equipo. Los equipos que aportan más potencia de cortocircuito son los generadores y motores, pero los transformadores pueden aumentar o reducir el nivel de cortocircuito según estén conectados.

Una buena forma de determinar si es que la base de datos es correcta es graficar las reactancias de los equipos según el nivel de potencia, esto da una idea clara de cual de los equipos puede estar mal dimensionado dentro de la base de datos. La gráfica debe tener una distribución en forma de hipérbola de acuerdo a:

$$X = k/S$$

donde X representa la reactancia en *pu*, S la potencia del equipo y k una constante determinada por la experiencia.

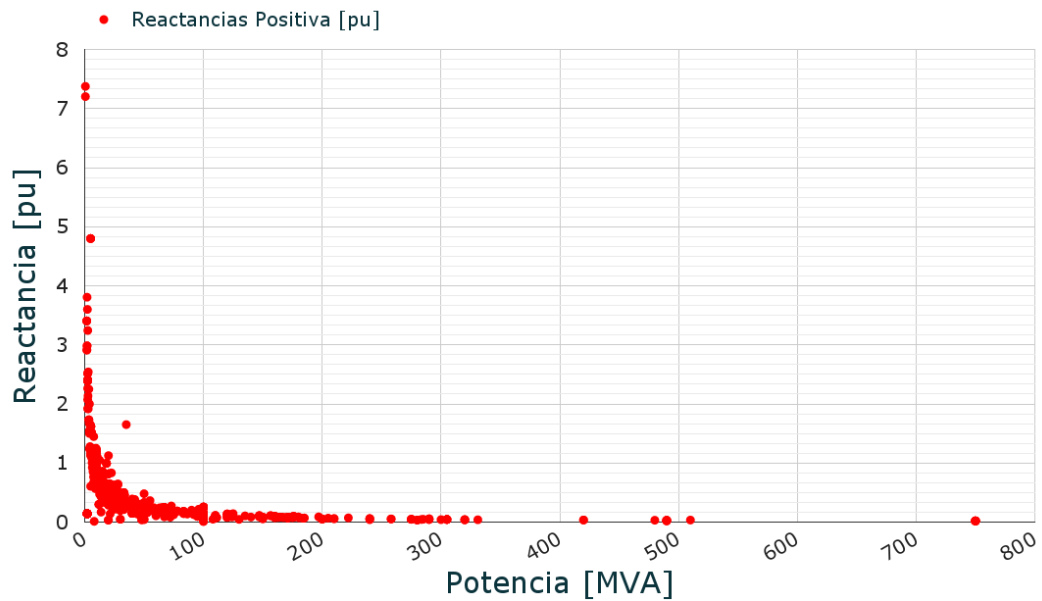


Figura 4.1: Reactancia positiva y negativa vs potencia base

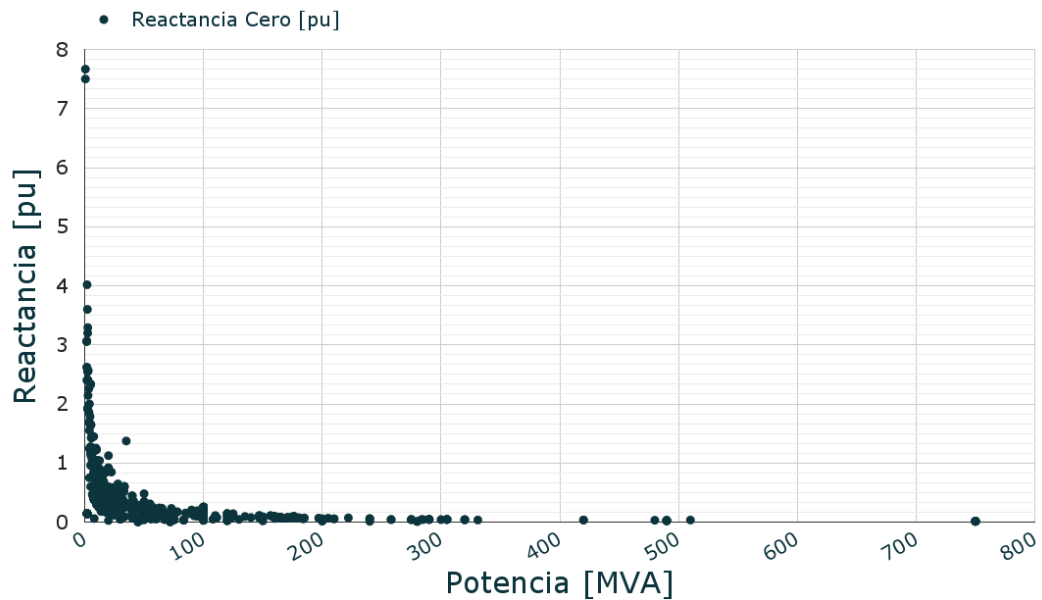


Figura 4.2: Reactancia cero vs potencia base

Como muestran las Figuras 4.1 y 4.2 las reactancias tanto *positiva*, *negativa* y *cero*, están ordenadas por el nivel de potencia del equipo transformador. Se pueden apreciar ciertas discrepancias con la normalidad en las potencias más bajas en los diferentes tipos de reactancias.

A continuación se presentan en las Tablas 4.1 y 4.2 un resumen de las discrepancias y sus correcciones, donde $X_{1típico}$ representa la reactancia típica dada por la experiencia de equipos similares en características.

Tabla 4.1: Reactancias de secuencia positivas anómalas de transformadores

Nombre Transformador	MVA	X_1 [pu]	$X_{1típico}$ [pu]	error[%]
M. Carmen de Andacollo 220/13,8kV	160,00	0,0722	0,0995	27,41
PE Taltal 33/0,65kV	110,55	0,0720	0,0953	24,43
x Rap PM/66/13,8/2 ₁	100,00	0,2540	0,1318	92,67
Olivos 110/23kV ₁ 20MVA	100,00	0,2540	0,1318	92,67
Peñon 110/23kV ₁ 00MVA	100,00	0,2540	0,1318	92,67
San Lorenzo 220/11,5kV	100,00	0,2540	0,1318	92,67
x Rap PM/66/13,8/2 ₂	100,00	0,2490	0,1318	88,88
x Rap PM/220/13,8/2 ₁	100,00	0,2490	0,1318	88,88
Cardones 220/20,4kV	100,00	0,2490	0,1318	88,88
SVC Plus 220/13,9kV	100,00	0,2490	0,1318	88,88
Total 23/0,69kV ₂ ,1MVA	48,30	0,0943	0,1284	26,55
San Ignacio 66kV/13,8kV 35MVA	35,00	1,6499	0,3038	442,99
2-Winding Transformer(22)	28,00	0,6460	0,2779	132,48
Canela 23/0,69kV ₁ ,8MVA	19,80	0,0344	0,5812	94,07
Chuyaca 5 MVA 66/24kV2	5,00	4,7999	1,4338	234,75
Chuyaca 5 MVA 66/24kV3	5,00	4,7999	1,4338	234,75
C Los Sauces 0,4/23KV – 1250KVA	5,00	4,7999	1,4338	234,75

Tabla 4.2: Reactancias de secuencia cero anómalas de transformadores

Nombre Transformador	MVA	X_0 [pu]	$X_{0típico}$ [pu]	error[%]
M. Carmen de Andacollo 220/13,8kV	160,00	0,0608	0,0995	38,92
PE Taltal 33/0,65kV	110,55	0,0648	0,0867	25,25
x Rap PM/66/13,8/2 ₁	100,00	0,2540	0,1319	92,47
Olivos 110/23kV ₁ 20MVA	100,00	0,2540	0,1319	92,47
Peñon 110/23kV ₁ 00MVA	100,00	0,2540	0,1319	92,47
San Lorenzo 220/11,5kV	100,00	0,2540	0,1319	92,47
x Rap PM/66/13,8/2 ₂	100,00	0,2490	0,1318	88,88
x Rap PM/220/13,8/2 ₁	100,00	0,2490	0,1318	88,88
Cardones 220/20,4kV	100,00	0,2490	0,1318	88,88
SVC Plus 220/13,9kV	100,00	0,2490	0,1318	88,88
Total 23/0,69kV ₂ ,1MVA	48,30	0,1345	0,1107	21,56
San Ignacio 66kV/13,8kV 35MVA	35,00	1,3722	0,2845	382,31
2-Winding Transformer(22)	28,00	0,6466	0,2522	156,38
Canela 23/0,69kV ₁ ,8MVA	19,80	0,3030	0,3157	4,04
Chuyaca 5 MVA 66/24kV2	5,00	2,3325	1,2589	85,28
Chuyaca 5 MVA 66/24kV3	5,00	2,3325	1,2589	85,28
C Los Sauces 0,4/23KV – 1250KVA	5,00	2,3325	1,2589	85,28

Como se puede apreciar en los graficos y tablas, varias reactancias escapan de los parámetros normales. Hay que tener cuidado al hacer una evaluación de como estos pueden afectar los resultados de los cortocircuitos ya que también hay que tener en consideración la potencia de los equipos involucrados, a mayor potencia del equipo mayor será la influencia en los resultados finales. En las tablas se aprecia que la reactancias anómalas son de potencias menores a $200MVA$, teniendo en cuenta que el sistema en si tiene una potencia instalada de aproximadamente $200.762MW^2$. Estas reactancias no debiesen influir demasiado en los cálculos de los cortocircuitos.

Para tener una noción de los resultados se muestran en la siguiente sección los valores de los cortocircuitos de interrupción (I_b) con los valores de las reactancias entregados por la base de datos versus los valores “típicos”.

4.3.2. Cálculos de los valores de cortocircuitos sin corregir la base de datos. Cortocircuito trifásico

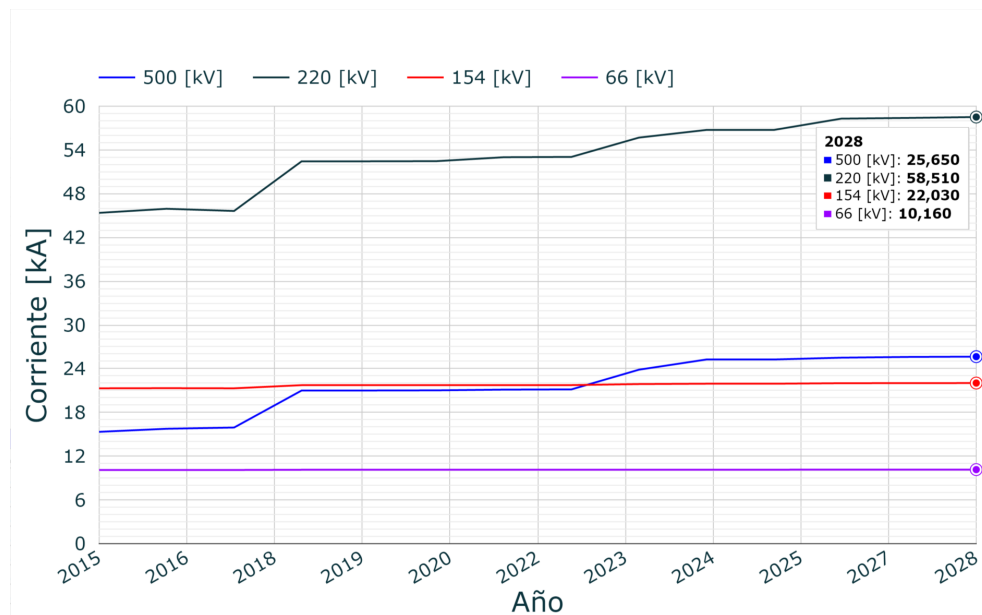


Figura 4.3: Evolución del nivel de cortocircuito I_b trifásico en las barras de Charrúa

²Información obtenida del boletín del mercado eléctrico generadoras de Chile, Marzo 2016

4.3.3. Cálculos de los valores de cortocircuitos con corrección la base de datos. Cortocircuito trifásico

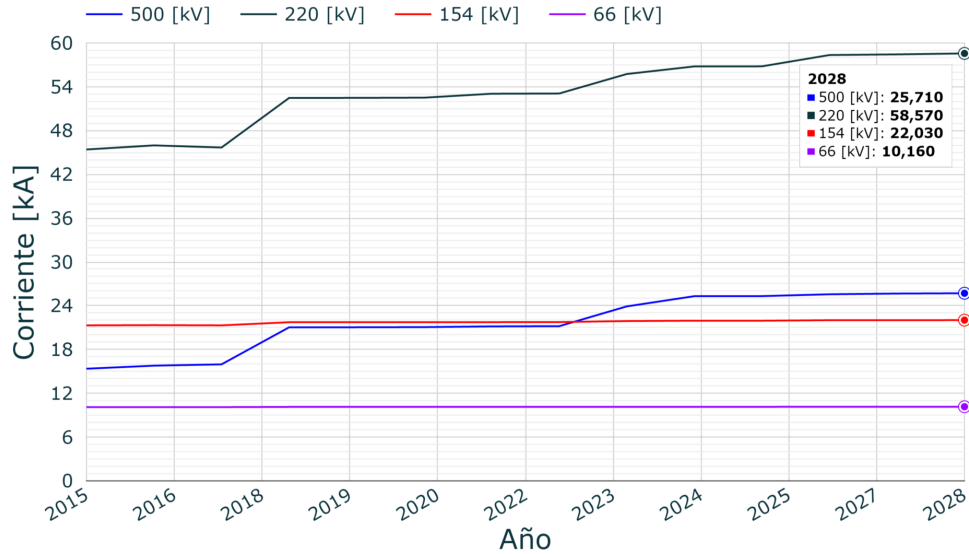


Figura 4.4: Evolución del nivel de cortocircuito I_b trifásico en las barras de Charrúa

Si se comparan los niveles de cortocircuito I_b al año 2028 de las diferentes barras se tienen los siguientes cambios a nivel porcentual.

Tabla 4.3: Variación niveles de cortocircuito trifásico con impedancias originales vs anómalas

Barra [kV]	I_b [kA]	I_b^* [kA]	Diferencia [%]
500	25,650	25,710	+0,234
220	58,510	58,570	+0,102
154	22,030	22,030	0
66	10,160	10,160	0

Como se aprecia en la Tabla 4.3 los niveles de cortocircuito trifásico no varían más del 0,2% por lo que se podría inferir que las reactancias y resistencias están bien dimensionadas.

Observación: todos las diferencias de porcentajes son calculados mediante la formula,

$$\frac{Valor\ original - valor\ a\ comparar}{Valor\ original} * 100,$$

teniendo en cuenta que el signo significa si es una disminución o aumento respecto al valor original.

Para que este análisis tenga un mayor sustento se hará también con otro tipo de cortocircuito en donde las reactancias de secuencia cero juegan un rol más relevante. Esto es el cortocircuito monofásico a tierra (1F-T).

4.3.4. Cálculos de valores de los cortocircuitos sin corregir la base de datos. Cortocircuito monofásico a tierra

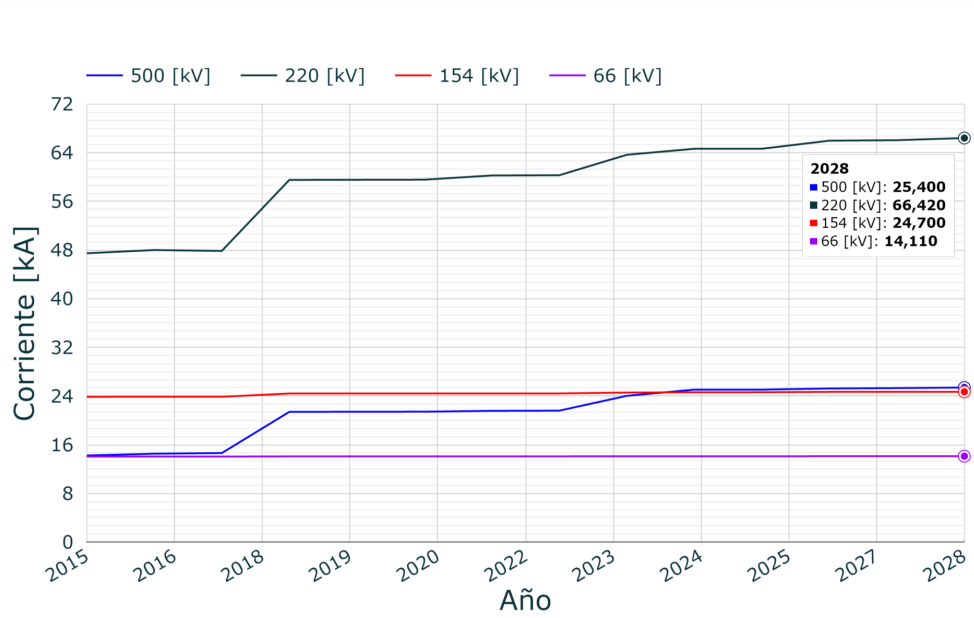


Figura 4.5: Nivel de cortocircuito I_b monofásico a tierra en las barras de Charrúa

4.3.4.a. Cálculos de valores de los cortocircuitos con corrección la base de datos. Cortocircuito monofásico a tierra

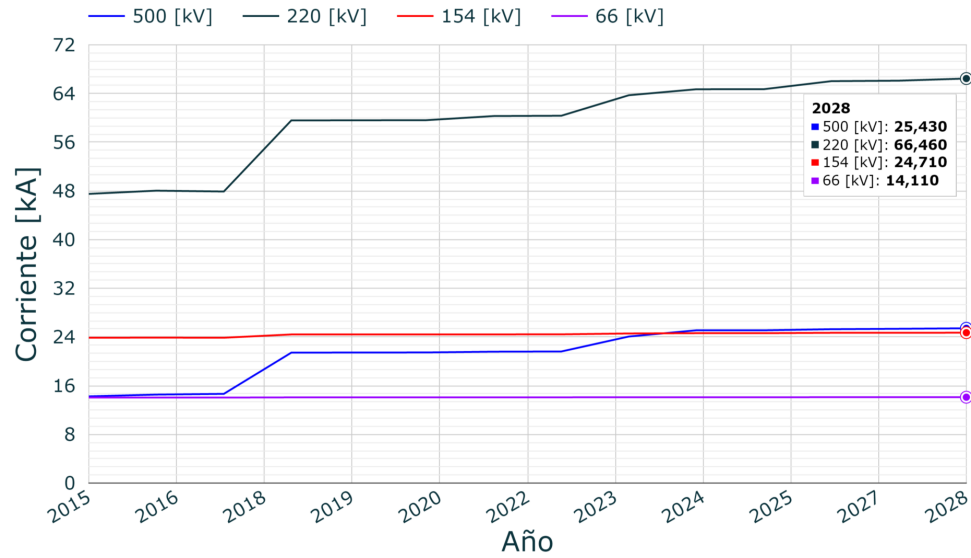


Figura 4.6: Nivel de cortocircuito I_b monofásico a tierra en las barras de Charrúa

Si se comparan los niveles de cortocircuito I_b al año 2028 de as diferentes barras se tienen los siguientes cambios a nivel porcentual.

Tabla 4.4: Variación niveles de cortocircuito monofásico a tierra con impedancias originales vs anómalas

Barra [kV]	I_b [kA]	I_b^* [kA]	Diferencia [%]
500	25,400	25,430	+0,012
220	66,400	66,460	+0,090
154	24,700	24,710	+0,040
66	10,110	10,110	0

Al analizar estos dos casos, se puede concluir que las impedancias originales de la base de datos entregada por Transelec son confiables para el alcance de este estudio, y por lo tanto éstos son los que se usarán.

Capítulo 5

Cálculo de cortocircuitos

Los niveles de cortocircuito se calcularon a partir de la Norma IEC-60909-2001, la cual especifica cuatro tipos de cortocircuitos y cuatro niveles de corriente, los cuales deben ser soportados por los interruptores a analizar. Los tipos de corrientes son: cortocircuito trifásico (3F), bifásico (2F), bifásico a tierra (2F-T) y monofásico a tierra (1F-T). Los niveles son: I_b, I_k', I_k e i_p . Todas ellas especificadas en el Capítulo 5

En los siguientes gráficos se dan los resultados por año el nivel de cortocircuito para cada tipo de cortocircuito y niveles de corriente.

Los resultados cuantitativos están ordenados en tablas, las cuales se encuentran en el anexo de este documento.

5.1. Niveles de corriente para cortocircuito sin modificar la red hasta el año 2028.

5.1.1.1. Cortocircuito trifásico.

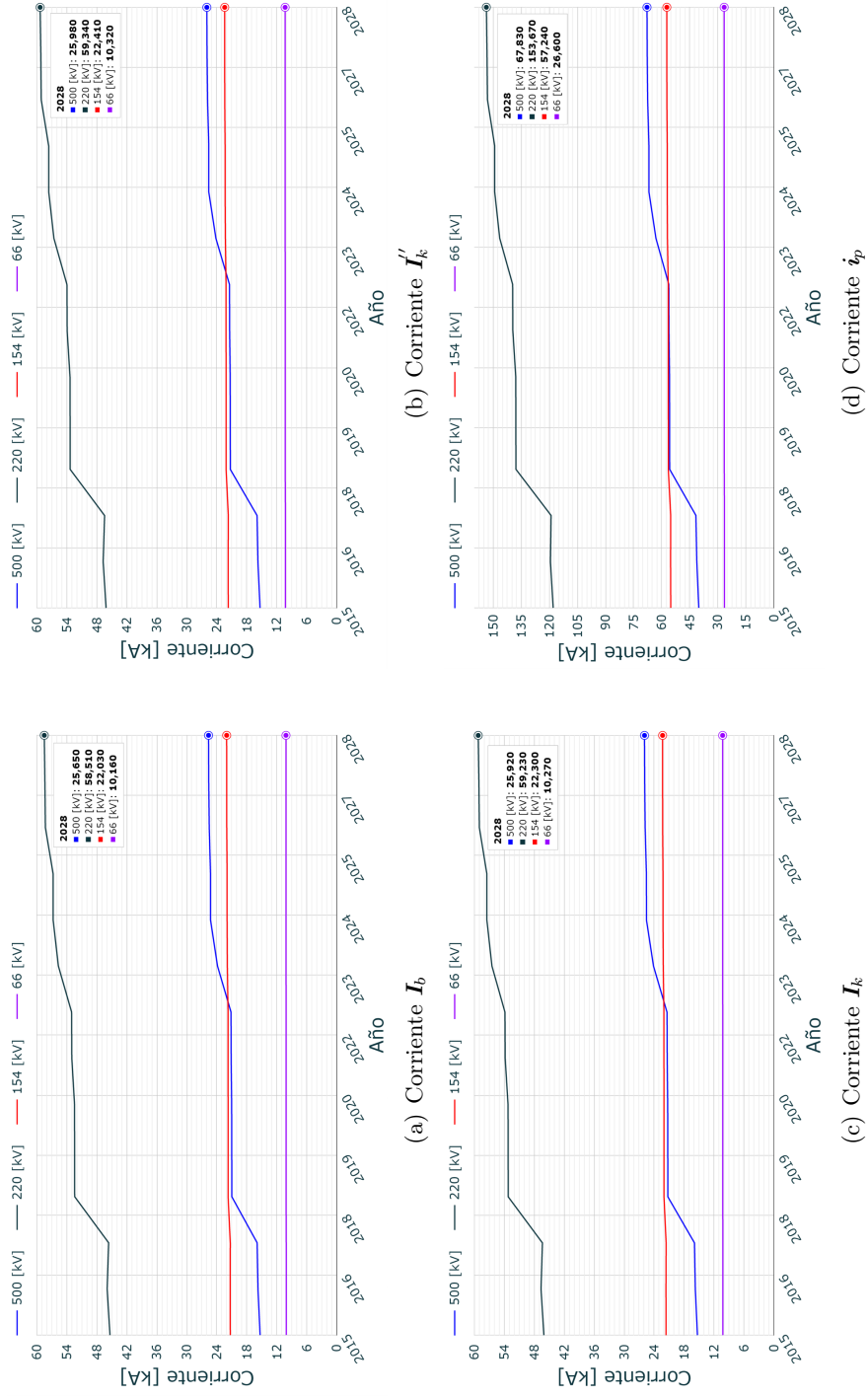


Figura 5.1: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos trifásicos sin BTB

5.1.1.2. Cortocircuito bifásico.

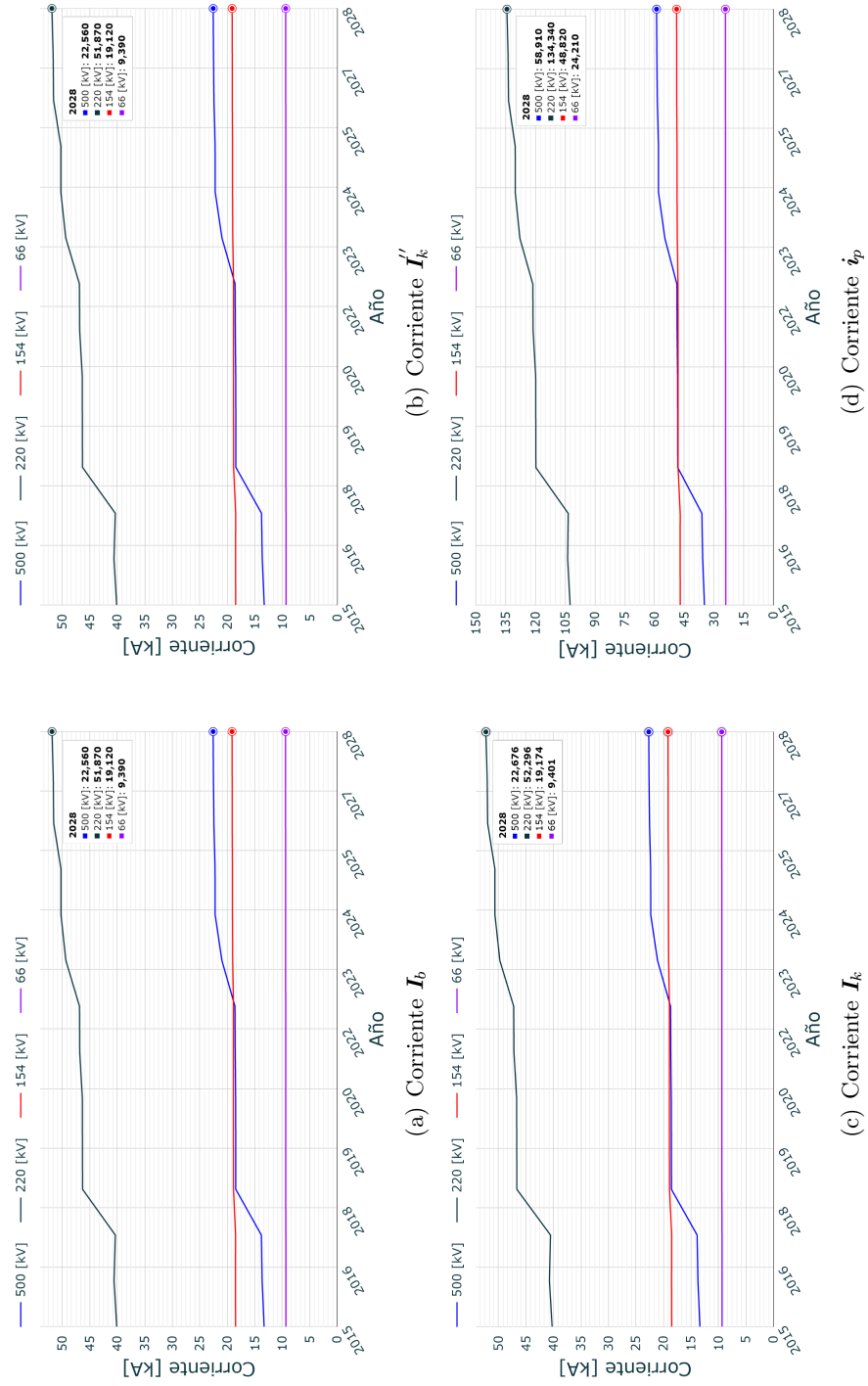


Figura 5.2: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos sin BTB

5.1.3. Cortocircuito bifásico a tierra.

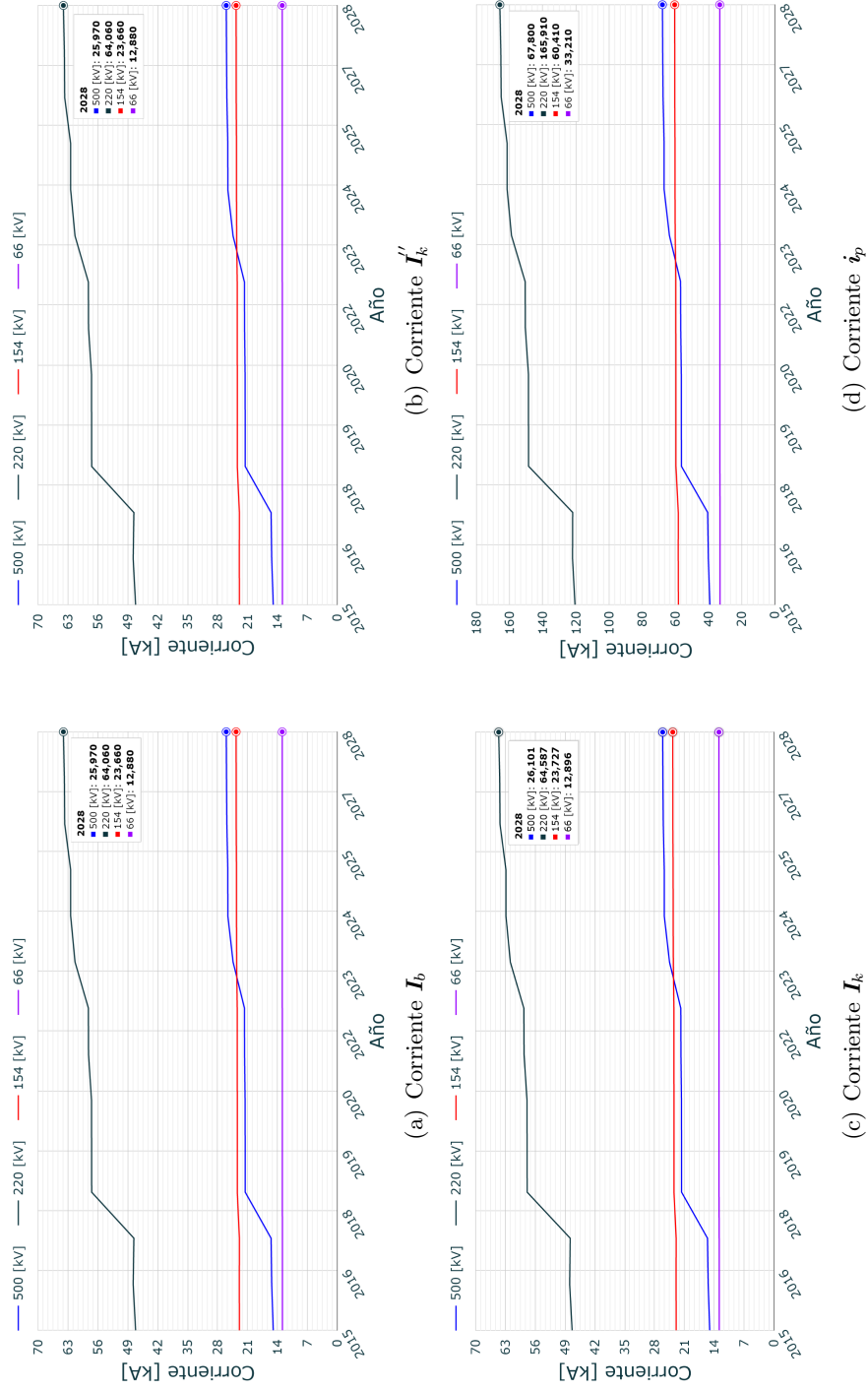


Figura 5.3: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos a tierra sin BTB

5.1.4. Cortocircuito monofásico a tierra.

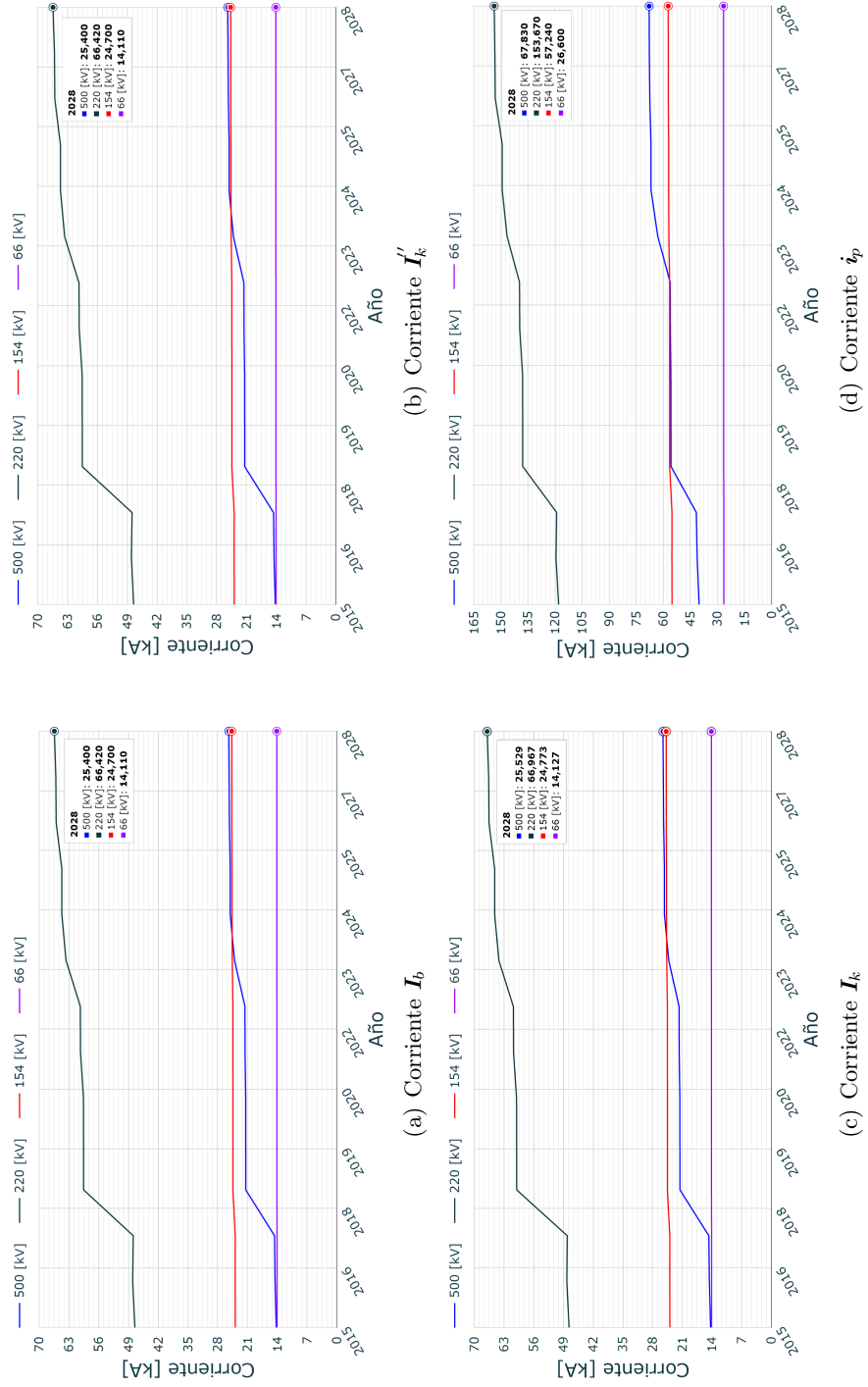


Figura 5.4: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos monofásicos a tierra sin BTB

Al analizar los distintos niveles de cortocircuito se aprecia claramente que la barra más sobrepasada por el nivel de cortocircuito es la barra de $220kV$, ya que en las demás barras los interruptores están sobredimensionados para soportar los cortocircuitos.

5.2. Cálculos de niveles de cortocircuito con la incorporación del BTB hasta el año 2028.

Para comparar la situación base (sin modificaciones) se ha incorporado la situación hipotética de la existencia de un BTB en la barra de $220kV$ en donde están instaladas las líneas de *Nueva Charrúa* y los tres transformadores principales de la subestación Charrúa.

Estos resultados son presentados en gráficos en donde se aprecia la evolución del nivel de cortocircuito en los diferentes años. Los datos cuantitativos se pueden encontrar en el Anexo que se adjunta a este documento.

5.2.1.1. Cortocircuito trifásico.

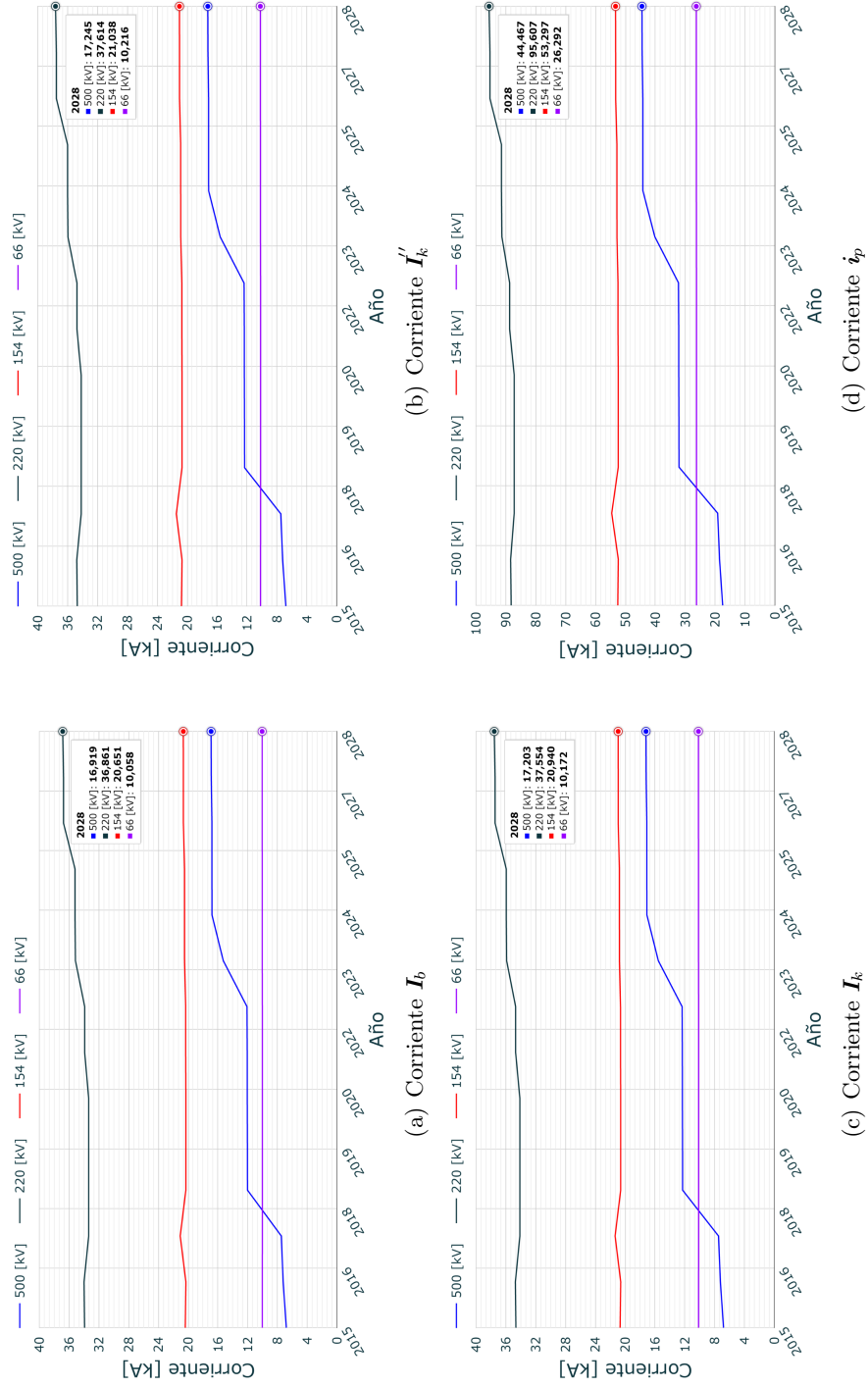


Figura 5.5: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos trifásicos con BTB

5.2.2. Cortocircuito bifásico.

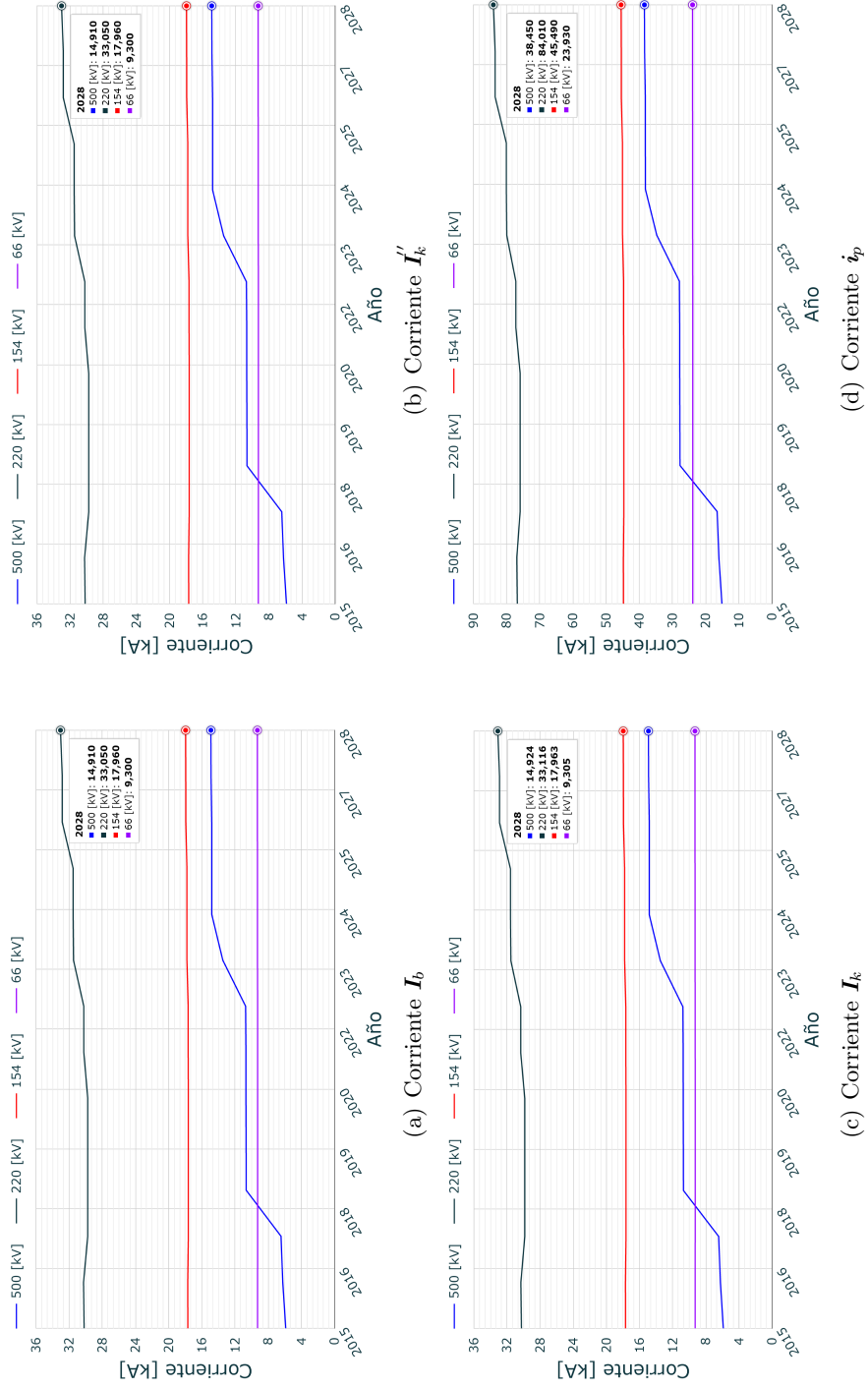


Figura 5.6: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos con BTB

5.2.3. Cortocircuito bifásico a tierra.

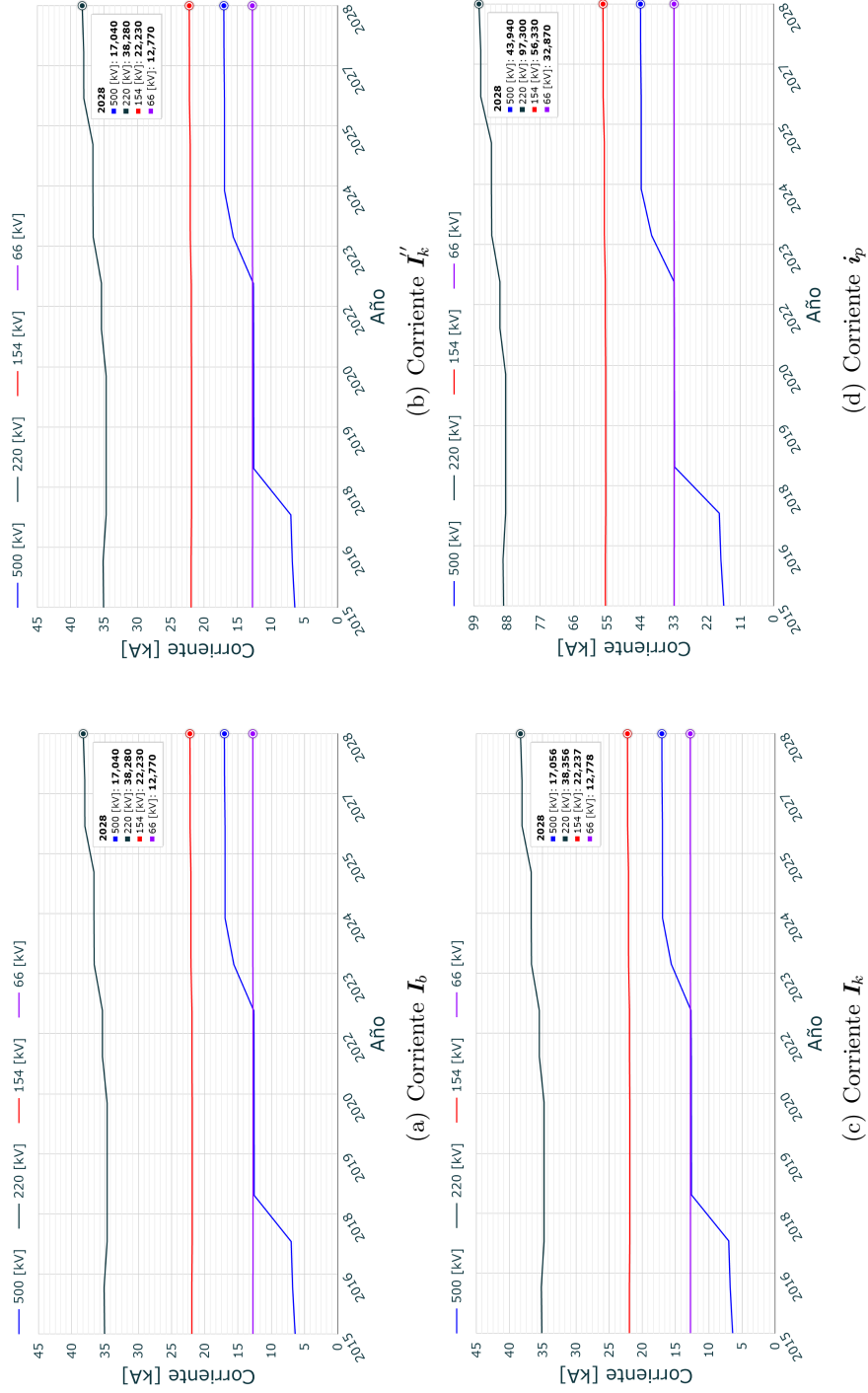


Figura 5.7: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos bifásicos a tierra con BTB

5.2.4. Cortocircuito monofásico a tierra.

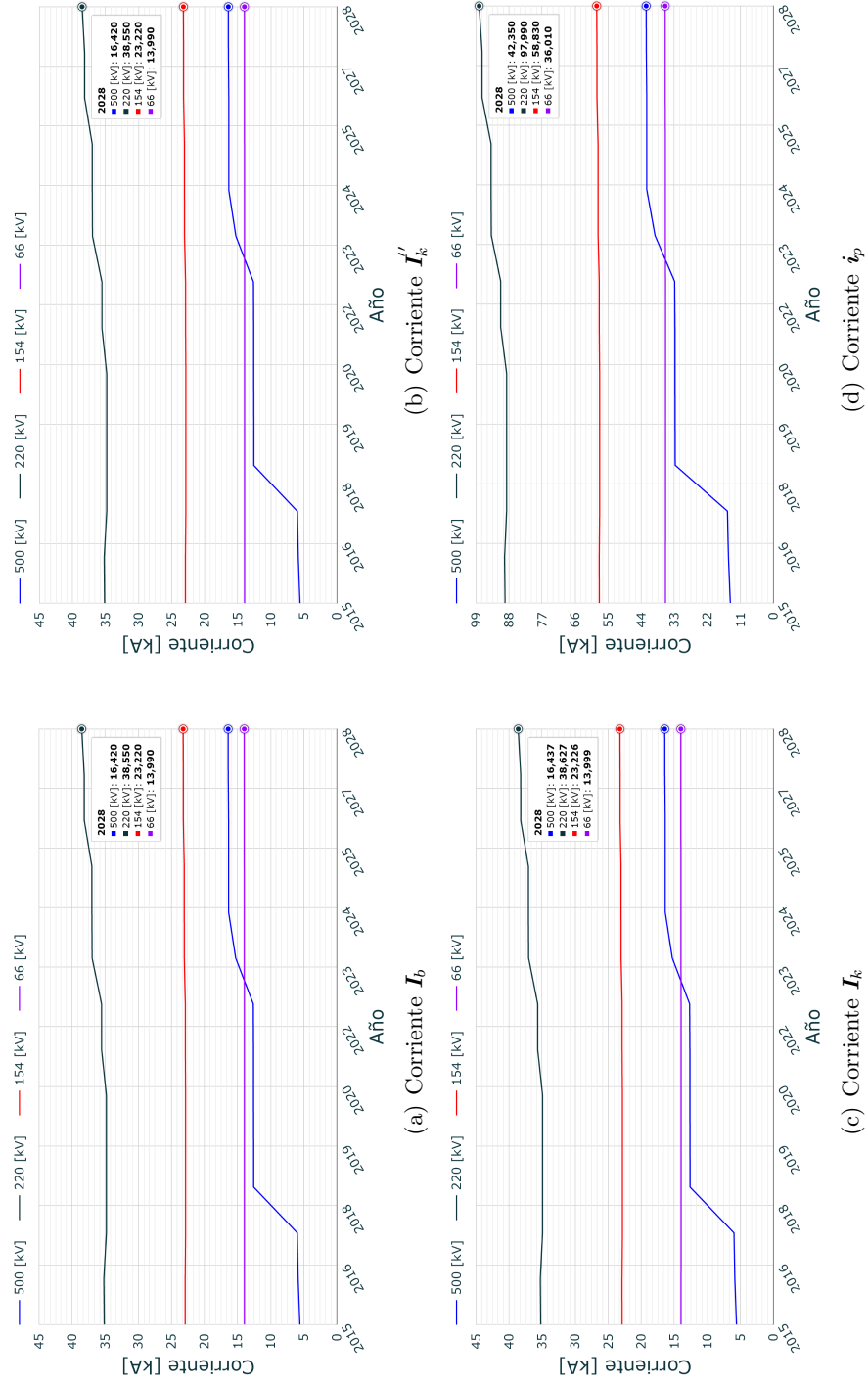


Figura 5.8: Evolución de los distintos tipos de cortocircuitos monofásicos a tierra con BTB

5.3. Análisis de resultados

Al realizar una comparación entre incluir un BTB en la subestación Charrúa y no modificar la subestación, se aprecia claramente una disminución significativa inmediata del nivel de cortocircuito, y además este nivel de cortocircuito permanece con pocas variaciones en el tiempo hasta el año 2028.

Se aprecia en las Tablas la disminución del nivel de cortocircuito para los distintos tipos de fallas. Hay que especificar que para realizar esta comparación se ha utilizado las peores fallas del nivel de corriente I_b (corriente de interrupción) y que no necesariamente son los mismos tipos de cortocircuitos en cada caso.

Tabla 5.1: Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $500kV$.

Año	Sin BTB	Con BTB	Diferencia %]
2015	14,97	6,81	-54,51
2016	15,34	7,23	-52,87
2017	15,49	7,48	-51,71
2018	21,53	12,03	-44,12
2019	21,54	12,04	-44,10
2020	21,56	12,06	-44,06
2021	21,68	12,06	-44,37
2022	21,71	12,09	-44,31
2023	24,37	15,28	-37,30
2024	25,59	16,80	-34,35
2025	25,60	16,81	-34,34
2026	25,83	16,81	-34,92
2027	25,91	16,90	-34,77
2028	25,97	16,92	-34,85

Tabla 5.2: Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $220kV$.

Año	Sin BTB	Con BTB	Diferencia %]
2015	47,48	35,07	-26,14
2016	48,01	35,15	-26,79
2017	47,86	34,68	-27,54
2018	59,54	34,68	-41,75
2019	59,56	34,68	-41,77
2020	59,58	34,68	-41,79
2021	60,27	35,39	-41,28
2022	60,31	35,39	-41,32
2023	63,67	36,63	-42,47
2024	64,66	36,67	-43,29
2025	64,66	36,67	-43,29
2026	65,99	38,04	-42,35
2027	66,07	38,05	-42,41
2028	66,42	38,28	-42,37

Tabla 5.3: Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $154kV$.

Año	Sin BTB	Con BTB	Diferencia %]
2015	23,87	22,91	-4,02
2016	23,89	22,91	-4,10
2017	23,88	22,85	-4,31
2018	24,42	22,85	-6,43
2019	22,42	22,85	-6,43
2020	24,42	22,85	-6,43
2021	24,43	22,89	-6,30
2022	24,43	22,89	-6,30
2023	24,58	23,05	-6,22
2024	24,62	23,06	-6,34
2025	24,63	23,06	-6,37
2026	24,69	23,19	-6,08
2027	24,69	23,19	-6,08
2028	24,70	23,22	-5,99

Tabla 5.4: Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, barra $66kV$.

Año	Sin BTB	Con BTB	Diferencia %]
2015	14,05	13,96	-0,64
2016	14,05	13,96	-0,64
2017	14,05	13,96	-0,64
2018	14,08	13,96	-0,85
2019	14,08	13,96	-0,85
2020	14,08	13,96	-0,85
2021	14,08	13,96	-0,85
2022	14,09	13,96	-0,92
2023	14,10	13,98	-0,85
2024	14,10	13,98	-0,85
2025	14,10	13,98	-0,85
2026	14,11	13,99	-0,85
2027	14,11	13,99	-0,85
2028	14,11	13,99	-0,85

Como se puede ver en las tablas, la mayor disminución del nivel de cortocircuito se produce en las barras de $500kV$ y $220kV$, esto debido a que el BTB estará instalado entre estas barras. Además se aprecia que para los últimos años, desde el año 2023 hacia adelante, se ve más beneficiada la barra de $220kV$. Es esta última barra es en donde los niveles de cortocircuitos son los más altos.

Con la inclusión del BTB la disminución de la corriente del tipo I_b en la barra de $220kV$ disminuye con un máximo de un 42,41 % para el año 2027, un mínimo de un 26,14 % para el año 2015 y obteniendo en promedio una disminución del 38,90 % para todos los años. Por lo tanto desde del punto de vista del nivel de cortocircuito en la barra de $220kV$, es conveniente instalar el BTB.

5.4. Escenarios de sensibilidad

Uno de los aspectos importantes de este estudio, es analizar en caso hipotético de distintos escenarios de sensibilidad [15], con el fin de tener una mirada más amplia de la solución propuesta, es por esto que en este estudio se recrean dos escenarios.

El primero, es el caso hipotético de conectar una nueva central en las barras de Charrúa, con el fin de demostrar que la subestación ya está sobrepasada y que no es posible seguir incluyendo líneas que inyecten potencia a las barras sin que se modifique la estructura actual de la subestación.

El segundo, es para analizar cómo se comporta la implementación del BTB a largo plazo, es decir, hasta el año arbitrario 2060. Comparando que porcentaje disminuye el nivel de cortocircuito y determinar, si es conveniente implementar el BTB hasta ese año.

5.4.1. Escenario de sensibilidad “CGE”

Para fines de este estudio todo el análisis sobre el nivel de cortocircuito se centrará en las barras de $220kV$, como se puede apreciar en la sección anterior. Estas barras son precisamente las que tienen problemas, y es donde el nivel de corriente es sobrepasado.

Este análisis de sensibilidad, consiste en la incorporación de una central la cual tendría como punto de conexión la subestación Charrúa en las barras de $220kV$, esta central estuvo en planes de conectarse en Charrúa por la cercanía a la subestación. La central CGE se conectaría el año 2023 con una potencia máxima de $398MW$ distribuida en dos generadores sincrónicos.

Como ya se ha mencionado la subestación Charrúa en estos momentos, ya tiene su barra de $220kV$ prácticamente congestionada, y en el caso de instalar una central en las cercanías de la subestación, esta debe ser mediante una nueva subestación, como lo es en el caso de la central Campesinos, la cual se conectará el año 2018 a la subestación Nueva Charrúa, ubicada a 12 kilómetros de Charrúa, esta última considerada un anexo a la subestación.

5.4.2. Resumen de los resultados

1) Corriente I_b para diferentes tipos de fallas

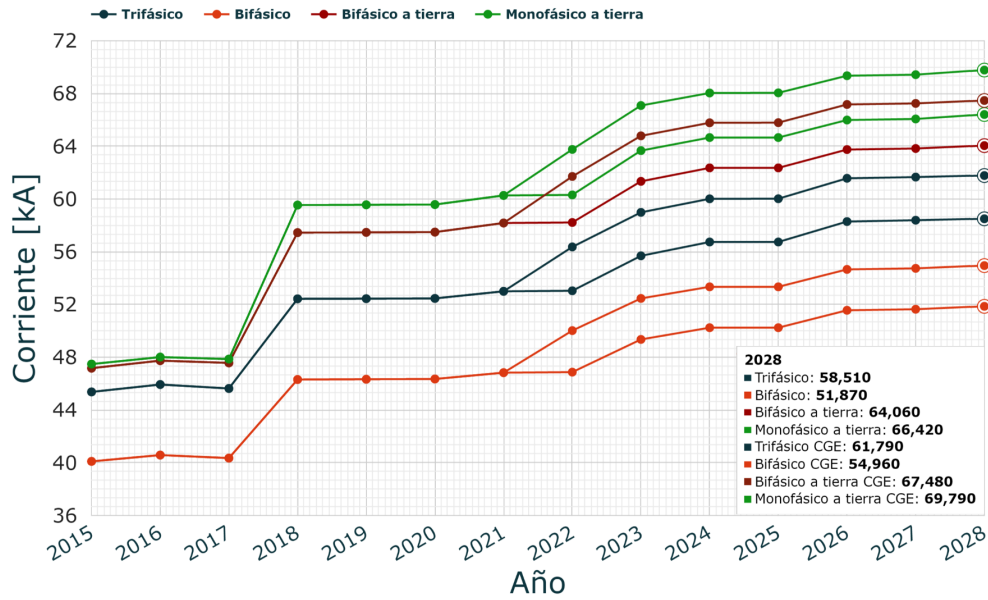


Figura 5.9: Comparación del nivel de cortocircuito a través de los años. Corriente I_b hasta el año 2028.

2) Corriente I'' para diferentes tipos de fallas

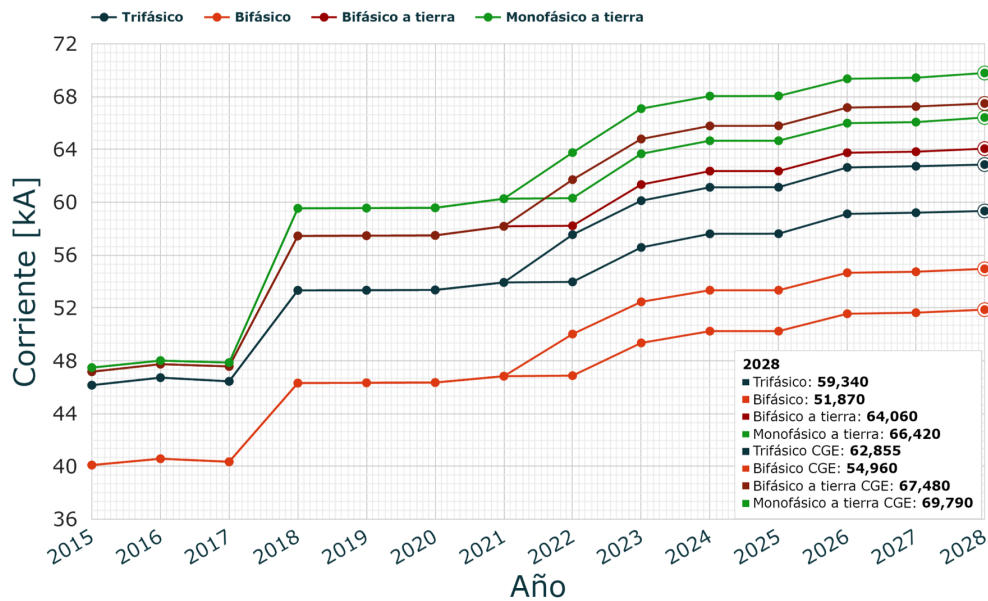


Figura 5.10: Evolución nivel de cortocircuito I'' hasta el año 2028

3) Corriente I_k para diferentes tipos de fallas

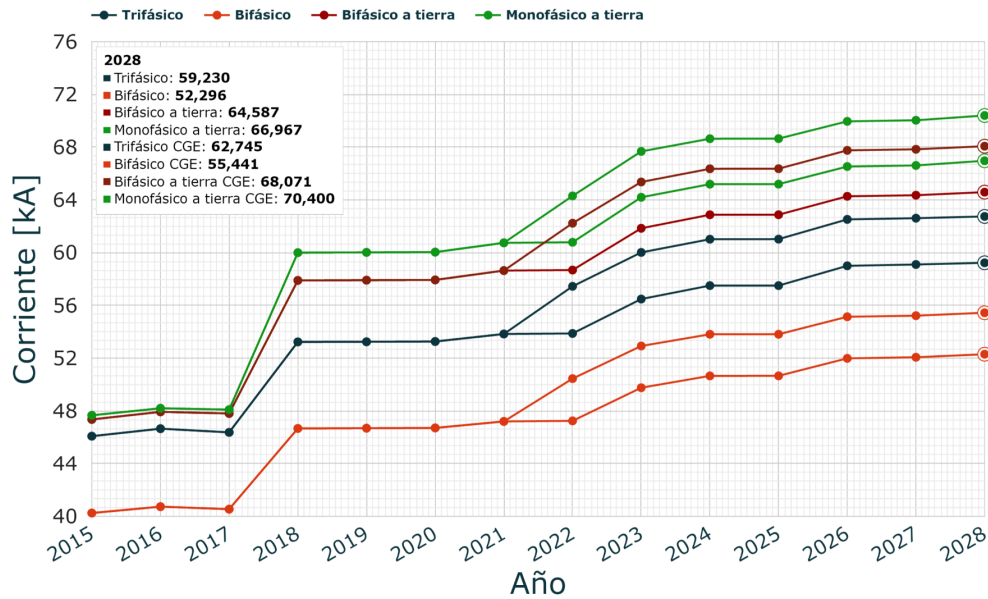


Figura 5.11: Evolución nivel de cortocircuito I_k hasta el año 2028

4) Corriente i_p para diferentes tipos de fallas

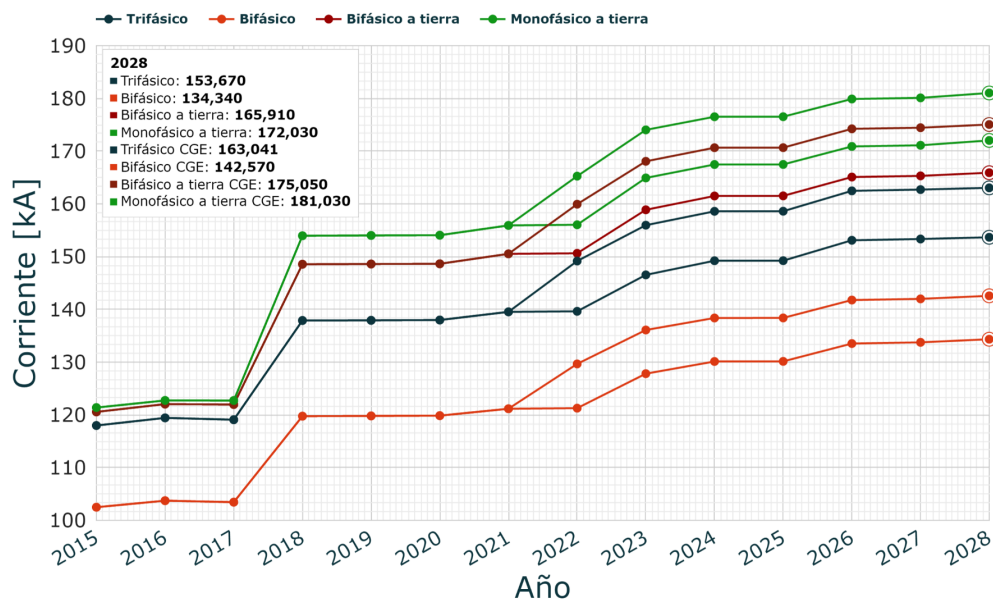


Figura 5.12: Evolución nivel de cortocircuito i_p hasta el año 2028

Los resultados anteriores demuestran el aumento del nivel de cortocircuito y la congestión de la subestación en las barras de $220kV$, desde un punto de vista del nivel de cortocircuito que soportan los interruptores, incluso sin la incorporación de la central CGE.

El aumento en porcentaje del nivel de cortocircuito, instalando la nueva central CGE, se ve reflejado en las siguientes tablas.

Tabla 5.5: Comparación de corrientes I_b con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028

Año	I_b sin CGE [kA]	I_b con CGE [kA]	Diferencia[%]
2022	60,310	63,760	+5,720
2023	63,670	67,090	+5,371
2024	64,660	68,040	+5,227
2025	64,660	68,050	+5,247
2026	65,990	69,350	+5,092
2027	66,070	69,430	+5,086
2028	66,420	69,790	+5,074

Tabla 5.6: Comparación de corrientes I_k'' con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028

Año	I_k'' sin CGE [kA]	I_k'' con CGE [kA]	Diferencia[%]
2022	60,310	63,760	+5,720
2023	63,670	67,090	+5,371
2024	64,660	68,040	+5,227
2025	64,660	68,050	+5,243
2026	65,990	69,350	+5,092
2027	66,070	69,430	+5,086
2028	66,420	69,790	+5,074

Tabla 5.7: Comparación de corrientes I_k con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028

Año	I_k sin CGE [kA]	I_k con CGE [kA]	Diferencia[%]
2022	60,785	64,301	+5,784
2023	64,196	67,677	+5,422
2024	65,192	68,638	+5,286
2025	65,194	68,646	+5,295
2026	66,530	69,956	+5,150
2027	66,612	70,037	+5,142
2028	66,967	70,400	+5,126

Tabla 5.8: Comparación de corrientes i_p con la incorporación de la central y sin la incorporación de la central CGE desde el año 2022 al 2028

Año	i_p sin CGE [kA]	i_p con CGE [kA]	Diferencia[%]
2022	156,040	165,260	+5,909
2023	164,920	174,030	+5,524
2024	167,470	176,520	+5,404
2025	167,480	176,530	+5,404
2026	170,890	179,890	+5,267
2027	171,110	180,100	+5,254
2028	172,030	181,030	+5,232

La diferencia del nivel de cortocircuito aumenta en promedio un 5,259 % entre los años 2022 y 2028. Se debe realizar un cambio en la estructura de la subestación que asegure que en un futuro se pueden agregar más líneas que puedan inyectar potencia en la subestación, con el fin de transportar dicha energía al centro del país.

5.5. Análisis de largo plazo, “2060”

Como ya se ha mencionado, la base de datos ocupada en esta memoria fue realizada sólo hasta el año 2028, en base al plan obra hasta dicha fecha. Es importante realizar un análisis a largo plazo con el fin de sacar algunas conclusiones, como por ejemplo:

- Efectividad del BTB a largo plazo en la disminución del nivel de cortocircuito para las diferentes fallas.
- Como se comporta la evolución del nivel de cortocircuito “hipotéticamente” hasta el año 2060.

Suposiciones

Para realizar el estudio se acudió a las siguientes suposiciones:

1. Chile al ser un país en vías de desarrollo, tiene una tasa de crecimiento variable a través de los años, pero ésta se comporta similar a la tasa de crecimiento de distintos países en épocas anteriores.
2. La tasa de crecimiento se divide en 3 etapas.
 - 2015-2023 Tasa de crecimiento con la tendencia actual de Chile.
 - 2023-2031 Tasa de crecimiento con evolución similar al de un país más desarrollado que Chile.
 - 2031-2060 Tasa de crecimiento con evolución similar al de un país desarrollado.

5.5.1. Determinación de distintas tasas

Chile actualmente tiene un PIB de $21.000USD$ por persona, esto lo sitúa como un país en vías de desarrollo ya que el PIB esta en continuo aumento año tras año, como se puede ver en la Figura 5.13.

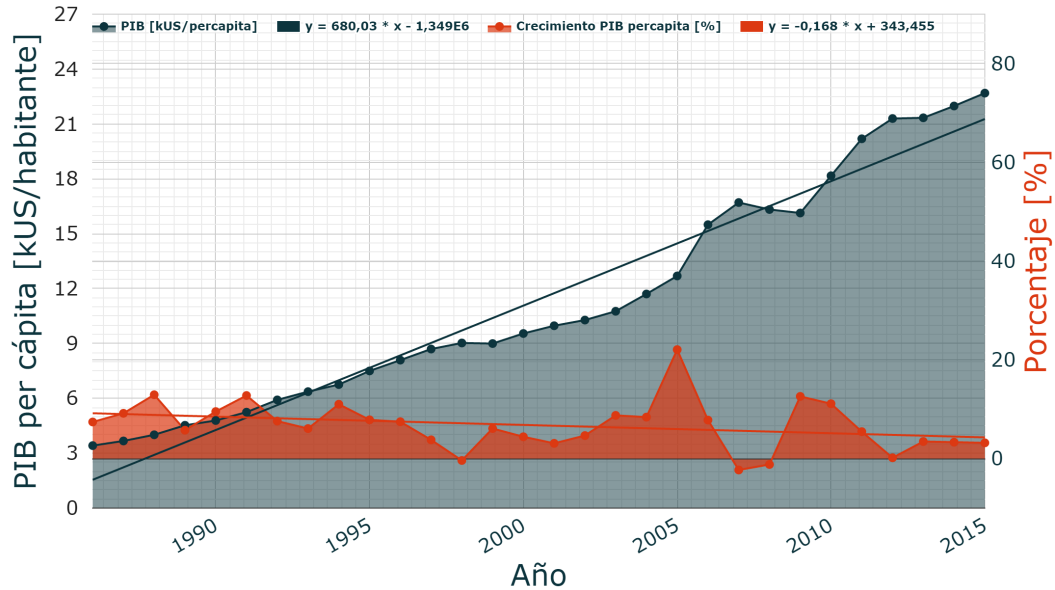


Figura 5.13: Evolución del PIB de Chile, datos obtenidos de la página web de la *OECD* www.oecd.org

El gráfico de color oscuro muestra la evolución del PIB per cápita en Chile, mientras que el gráfico naranja representa el porcentaje que ha aumentado el PIB de un año a otro, marcando la tendencia que puede tener el crecimiento del PIB en los próximos años a corto plazo.

Para determinar en que momento Chile pasa a ser un país desarrollado se utilizará el criterio mencionado por el ex-ministro de hacienda Felipe Larraín.



“Para cumplir dicho objetivo, el Producto Interno Bruto per cápita debe llegar a los US\$ 22.000 por año sobre la base de paridad de poder adquisitivo, lo que se sitúa por encima del nivel actual que llega a casi USD\$ 19.000”- Felipe Larraín.

Entrevista para el “El Mercurio” Noviembre de 2012.

Aunque este criterio por sí sólo no representa que un país sea desarrollado, para fines de este estudio, será suficiente para estimar la demanda al año 2060.

1) Determinación de los países a comparar

Con el fin de realizar una adecuada proyección de la demanda energética, según las suposiciones nombradas, se debe comparar a Chile con dos países. Para elegir éstos se ocuparán los siguientes criterios:

- a) Evolución de la población.
- b) Evolución del PIB.
- c) Evolución de la demanda energética.

Todos los datos estadísticos fueron recopilados desde la página web oficial [16] de la *OECD* que se autodefine como:

“Organización para la cooperación y el desarrollo económico, la cual a la fecha agrupa 34 países, y cuya misión es promover políticas que mejoren el bienestar económico y social alrededor del mundo”.

Los países a comparar deben tener una historia parecida a Chile, y además ser levemente superiores a los valores actuales del país para los diferentes criterios. Esto dará una percepción de como Chile se comportará a futuro en los distintos ámbitos. En el contexto de los diferentes criterios Chile se comparó con los siguientes países:

1. Turquía
2. Holanda
3. Suecia
4. Australia
5. México
6. España
7. Canadá
8. Polonia

Además de estos países se obtuvo los datos de dos países arbitrariamente ya desarrollados, los cuales son Estados Unidos y Japón.

a) Evolución de la población

El primer punto a analizar es la cantidad de habitantes [17] que tiene un país, esto debido a que la demanda energética de los países se puede considerar proporcional a la población. Dentro de los países estudiados pocos pueden considerarse parecidos a Chile.

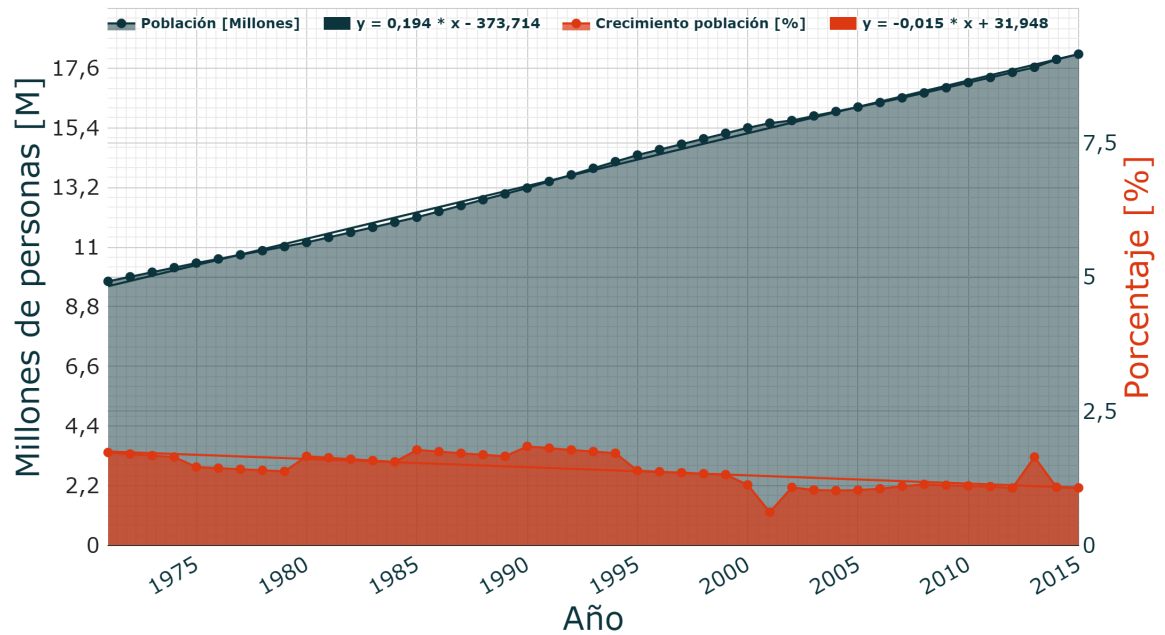
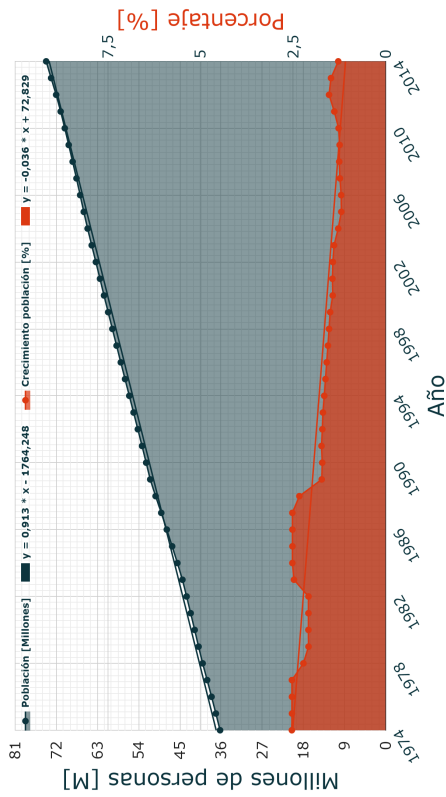
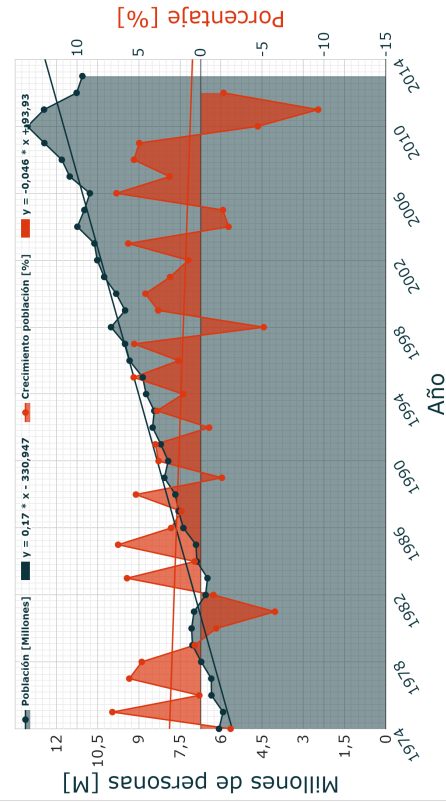


Figura 5.14: Evolución de la población en Chile - Datos obtenidos de la página web de la *OECD* www.oecd.org

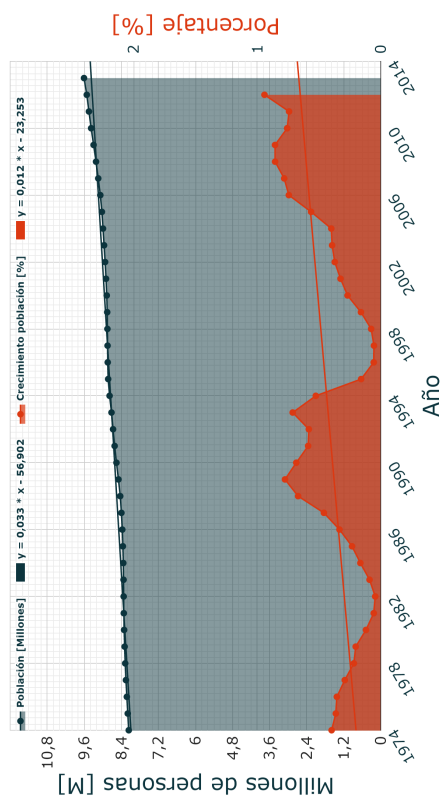
En la Figura 5.14 se aprecia que Chile crece a una tasa prácticamente constante desde el año 1974 (*gráfica naranja*) con una leve tendencia a la baja. Otra característica es la cantidad de habitantes a la fecha, de aproximadamente 18 millones de personas. Si lo anterior se compara con los demás países del estudio, los más parecidos a Chile respecto a la tendencia de la población a criterio del autor son: España, Canadá y Australia. A continuación se muestran la evolución de la población del resto de países.



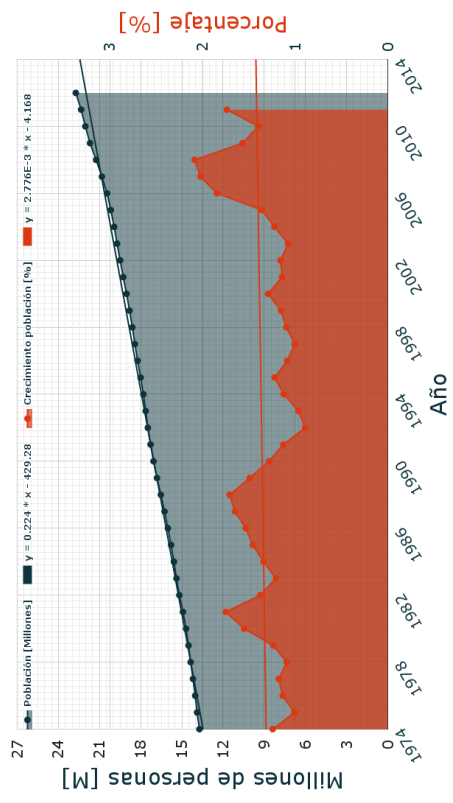
(a) *Turquía*



(b) *Holanda*

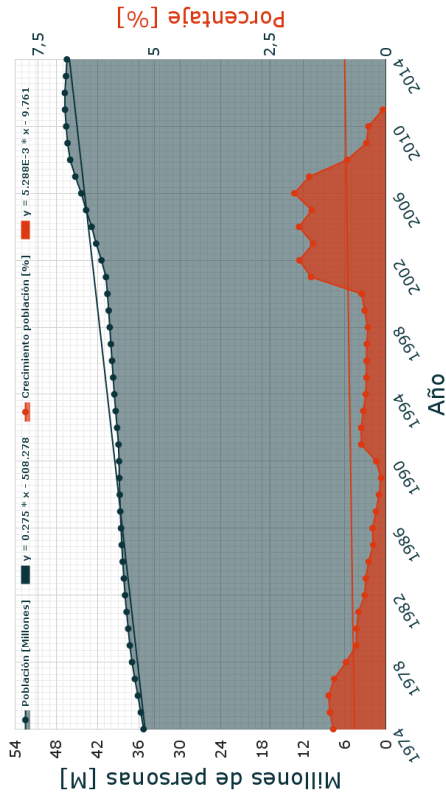


(c) *Suecia*

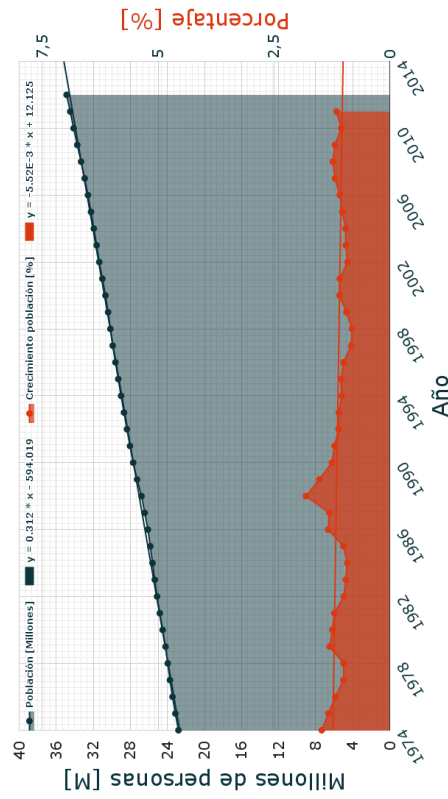


(d) *Australia*

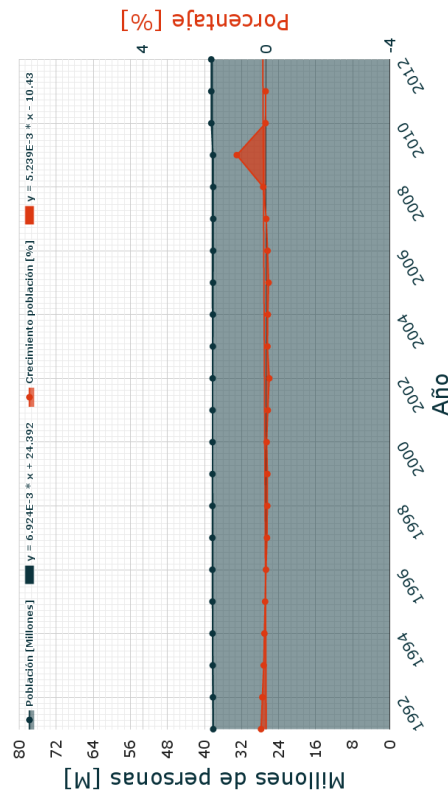
Figura 5.15: Evolución de la población de distintos países 1



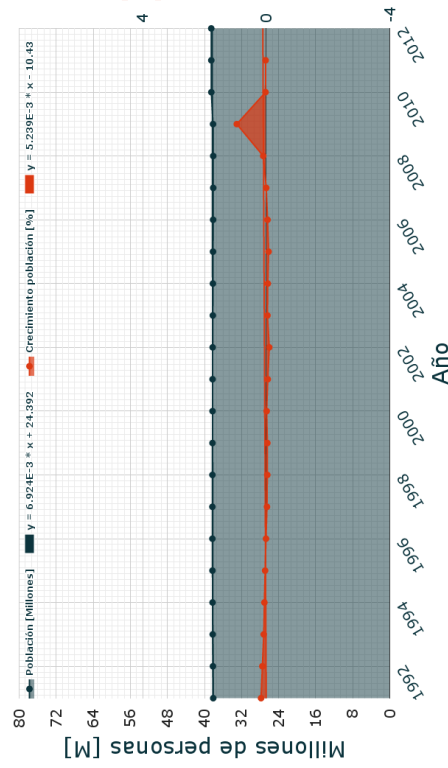
(a) *México*



(b) *España*



(c) *Canadá*



(d) *Polonia*

Figura 5.16: Evolución de la población de distintos países 2

b) Evolución del PIB

El segundo punto a analizar es el PIB [18] de los países a contrastar. Este índice nos puede ayudar a determinar en que posición se encuentra Chile respecto a la actividad económica. Para países en vías de desarrollo, la historia de la demanda energética viene de la mano de la historia del PIB per cápita, por esto es necesario analizar este punto. Dentro de los países estudiados, sólo tres se pueden considerar semejantes a Chile.

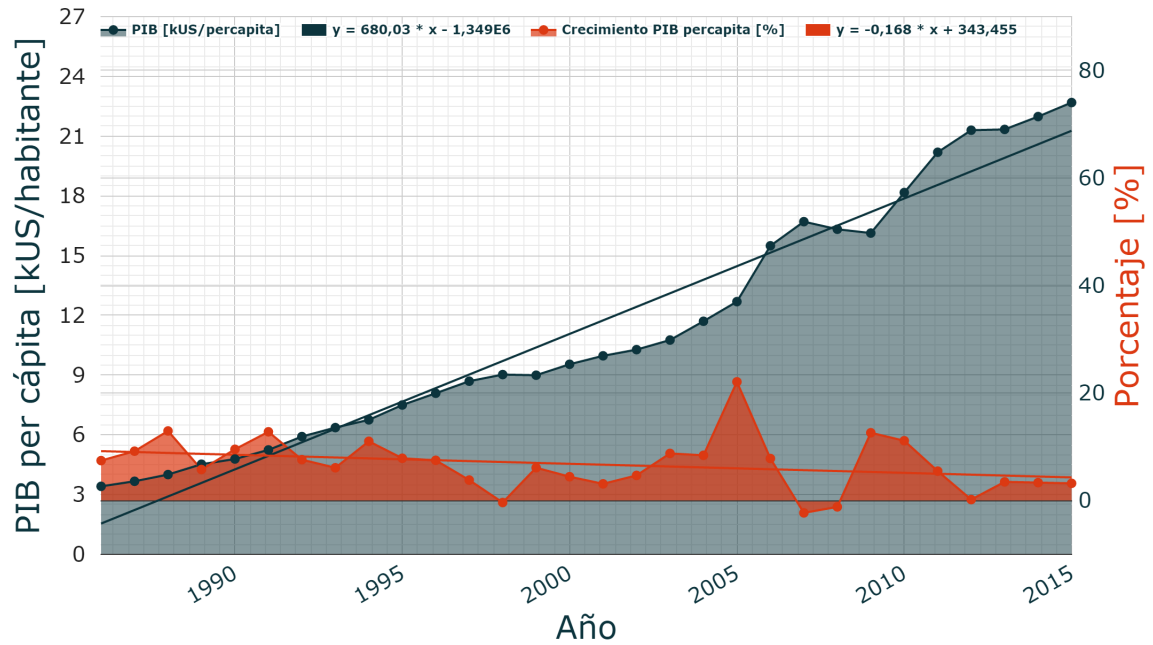


Figura 5.17: Evolución de Precio Interno Bruto per cápita en Chile - Datos obtenidos de la página web de la *OECD* www.oecd.org

En la Figura 5.17 se aprecia que Chile crece con una tasa positiva desde el año 1974, con una tendencia errática (*gráfica naranja*), tendiendo una leve predisposición a la baja. Otra característica es la cantidad del PIB per cápita a la fecha, de aproximadamente 22 mil dolares por persona. Recordando al ex-ministro Larraín, Chile ya se puede considerar a la fecha un país desarrollado pero para tener un resultado más conservador se extenderá la fecha de país en vías de desarrollo hasta el 2023, debido a que este valor puede disminuir dentro de los próximos años. Si lo anterior se compara con los demás países del estudio, los parecidos a Chile respecto a la tendencia del PIB a criterio del autor son: España, Canadá y Polonia. A continuación se muestran la evolución del PIB del resto de países.

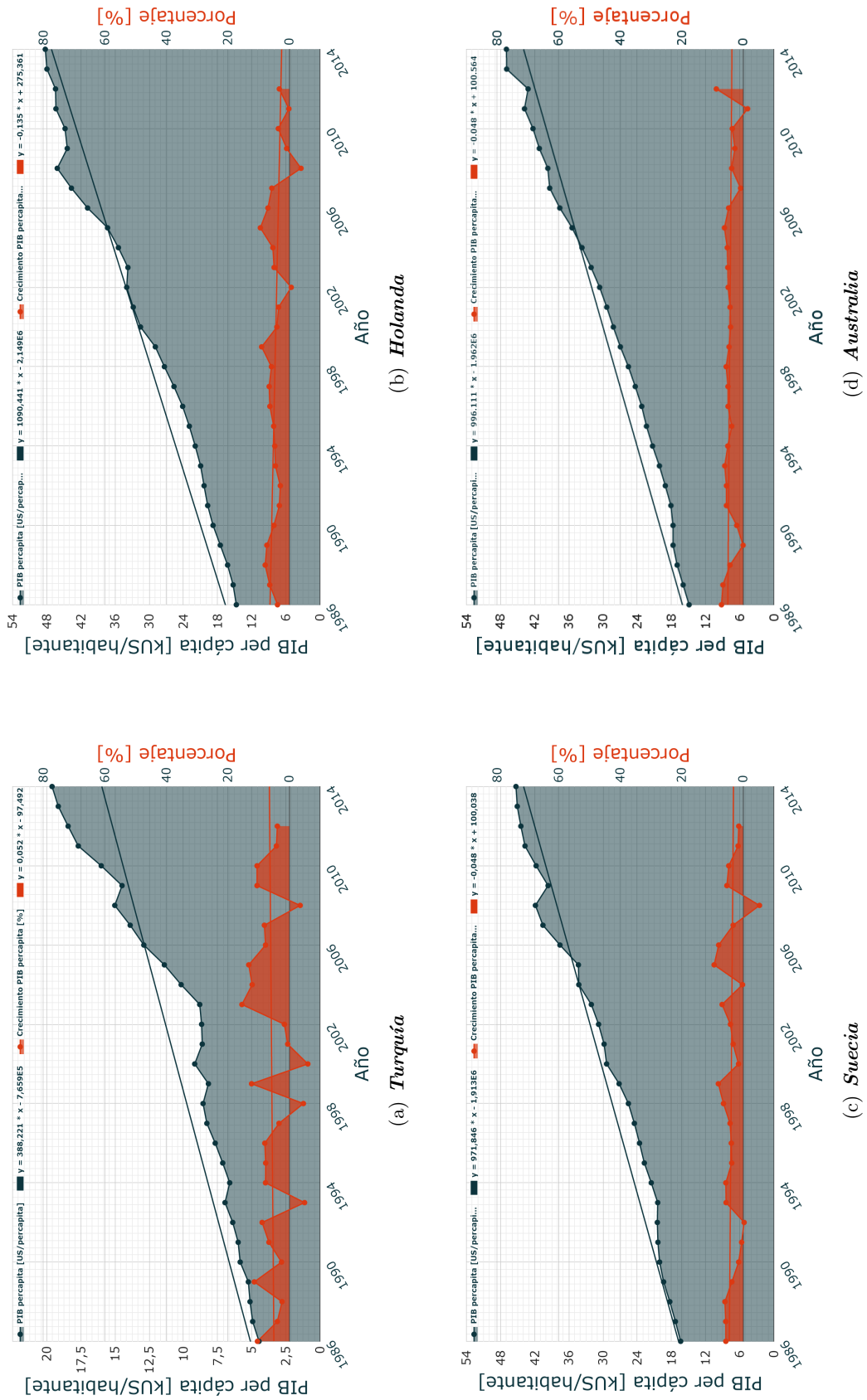
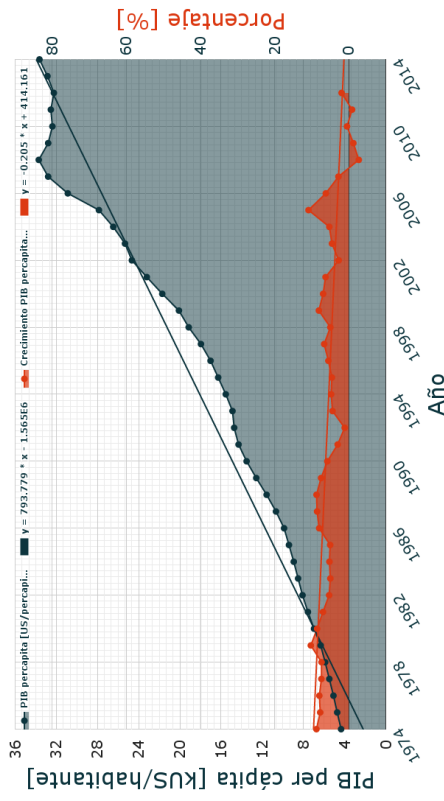
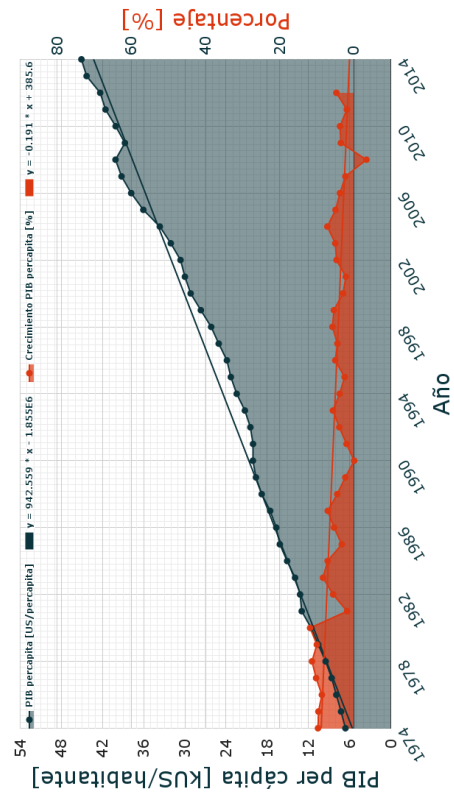


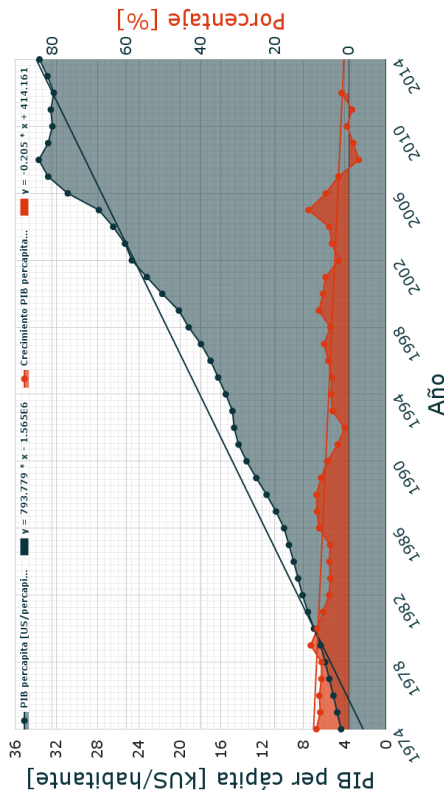
Figura 5.18: Evolución del PIB per cápita de distintos países 1



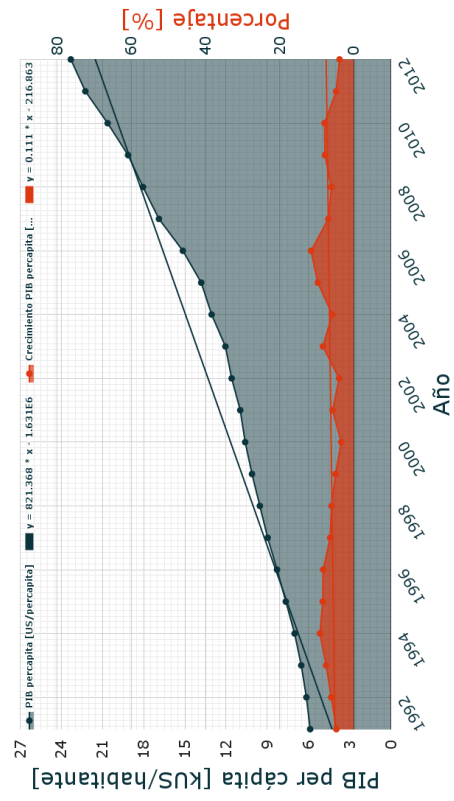
(a) México



(b) España



(c) Canadá



(d) Polonia

Figura 5.19: Evolución del PIB per cápita de distintos países 2

c) Evolución de la demanda energética

El tercer punto a analizar es la evolución de la demanda energética [16] que tiene un país, ya que la proyección de la demanda energética de Chile se obtendrá en base a la historia de los demás países. Dentro de los países estudiados solo tres se pueden considerar similares a Chile.

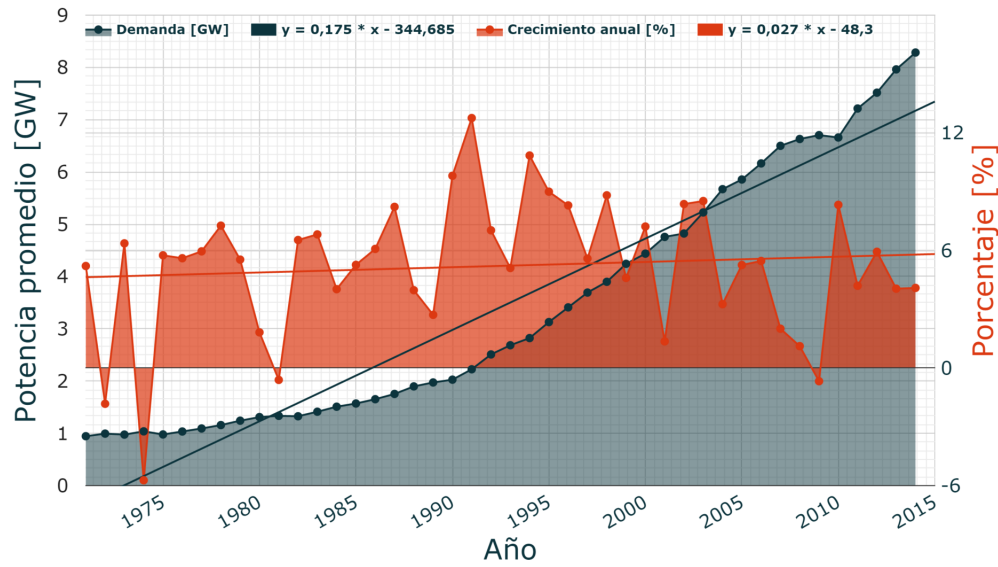


Figura 5.20: Evolución de la demanda energética en Chile - Datos obtenidos de la página web de la *OECD* www.oecd.org

En la Figura 5.20 se aprecia que Chile crece con una tasa positiva desde el año 1974, con una tendencia muy variable (*Gráfica naranja*), tendiendo una leve predisposición a mantener constante el promedio de crecimiento. Otra característica es la cantidad de la demanda energética a la fecha, de aproximadamente *8.500MW*. Además hay que destacar que la demanda energética del país ha aumentado prácticamente al doble desde los últimos 15 años. Por último, se recalca que Chile tiene una demanda menor a la de los países estudiados. Si lo anterior se compara con los demás países del estudio, los países similares a Chile respecto a la tendencia de la demanda son: Polonia, España y Turquía. A continuación se muestran la evolución de la demanda del resto de países.

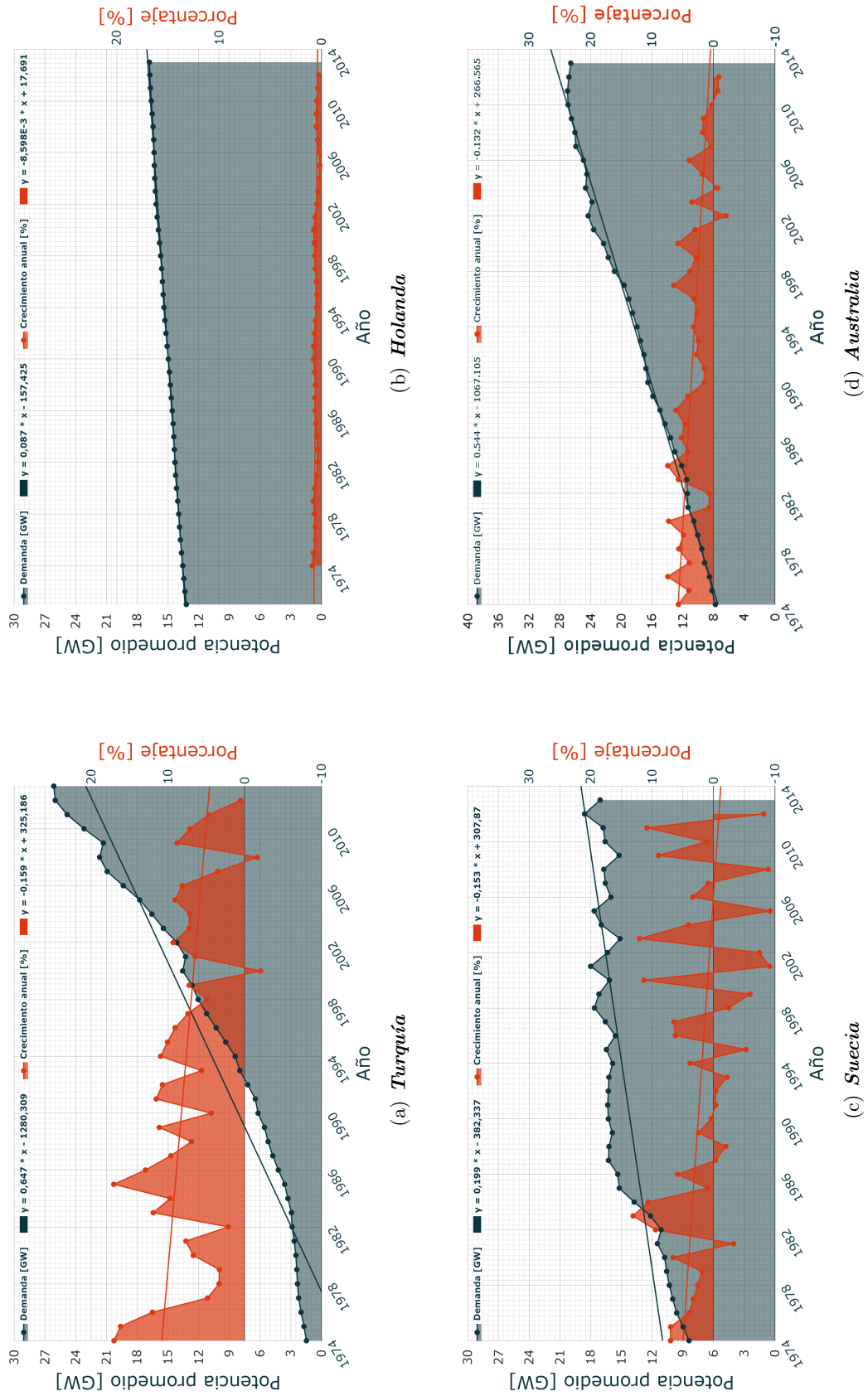
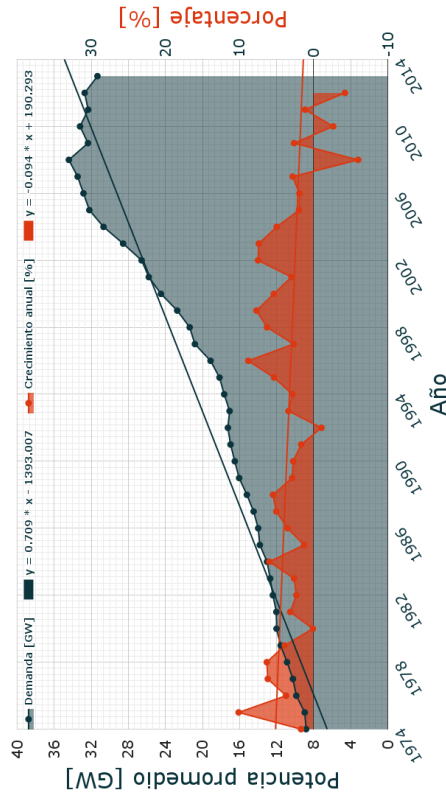
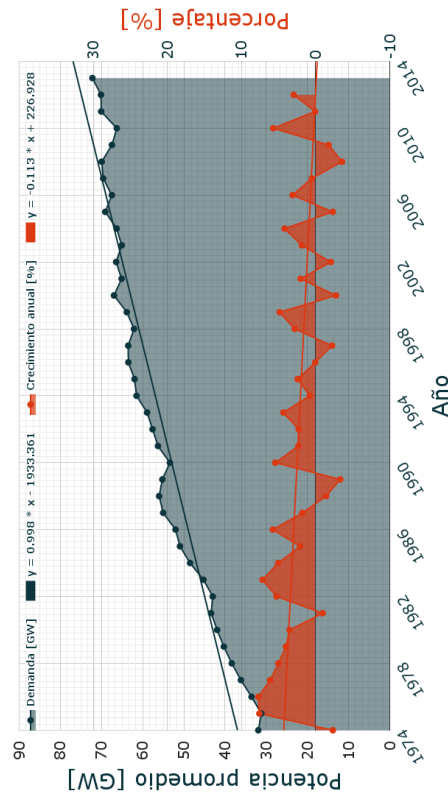


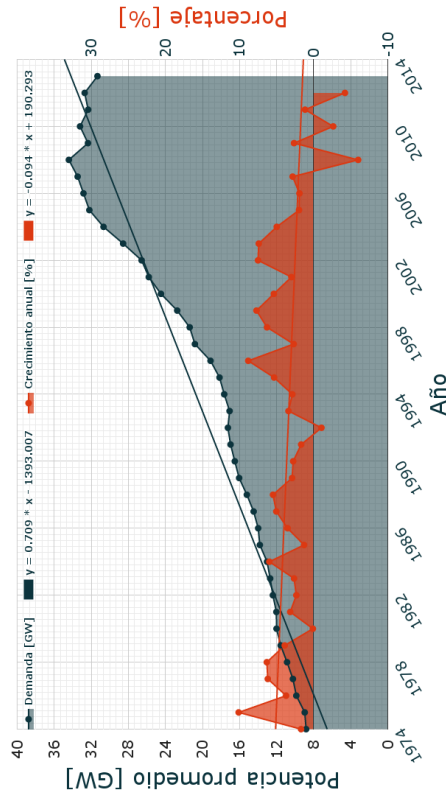
Figura 5.21: Evolución de la demanda de distintos países 1



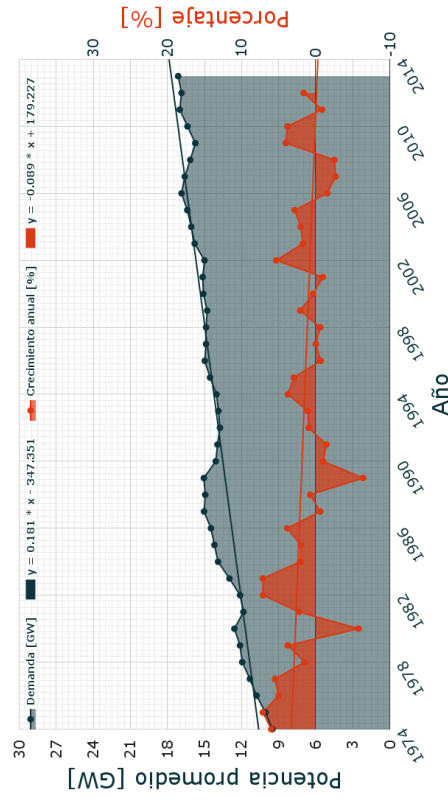
(a) México



(b) España



(c) Canadá



(d) Polonia

Figura 5.22: Evolución de la demanda de distintos países 2

Resumen

En resumen, los países con los que se puede comparar Chile, son : España, Polonia y Canadá, por las siguientes razones.

- 1) La tendencia de crecimiento de la población para estos países son prácticamente igual a la de Chile, en comparación a los países no considerados.
- 2) La tendencia de crecimiento del PIB para estos países son prácticamente igual a la de Chile, en comparación los países no considerados.
- 3) La evolución de la demanda energética para estos países se puede considerar constante, tendiendo a la baja en un largo plazo, muy similar a lo que pasa en Chile.
- 4) Todos los valores de las caracterizaras analizadas están más arriba que los valores de Chile, presumiendo que en un tiempo más Chile los podrá alcanzar.

A criterio del autor, Canadá es el país más apropiado para igualar la tasa de crecimiento de la demanda de Chile.

La tasa de crecimiento de la demanda de Canadá será utilizada entre los años 2023 y 2030, luego será utilizada la tasa de crecimiento de Estados Unidos desde el año 2031 hasta el 2060, considerando que Chile ya es un país desarrollado en el 2031.

5.5.1.a. Resultados del análisis

La proyección de la demanda energética en Chile con las tasas obtenidas de Canadá y Estado Unidos para el año 2060 se muestra en la siguiente Figura 5.23

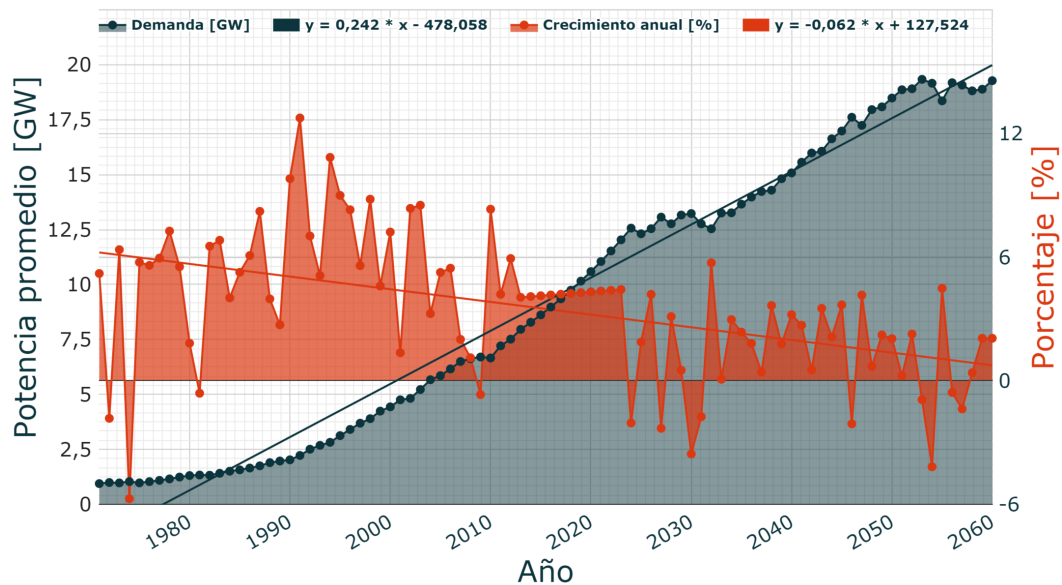


Figura 5.23: Evolución de la demanda energética en Chile hasta el año 2060

Se aprecia en la Figura 5.23 que la tendencia de crecimiento comienza a disminuir a medida que Chile se acerca los índices de un país desarrollado sobre todo entre los años 2023 al 2060. Esto es consecuente con lo que sucede en la realidad, debido que a que un país se vuelve más desarrollado a su vez se vuelve energéticamente más eficiente.

Para el año 2060 con la proyección estimada anteriormente Chile alcanzalos $19.766MW$. Considerando que en la base de datos de Transelec, en el año 2028 la demanda energética será de $12.537MW$. Esto quiere decir que desde el año 2028 hasta el 2060, el aumento de la generación en términos de potencia generada ³ debe aumentar $7.229MW$. Este aumento de la generación en Chile se considera que está distribuida en tres(3) centrales: una al norte de la subestación Charrúa, otra al sur de Charrúa y otra en las cercanías, con el fin de que el flujo de potencia se distribuya de una forma uniforme en el sistema, tratando de imitar lo que sucede en la realidad con la incorporación de potencia, creándose varias centrales distribuidas en la red y no unas cuantas como se establece en este estudio.

El siguiente paso es dimensionar los generadores que se usarán en cada sector, para simplificar el problema se suponen tres generadores de igual características y potencia.

Asumiendo que, en general, las centrales tienen un factor de potencia de 0.85 la potencia activa total se divide por este factor. Dando el valor de $8.505MVA$ al distribuirlos en 3 generadores tenemos $2.835MVA$ por generador.

Hay que destacar que el gobierno de Chile está impulsando fuertemente la ley 20698, la cual establece que para el año 2025 del total de la energía generada, el 20 % será otorgada por Energías Renovables no Convencionales (ERNC). Dentro de este tipo de energía se tienen: eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, pequeñas hidroeléctricas entre otras. En general las ERNC dependen de un sistema de electrónica de potencia con convertidores estáticos. Estos desde un punto de vista del cortocircuito que pudiesen aportar, para fines de este estudio, no aportan potencia de cortocircuito de acuerdo a la Norma IEC 60909-0 sólo se considerarán los elementos con convertidores estáticos que estén conectados directamente a generadores asincrónicos . Por lo tanto, como se establece que la generación introducida para el año 2060 es de generación convencional (generadores sincrónicos) la potencia es penalizada por un factor 0,8 que representa el 80 % de la potencia total generada. Dando un valor del $2.268MVA$ por generador. Para más información sobre los datos del generador utilizado el lector podría revisar el Anexo B

Los resultados para las barras $220kV$ de la subestación de Charrúa son lo siguientes:

³Se debe considerar que *potencia generada* es distinta a potencia instalada, en este análisis potencia generada es la potencia diaria promedio generada dentro de un año.

Corriente cortocircuito I_b

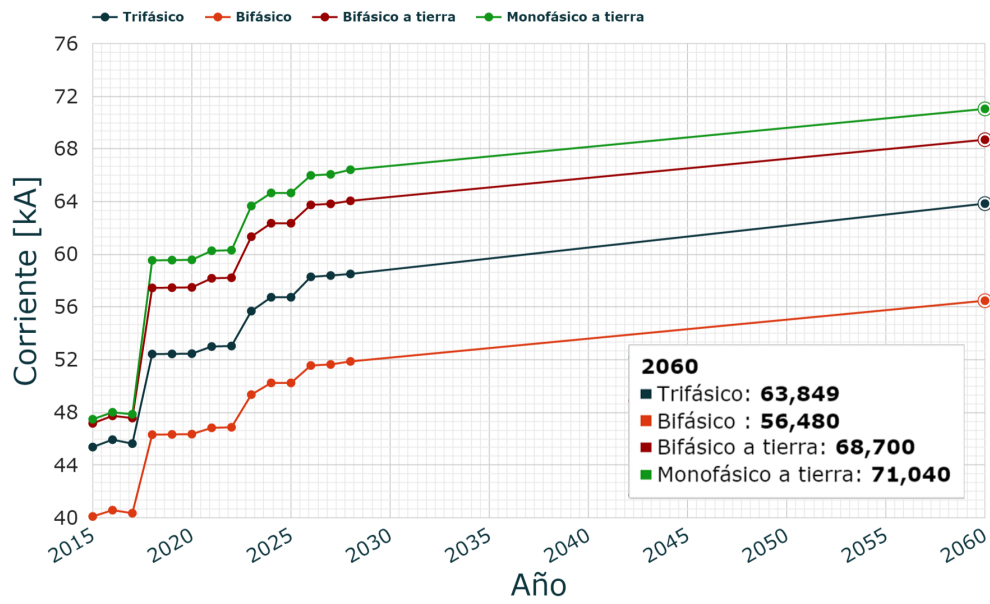


Figura 5.24: Sin la incorporación del BTB.

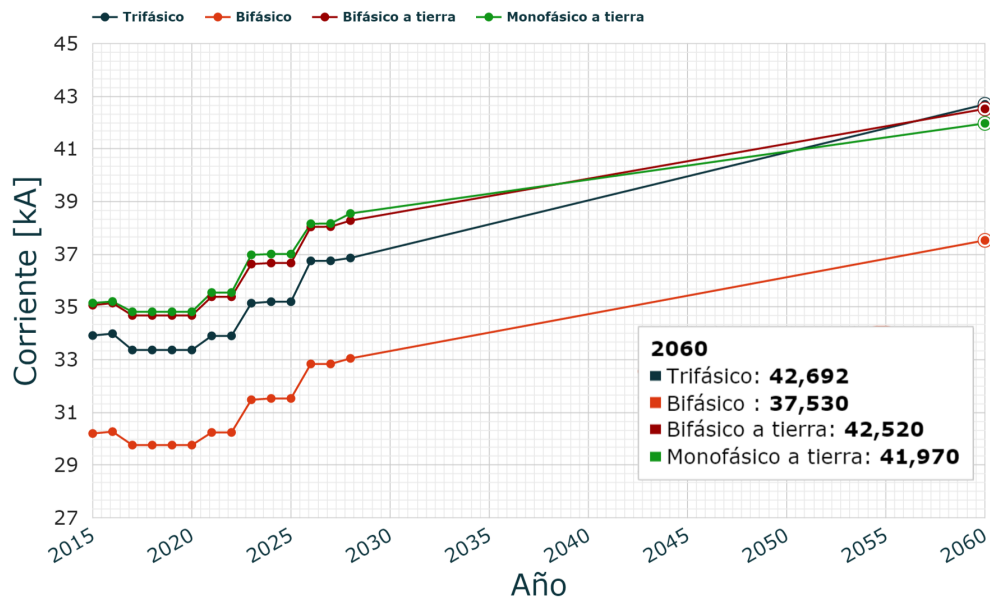


Figura 5.25: Con la incorporación del BTB.

Corriente cortocircuito I''_k

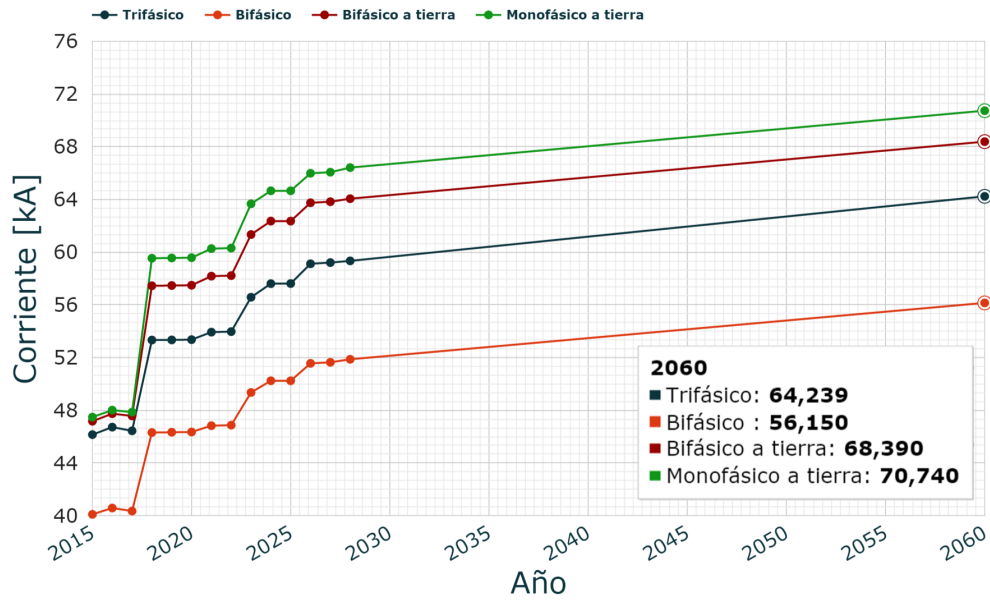


Figura 5.26: Sin la incorporación del BTB

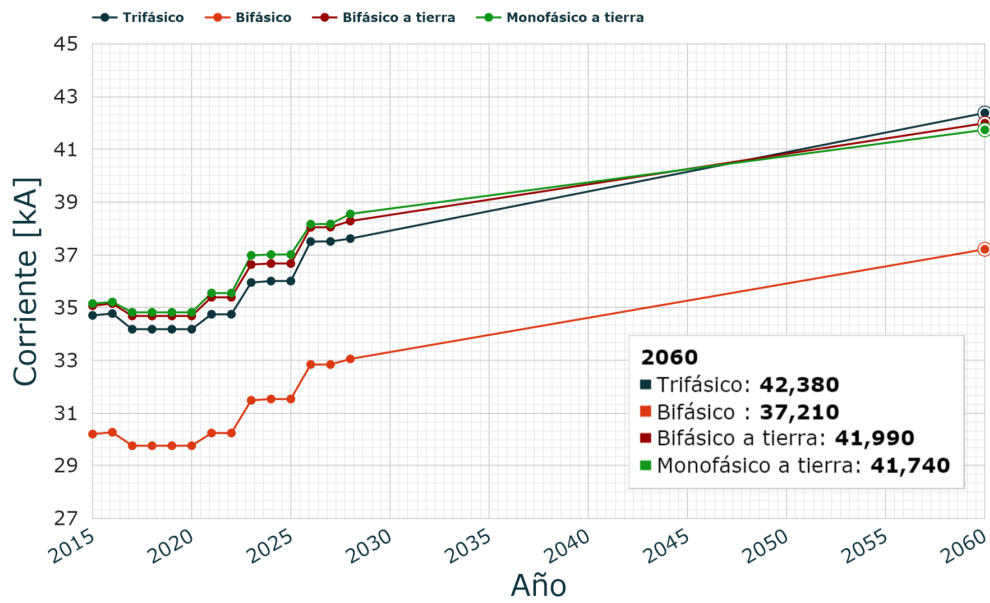


Figura 5.27: Con la incorporación del BTB

Corriente cortocircuito I_k

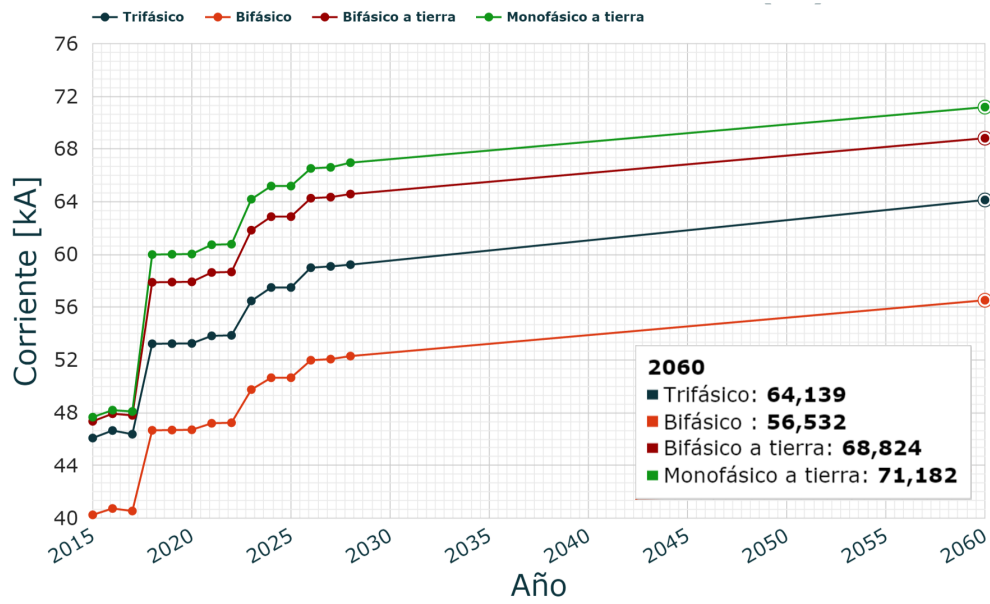


Figura 5.28: Sin la incorporación del BTB

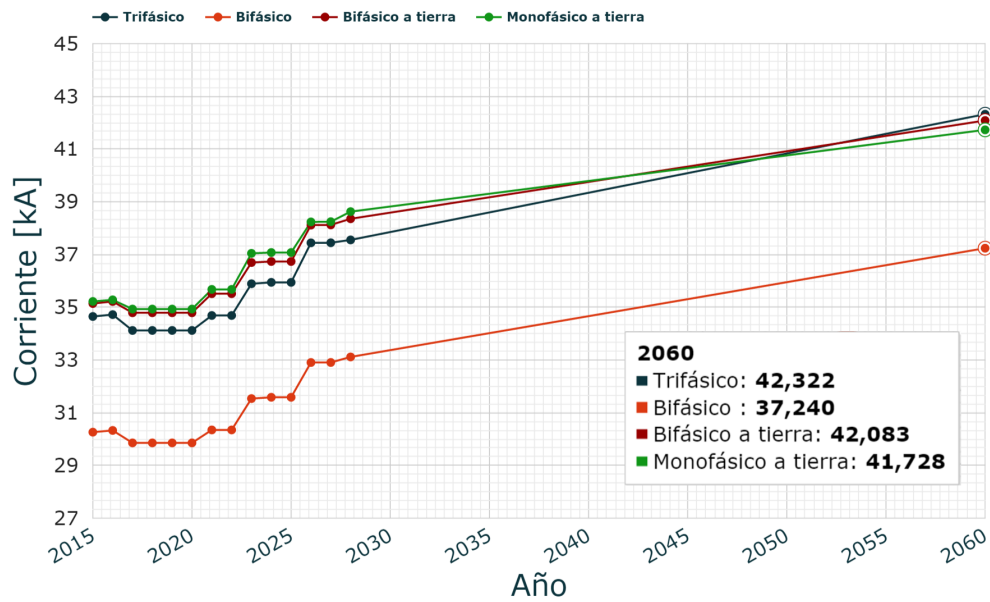


Figura 5.29: Con la incorporación del BTB

Corriente cortocircuito i_p

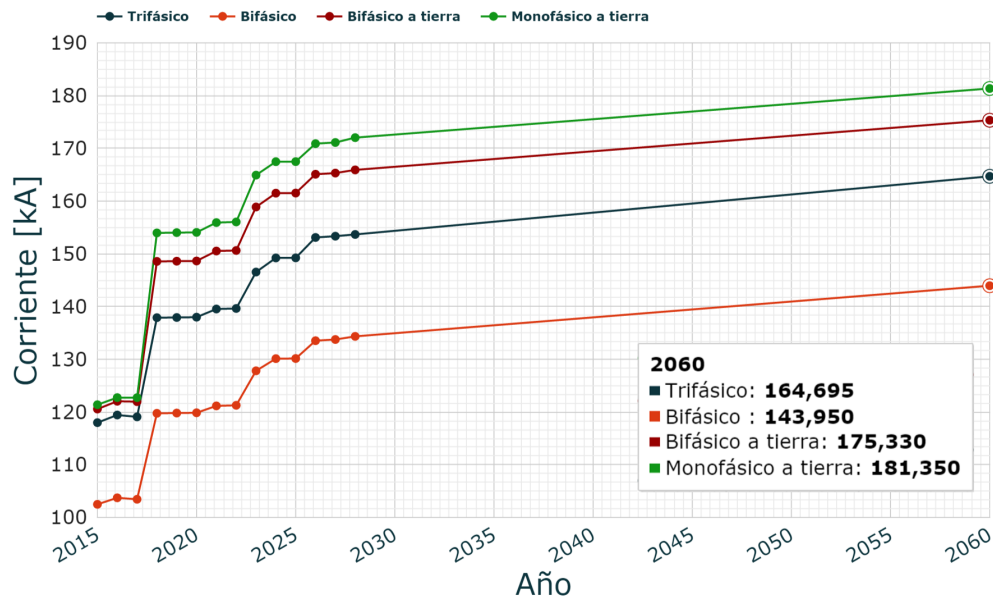


Figura 5.30: Sin la incorporación del BTB

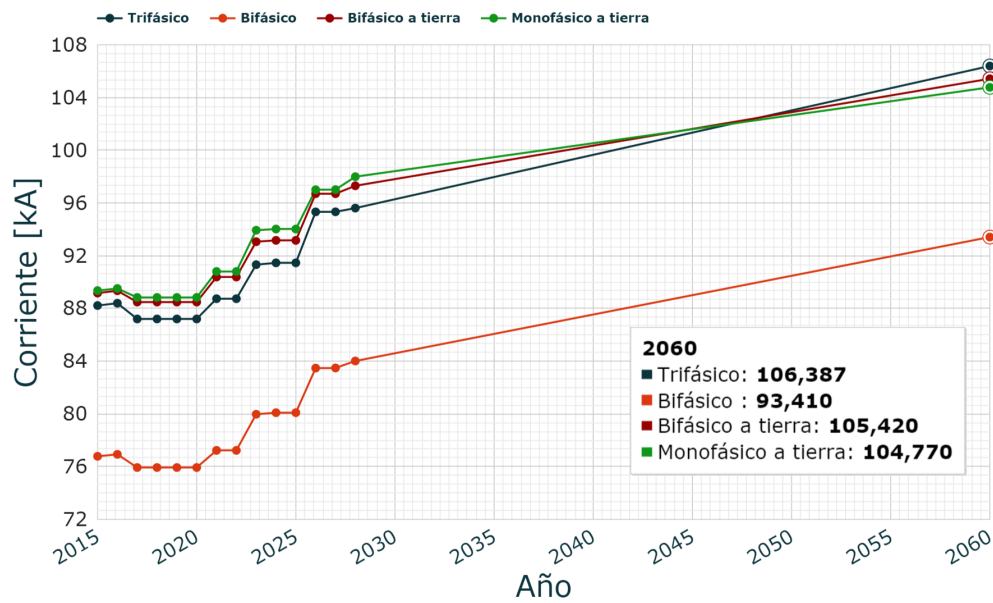


Figura 5.31: Con la incorporación del BTB

Comparación

Tomando los peores casos de cortocircuitos (niveles más altos de corriente), monofásicos en el caso de no utilizar el BTB y trifásico en el caso de si utilizar el BTB, se aprecia

claramente que la incorporación de un BTB en las barras de $220kV$ desde el punto de vista del cortocircuito es favorable como se aprecia en las Figuras 5.32 hasta 5.35.

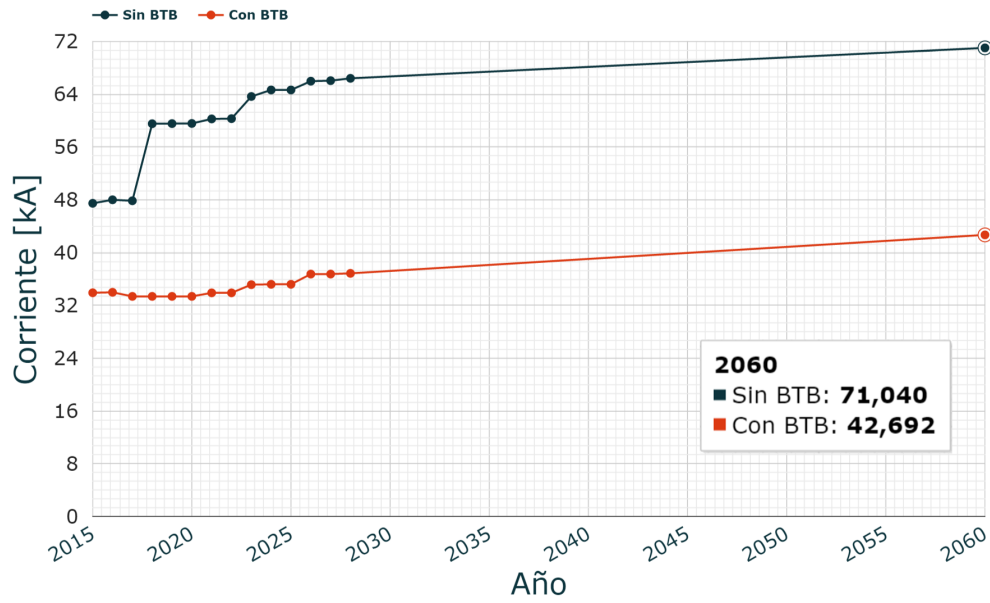


Figura 5.32: Comparación del nivel de cortocircuito I_b en Chile hasta el año 2060

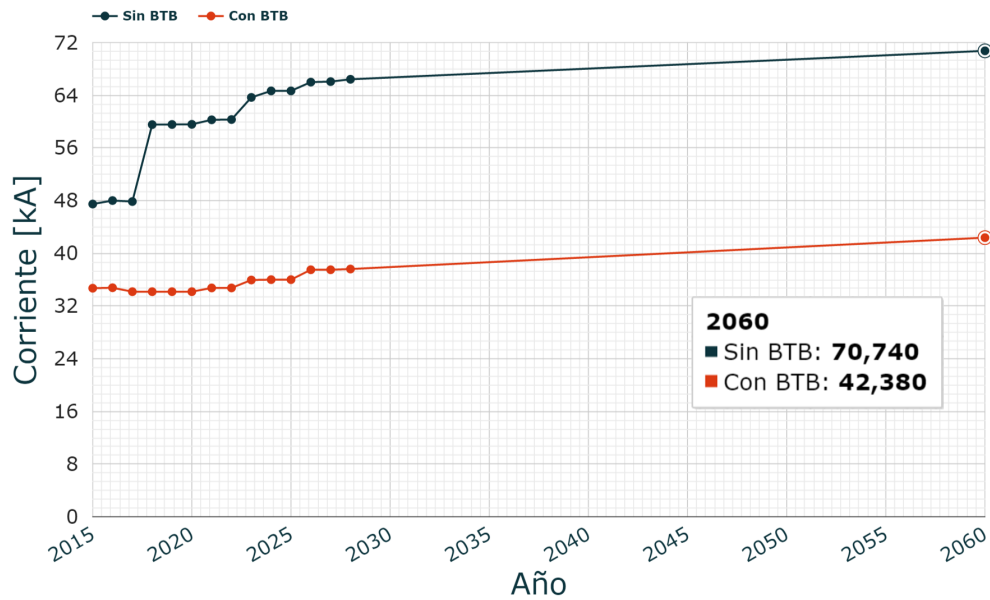


Figura 5.33: Comparación del nivel de cortocircuito I_k'' en Chile hasta el año 2060

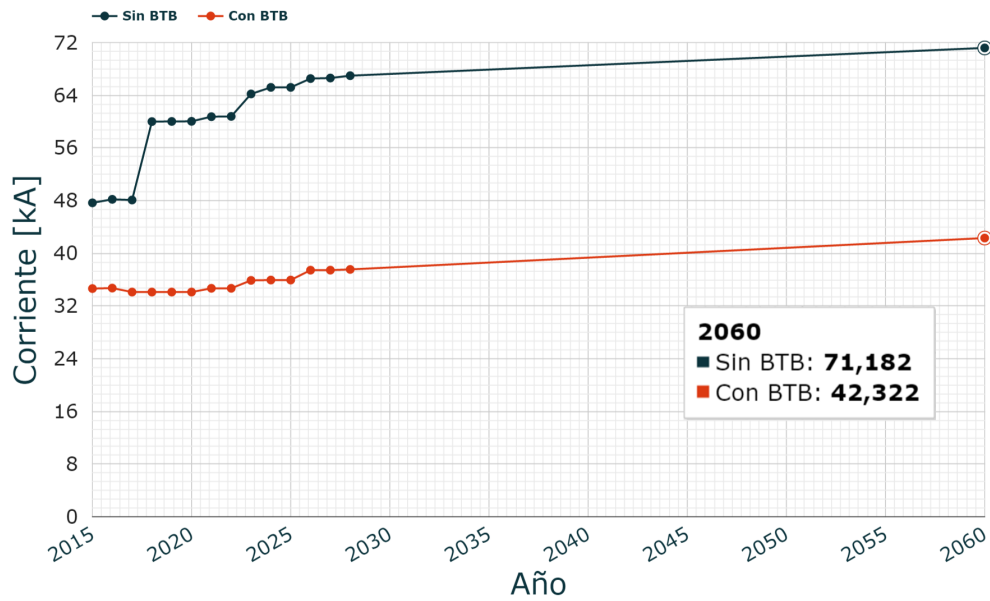


Figura 5.34: Comparación del nivel de cortocircuito I_k en Chile hasta el año 2060

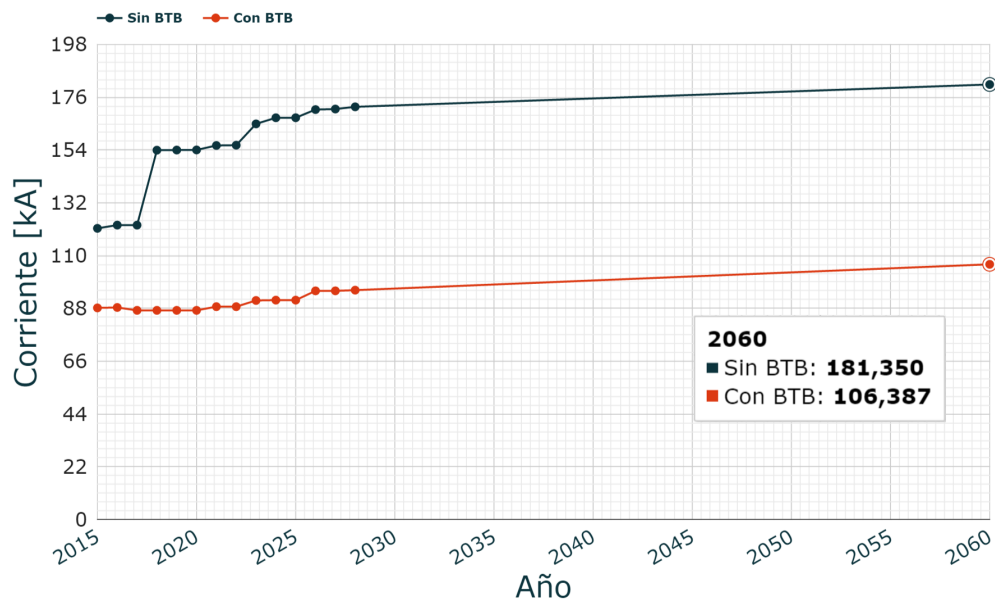


Figura 5.35: Comparación del nivel de cortocircuito i_p en Chile hasta el año 2060

Además como se aprecia en las siguientes tabla todos los niveles de cortocircuito bajan considerablemente.

Tabla 5.9: Diferencia nivel de cortocircuito I_b sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.

Tipo de falla	Sin BTB [kA]	Con BTB [kA]	Diferencia %]
Trifásica	63,849	42,692	-33,14
Bifásica	56,480	37,530	-33,55
Bifásica a tierra	68,700	42,520	-38,09
Monofásica a tierra	71,040	41,970	-40,92

Tabla 5.10: Diferencia nivel de cortocircuito I_k'' sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.

Tipo de falla	Sin BTB [kA]	Con BTB [kA]	Diferencia %]
Trifásica	64,239	42,380	-34,03
Bifásica	56,150	37,210	-33,73
Bifásica a tierra	68,390	41,990	-38,60
Monofásica a tierra	70,740	41,740	-41,00

Tabla 5.11: Diferencia nivel de cortocircuito I_k sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.

Tipo de falla	Sin BTB [kA]	Con BTB [kA]	Diferencia %]
Trifásica	64,139	42,322	-34,02
Bifásica	56,532	37,240	-34,13
Bifásica a tierra	68,824	42,083	-38,85
Monofásica a tierra	71,182	41,728	-41,38

Tabla 5.12: Diferencia nivel de cortocircuito i_p sin la utilización del BTB versus su no uso, Año 2060.

Tipo de falla	Sin BTB [kA]	Con BTB [kA]	Diferencia %]
Trifásica	164,695	106,387	-35,40
Bifásica	143,950	93,410	-35,11
Bifásica a tierra	175,330	105,420	-39,87
Monofásica a tierra	181,350	104,770	-42,23

La disminución máxima del nivel de cortocircuito es para la corriente I_k observado en la Tabla 5.11 de un 41,38% y la menor disminución es para la corriente de I_b observado en la Tabla 5.9, todas las corrientes de cortocircuito bajan en promedio 37,12%, por lo que se considera un gran aporte la incorporación del BTB a largo plazo.

Considerando que los interruptores de las barras soportan un mínimo nivel de corriente de interrupción de $40kA$ y considerando como se verá en el Capítulo 7, que el valor de los cortocircuitos en el interruptor es menor que en las barras, puede ser que no haga falta cambiar los interruptor hasta el año 2060, si es que la vida útil de los interruptores lo permite. Estos resultados son muy favorables al momento de elegir la tecnología que se debe utilizar para resolver este problema, sobretodo en la subestación de Charrúa con el nivel de importancia que tiene.

Capítulo 6

Dimensionamiento del back-to-back

Uno de los aspectos más importantes de este estudio, es sin duda, comparar las dos alternativas propuestas desde un punto de vista económico. Para estimar cuanto costará llevar a cabo un proyecto como la incorporación de un BTB en la subestación Charrúa se ha utilizado la guía “IMPACTS OF HVDC LINES ON THE ECONOMICS OF HVDC PROJECTS” (IHLEHP) [19], utilizada por ingenieros que han recopilado la experiencia de varios años en instalación de líneas HVDC.

6.1. El back-to-back

El BTB es un caso especial de una interconexión HVDC monopolar, en donde no existe la línea DC, y ambos convertidores están ubicados en el mismo sitio; Por razones económicas cada convertidor es de 12 pulsos (una de las tecnologías más utilizadas) y las válvulas para cada convertidor están en una sola sala. El sistema de control, enfriamiento y control y sistema auxiliares pueden tener una sola configuración para ambos convertidores. Los filtros **DC** no son requeridos y la conexión del neutro se efectúe en la misma sala de válvulas.

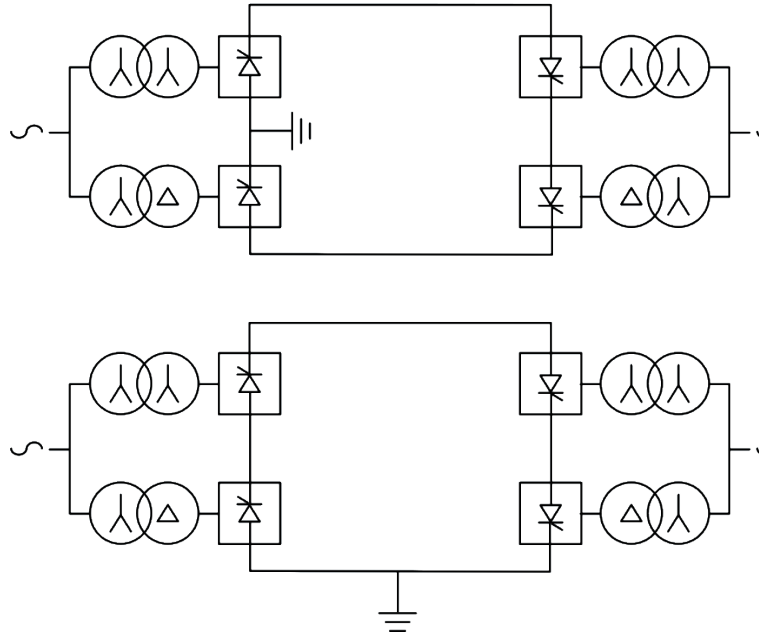


Figura 6.1: Esquema básico del BTB.

En la Figura 6.1 se puede ver el esquema básico de un BTB, en donde la tierra está en uno de los convertidores (imagen superior) o la tierra es compartida por ambos convertidores (imagen inferior). En ambos casos se pueden encontrar las características generales de un BTB: transformadores desfasadores, característica homopolar y convertidores VSC de 12 pulsos. Tanto reactancias alisadoras como filtros no son necesario en las últimas versiones, debido a la tecnología que ocupan las empresas [20].

6.1.1. Potencia de operación del BTB

Para dimensionar la potencia a la cual trabajará el BTB se ha ocupado el criterio $N-1$. Según el Decreto Supremo N°327, en su artículo 237 parte a. Se declara:

“Se entiende por simple contingencia o $N-1$, que ante una falla de un elemento del Sistema de transmisión no se exceda las capacidades máximas de las instalaciones”

Al analizar la subestación Charrúa se puede desprender que el mayor flujo de potencia esta en los tres transformadores principales cada uno con una potencia de 750 MVA. Es asumido que está configuración cumple con el criterio $N-1$, por lo que el sistema debe soportar sin problemas la falla de uno de estos tres transformadores, dejando un flujo máximo de potencia de 1500 MVA por los tres transformadores. Dando la cifra conservadora de 1500 MVA para el BTB.

6.1.2. Tensión en continua del BTB

Para establecer cual es la tensión con la trabajará el BTB en el lado de tensión continua, se ha recopilado información de la implementación en el pasado de BTB's en el mundo.

Como se muestra en la Tabla 6.1:

Tabla 6.1: Implementación de BTB en el pasado en distintas partes del mundo.

Año	Localidad	Potencia [MW]	Tensión DC [kV]	Tensión [kV]
1965	Japón	300	125	125
1972	Canadá	320	± 80	160
1977	Japón	300	125	125
1992	Japón	300	125	125
1977	USA	100	± 50	100
1981	Paraguay/Brasil	55	± 25	50
1981	Rusia/Finlandia	355	± 85	170
1982	Rusia/Finlandia	355	± 85	170
1984	Rusia/Finlandia	355	± 85	170
1999	Rusia/Finlandia	405	± 85	170
1983	Austria	550	145	145
1983	USA	200	82	82
1984	Canadá/USA	500	145	145
2009	Canadá	500	145	145
1984	USA	200	82	82
1985	USA	200	57	57
1985	USA	200	± 56	112
1985	Canadá	350	130	130
1985	USA	200	82	82
1986	Australia	40	± 8,33	17
1987	USA	200	50	50
1989	India	250	69,7	69,7
1989	Canadá	150	42	42
1993	Japón	300	± 125	250
1993	Alemania/R.Checa	600	160	160
1993	Austria/Hungría	600	145	145
1994	Brasil/Argentina	50	15	15
1995	USA	600	170	170
1998	India	500	205	205
1998	USA	600	162	162
1999	Japón	300	125	125
1999	India	500	205	205
2005	India	500	± 88	176
2000	Argentina/Brasil	1100	± 70	140
2000	USA	36	15,9	15,9
2002	Argentina/Brasil	2000	± 70	140
2000	Uruguay/Brasil	70	20	20
2001	Japón	300	125	125
2002	India	500	205	205
2003	USA	100	± 13	26
2005	USA	210	± 64	128
2005	China	360	168	168
2007	USA/México	150	± 21	42
2009	Canadá	625	315	315
2009	Arabia Saudita	600	222	222
2010	China	750	168	168
2012	Brasil	400	100	100
2012	USA/Canadá	200	57	57
2012	Uruguay/Brasil	500	± 79,6	160

En la práctica, las tensiones de un BTB tienden a ser bajas, por lo que para un enlace de 1.500 MW se podrían ocupar tensiones bajo los $\pm 200\text{kV}$, por ejemplo, en el caso del enlace Melo entre Brasil y Uruguay, la tensión es del orden de los $\pm 79,6\text{kV}$ para una potencia de 500kV . Por lo tanto se ha optado por usar una tensión fija de $\pm 150\text{kV}$ DC para el BTB.

6.2. Estimación valor del proyecto

Según el texto IHLEHP, el cual es una guía para dimensionar los enlaces HVDC se establece ciertos aspectos a analizar para obtener una proyección del valor en millones de dólares del proyecto en su totalidad:

- Líneas de transmisión.
- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas por efecto corona.
- Estaciones de conversión.

a) Líneas de transmisión

Como se mencionó anteriormente, el uso de líneas de transmisión no rige en el dimensionamiento ni en el valor del proyecto, por la simple razón de que un BTB solo involucra la incorporación de las unidades convertidoras de un enlace HVDC.

b) Pérdidas por efecto Joule y corona

Las pérdidas, como en todo ámbito, representan la energía que no se utiliza en nada más que en la producción de calor y pérdidas de aislamiento, las cuales traen consigo varios efectos negativos como el límite máximo de transmisión de energía o el deterioro de los equipos. Las pérdidas siempre van a existir y hay que considerarlas en cualquier proyecto eléctrico.

Las pérdidas por efecto Joule representan la generación de calor en las líneas, por lo que no se consideran por la misma razón que en el apartado anterior. Sin embargo, no hay que olvidar que también hay pérdidas por este efecto en los convertidores que son la base del BTB. No obstante, estos ya están considerados en el propio dimensionamiento de las unidades convertidoras.

Las pérdidas por el efecto corona, se atribuyen a la ionización del aire en las inmediaciones del cable conductor por parte del campo eléctrico producido por la carga distribuida en la superficie del conductor, lo cual genera una circulación indeseada de corriente fuera del conductor. Como en caso del BTB el largo de las líneas a considerar es nulo, estas pérdidas no se consideran en el estudio.

c) Estación de conversión

La guía se basa en la experiencia de puesta en marcha de varios proyectos, con lo que se ha logrado estimar el valor estimado de la estación de acuerdo a la potencia del HVDC y la tensión en continua a la cual trabaja. En la Figura 6.2 se muestra una estimación de los costos.

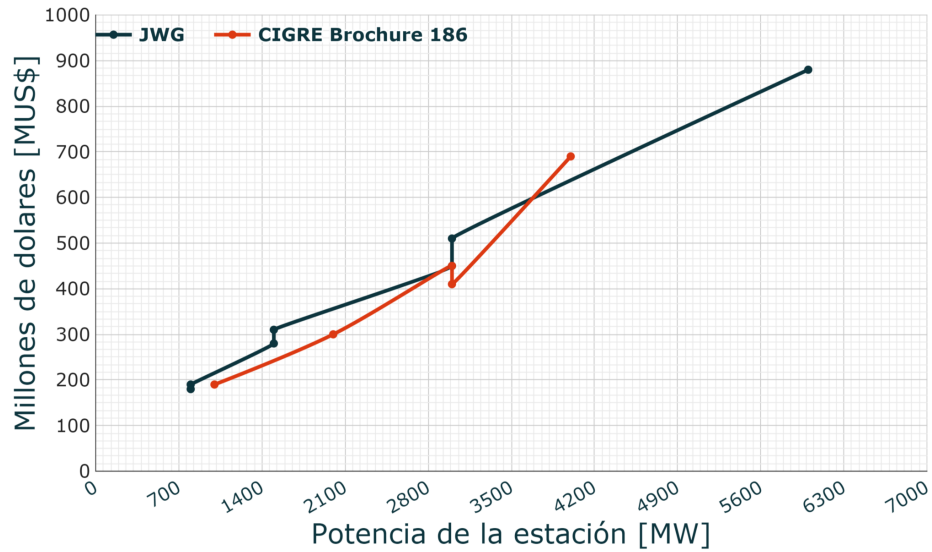


Figura 6.2: Estimación del valor de las estaciones conversoras según guía

La inversión como se muestra en la Figura 6.2, puede tomar dos tendencias. Estas dependerán del nivel de potencia que de los convertidores a usar.

La guía IHLEHP, establece una pauta en donde se presentan los porcentajes en promedio que ocupan cada apartado del proyecto de los convertidores para los enlaces HVDC. Esta será de gran utilidad para estimar el valor que debe tener el BTB, ya que el BTB al ocupar menos espacio y al estar situado ambos convertidores en la misma sala, tiene un valor menor que tener los convertidores en los extremos de las líneas. La Tabla 6.2 muestra los porcentajes.

Tabla 6.2: Porcentajes que representa cada apartado en el proyecto de los convertidores de los enlaces HVDC

Componente del convertidor	% estudio
Grupo de válvulas	22
Transformadores	22
Subestación DC y filtros	6
Subestación AC y filtros	9
Control y protección	8
Trabajo Civil	13,5
Sistema auxiliar	2,5
Ingeniería y administración	17
Total	100

6.2.1. Costos de inversión

De la gráfica histórica de costos de las estaciones convertidoras para enlaces HVDC expuesta en la Figura 6.2, se pueden extrapolar dos curvas que representan los costos de los convertidores. Según la guía los costos se aproximan a la Ecuación (6.1).

$$Ct = A(V^B)(P^C) \quad (6.1)$$

Donde:

P : Potencia del HVDC a utilizar en MW .

V : Tensión de trabajo del HVDC en kV DC (Bipolar).

A , B y C : Constantes de aproximación, las cuales varían según la potencia del convertidor establecidos en la guía IHLEHP.

Donde: convertidores menores a $3000MW$, curva JWG.

A : 0,698.

B : 0,317.

C : 0,557.

O convertidores mayores a $3000MW$, curva CIGRE

A : 0,154.

B : 0,244.

C : 0,814.

EL BTB a utilizar tiene una potencia menor a $3000MW$ por lo que se ocupara la curva JWG.

Para tener una visión más amplia respecto a la inversión del proyecto se ha supuesto que la implementación del BTB puede ser dispuesta en tres configuraciones:

a) Sólo la utilización de un BTB de 1.500MW

Sólo instalar un BTB con la potencia suficiente para operar, esto significa $1500MW$. Según se menciono los BTB no debiesen operar más allá de $\pm 150kV$. Quedando este valor para el BTB. Luego al utilizar directamente la ecuación de costo del convertidor (6.1), el costo total resultante es $200,80MUSD$.

Hay que tener en consideración que en el caso del BTB hay varios costos que se pueden reducir como se aprecia en la Tabla 6.3

Tabla 6.3: Tabla de porcentajes del estudio con factores de valorización.

Componente del convertidor	% estudio	Valorización [%]	% total	Costo total [MUSD]
Grupo de válvulas	22,00	70	15,40	30,92
Transformadores	22,00	100	22,00	44,18
Subestación DC y filtros	6,00	0,00	0,00	0,00
Subestación AC y filtros	9,00	100	9,00	18,07
Control y protección	8,00	100	8,00	16,06
Trabajo Civil	13,50	70,00	9,45	18,97
Sistema auxiliar	2,50	70,00	1,75	3,51
Ingeniería y administración	17,00	70,00	11,90	23,89
Total	100	77,50	77,50	155,62

Los factores de valorización fueron establecidos en común acuerdo con la empresa Transelec. Estos se explican a continuación:

Grupo de válvulas: este se debe a que en primera instancia las válvulas estarían ubicadas en el misma sala compartiendo componentes como lo es la tierra.

Transformadores: el precio de los transformadores depende en gran medida de la potencia del BTB. Por lo tanto el valor de los transformadores no será penalizado.

Subestación DC y filtros: la configuración del BTB a utilizar no tiene filtro DC y la subestación no es más que la misma sala de las válvulas.

Subestación AC y filtros: en este ítem no existe ahorro ya que se utilizará la misma infraestructura que los convertidores de los enlaces HVDC.

Control y protección: la configuración ocupará los mismos estándares de protecciones por lo que no se debiese ver ahorro en este ítem.

Trabajo Civil: se ahorra terreno, planos y obra al estar todo en el mismo lugar.

Sistema auxiliar: en vez de tener que utilizar dos(2) sistemas auxiliares independientes, para el caso del BTB sólo se debe ocupar uno. Hay que destacar que este factor es conservador.

Ingeniería y administración: la implementación del BTB se deja de lado varios aspectos versus los convertidores de un enlace HVDC.

Al tener en consideración lo anteriormente planteado el proyecto queda en $155,62MUSD$.

Esta alternativa no es factible por el hecho de que el criterio $N-1$ no se estaría cumpliendo. Si ocurriese una falla en el BTB se cae toda la potencia que puede circular por él. Por esto es que nace la alternativa b), la cual respeta el criterio presentado.

b) La utilización de dos(2) BTB en paralelo de 1.500MW cada uno

Para contrastar la alternativa a) se utilizará en este caso dos BTB en paralelo con la potencia de $1.500MW$ cada uno, dando un total de $3.000MW$. Según se menciono los BTB no debiesen operar más allá de $\pm 150kV$. Quedando este valor para el BTB. Luego al ocupar dos(2) BTB identios al caso anterior se tiene un costo de $401,60MUSD$.

Hay que tener en consideración que en el caso del BTB hay varios costos que se pueden reducir como se aprecia en la Tabla 6.4

Tabla 6.4: Tabla de porcentajes del estudio con factores de valorización.

Componente del convertidor	% estudio	Valorización [%]	% total	Costo total [MUSD]
Grupo de válvulas	22,00	70	15,40	61,84
Transformadores	22,00	100	22,00	88,36
Subestación DC y filtros	6,00	0,00	0,00	0,00
Subestación AC y filtros	9,00	100	9,00	36,14
Control y protección	8,00	100	8,00	32,128
Trabajo Civil	13,50	63,00	8,51	18,97
Sistema auxiliar	2,50	63,00	1,58	3,51
Ingeniería y administración	17,00	63,00	10,71	23,89
Total	100	75,19	75,19	301,96

Los factores de valorización fueron establecidos en común acuerdo con la empresa Transelec. Estos se explican a continuación:

Grupo de válvulas: este se debe a que en primera instancia las válvulas estarían ubicadas en el misma sala compartiendo componentes como lo es la tierra.

Transformadores: el precio de los transformadores depende en gran medida de la potencia del BTB. Por lo tanto el valor de los transformadores no será penalizado.

Subestación DC y filtros: la configuración del BTB a utilizar no tiene filtro DC y la subestación no es más que la misma sala de las válvulas.

Subestación AC y filtros: en este ítem no existe ahorro ya que se utilizará la misma infraestructura que los convertidores de los enlaces HVDC.

Control y protección: la configuración ocupará los mismos estándares de protecciones por lo que no se debiese ver ahorro en este ítem.

Trabajo Civil: se ahorra terreno, planos y obra al estar todo en el mismo lugar, aún más que en caso anterior.

Sistema auxiliar: en vez de tener que utilizar cuatro(4) sistemas auxiliares independientes, para el caso de los BTB estos pueden disminuir en cantidad..

Ingeniería y administración: la implementación del BTB se deja de lado varios aspectos versus los convertidores de un enlace HVDC.

Al tener en consideración lo anteriormente planteado el proyecto queda en *301,96MUSD*.

c) La utilización de cuatro BTB en paralelo de 500MW cada uno

Para contrastar la alternativas a) y b) se utilizará en este caso cuatro(4) BTB en paralelo con la potencia de *500MW* cada uno, dando un total de *2.000MW*. Basado en BTB ya instalados con esta potencia el valor de la tensión quedará en $\pm 80\text{kV}$. Luego al utilizar directamente la ecuación de costo del convertidor (6.1) el costo total resultante es *356,87MUSD* por los cuatro(4) BTB.

Hay que tener en consideración que en el caso del BTB hay varios costos que se pueden reducir como se aprecia en la Tabla 6.5

Tabla 6.5: Tabla de porcentajes del estudio con factores de valorización.

Componente del convertidor	% estudio	Valorización [%]	% total	Costo total [MUSD]
Grupo de válvulas	22,00	70	15,40	54,95
Transformadores	22,00	80	17,60	62,80
Subestación DC y filtros	6,00	0,00	0,00	0,00
Subestación AC y filtros	9,00	100	9,00	32,11
Control y protección	8,00	100	8,00	28,54
Trabajo Civil	13,50	56,70	7,65	20,04
Sistema auxiliar	2,50	56,70	1,42	3,71
Ingeniería y administración	17,00	56,70	9,64	25,44
Total	100	68,71	68,71	245,20

Los factores de valorización fueron establecidos en común acuerdo con la empresa Transelec. Estos se explican a continuación:

Grupo de válvulas: este se debe a que en primera instancia las válvulas estarían ubicadas en el misma sala compartiendo componentes como lo es la tierra.

Transformadores: el precio de los transformadores depende en gran medida de la poten-

cia del BTB. Pero al ocupar ocho(8) transformadores en la configuración total (dos por BTB), se puede bajar la valorización de estos de forma de utilizar una configuración más adecuada.

Subestación DC y filtros: la configuración del BTB a utilizar no tiene filtro DC y la subestación no es más que la misma sala de las válvulas.

Subestación AC y filtros: en este ítem no existe ahorro ya que se utilizará la misma infraestructura que los convertidores de los enlaces HVDC.

Control y protección: la configuración ocupará los mismos estándares de protecciones por lo que no se debiese haber ahorro en este ítem.

Trabajo Civil: se ahorra terreno, planos y obra al estar todo en el mismo lugar, aún más que en caso anterior.

Sistema auxiliar: en vez de tener que utilizar ocho(8) sistemas auxiliares independientes, para el caso de los BTB estos pueden disminuir en cantidad.

Ingeniería y administración: la implementación del BTB se deja de lado varios aspectos versus los convertidores de un enlace HVDC.

Al tener en consideración lo anteriormente planteado el proyecto queda en *245,20MUSD*.

Teniendo en cuenta estas tres alternativas se puede establecer que la inversión que implica menor costo es la alternativa *c)* la cual tiene un costo aproximado de 245,20 millones de dolares. Hay que recalcar que ésta es una estimación en base a la guía y no una estimación en base a ingeniería de detalle, aunque la guía está respaldada por años de experiencia en la implementación de enlaces HVDC, pero no en sí de BTB's.

La alternativa *c)* tiene una ventaja natural sobre la alternativas *a)* y *b)* debido a que son cuatro BTB y no dos o uno de gran magnitud. Esto genera más robustez y confiabilidad al sistema, ya que si ocurriese una falla en alguno de los cuatro BTB podría seguir operando sin problemas los otros tres, pero con la dificultad que aumentar las cantidades de transformadores a usar. En cambio sí una falla ocurriese con un solo BTB *alternativa a)*, éste interrumpiría el 100% de potencia generando un problema mayor en el sistema, además de no estar cumpliendo el criterio *N-1*. Sí la falla ocurriese con la alternativa *b)* instalada, el sistema podría seguir transfiriendo potencia al igual que el caso *c)*, pero esta última alternativa es más barata.

Capítulo 7

Estimación económica del reemplazo de los interruptores

7.1. Nivel de cortocircuito por interruptor

Hasta el momento, el autor sólo ha tomado en cuenta las corrientes de cortocircuito que se ubican en las barras de Charrúa, especialmente en las barras $220kV$. Teniendo en cuenta esto último, cambiar un interruptor que no soporta el nivel de corriente de la barra a la que está conectada es un acto conservador, ya que la corriente de cortocircuito es menor en el mismo interruptor que en la barra, esto porque la barra recolecta la potencia de todas las líneas. Transelec usa el primer criterio dado, el cual le da más seguridad al sistema. No obstante este trabajo tiene como intención determinar la corriente que debe ser soportada por el interruptor, con el fin de poder acercarse más a lo que ocurría en cualquier empresa del rubro de transmisión, esto debido a que se puede reducir los costos de la sustitución de algunos interruptores.

La corriente que pasa por el interruptor ($I_{ccBarra} - I_{ccLinea}$) es la corriente de cortocircuito de la barra menos la corriente de cortocircuito que pasa por la línea, como se puede apreciar en la Figura 2.5.

Hay que tener en cuenta que se debe verificar a parte de la corriente por el interruptor, la corriente solo por la línea, corriente de línea desconectada al final o corriente de línea desconectada a la entrada. El peor caso es el caso de corriente de barra menos corriente de línea.

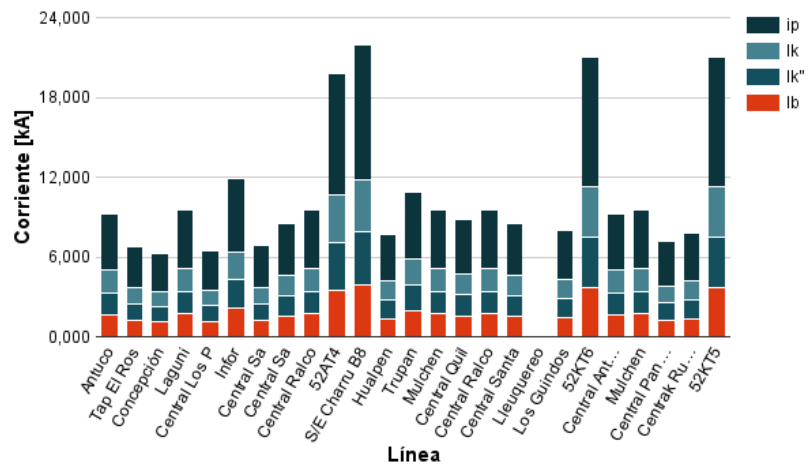
Las corrientes de la barra ya se han determinado, por lo tanto sólo queda por determinar las corrientes por las líneas.

7.1.1. Corrientes de falla en las líneas

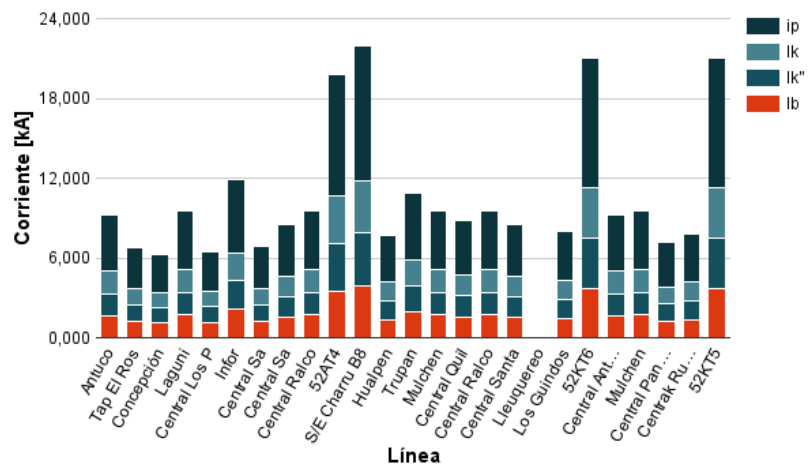
Los resultados de las corriente de cortocircuito están resumidas en las Figuras 7.1 a la 7.5. En donde los tipos de corrientes (I_b , I_k'' , I_k e i_p) están sumadas para simplificar la información pero claramente diferenciadas por color.

Lo datos cuantitativos en detalle se pueden encontrar en el Anexo C.3.

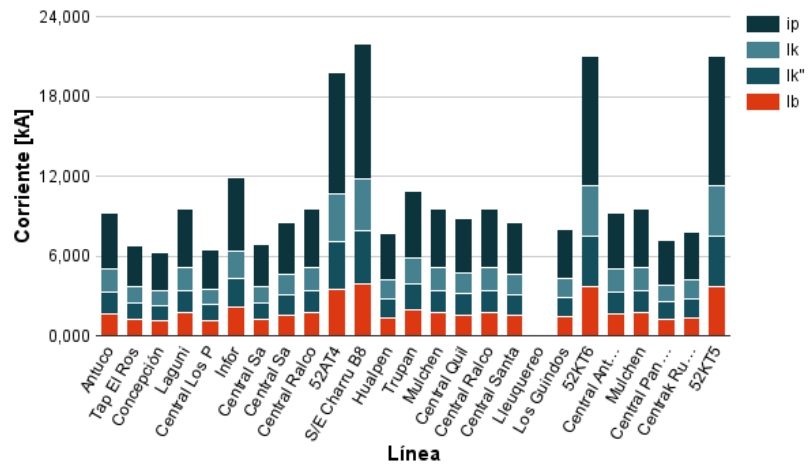
Gráficos cortocircuito en líneas



(a) 2015

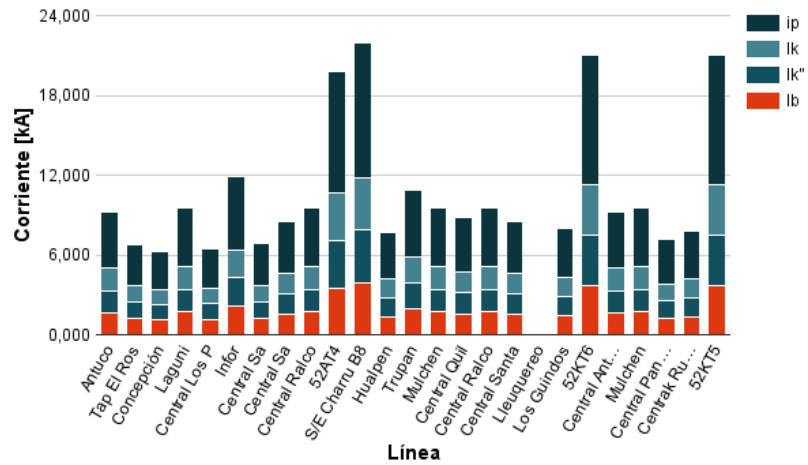


(b) 2016

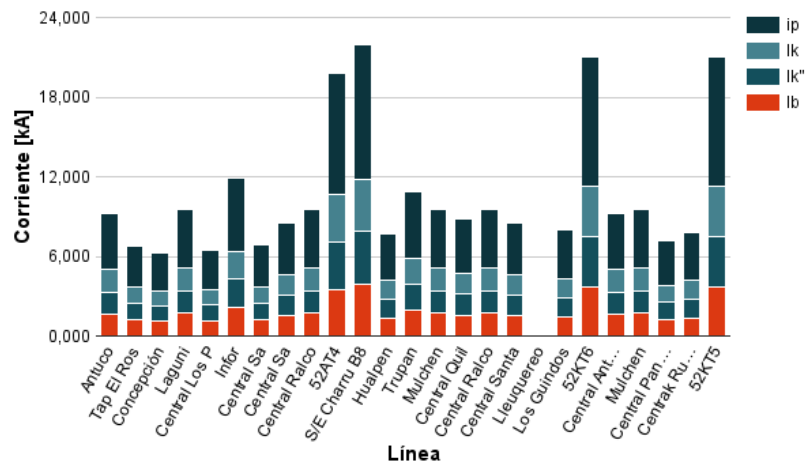


(c) 2017

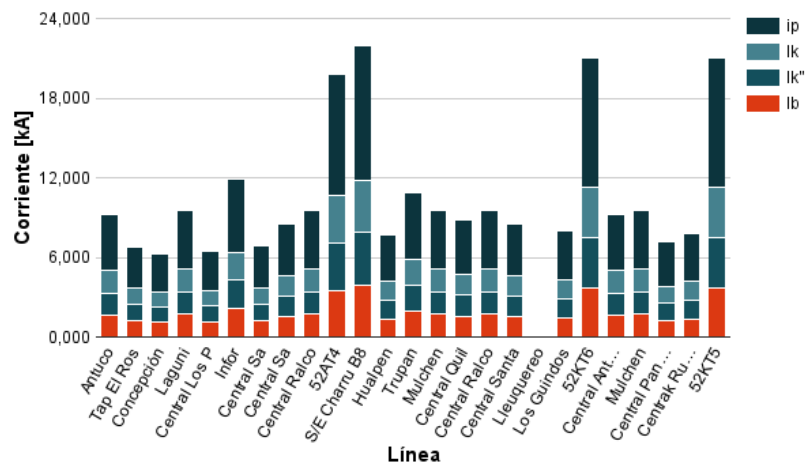
Figura 7.1: Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2015-2017.



(a) 2018

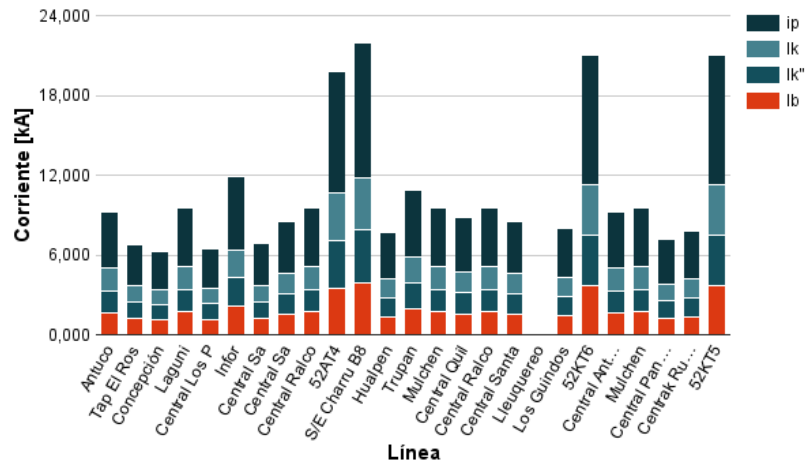


(b) 2019

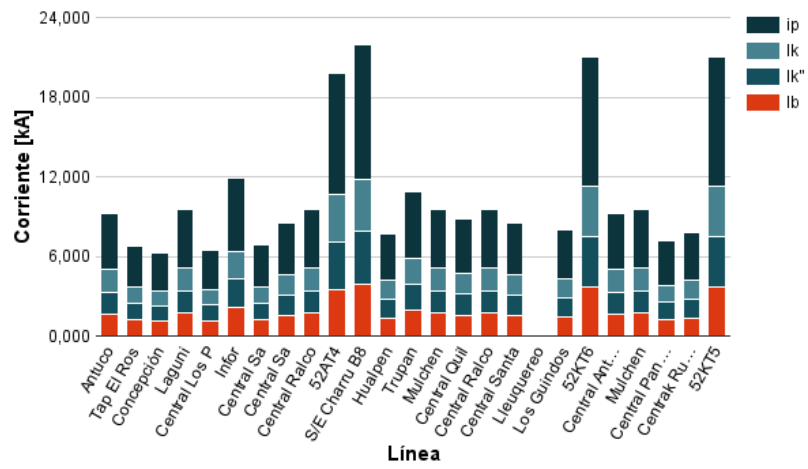


(c) 2020

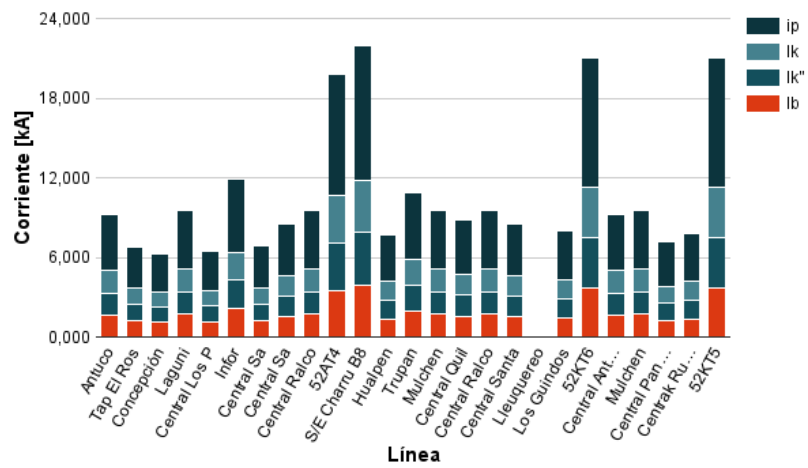
Figura 7.2: Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2018-2020.



(a) 2021

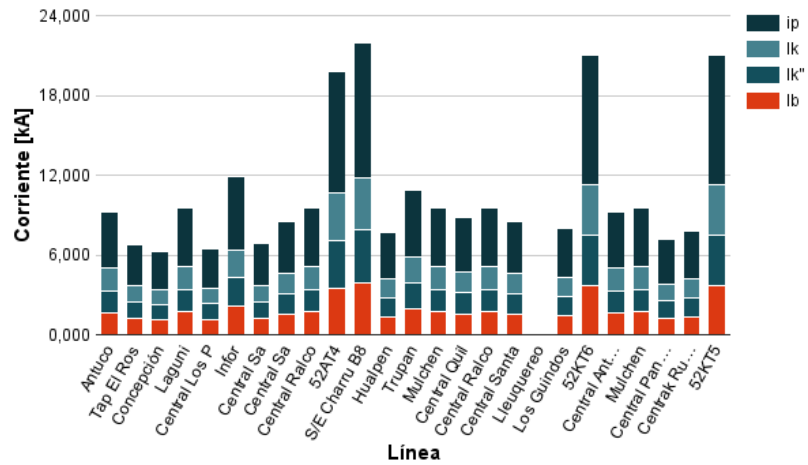


(b) 2022

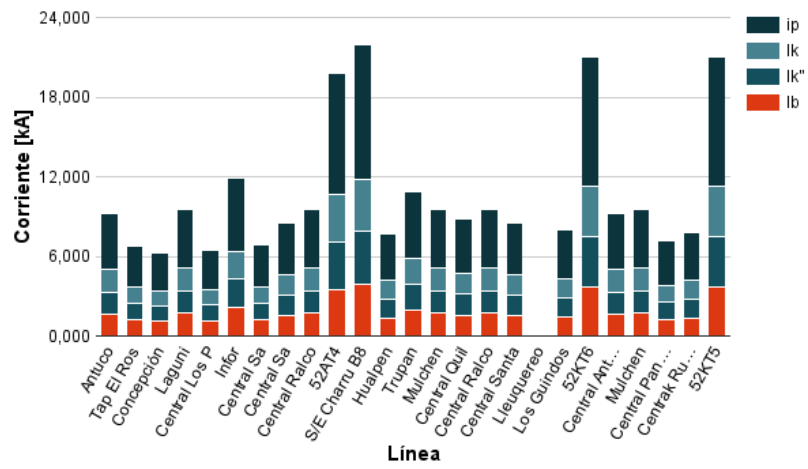


(c) 2023

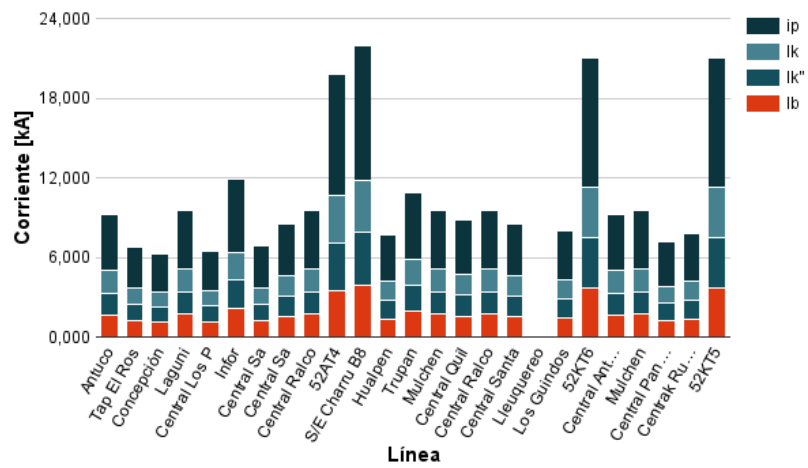
Figura 7.3: Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2021-2023.



(a) 2024

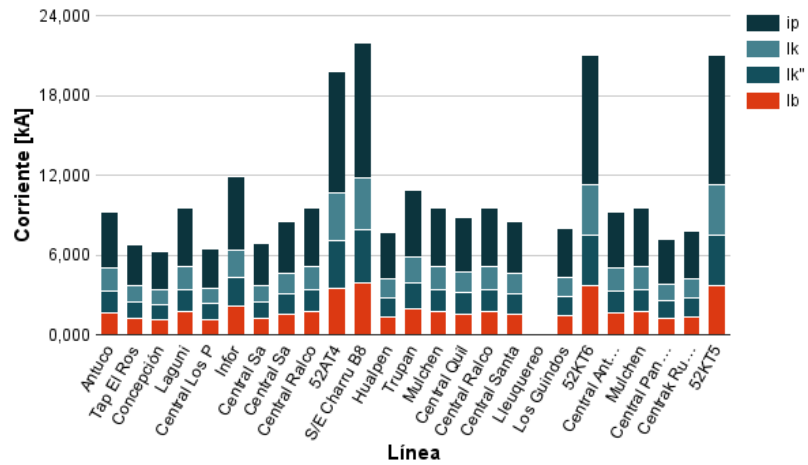


(b) 2025

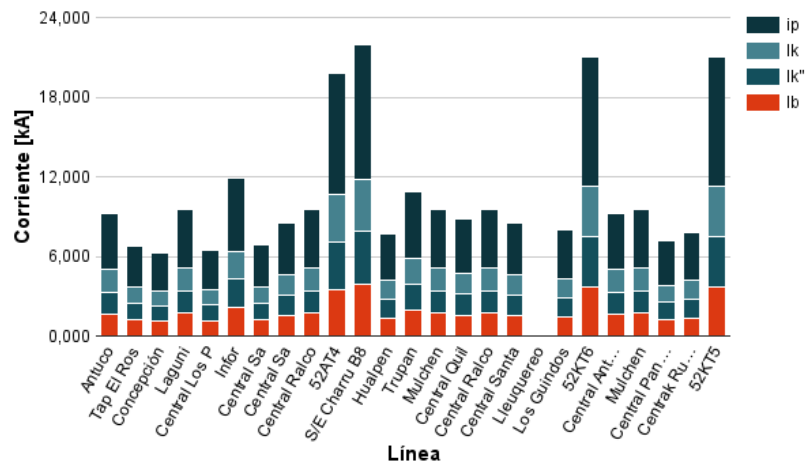


(c) 2026

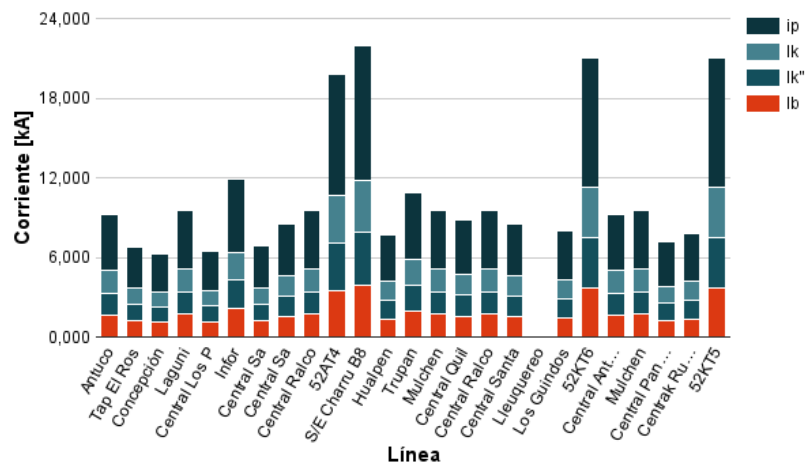
Figura 7.4: Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2024-2026.



(a) 2027



(b) 2028



(c) 2060

Figura 7.5: Nivel de cortocircuito falla trifásica distintas líneas de Charrúa 2027-2060.

Se aprecia en las gráficas que los niveles de cortocircuito prácticamente no varían para cada uno de los años. Esto se debe a que en primera instancia, en Charrúa no se construyen nuevas líneas, además para que haya un cambio significativo en el nivel de corriente de cortocircuito en las líneas debe, a su vez, haber un cambio considerable en la generación o en las cargas que alimentan las dichas líneas, considerando que es una topología radial, si no hay cambios aguas abajo del interruptor, no debiese haber cambios con las corrientes de cortocircuito, por lo tanto es un resultado esperado.

De acuerdo a lo anterior y debido a que se necesita obtener la corriente que pasa por el interruptor y no por la línea, el autor determina, que no se mostrarán las tablas ni gráficas para las diferentes fallas de líneas, sólo se resumirá las magnitudes de las corrientes para la peor falla que transiten por el interruptor.

7.2. Barras de 220kV en la subestación Charrúa

Luego de haber analizado el problema de cortocircuito en la subestación de Charrúa, se aprecia claramente que los niveles de cortocircuito que tienen problemas de ser soportados, son los de las barras de $220kV$. Los interruptores ligados a esta barra son los que son sobrepasados por el nivel de corriente, es por esto que se ha hecho un análisis de cuántos interruptores hay que cambiar en dichas barras y no en otras. Las características de los interruptores se muestran en la Tabla 7.1

Tabla 7.1: Características de los interruptores de poder de las barras $220kV$

Id Interruptor	V_n [kV]	I_n [kA]	I_k [kA]	I_k'' [kA]	i_p [kA]
J7	245	3,150	40	50	100
JS31	245	3,150	40	50	100
J4	245	3,150	40	50	100
J16	245	3,150	40	50	100
J8	245	3,150	40	50	100
JT5	245	4,000	63	63	100
J1	245	3,150	40	50	100
ACE1	245	3,150	40	50	100
J9	245	3,150	50	62,5	125
JT6	245	3,150	63	63	100
J6	245	3,150	40	50	100
JCE1	245	3,150	50	62,5	125
J26	245	4,000	50	50	100
JT1	245	4,000	40	50	100
JR1	245	4,000	40	50	100
J15	245	3,150	63	63	100
J22	245	3,150	40	50	100
J24	245	3,150	40	50	100
JT8	245	4,000	50	62,5	125
JS12	245	3,150	40	50	100
JS23	245	3,150	40	50	100
JR2	245	4,000	40	50	100
JR3	245	3,150	40	50	100
JT4	245	3,150	40	50	100

Como se puede apreciar en la tabla anterior se tienen registrados 24 interruptores en total para la subestación Charrúa en las barras $220kV$, si bien se introducen dos líneas más en el año 2018 por la conexión de una nueva subestación cuyo nombre es Nueva Charrúa, estas junto a sus interruptores no se analizarán, ya que se espera que en la etapa de ingeniería de detalle de dicho proyecto se hayan dimensionado de forma adecuada.

En conjunto desde del punto de vista de la capacidad del cortocircuito que soportan (I_b), hay sólo tres tipos de interruptores en las barras de $220kV$: $40kA$, $50kA$ y $63kA$. De los interruptores de $63kA$ sólo hay tres instalados, los cuales cubren a dos de los transformadores de potencia y a la línea Lagunillas.

7.3. Análisis de los interruptores a sustituir

Una vez obtenido el nivel de cortocircuito que deben soportar los interruptores y la capacidad que realmente soportan, se debe determinar cuales y cuando se deben reem-

plazar. En la Tabla 7.2 se pueden apreciar un resumen de todos los interruptores de la barra $220kV$, indicando cual es el nivel de cortocircuito que soportan y en que año será sobrepasada dicha magnitud.

Tabla 7.2: Resumen capacidades interruptores barras $220kV$

Id Interruptor	Año	I_{cc} [kA]	Tipo CC	I_{cc} [kA] Interruptor
Antuco	2015	46,060	I_b	40
Tap el Ros	2018	58,340	I_b	50
Concepción	2015	46,290	I_b	40
Lagunillas	2023	63,246	I_k	63
Central los P	2015	45,520	I_b	40
Infor	2015	45,600	I_b	40
Central Sa	2015	45,410	I_b	40
Central Sa	2015	45,990	I_b	40
Central Ralco	2015	46,060	I_b	40
52AT4	2018	55,480	I_b	50
S/E Charru B8	2015	45,130	I_b	40
Hualpen	2018	58,230	I_b	50
Trupan	2015	45,670	I_b	40
Mulchen	2015	45,910	I_b	40
Central Quil	2015	45,890	I_b	40
Central Ralco	2015	46,060	I_b	40
Central Santa	2015	45,990	I_b	40
Lleuquereo	2015	47,470	I_b	40
Los Guindos	2015	45,400	I_b	40
52KT6	–	–	–	63
Central Antuco	2015	46,060	I_b	40
Mulchen	2015	45,910	I_b	40
Central Panquehue	2015	46,350	I_b	40
Central Rucúe	2015	46,290	I_b	40
52KT5	–	–	–	63

Como lo muestra la tabla anterior, sólo seis interruptores soportan el nivel de cortocircuito para el año 2015. Provocando que el sistema esté operando fuera de norma, con un gran riesgo de no poder controlar una situación si es que ocurriese una falla en la barra de $220kV$.

Además en la Tabla 7.3, se muestran los interruptores y año en donde se sobrepasa el nivel de cortocircuito de los $63kA$. Este nivel es importante, ya que en la actualidad los fabricantes de interruptores no se dedican a hacer interruptores que soporten más allá de los este nivel.

Tabla 7.3: Interruptores y año en que se supera el nivel de cortocircuito de los $63kA$ (I_b)

Id Interruptor	Año	I_{cc} [kA]	Tipo CC	I_{cc} [kA]	Interruptor
Lleuquero	2023	63,660	I_b		40
Antuco	2024	63,190	I_b		40
Tap el Ros	2024	63,440	I_b		50
Concepción	2024	63,350	I_b		40
Central Sa	2024	63,160	I_b		40
Central Ralco	2024	63,190	I_b		40
Hualpen	2024	63,540	I_b		50
Mulchen	2024	63,160	I_b		40
Central Quil	2024	63,080	I_b		40
Central Ralco	2024	63,190	I_b		40
Central Santa	2024	63,160	I_b		40
Central Antuco	2024	63,190	I_b		40
Mulchen	2024	63,160	I_b		40
Central Panquehue	2024	63,500	I_b		40
Central Rucúe	2024	63,440	I_b		40

7.3.1. Valor de los interruptores

El costo total de la instalación de los interruptores consta de tres partes importantes, uno es el valor del propio interruptor, incluido su envío; el otro es el de ingeniería de detalle para el cambio de estos; y el último, es el montaje de los mismos.

Para la obtención de los tres tipos de costos de la implementación de los interruptores, se ha utilizado una planilla Excel⁴ que ocupa la empresa, en donde se especifican los precios de interruptores de acuerdo al nivel de tensión y al nivel de corriente en dólares americanos (*USD*), a la fecha del año 2009.

Los valores obtenidos en dicho Excel, no incluyen los de interruptor de $245kV$ y $63kA$, pero se ha hecho una extrapolación lineal para estimar de forma su valor.

7.3.2. Valor de ingeniería

El cambio de interruptor tiene consigo un cambio en la subestación, por lo que es necesario volver a diseñar aspectos técnicos como los planos de la subestación, esto cuenta con un costo involucrado de la ingeniería. Los valores están especificados en el Excel de acuerdo al tipo de trabajo a realizar. El trabajo de sustituir los interruptores cae en la categoría de paño de la subestación.

⁴“Costos unitarios del estudio de transmisión troncal 2016-2019.”

7.3.3. Valor del montaje

El cambio de interruptor involucra interrumpir el paño en donde se trabaja y en rehacer este último. Este valor está incluido en el montaje de los paños, los cuales no representan un gran porcentaje del proyecto, pero sí hay que considerarlo. Los valores también están especificados en la planilla Excel.

7.3.4. Otros costos

Comercialmente, los interruptores pertenecen a *clases*. Estas son diseñadas para ciertos límites de tensión y corriente. Esto es así ya que la industria de los equipos divide la fabricación en ciertas cotas superiores. Con esto se permite un negocio más rentable, ya que conviene mucho más, fabricar varios interruptores de una misma clase que soportan diferentes corrientes, a fabricar solo un interruptor que soporte un nivel de corriente específica.

La subestación Charrúa está bastante congestionada como se ha mencionado anteriormente. Esto genera varios problemas, dentro de los cuales está la sobrecorriente que deben soportar los interruptores; esto significa que pasa una corriente de cortocircuito mayor a la que se fabrican comercialmente para los interruptores de $245kV$. El máximo interruptor que existe comercialmente para este nivel de tensión es de $63kA$. Esto es un gran problema ya que significa que la subestación Charrúa debe modificar su estructura y en lo posible reubicar los paños de las líneas que sobrepasan el nivel de los $63kA$. El nivel se sobrepasará el año 2023 en uno de los paños de la subestación, pero para el año 2024 catorce paños no cumplirán con los niveles de corriente y para los siguientes años virtualmente todos los paños tendrán problemas.

Una forma de paliar este problema es mover estos paños a la subestación Nueva Charrúa ubicada a 12 kilómetros de Charrúa, por lo que se tiene que agregar a los costos de sustituir los interruptores. Los costos inicialmente incluirán el cambio de estos 15 paños a la subestación más cercana (Nueva Charrúa). El traslado incluirá la remoción de los paños de la subestación Charrúa, más el costo de la línea, la cual debe tener una longitud mínima de 12 kilómetros, más el costo de los nuevos paños en Nueva Charrúa los cuales incluirán interruptores de $63kA$, para evitar problemas en el futuro.

No obstante, no es factible mover todos los paños descritos en la Tabla 7.2, ya que al mover uno solo ya se está bajando el nivel de cortocircuito de las barras de Charrúa, y por tanto, se debería volver a calcular los niveles de cortocircuitos. Este trabajo se limitara a mover solo siete de los paños (los de mayor nivel de cortocircuito), ya que con esto se asegura que el nivel de cortocircuito no superara los $63kA$ para el resto de los paños. Hay que tener en cuenta que, de todas formas, se hará el cambio de interruptores en los paños que no se muevan.

7.4. Costos totales de sustitución de interruptores y relocalización de los paños

Según la Tabla 7.2 hay que sustituir en 19 paños el interruptor antes del año 2015, lo cual se debe hacer a la brevedad. Luego, son dos paños en el que hay que sustituir los interruptores antes del año 2018 y por último, un paño antes del año 2023. Además siete

de los paños se deben mover antes del año 2024 hacia Nueva Charrúa.

7.4.1. Costo por sustituir los interruptores

Como se mencionó anteriormente se deben sustituir 22 interruptores entre el año 2015 y el 2018. Para estimar el costo en el que hay que recurrir se ha utilizado el Excel facilitado por Transelec. Los costos totales ajustados al IPC de Estados Unidos se muestran en la Tabla 7.4

Tabla 7.4: Costos del cambio por interruptor ajustado a IPC Estados Unidos

Costo USD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
IPC USA %	–	2,314	2,682	2,651	1,474	1,512	-0,074
Interruptor 63kA	75.807	77.561	79.641	81.752	82.957	84.212	84.149
Montaje	4.382	4.484	4.604	4.726	4.796	4.868	4.865
Ingeniería	12.034	12.313	12.643	12.978	13.169	13.369	13.359
Total	92.224	92.604	93.054	93.512	93.773	94.044	94.031
Total paños	2.028.937	2.037.294	2.047.205	2.057.265	2.063.006	2.068.982	2.068.685

El valor total de sustituir los interruptores con problemas por unos que soporten el nivel de cortocircuito de $63kA$ ajustado al año 2015 es igual a 2,07 MUSD.

7.4.2. Costo por mover los paños a Nueva Charrúa

Los valores de mover los paños a Nueva Charrúa solo involucrarán los costos de construir las líneas [21], ya que los valores de los paños ya están incluidos en el análisis anterior. Además se ha decidido arbitrariamente que el vano de las líneas será de 300 metros.

En el Anexo C.4 están con más detalles los valores entregados por la empresa y la suposiciones de los parámetros utilizados.

El resumen de los costos involucrados están a continuación.

1) Costos Indirectos

Los costos indirectos son los asociados al gasto de la ingeniería tanto por parte de la empresa como por los contratistas además del montaje. El Excel otorgado por Transelec tiene involucrado los costos en costos fijos y variable por kilómetro de línea. Los paños al reubicarlos en Nueva Charrúa hay que trasladarlos $12km$ de su posición original, las líneas a mover son siete por lo que se necesitarían cuatro columnas de torres que soporten dos líneas cada una.

Los gastos indirectos tienen un costo de:

$$4,40 \text{ MUSD}$$

a la fecha de diciembre del 2009.

2) Costos Materiales

El costo de materiales involucra el gasto más importante, ya que es realmente los costos de la línea en sí.

Conductores

El conductor es el material más importante, ya que por estos se transmitirá la energía hacia la nueva subestación y se determinarán los parámetros eléctricos de la línea. Para este proyecto se usó arbitrariamente el conductor “Cable ACAR 1200 MCM” sólo para tener un valor referencial. El costo involucra siete líneas trifásicas de $12km$ más un 20 % que representa la deflexión de la línea entre sus vanos. Dando un total de:

1,67 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009.

Cable de guardia

El cable de guardia, es el importante, ya que es el que protege a la línea de descargas atmosféricas y da un buen retorno por tierra, además de ser empleada en el envío de información, gracias a la fibra óptica. Se ha usado arbitrariamente el cable OPGW, con un 20 % más en su longitud original la cual representa la deflexión del cable , dando un total de:

0,31 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009.

Aislación

La aislación no puede faltar al momento de obtener el valor de una línea, ya que este depende que la línea no tenga fallas por cortocircuito y por tanto, la mantención de la misma. Para este proyecto se ha tomado un valor promedio de las asilaciones contando una cadena e 14 aisladores por conductor nombradas en el Excel dando un total de:

1,18 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009.

Ferretería

Este apartado involucra los costos de todo lo asociado a la fijación de la línea en las torres, para obtener este valor se ha sacado un valor promedio y se ha multiplicado por las torres y anclajes que debe tener la línea dando un total de:

0,11 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009 para los conductores.

Y de:

0,023 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009 para el cable de guardia.

Estructuras (acero)

En este apartado está incluido el valor de las estructuras, solo en acero, no el diseño ni la construcción. Para obtener este valor, solamente se ha multiplicado el valor del acero por kilogramos versus el peso total de las estructuras, de forma arbitraria se tomo que cada torre pesa veinticinco mil(25.000) kilogramos, dando un total de:

5,91 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009.

Fundaciones más puesta a tierra

Este valor involucra tanto la fundación como la puesta a tierra, para la fundación se estimo que por estructura debe existir un mínimo de $23m^3$ de hormigón armado.

Dando un total de:

0,91 *MUSD*

a la fecha de diciembre del 2009.

Costo total de mover los paños a Nueva Charrúa

Tabla 7.5: Costos de trasladar los paños a Nueva Charrúa ajustado a IPC Estados Unidos

Costo USD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
IPC USA %	-	2,314	2,682	2,651	1,474	1,512	-0,074
Indirectos	4.403.184	4.505.074	4.625.900	4.748.533	4.818.526	4.891.382	4.887.762
Conductores	1.675.331	1.714.098	1.760.070	1.806.730	1.833.361	1.861.081	1.859.704
Guardia	308.334	315.469	323.930	332.517	337.418	342.520	342.267
Aislación	1.184.075	1.211.475	1.243.966	1.276.944	1.295.766	1.315.358	1.314.385
Ferretería	133.240	136.323	139.979	143.690	145.808	148.013	147.903
Estructuras	5.916.000	6.052.896	6.215.235	6.380.001	6.474.042	6.571.930	6.567.066
Fundación	907.431	928.429	953.330	978.603	993.027	1.008.042	1.007.296
Total	14.527.595	14.863.763	15.262.409	15.667.016	15.897.948	16.138.325	16.126.382

En la Tabla 7.5 se aprecia un resumen de los costos involucrados en le traslados de siete paños, estos son: Infor, Trupan, Antuco, Mulchen, central Antuco, central Ralco y central Santa Lidea. Los paños fueron seleccionados por tener en sus interruptores las mayores magnitudes en el nivel de cortocircuito. Esto se puede ver gráficamente en las Figuras 7.1 a la 7.5.

Los costos más importantes son los conductores de las líneas con un valor de 1,86MUSD junto con las estructuras con un valor de 6,57MUSD. Dando un total de 16,13MUSD para el traslado de los paños.

7.5. Costo total la solución

El costo total de la medida paliativa, esto es cambios de interruptores de veintidós interruptores más la relocalización de siete paños da un valor de:

$$18,20 \text{ MUSD}$$

a la fecha de diciembre del 2015.

Comparando este resultado versus el de instalar el BTB en la subestación, se aprecia claramente que la alternativa de sustituir y re-localizar los paños es mucho más barata que la instalación del BTB, concretamente la instalación del BTB representa 13,47 veces el valor de re-ubicar los paños.

Hay que tener claro que la medida de cambiar los interruptores y de trasladar los paños a Nueva Charrúa no es una solución definitiva como tal, mas bien es una redistribución del problema del nivel de cortocircuito, compartiendo el cortocircuito entre ambas subestaciones, por lo que con esta medida lo que se consigue es ganar tiempo y que la subestación opere de forma confiable por algunos años más. Para determinar en cuantos años se volverá a sobrepasar el nivel de cortocircuito con la nueva configuración se debe hacer un nuevo estudio.

Costos externos a intervenir la subestación

El costo de intervención de la subestación, tiene otros costos involucrados los cuales tienen que ver con la modificación de los despachos económicos al existir limitaciones de transferencias, esto puede repercutir en costos enormes al sistema, que pueden sobrepasar varias veces los costos incluidos en trasladar los paños a Nueva Charrúa. Este costo no se incluye, ya que -por naturaleza- lo calcula el CDEC-SIC en la programación del corto plazo, además depende muy fuertemente de la hidrología del sistema en el momento de realizarse los trabajos.

Capítulo 8

Resumen final y conclusiones.

La subestación Charrúa no admite la inclusión de más líneas en un futuro cercano, ya que está congestionada, límite impuesto por el nivel de cortocircuito sobre todo en las barras de $220kV$. Si no se hacen cambios en la topología de la subestación, la capacidad de corriente de cortocircuito en estas barras será sobrepasada el mismo año 2015 (año en el que empezó el estudio de este trabajo), Esto implica que el sistema está trabajando fuera de norma, con altas probabilidades de que al momento de ocurrir un evento, este no se pueda controlar adecuadamente, por lo que no se deben tomar medidas al respecto.

La inclusión de nuevas centrales en las cercanías de la subestación Charrúa, es la principal razón del aumento en los niveles de corriente de cortocircuito, esto se debe principalmente, a la laguna de La Laja, la cual se encuentra cerca de la cordillera de Los Andes, y representa una gran cantidad de reserva hidráulica de la zona, en donde se concentra un considerable número de centrales hidroeléctricas, como la central El Toro. A esto último, hay que sumar que hacia costa hay varios proyectos de termoeléctricas, los cuales dependen del mar para enfriar el condensador del ciclo térmico.

Se analizaron dos medidas para este problema, la primera es la sustitución de los interruptores que se vean sobrepasados en su nivel de interrupción de cortocircuito, que sólo es una medida paliativa, y la segunda, la incorporación de un BTB en las barras de $220kV$ con el fin de disminuir el nivel de cortocircuito de la subestación.

- De acuerdo a la medida de sólo cambiar los interruptores, esta no es posible de realizar sin hacer cambios en la estructura de la subestación, ya que como se mostró en este trabajo los niveles de corriente de cortocircuito, para el año 2023, sobrepasarán los niveles de $63kA$, siendo este último el nivel para interruptores comerciales en la actualidad. Por lo tanto, a esta medida se le debe agregar el traslado de siete paños conflictivos a la subestación Nueva Charrúa, ubicada a 12 kilómetros de Charrúa.
- Desde un punto de vista solo técnico, la incorporación de un BTB tiene grandes ventajas de acuerdo al nivel de cortocircuito, versus la propuesta de sustituir los interruptores. Además de que no se tiene que modificar la distribución de la subestación, si es que el BTB se instala de forma aladaña a la subestación Charrúa.
- Desde un punto de vista económico, el valor de los proyectos son: 18,20 millones de dólares para el cambio de interruptores y el traslado de los paños a Nueva Charrúa,

versus los 245,20 millones de dólares de la implementación del BTB en la barra de 220kV, ambos con valores al año 2015. La primera solución solamente representa el 7,4 % de la segunda, pero la implementación del BTB trae ventajas por sobre sólo el cambio de interruptores como lo son:

- 1) Teniendo en cuenta las corrientes de cortocircuito en las barras de $220kV$ hasta el 2028, con la incorporación del BTB se puede prescindir del cambio de interruptores, ya que con esta solución los niveles de cortocircuitos llegan a un máximo de $38,6kA$, los cuales no sobrepasan la barrera mínima de los $40kA$; Si se toma en consideración la sensibilidad del año 2060 y las corrientes de cortocircuito que pasa a través de los interruptores y no por las barras, incluso en esta fecha se pueden mantener los mismos interruptores que hay en la actualidad, si es que la vida útil de los interruptores lo permite. Esto trae la ventaja de no preocuparse excesivamente de que la subestación esté operando fuera de norma en un futuro cercano.
 - 2) Con la incorporación de un BTB, se puede controlar la potencia que pasa a través de éste, lo cual se puede utilizar para varios fines, tales como la regulación de frecuencia y la regulación de tensión en la barra de $220kV$.
 - 3) Una consecuencia de instalar el BTB, es que divide el sistema intervenido en dos sistemas, con lo que las fallas que se produzcan en el sistema 1 no se propagarán al sistema 2 y viceversa. Esto es importante ya que en el mediano plazo se unirán los dos grandes sistemas interconectados del país (SING y SIC) y con el hecho de contar este tipo de tecnología se logrará tener mayor robustez del sistema. El control HVDC del BTB permite igualmente la provisión de servicios adicionales a la red que pueden ser considerados dentro del marco regulatorio de los Servicios Complementarios, tal como es el caso de la amortiguación de oscilaciones de potencia.
- Este estudio se limitó a estudiar el nivel de cortocircuito, no obstante, para tener mayor visión del tema, es necesario hacer un análisis a nivel de estabilidad del sistema.

Para la instalación del BTB se debe continuar con estudios de estabilidad del sistema, analizar la variación de tensión y frecuencia en las barras, además de estudios de contingencia $N-1$ y de flujos de potencias. Luego, en una siguiente etapa, se debería realizar la ingeniería de detalle que esclarezca los precios finales del proyecto además de considerar otros valores como los posibles costos por intervenir la subestación limitando el flujo de potencia o los posibles pagos por la implementación de la tecnología del BTB en ayuda a los servicios complementarios. Por lo que es recomendable, seguir el estudio de esta memoria.

Apéndice A

Expresiones de corrientes de cortocircuito

Las siguientes expresiones de tipo general se pueden emplear para calcular; la corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k''), la corriente de interrupción (I_b), la corriente de cortocircuito simétrica de régimen permanente (I_k) y las correspondiente razones (X/R), según el tipo de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico

$$I_{CC3F} = \frac{c V_n}{\sqrt{3} \cdot |Z_1|} \quad (\text{A.1})$$

$$(X/R)_{CC3F} = \frac{X_1}{R_1} \quad (\text{A.2})$$

Cortocircuito monofásico a tierra

$$I_{CC1F} = \frac{\sqrt{3} c V_n}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad (\text{A.3})$$

$$(X/R)_{CC1F} = \frac{X_1 + X_2 + X_0}{R_1 + R_2 + R_0} \quad (\text{A.4})$$

Cortocircuito bifásico asilado de tierra

$$I_{CC2F} = \frac{c V_n}{|Z_1 + Z_2|} \quad (\text{A.5})$$

$$(X/R)_{CC2F} = \frac{X_1 + X_2}{R_1 + R_2} \quad (\text{A.6})$$

Cortocircuito bifásico a tierra

$$I_{CC2FT_B} = c V_n \left[-j \cdot \frac{Z_0 - a \cdot Z_2}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \right] \quad (\text{A.7})$$

$$I_{CC2FT_C} = c V_n \left[-j \cdot \frac{Z_0 - a^2 \cdot Z_2}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \right] \quad (\text{A.8})$$

$$I_{CC2FT} = I_{CC2FT_B} + I_{CC2FT_C} \quad (\text{A.9})$$

Donde:

V_n : Tensión nominal línea del sistema en el punto de falla, en kV .

c : Factor de tensión.

Z_1 : Impedancia del circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia positiva en el punto de falla en ohm .

Z_2 : Impedancia del circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia negativa en el punto de falla en ohm .

Z_0 : Impedancia del circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia cero en el punto de falla en ohm .

I_{CC3F} : Corriente de cortocircuito simétrica *RMS* de fase, para cortocircuito trifásico, en kA .

I_{CC1F} : Corriente de cortocircuito simétrica *RMS* de fase, para cortocircuito monofásico a tierra, en kA .

I_{CC2F} : Corriente de cortocircuito simétrica *RMS* de fase, para cortocircuito bifásico asilado de tierra, en kA .

I_{CC2FT} : Corriente de cortocircuito simétrica *RMS* de fase, para cortocircuito bifásico a tierra, en kA .

$(X/R)_{CC3F}$: Razón (X/R) del cortocircuito trifásico.

$(X/R)_{CC1FT}$: Razón (X/R) del cortocircuito monofásico a tierra.

$(X/R)_{CC2F}$: Razón (X/R) del cortocircuito bifásico asilado de tierra.

$(X/R)_{CC2FT}$: Razón (X/R) del cortocircuito bifásico a tierra.

Apéndice B

Datos de la central usado para el caso de sensibilidad año 2060

En el Capitulo 5.4 se analiza la ventaja de incorporar el BTB en el año 2060 y como disminuye el nivel de cortocircuito. Se estima que se deben instalar una generación equivalente a $7.220MW$ para poder simular la potencia generada en esta fecha se propone utilizar tres(3) generadores sincrónicos ubicados en zonas diferentes zonas del país, para simular una generación diversificada. Los puntos de conexión de las centrales se ubican en: La zona centro, en la subestación de Ventanas en la barra de $220kV$, en la zona norte se establece en la subestación de Lagunas en la barra de $220kV$ y por ultimo la tercera central tiene su punto de conexión en la subestación de Hualpen, Concepción. De esta forma la energía no concentra en un solo punto, teniendo una visión más real del problema

Los datos de cada una de las centrales se detalla a continuación.

- Generador sincrónico $2268MVA$.
- Tensión de generación $18kV$.
- Factor de potencia $0,85$ inductivo.
- Conexión del tipo YN .
- Parámetros:

$$X_d : 2,3 \text{ pu}$$

$$X_p : 1,95 \text{ pu}$$

$$X_0 : 0,13 \text{ pu}$$

$$R_0 : 0,045 \text{ pu}$$

$$X_2 : 0,195 \text{ pu}$$

$$R_2 : 0,0098 \text{ pu}$$

Transformador

Los datos de cada transformador:

- Alta tensión $220kV$.
- Baja tensión $18kV$.
- Potencia nominal $3.096MVA$.
- X_d : $0,5pu$.

Línea de transmisión

Las centrales, se conectan directamente en los puntos de conexión. Esto quiere decir, que no se necesitan líneas de transmisión.

Con la inclusión de las líneas, sólo podrían disminuir el nivel de cortocircuito, sin la utilización de estas se obtiene un valor más conservador.

Apéndice C

Anexo

C.1. Niveles de corriente para cortocircuito sin modificar la red hasta el año 2028.

C.1.1. Cortocircuito trifásico.

Tabla C.1: Corriente de cortocircuito máximos I_b trifásico

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	15,340	45,370	21,310	10,110
2016	15,760	45,930	21,330	10,110
2017	15,930	45,630	21,310	10,110
2018	21,000	52,430	21,740	10,140
2019	21,010	52,440	21,740	10,140
2020	21,030	52,460	21,740	10,140
2021	21,130	53,000	21,750	10,140
2022	21,160	53,040	21,750	10,140
2023	23,860	55,690	21,890	10,150
2024	25,260	56,740	21,940	10,150
2025	25,260	56,740	21,940	10,150
2026	25,510	58,290	22,010	10,160
2027	25,610	58,390	22,020	10,160
2028	25,650	58,510	22,030	10,160

Tabla C.2: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' trifásico

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	15,340	46,150	21,700	10,260
2016	15,760	46,720	21,720	10,270
2017	15,930	46,440	21,690	10,260
2018	21,290	53,330	22,130	10,300
2019	21,300	53,340	22,130	10,300
2020	21,320	53,360	22,130	10,300
2021	21,420	53,930	22,140	10,300
2022	21,450	53,970	22,140	10,300
2023	24,170	56,580	22,280	10,310
2024	25,590	57,610	22,330	10,310
2025	25,590	57,620	22,330	10,310
2026	25,840	59,120	22,400	10,320
2027	25,940	59,210	22,410	10,320
2028	25,980	59,340	22,410	10,320

Tabla C.3: Corriente de cortocircuito máximos I_k trifásico

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	15,320	46,080	21,600	10,220
2016	15,740	46,650	21,620	10,220
2017	15,910	46,370	21,590	10,220
2018	21,250	53,230	22,020	10,250
2019	21,260	53,240	22,020	10,250
2020	21,280	53,260	22,020	10,250
2021	21,380	53,830	22,030	10,250
2022	21,410	53,870	22,030	10,250
2023	24,120	56,480	22,170	10,270
2024	25,530	57,500	22,220	10,270
2025	25,540	57,500	22,290	10,270
2026	25,790	59,000	22,290	10,270
2027	25,880	59,100	22,300	10,270
2028	25,920	59,230	22,300	10,270

Tabla C.4: Corriente de cortocircuito máximos i_p trifásico

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	40,160	117,980	55,140	26,440
2016	41,220	119,430	55,220	26,440
2017	41,680	119,080	55,180	26,440
2018	55,730	137,890	56,450	26,540
2019	55,760	137,920	56,450	26,540
2020	55,810	137,980	56,460	26,540
2021	56,090	139,530	56,490	26,550
2022	56,170	139,630	56,490	26,550
2023	63,060	146,540	56,890	26,580
2024	66,780	149,220	57,010	26,590
2025	66,790	149,230	57,010	26,590
2026	67,480	153,100	57,210	26,600
2027	67,730	153,340	57,220	26,600
2028	67,830	153,670	57,240	26,600

C.1.2. Cortocircuito bifásico

Tabla C.5: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	13,290	40,100	18,480	9,340
2016	13,650	40,580	18,500	9,340
2017	13,790	40,350	18,480	9,340
2018	18,440	46,310	18,850	9,370
2019	18,450	46,330	18,860	9,370
2020	18,470	46,350	18,860	9,370
2021	18,550	46,830	18,860	9,370
2022	18,590	46,870	18,860	9,370
2023	20,970	49,350	19,000	9,380
2024	22,200	50,240	19,040	9,380
2025	22,210	50,240	19,040	9,380
2026	22,420	51,560	19,100	9,390
2027	22,510	51,640	19,100	9,390
2028	22,560	51,870	19,120	9,390

Tabla C.6: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	13,290	40,100	18,480	9,340
2016	13,650	40,580	18,500	9,340
2017	13,790	40,350	18,480	9,340
2018	18,440	46,310	18,850	9,370
2019	18,450	46,330	18,860	9,370
2020	18,470	46,350	18,860	9,370
2021	18,550	46,830	18,860	9,370
2022	18,590	46,870	18,860	9,370
2023	20,970	49,350	19,000	9,380
2024	22,200	50,240	19,040	9,380
2025	22,210	50,240	19,040	9,380
2026	22,420	51,560	19,100	9,390
2027	22,510	51,640	19,100	9,390
2028	22,560	51,870	19,120	9,390

Tabla C.7: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	13,369	40,252	18,506	9,349
2016	13,726	40,736	18,527	9,349
2017	13,871	40,545	18,510	9,349
2018	18,548	46,666	18,900	9,380
2019	18,560	46,686	18,906	9,380
2020	18,580	46,706	18,906	9,380
2021	18,664	47,199	18,910	9,382
2022	18,703	47,240	18,912	9,382
2023	21,074	49,755	19,052	9,392
2024	22,310	50,653	19,093	9,392
2025	22,318	50,656	19,093	9,392
2026	22,534	51,982	19,156	9,401
2027	22,625	52,065	19,157	9,401
2028	22,676	52,296	19,174	9,401

Tabla C.8: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	34,790	102,490	46,980	24,060
2016	35,690	103,730	47,040	24,060
2017	36,090	103,450	47,010	24,060
2018	48,260	119,750	48,100	24,150
2019	48,300	119,800	48,100	24,150
2020	48,350	119,850	48,100	24,150
2021	48,590	121,160	48,130	24,160
2022	48,680	121,270	48,140	24,160
2023	54,730	127,810	48,500	24,190
2024	57,940	130,120	48,610	24,190
2025	57,950	130,140	48,610	24,190
2026	58,540	133,520	48,780	24,210
2027	58,780	133,750	48,790	24,210
2028	58,910	134,340	48,820	24,210

C.1.3. Cortocircuito bifásico a tierra

Tabla C.9: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	14,970	47,170	22,890	12,820
2016	15,340	47,740	22,910	12,820
2017	15,490	47,570	22,890	12,820
2018	21,530	57,450	23,380	12,860
2019	21,540	57,470	23,380	12,860
2020	21,560	57,490	23,380	12,860
2021	21,680	58,180	23,390	12,860
2022	21,710	58,220	23,400	12,860
2023	24,370	61,340	23,540	12,870
2024	25,590	62,360	23,580	12,870
2025	25,600	62,360	23,580	12,870
2026	25,830	63,750	23,640	12,880
2027	25,910	63,830	23,650	12,880
2028	25,970	64,060	23,660	12,880

Tabla C.10: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	14,970	47,170	22,890	12,820
2016	15,340	47,740	22,910	12,820
2017	15,490	47,570	22,890	12,820
2018	21,530	57,450	23,380	12,860
2019	21,540	57,470	23,380	12,860
2020	21,560	57,490	23,380	12,860
2021	21,680	58,180	23,390	12,860
2022	21,710	58,220	23,400	12,860
2023	24,370	61,340	23,540	12,870
2024	25,590	62,360	23,580	12,870
2025	25,600	62,360	23,580	12,870
2026	25,830	63,750	23,640	12,880
2027	25,910	63,830	23,650	12,880
2028	25,970	64,060	23,660	12,880

Tabla C.11: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	15,057	47,349	22,919	12,832
2016	15,425	47,924	22,943	12,832
2017	15,580	47,800	22,928	12,832
2018	21,657	57,892	23,440	12,873
2019	21,667	57,911	23,442	12,873
2020	21,686	57,930	23,442	12,873
2021	21,811	58,639	23,454	12,873
2022	21,843	58,678	23,460	12,875
2023	24,489	61,846	23,606	12,885
2024	25,717	62,872	23,646	12,887
2025	25,725	62,874	23,647	12,887
2026	25,960	64,272	23,710	12,895
2027	26,042	64,354	23,718	12,895
2028	26,101	64,587	23,727	12,896

Tabla C.12: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	39,170	120,560	58,170	33,030
2016	40,110	122,040	58,250	33,030
2017	40,530	121,960	58,240	33,030
2018	56,350	148,560	59,650	33,140
2019	56,380	148,600	59,660	33,140
2020	56,420	148,640	59,660	33,140
2021	56,770	150,530	59,700	33,140
2022	56,860	150,630	59,700	33,150
2023	63,590	158,880	60,100	33,180
2024	66,790	161,500	60,200	33,190
2025	66,800	161,520	60,210	33,190
2026	67,430	165,090	60,380	33,200
2027	67,650	165,310	60,390	33,200
2028	67,800	165,910	60,410	33,210

C.1.4. Cortocircuito monofásico a tierra.

Tabla C.13: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	14,230	47,480	23,870	14,050
2016	14,520	48,010	23,890	14,050
2017	14,630	47,860	23,880	14,050
2018	21,400	59,540	24,420	14,080
2019	21,420	59,560	24,420	14,080
2020	21,430	59,580	24,420	14,080
2021	21,570	60,270	24,430	14,080
2022	21,600	60,310	24,430	14,090
2023	24,040	63,670	24,580	14,100
2024	25,060	64,660	24,620	14,100
2025	25,060	64,660	24,630	14,100
2026	25,250	65,990	24,690	14,110
2027	25,310	66,070	24,690	14,110
2028	25,400	66,420	24,700	14,110

Tabla C.14: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	14,230	47,480	23,870	14,050
2016	14,520	48,010	23,890	14,050
2017	14,630	47,860	23,880	14,050
2018	21,400	59,540	24,420	14,080
2019	21,420	59,560	24,420	14,080
2020	21,430	59,580	24,420	14,080
2021	21,570	60,270	24,430	14,080
2022	21,600	60,310	24,430	14,090
2023	24,040	63,670	24,580	14,100
2024	25,060	64,660	24,620	14,100
2025	25,060	64,660	24,630	14,100
2026	25,250	65,990	24,690	14,110
2027	25,310	66,070	24,690	14,110
2028	25,400	66,420	24,700	14,110

Tabla C.15: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	14,313	47,664	23,902	14,061
2016	14,601	48,195	23,925	14,063
2017	14,716	48,093	23,916	14,061
2018	21,527	59,998	24,481	14,098
2019	21,547	60,019	24,481	14,098
2020	21,558	60,038	24,483	14,098
2021	21,700	60,743	24,495	14,098
2022	21,731	60,785	24,496	14,105
2023	24,160	64,196	24,650	14,117
2024	25,184	65,192	24,691	14,118
2025	25,185	65,194	24,698	14,118
2026	25,379	66,530	24,760	14,127
2027	25,441	66,612	24,761	14,127
2028	25,529	66,967	24,773	14,127

Tabla C.16: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	37,420	121,380	60,670	36,180
2016	37,970	122,730	60,750	36,190
2017	38,290	122,720	60,730	36,180
2018	56,020	153,960	62,290	36,310
2019	56,070	154,020	62,290	36,310
2020	56,100	154,060	62,300	36,310
2021	56,480	155,920	62,340	36,310
2022	56,560	156,040	62,350	36,310
2023	62,750	164,920	62,760	36,350
2024	65,400	167,470	62,870	36,360
2025	65,410	167,480	62,870	36,360
2026	65,930	170,890	63,040	36,380
2027	66,100	171,110	63,050	36,380
2028	66,320	172,030	63,090	36,380

C.2. Cálculos de niveles de cortocircuito con la incorporación del BTB hasta el año 2028.

C.2.1. Cortocircuito trifásico.

Tabla C.17: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla trifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	6,808	33,918	20,386	10,037
2016	7,231	33,988	20,305	10,037
2017	7,481	33,368	21,068	10,031
2018	12,027	33,369	20,308	10,031
2019	12,037	33,369	20,308	10,031
2020	12,057	33,369	20,308	10,031
2021	12,061	33,905	20,332	10,033
2022	12,093	33,905	20,332	10,033
2023	15,276	35,146	20,480	10,045
2024	16,803	35,202	20,486	10,045
2025	16,808	35,202	20,486	10,045
2026	16,809	36,751	20,640	10,058
2027	16,897	36,754	20,640	10,058
2028	16,919	36,861	20,651	10,058

Tabla C.18: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla trifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	6,808	34,702	20,773	10,194
2016	7,231	34,773	20,692	10,194
2017	7,481	34,177	21,455	10,188
2018	12,327	34,178	20,695	10,188
2019	12,337	34,178	20,695	10,188
2020	12,356	34,178	20,695	10,188
2021	12,361	34,745	20,719	10,190
2022	12,391	34,745	20,719	10,190
2023	15,582	35,949	20,867	10,202
2024	17,131	36,004	20,873	10,202
2025	17,136	36,004	20,873	10,202
2026	17,137	37,503	21,026	10,215
2027	17,223	37,506	21,027	10,215
2028	17,245	37,614	21,038	10,216

Tabla C.19: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla trifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	6,808	34,650	20,676	10,151
2016	7,231	34,721	20,595	10,152
2017	7,481	34,120	21,351	10,145
2018	12,297	34,121	20,598	10,145
2019	12,036	34,121	20,598	10,145
2020	12,327	34,121	20,598	10,145
2021	12,331	34,688	20,622	10,147
2022	12,362	34,688	20,622	10,147
2023	15,550	35,891	20,769	10,159
2024	17,087	35,944	20,774	10,159
2025	17,092	35,944	20,775	10,159
2026	17,093	37,443	20,928	10,171
2027	17,179	37,446	20,929	10,171
2028	17,203	37,554	20,940	10,172

Tabla C.20: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla trifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	17,473	88,217	52,559	26,227
2016	18,527	88,393	52,388	26,228
2017	19,151	87,198	54,581	26,213
2018	32,088	87,199	52,394	26,214
2019	32,114	87,199	52,394	26,214
2020	32,174	87,199	52,394	26,214
2021	32,174	88,735	52,486	26,222
2022	32,258	88,735	52,486	26,222
2023	40,173	91,317	52,823	26,251
2024	44,165	91,456	52,838	26,253
2025	44,178	91,456	52,839	26,253
2026	44,181	95,322	53,266	26,289
2027	44,413	95,326	53,267	26,289
2028	44,467	95,607	53,297	26,292

C.2.2. Cortocircuito bifásico.

Tabla C.21: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	5,880	30,200	17,690	9,280
2016	6,240	30,270	17,700	9,280
2017	6,450	29,760	17,630	9,270
2018	10,650	29,760	17,630	9,270
2019	10,660	29,760	17,630	9,270
2020	10,680	29,760	17,630	9,270
2021	10,680	30,240	17,650	9,270
2022	10,720	30,240	17,650	9,270
2023	13,470	31,480	17,800	9,290
2024	14,810	31,530	17,800	9,290
2025	14,810	31,530	17,800	9,290
2026	14,810	32,840	17,930	9,300
2027	14,890	32,840	17,940	9,300
2028	14,910	33,050	17,960	9,300

Tabla C.22: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	5,880	30,200	17,690	9,280
2016	6,240	30,270	17,700	9,280
2017	6,450	29,760	17,630	9,270
2018	10,650	29,760	17,630	9,270
2019	10,660	29,760	17,630	9,270
2020	10,680	29,760	17,630	9,270
2021	10,680	30,240	17,650	9,270
2022	10,720	30,240	17,650	9,270
2023	13,470	31,480	17,800	9,290
2024	14,810	31,530	17,800	9,290
2025	14,810	31,530	17,800	9,290
2026	14,810	32,840	17,930	9,300
2027	14,890	32,840	17,940	9,300
2028	14,910	33,050	17,960	9,300

Tabla C.23: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	5,876	30,262	17,688	9,284
2016	6,233	30,328	17,696	9,284
2017	6,442	29,856	17,631	9,276
2018	10,693	29,856	17,631	9,276
2019	10,705	29,856	17,631	9,276
2020	10,723	29,856	17,631	9,276
2021	10,725	30,347	17,655	9,277
2022	10,764	30,347	17,655	9,277
2023	13,482	31,536	17,800	9,295
2024	14,822	31,585	17,801	9,295
2025	14,823	31,585	17,801	9,295
2026	14,824	32,904	17,935	9,305
2027	14,905	32,906	17,942	9,305
2028	14,924	33,116	17,963	9,305

Tabla C.24: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	15,090	76,780	44,770	23,870
2016	15,990	76,930	44,780	23,870
2017	16,520	75,930	44,640	23,860
2018	27,720	75,930	44,640	23,860
2019	27,760	75,930	44,640	23,860
2020	27,800	75,930	44,640	23,860
2021	27,810	77,230	44,720	23,870
2022	27,910	77,230	44,720	23,870
2023	34,730	79,970	45,060	23,900
2024	38,170	80,090	45,070	23,900
2025	38,180	80,090	45,070	23,900
2026	38,190	83,470	45,430	23,930
2027	38,400	83,480	45,430	23,930
2028	38,450	84,010	45,490	23,930

C.2.3. Cortocircuito bifásico a tierra.

Tabla C.25: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	6,400	35,070	21,950	12,750
2016	6,780	35,150	21,950	12,750
2017	7,000	34,680	12,890	12,740
2018	12,560	34,680	21,890	12,740
2019	12,570	34,680	21,890	12,740
2020	12,580	34,680	21,890	12,740
2021	12,590	35,390	21,930	12,740
2022	12,620	35,390	21,930	12,740
2023	15,620	36,630	22,070	12,760
2024	16,940	36,670	22,080	12,760
2025	16,950	36,670	22,080	12,760
2026	16,950	38,040	22,210	12,770
2027	17,020	38,050	22,210	12,770
2028	17,040	38,280	22,230	12,770

Tabla C.26: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	6,400	35,070	21,950	12,750
2016	6,780	35,150	21,950	12,750
2017	7,000	34,680	21,890	12,740
2018	12,560	34,680	21,890	12,740
2019	12,570	34,680	21,890	12,740
2020	12,580	34,680	21,890	12,740
2021	12,590	35,390	21,930	12,740
2022	12,620	35,390	21,930	12,740
2023	15,620	36,630	22,070	12,760
2024	16,940	36,670	22,080	12,760
2025	16,950	36,670	22,080	12,760
2026	16,950	38,040	22,210	12,770
2027	17,020	38,050	22,210	12,770
2028	17,040	38,280	22,230	12,770

Tabla C.27: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	6,398	35,142	21,945	12,756
2016	6,773	35,219	21,948	12,756
2017	6,990	34,791	21,891	12,748
2018	12,611	34,791	21,892	12,748
2019	12,621	34,791	21,892	12,748
2020	12,633	34,791	21,892	12,748
2021	12,641	35,515	21,936	12,749
2022	12,671	35,515	21,936	12,749
2023	15,632	36,696	22,070	12,765
2024	16,956	36,736	22,078	12,767
2025	16,964	36,736	22,078	12,767
2026	16,964	38,116	22,216	12,777
2027	17,038	38,123	22,216	12,777
2028	17,056	38,356	22,237	12,778

Tabla C.28: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla bifásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	16,440	89,160	55,530	32,800
2016	17,380	89,340	55,550	32,800
2017	17,920	88,480	55,420	32,790
2018	32,690	88,480	55,430	32,790
2019	32,720	88,480	55,430	32,790
2020	32,760	88,480	55,430	32,790
2021	32,770	90,380	55,560	32,800
2022	32,850	90,380	55,560	32,800
2023	40,260	93,060	55,870	32,820
2024	43,680	93,160	55,880	32,830
2025	43,690	93,160	55,880	32,830
2026	43,690	96,700	56,270	32,860
2027	43,900	96,700	56,270	32,860
2028	43,940	97,300	56,330	32,870

C.2.4. Cortocircuito monofásico a tierra.

Tabla C.29: Corriente de cortocircuito máximos I_b falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	5,580	35,150	22,910	13,960
2016	5,840	35,210	22,910	13,960
2017	5,970	34,820	22,850	13,960
2018	12,560	34,820	22,850	13,960
2019	12,570	34,820	22,850	13,960
2020	12,590	34,820	22,850	13,960
2021	12,590	35,550	22,890	13,960
2022	12,620	35,550	22,890	13,960
2023	15,280	36,980	23,050	13,980
2024	16,350	37,010	23,060	13,980
2025	16,350	37,010	23,060	13,980
2026	16,350	38,160	23,190	13,990
2027	16,410	38,170	23,190	13,990
2028	16,420	38,550	23,220	13,990

Tabla C.30: Corriente de cortocircuito máximos I_k'' falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	5,580	35,150	22,910	13,960
2016	5,840	35,210	22,910	13,960
2017	5,970	34,820	22,850	13,960
2018	12,560	34,820	22,850	13,960
2019	12,570	34,820	22,850	13,960
2020	12,590	34,820	22,850	13,960
2021	12,590	35,550	22,890	13,960
2022	12,620	35,550	22,890	13,960
2023	15,280	36,980	23,050	13,980
2024	16,350	37,010	23,060	13,980
2025	16,350	37,010	23,060	13,980
2026	16,350	38,160	23,190	13,990
2027	16,410	38,170	23,190	13,990
2028	16,420	38,550	23,220	13,990

Tabla C.31: Corriente de cortocircuito máximos I_k falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	5,576	35,220	22,904	13,969
2016	5,833	35,281	22,906	13,969
2017	5,962	34,931	22,849	13,966
2018	12,611	34,931	22,851	13,966
2019	12,622	34,931	22,851	13,966
2020	12,640	34,931	22,851	13,966
2021	12,641	35,677	22,894	13,968
2022	12,673	35,677	22,894	13,968
2023	15,293	37,044	23,051	13,986
2024	16,364	37,076	23,059	13,986
2025	16,365	37,076	23,059	13,896
2026	16,365	38,236	23,196	13,999
2027	16,425	38,244	23,196	13,999
2028	16,437	38,627	23,226	13,999

Tabla C.32: Corriente de cortocircuito máximos i_p falla monofásica a tierra

Año	500kV [kA]	220kV [kA]	154kV [kA]	66kV [kA]
2015	14,320	89,350	57,950	35,930
2016	14,960	89,510	57,970	35,930
2017	15,290	88,830	57,840	35,910
2018	32,690	88,830	57,850	35,910
2019	32,730	88,830	57,850	35,910
2020	32,760	88,830	57,850	35,910
2021	32,770	90,800	57,980	35,920
2022	32,860	90,800	57,980	35,920
2023	39,390	93,930	58,360	35,960
2024	42,150	94,020	58,370	35,960
2025	42,160	94,020	58,370	35,960
2026	42,160	97,000	58,750	36,010
2027	42,310	97,010	58,750	36,010
2028	42,350	97,990	58,830	36,010

C.3. Cálculos de niveles de cortocircuito en el interruptor.

C.3.1. Cortocircuito trifásico

En la siguientes tablas se resumen las corrientes de falla trifásica por las líneas:

Tabla C.33: Corriente de cortocircuito trifásico por las líneas

	Nombre del Interrupor	I _b	I _k ''	I _k	i _p	
	Sub 1	Sub 2	[kA]	[kA]	[kA]	
2015						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Lleuquereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690
2016						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,260	1,280	1,276	3,280
	Charrua	Concepción	1,102	1,120	1,116	2,870
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,368	1,390	1,386	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,702	1,730	1,724	4,420
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Lleuquereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,897	3,960	3,947	10,120
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,702	1,730	1,724	4,260
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,897	3,960	3,947	10,120

	Nombre del Interrupor Sub 1	Sub 2	Ib [kA]	I _k " [kA]	I _k [kA]	ip [kA]
2017						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,270
	Charrua	Tap El Ros	1,120	1,130	1,126	2,890
	Charrua	Concepción	1,102	1,120	1,116	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,410
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,010
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,500
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,190
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,960
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,440
	Charrua	52AT4	3,493	3,550	3,539	9,090
	Charrua	S/E Charrua B8	4,182	4,250	4,236	10,900
J3	Charrua	Hualpen	1,368	1,390	1,386	3,580
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,060
	Charrua	Mulchen	1,486	1,510	1,505	3,880
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,070
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,440
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,960
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,720
	Charrua	52KT6	3,995	4,060	4,047	10,410
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,270
	Charrua	Mulchen	1,486	1,510	1,505	3,880
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,320
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,590
	Charrua	52KT5	3,995	4,060	4,047	10,410
2018						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,760	3,778	9,940
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

	Nombre del Interrupor Sub 1	Sub 2	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ik [kA]	ip [kA]
2019						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,440
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,010
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,500
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,190
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,960
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,440
	Charrua	52AT4	3,493	3,550	3,539	9,090
	Charrua	S/E Charrua B8	4,182	4,250	4,236	10,900
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,990
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690
2020						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

	Nombre del Interrupor Sub 1	Sub 2	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ik [kA]	ip [kA]
2021						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,440
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,539	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690
2022						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

		Nombre del Interrupor	Ib	Ik''	Ik	ip
		Sub 1	Sub 2	[kA]	[kA]	[kA]
2023						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,440
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,539	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690
2024						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

	Nombre del Interrupor Sub 1	Sub 2	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ik [kA]	ip [kA]
2025						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,440
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,539	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690
2026						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

		Nombre del Interrupor	Ib	Ik''	Ik	ip
		Sub 1	Sub 2	[kA]	[kA]	[kA]
2027						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,440
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690
2028						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,400
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,559	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Llequereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

	Nombre del Interrupor		Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ik [kA]	ip [kA]
	Sub 1	Sub 2				
2060						
J2	Charrua	Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Tap El Ros	1,210	1,230	1,226	3,140
	Charrua	Concepción	1,112	1,130	1,126	2,880
	Charrua	Lagunillas	1,692	1,720	1,714	4,440
	Charrua	Central los P	1,151	1,170	1,166	3,000
	Charrua	Infor	2,116	2,150	2,143	5,490
	Charrua	Central Sa	1,220	1,240	1,236	3,180
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	52AT4	3,513	3,570	3,539	9,140
	Charrua	S/E Charrua B8	3,906	3,970	3,957	10,140
J3	Charrua	Hualpen	1,378	1,400	1,396	3,570
	Charrua	Trupan	1,938	1,970	1,964	5,040
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Quil	1,565	1,590	1,585	4,060
	Charrua	Central Ralco	1,702	1,730	1,724	4,430
	Charrua	Central Sa	1,515	1,540	1,535	3,940
	Charrua	Lleuquereo	0,000	0,000	0,000	0,010
	Charrua	Los Guindos	1,427	1,450	1,445	3,710
	Charrua	52KT6	3,729	3,790	3,778	9,690
J1	Charrua	Central Antuco	1,643	1,670	1,665	4,260
	Charrua	Mulchen	1,692	1,720	1,714	4,390
	Charrua	Central Pangué	1,269	1,290	1,286	3,310
	Charrua	Central Rucúe	1,378	1,400	1,396	3,580
	Charrua	52KT5	3,729	3,790	3,778	9,690

C.4. Información utilizada para estimar valores de reubicar paños

En esta sección se darán a conocer las suposiciones utilizadas para valorizar el traslado de paños desde la subestación Charrúa a Nueva Charrúa.

Para todos los efectos en este apartado se ha utilizado la Tabla C.34, que representan un resumen del Excel facilitado por la empresa.

Tabla C.34: Plantilla referencial de costos de materiales y costos indirectos en la construcción de líneas.

Costo		Unidad	Valor [US]	Total [US]
Cable ACAR 1200 MCM		km	5,540	1.675.331
Cable OPGW, cubierta Alumoweld 13,3 mm		km	3,058	256.945
Aislador de disco 10" x 5 3/4", porcelana, carga de rotura electromecánica 70 kN		c/u	15	1.184.075
Ferretería conductores		promedio	-	110.265
Ferretería clave de guardia		promedio	-	22.974
Estructura de acero galvanizado		kg	1,479	5.916.000
Hormigón H10 elaborado		m3	55,47	234.639
Moldaje		m2	19,16	907.431
Pletina de acero galvanizado 38x5 A37-24		kg	1,36	672.792
Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario)		-	-	-
Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario) - Fijo		-	31.829	31.829
Ingeniería Conceptual/Básica (Propietario) - Variable		km	0	0
Ingeniería de Detalle (Contratista)		-	-	-
Ingeniería de Detalle (Contratista) - Fijo		-	81.022	81.022
Ingeniería de Detalle (Contratista) - Variable		km	104,7	4395
Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista)		-	-	-
Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista) - Fijo		-	60.215	60.215
Adquisición de Materiales y Equipos de Obra (Contratista) - Variable		km	87.535	3.676.608
Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario)		-	-	-
Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario) - Fijo		-	984	984
Revisión y Aprobación de la Ingeniería de Detalle (Propietario) - Variable		km	0	0
Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario)		-	-	-
Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario) - Fijo		-	120.668	120.668
Inspección de la Calidad, Seguridad y Prot. Medio Ambiente (Propietario) - Fijo		-	181.003	181.003
Dirección y Supervisión de Obra (Contratista)		-	0	0

El total de la línea que se considero fue de $12km + 20\%$, por 7 líneas trifásicas dando un total de $302,4km$.

El total de la cable de guardia que se considero fue de $12km + 20\%$, por 4 torres trifásicas de doble circuito, dando un total de $57,6km$.

Para las torres se ocupo que en promedio que cada torre pesa 25 toneladas y que la fundación ocupa 23 metros cúbicos por torre.

Para el total de torres se considero que son 4 rieles de torres, para albergar las 7 líneas y que el vano entre las torres debe ser de 300 metros, dando un total de 160 torres. Se considero además que la cadena de asiladores debe tener 14 aisladores por conductor, dando 11.760 asiladores en total.

Bibliografía

- [1] Informe final con obras propuestas para el plan de expansión del sistema de transmisión troncal 2015, “<http://www.cdecsic.cl/novedades/cdecsic-publico-informe-final-con-obras-propuestas-para-el-plan-de-expansion-del-sistema-de-transmision-troncal-2015/>,” 07 de mayo de 2016.
- [2] Y. G. Ha, W. J. Jeon, and B. H. Chang, “A study on the effects of btb hvdc for fault current reduction applied metropolitan area in kepco grid,” in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*, pp. 2962–2969, IEEE, 2011.
- [3] R. Labios and H. Song, “Determining the placement of btb converters for fault current reduction in a power system by using a hybrid ga-tabu search method,” in *Soft Computing and Intelligent Systems (SCIS), 2014 Joint 7th International Conference on and Advanced Intelligent Systems (ISIS), 15th International Symposium on*, pp. 5–8, IEEE, 2014.
- [4] Standard-IEC, “60909-0,” *Short circuit currents in three-phase ac systems-Part0: calculation of currents*, 2001.
- [5] A. R. González, “Elaboración de algoritmos de prueba para relés de protección,” *Revista ElectroSector*, pp. 12–16, 2010.
- [6] G. E. Harper, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. Editorial Limusa, 2002.
- [7] Standard-IEC, “61363-1,” *Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units - Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c.*, 1998.
- [8] Standard-IEC, “61660-1,” *Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations - Part 1: Calculation of short-circuit currents*, 1997.
- [9] Standard-ANSI/IEEE, “946,” *IEEE Recommended Practice for the Design of DC Auxiliary Power Systems for Generating Stations*, 1992.
- [10] Comisión nacional de energía, *Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio*, Enero 2016.
- [11] Transelec, *Procesamiento DO, Términos y condiciones del cálculo de corrientes de cortocircuito para la verificación del dimensionamiento de interruptores en el SIC*, primera ed., 2015.

-
- [12] Información de la empresa Transelec, “<http://www.transelec.cl/>,” 07 de mayo de 2016.
- [13] D. PowerFactory, “Digsilent powerfactory 15.7 user manual,” 2015.
- [14] N. Leiva, *Material de estudio Sistemas Electricos de Potencia II*. 2015.
- [15] D. A. Olave Rojas and J. Guzmán Díaz, “Evaluación técnico económica de la instalación de centrales termosolares en Chile,” Master’s thesis, Universidad de Talca (Chile). Escuela de Ingeniería Civil Industrial, 2011.
- [16] Demanda de energía, varios países, ODEC, “<https://data.oecd.org/energy/electricity-generation.html>,” 07 de mayo de 2016.
- [17] Crecimiento de la población, varios países, ODEC, “<https://data.oecd.org/pop/population.html>,” 07 de mayo de 2016.
- [18] Producto interno bruto, varios países, ODEC, “<https://data.oecd.org/gdp/gross-domestic-product-gdp.html>,” 07 de mayo de 2016.
- [19] F. Nolasco, *Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects*, primera ed., 2009.
- [20] Carl Barker, “Hvdc for beginners and beyond,” manual, ALSTOM, 2010.
- [21] D. J. Orellana Lineros, “Estimación del presupuesto de línea de transmisión óptima a nivel de prefactibilidad,” Master’s thesis, Universidad de Chile, 2013.