

2019-08-05

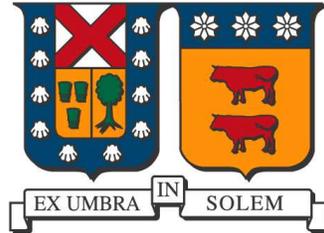
Desarrollo de un programa computacional que permita analizar diferentes alternativas para la correcta coordinación de aislamiento en los equipos de una subestación de alta tensión

Ligueros Breskovic, Ignacio

<https://hdl.handle.net/11673/49410>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
Santiago - Chile



DESARROLLO DE UN PROGRAMA COMPUTACIONAL QUE
PERMITA ANALIZAR DIFERENTES ALTERNATIVAS PARA LA
CORRECTA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LOS
EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN DE ALTA TENSIÓN

IGNACIO LIGUEROS BRESKOVIC

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guías

Dr. Johny Montaña Chaparro

Dr. Jorge Ardila Rey

Co-referente

Rodrigo Castro Gonzalez

5 de agosto de 2019

*“Hay quien en 100 vidas juntas no viviría ni una entera y hay quien en 20 años,
es capaz de vivir más que todos nosotros juntos.”
Soy Montaña, Valentí Sanjuan, 2016*

Agradecimientos

Le dedico este trabajo a todos los que estuvieron conmigo a lo largo de este proceso, su apoyo fue fundamental en el desarrollo de mi formación académica y la realización de este trabajo. Su cariño y compañía me ha llevado a ser lo que hoy soy.

Para mi familia, que siempre ha estado ahí para apoyarme y levantarme, incluso en los momentos más difíciles. Ahora es mi turno de ayudarlos a ustedes en lo que pueda.

Para chico y jr (Felipe), los mejores amigos que alguien podría tener, gracias por aguantarme hasta en los días que ni yo mismo me soporto. Que nuestra amistad siga creciendo con cada travesía épica que se nos ocurra.

A mis amigos y compañeros de la universidad en especial a Leiva, Vera, Osorio, Cortes, Max, Jaime, Alexis. Por esas horas de estudio, pero sobretodo por esos burgers que siempre alegraron el día después de las eternas tareas de máquinas.

A los profesores Johny Montaña y Jorge Ardila, por sus consejos y correcciones a lo largo del desarrollo de este trabajo, además del área de subestaciones de Transelec S.A. Rodrigo Castro, Alex Müller, Cristian Díaz, Hugo Galvez, Emilio Aranda, Fernando Ramos y muchos más, agradezco la información que me otorgaron y el asesoramiento en múltiples ámbitos.

Esto también es para ti, por tu motivación, inspiración, dedicación y perseverancia. Igualmente, para todo aquel que no haya sido nombrado, pero sabe que forma constantemente parte de mi vida.

Índice general

Lista de figuras	V
Lista de tablas	VII
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General	2
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. Metodología de Trabajo	3
2. Marco teórico	5
2.1. Sobretensiones	6
2.1.1. Sobretensión temporal	7
2.1.1.1. Fallas a tierra	7
2.1.1.2. Rechazos de Carga	9
2.2. Sobretensiones de frente lento	10
2.2.1. Energización y re-energización de líneas de transmisión	11
2.3. Frente rápido	14
2.4. Tensiones características en el proceso de coordinación de aislamiento	16
2.4.1. Sobretensión representativa	17
2.4.2. Tensión de soportabilidad coordinada	17
2.4.3. Tensión de soportabilidad requerida	18
2.4.4. Tensión de soportabilidad normalizada	19
3. Estado del arte	21
3.1. Descargador de sobretensión de óxido de zinc	21
3.2. Apantallamiento con cable de guarda	23
4. Validación del proceso normativo implementado en Matlab®	25
4.1. Comparación	27
5. Mejoras propuestas	29
5.1. Constante de falla a tierra	30
5.2. Constante de rechazo de carga	32

5.3.	Elección eficiente del descargador de sobretensión	37
5.4.	Cálculo de la tasa de salida de líneas de transmisión	38
5.4.1.	Tasa de fallos por apantallamiento (SFFOR)	39
5.4.2.	Tasa de salida por descarga inversa (BFR)	42
5.4.3.	Tasa de salida de la línea (R_{km})	43
5.4.4.	Resultados aplicando mejoras propuestas	46
6.	Sensibilidad del sistema	48
6.1.	Cantidad de conductores por fase	48
6.2.	Largo de la línea	50
6.3.	Largo del vano	52
6.4.	Distancia al equipo más alejado	53
6.5.	Resistividad del terreno	55
7.	Comparación de metodología mejorada	57
8.	Evaluación económica	62
9.	Conclusiones	65
A.	Simulaciones de rechazo de carga sobre el SEN	73
A.1.	Esquemas de sobretensión para distintos grados de carga	74
A.1.1.	Norte grande: Arica, Iquique	74
A.1.2.	Norte grande: Iquique, Antofagasta	76
A.1.3.	Norte chico	77
A.1.4.	Interconexión	78
A.1.5.	Centro	79
A.1.6.	SUR	81
B.	Curvas isoceráunicas del territorio Chileno	82
C.	Manual de uso del programa	85

Índice de figuras

1.1.	Curvas isocerámicas a nivel mundial, Ingesco, España [1]	1
2.1.	Tipos de frentes de onda [2]	7
2.2.	Factor de falla a tierra [3]	9
2.3.	Rango de sobretensión de frente lento con 2% de probabilidad en el extremo receptor, producto de energización y re-energización en líneas de transmisión, [23]	13
2.4.	Razón de sobretensiones entre fases y fase a tierra de frente lento con 2% de probabilidad [3]	13
3.1.	Zonas de operación del descargador de sobretensión de óxido metálico [9]	23
3.2.	Ángulo de apantallamiento otorgado por los conductores de guarda [9] .	24
3.3.	Gradientes de campo eléctrico generados por la tierra, el cable de guarda y la fase más alejada a proteger [9]	24
4.1.	Esquema digitalizado de la curva B1 entregada por la normativa IEC 60071-2	26
4.2.	Esquema digitalizado de la curva B2 entregada por la normativa IEC 60071-2	26
4.3.	Esquema digitalizado de la razón de tensiones de soportabilidad con 2% de ser sobrepasada, entregada por la normativa IEC 60071-2	27
5.1.	Esquema del procedimiento utilizado para adecuar el SFFOR al de carga crítica	40
5.2.	Modelo electro-geométrico utilizado para el cálculo del ángulo perfecto [8]	41
5.3.	Esquema del procedimiento utilizado para calcular el BFR, considerando el nivel cerámico de la zona en donde se instalará la subestación	42
5.4.	Proceso iterativo de obtención del ángulo de apantallamiento perfecto, para tasas de salida de cargas críticas según, guía de mejora de desempeño para rayos en líneas de transmisión [7], para la torre tipo 22AD.N-3	45
5.5.	Esquema final del apantallamiento obtenido aplicando el ángulo perfecto sobre la estructura 22AD.N-3	45
6.1.	U_{rw} según la cantidad de conductores por fase	49
6.2.	Nivel de corriente que genera descarga directa, según la cantidad de conductores por fase	50

6.3.	Máxima corriente que produce descarga, en función del largo de la línea	51
6.4.	Ángulo de apantallamiento necesario para obtener SFFOR de cargas críticas, en función del largo de la línea	51
6.5.	BFR en función del largo del vano promedio	53
6.6.	Sobretenión de soportabilidad requerida en función de la distancia al equipo más alejado, con y sin protección de DST	54
6.7.	BFR según la resistividad del terreno en donde se instale la SSEE . . .	55
6.8.	Sobretenión U_{rw} según la resistividad del terreno en donde se instale la SSEE	56
B.1.	Curvas isoceráunicas para las zonas norte a centro del país	83
B.2.	Curvas isoceráunicas para las zonas centro a sur de Chile	84
C.1.	Ventana de información principal en donde se ingresan los parámetros necesarios para iniciar el estudio de coordinación de aislamiento	86
C.2.	Ventana de información de los ensayos de cortocircuito, se ingresan las corrientes y razones de resistencia sobre reactancias para las fallas trifásicas, bifásicas y monofásica a tierra	86
C.3.	Extracto del documento que tiene la información relativa a los descargadores de sobretenión según niveles de tensión y rangos	86

Índice de tablas

2.1.	Factor A para múltiples conductores por fase en líneas de transmisión [3]	15
2.2.	Tabla de conversión de tensiones maniobras en SDW y LIW para rango I, [3]	19
2.3.	Tabla de conversión de sobretensiones de corta duración (SDW) en impulsos de soportabilidad tipo maniobra (SIW) para rango II, [3]	20
4.1.	Tabla resumen obtenida al realizar el proceso de coordinación de aislamiento a través de la programación de la IEC60071-2 en Matlab®	28
4.2.	Tabla resumen obtenida por empresa externa para la coordinación de aislamiento de la subestación Katapur 220[kV]	28
5.1.	Constantes de rechazo de carga por zonas de interés obtenidos a través de simulaciones	36
5.2.	Función acumulada aproximada entregada por el CIGRE [8]	41
5.3.	Contraste entre metodología con mejoras adoptadas y ángulo de apantallamiento convencional, según regiones de Chile	46
6.1.	Sobretensión de soportabilidad requerida, según cantidad de conductores por fase	49
6.2.	Corrientes que producen <i>flashover</i> , según cantidad de conductores por fase	49
6.3.	Influencia del largo de la línea, aplicando el ajuste para el ángulo de apantallamiento	51
6.4.	Tasa de salida por descarga inversa, según modificaciones en el largo del vano promedio	52
6.5.	Sobretensión de soportabilidad requerida en función de la distancia del último equipo protegido por el descargador de sobretensión	53
6.6.	Sobretensión de soportabilidad requerida en función de la distancia del último equipo de la SSEE, sin DST	54
6.7.	Tasa de <i>backflashover</i> y salida de la línea en función de la resistividad del terreno	55
6.8.	Sobretensión U_{rw} según la resistividad del terreno	56
7.1.	Comparación estudio de coordinación de aislamiento ajustado, normativo y diseñado por tercero para la subestación Puerto Patache 220 [kV]	58
7.2.	Resumen final, proceso coordinación de aislamiento con metodología ajustada aplicando todas las mejoras propuestas	59

7.3.	Resumen obtenido luego de aplicar proceso normativo estipulado por la guía de aplicación, [3]	59
7.4.	Resumen de tensiones entregado por empresa externa	59
7.5.	Geometría de la nueva torre tipo 22AD.N-3, obtenida a través de la metodología ajustada	60
7.6.	Geometría de la torre 22AD.N-3 vigente	60
7.7.	Resumen comparativo por nivel de aislamiento escogido según proceso normativo [2]	61
8.1.	Razón porcentual de disminución del precio de transformadores, según su nivel de aislamiento para distintos valores de tensiones máximas de operación continua $U_m[kV]$	63

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Las instalaciones de Transelec SA., tales como líneas de transmisión y subestaciones, se encuentran ubicadas en gran parte del territorio chileno. Debido a la diversa geografía del país, la probabilidad de impacto a los equipos por rayos varía dependiendo de la zona, ya sea en ambientes costeros o de alta montaña de norte a sur. Como es posible apreciar en la figura 1.1, la cual describe de manera indicativa las curvas isoceránicas, Chile en primera instancia posee niveles de actividad notablemente menores que Europa, lugar donde se origina la normativa vigente a mediados de los años noventa.

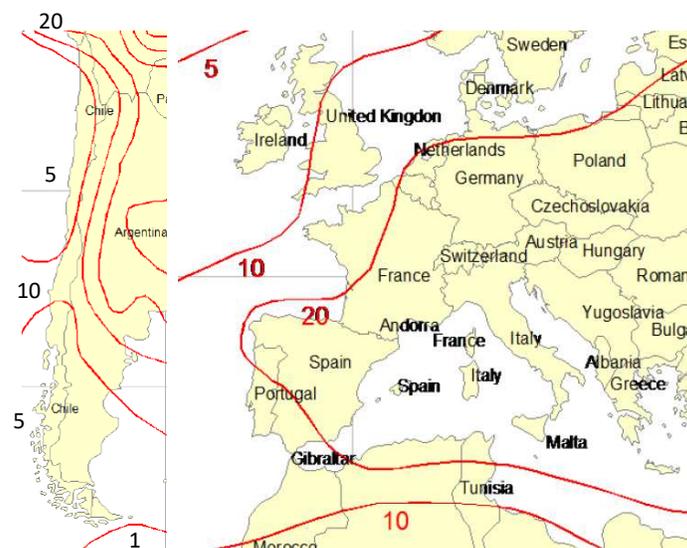


Figura 1.1: Curvas isoceránicas a nivel mundial, Ingesco, España [1]

En consecuencia, dada la diversidad geográfica mencionada anteriormente, la coordinación de aislamiento, entendida como la determinación de los aislamientos necesarios para la óptima protección del sistema, no es única y debe analizarse considerando factores tales como: nivel cerámico y densidad de rayos a tierra de la zona bajo estudio, niveles de tensión de los equipos al interior de las subestaciones, cantidad y longitud de las líneas que ingresan a las instalaciones, además de las alturas de las torres y las sobretensiones esperadas, entre otros. Lo anterior evidencia un importante espacio para mejorar y rediseñar las nuevas subestaciones a través de un nuevo enfoque, el cual buscará actualizar la metodología existente, dando mayor representatividad a los resultados obtenidos.

El trabajo a realizar, buscará dar una referencia característica para la coordinación de aislamiento asociada a la realidad chilena, con base en la normativa existente [2, 3]. Además, se buscará comprobar y disminuir, en los casos que sea posible, el sobredimensionamiento de diseño en este proceso. En base a lo mencionado anteriormente, es posible justificar la necesidad de desarrollar el tema de memoria propuesto, ya que la inherente reducción del sobredimensionamiento, mientras se mantengan los márgenes de seguridad en rangos aceptables, traerán consigo una disminución de los costos en el diseño de las subestaciones de alta tensión. En consecuencia, se podrán utilizar los recursos de una manera más eficiente generando así un cambio en el paradigma del diseño de estas instalaciones y su coordinación de aislamiento.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar un programa computacional que permita realizar el estudio de coordinación de aislamiento de nuevas subestaciones de alta tensión, para el análisis de diferentes alternativas en el uso de descargadores de sobretensión.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Comprobar que los criterios de diseño señalados o recomendados en la normativa vigente son aplicables a la realidad chilena, considerando las condiciones y características de las zonas de estudio.
- Comparar el valor de BIL (Basic Impulse Level) de una subestación de alta tensión para distintas configuraciones de ubicación y cantidad de descargadores de sobretensión, tomando como base el diseño convencional de coordinación de aislamiento.
- Evaluar económicamente las diferentes opciones propuestas con respecto al diseño convencional de coordinación de aislamiento, buscando disminuir los costos asociados de la implementación

1.3. Metodología de Trabajo

Para desarrollar la memoria propuesta, a continuación se establecerán distintas etapas, las cuales comprenderán todos los tópicos de importancia en la realización del trabajo. Cada fase contemplará uno o varios objetivos específicos, los cuales se irán cumpliendo a medida que se avance en los puntos estipulados.

- Marco teórico: Esta sección contemplará la utilidad de la coordinación de aislamiento al interior de las subestaciones de alta tensión. Adicionalmente, se presentarán definiciones de los elementos trascendentales a lo largo de este procedimiento, tales como tipos de frente de onda, determinación de los niveles de voltaje críticos definidos por la normativa vigente, entre otros.
- Estado del arte: Lectura de publicaciones referente a técnicas nuevas o existentes para realizar un mejoramiento al diseño de coordinación de aislamiento propuesto por la normativa IEC 60071. En conjunto, se recopila información y metodologías implementadas en redes de importancia que puedan ser desarrolladas a lo largo de este trabajo.

- Validación del proceso normativo implementado en Matlab[®]: Utilizando un estudio de coordinación de aislamiento aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional, se contrastará la implementación del algoritmo convencional programado y automatizado en Matlab[®], con el proceso normativo [3] aplicado por un empresa externa.
- Mejoras propuestas: A continuación, se presentará el planteamiento de las modificaciones que se implementarán en la metodología ajustada y adaptada con mayor representatividad para la realidad chilena, junto a los supuestos, utilidad y resultados que permitieron determinar estos nuevos valores.
- Sensibilidad del sistema: Estudio de influencia de distintas variables de interés sobre el proceso de coordinación de aislamiento.
- Comparación de metodología mejorada: Contraste entre la metodología ajustada con el proceso normativo convencional y un estudio de coordinación de aislamiento actual realizado por un empresa externa.
- Evaluación económica: Para finalizar, una vez validada la herramienta y sus mejoras se procederá a evaluar bajo el ámbito económico el esquema de protección diseñado, de esta manera será posible evidenciar la existencia o no de un cambio en el diseño, tanto técnico como económico.

Capítulo 2

Marco teórico

La normativa creada por la International Electrotechnical Commission (IEC), define la coordinación de aislamiento como la “selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y características de los dispositivos de protección disponible” [2]. El correcto diseño de este procedimiento busca cumplir los siguientes objetivos:

- Proteger equipos de alto valor económico ubicados al interior de las instalaciones eléctricas, tales como transformadores, interruptores, entre otros. Esto se realiza atenuando la probabilidad de flashover (flameo) o backflashover (flameo inverso) sobre las cadenas de aisladores o bien sobre los terminales de los activos de importancia [24, 25]
- Evitar la interrupción del servicio eléctrico debido a sobretensiones transitorias que ingresan a las subestaciones, provocando la operación de equipos de prevención de contingencias.

Considerando los objetivos presentados, es de vital importancia identificar los tipos y naturaleza de las sobretensiones a las cuales se encuentran sometidos los equipos de las subestaciones de alta tensión. En consecuencia, se procederá a revisar los aspectos más relevantes de la normativa y su procedimiento de aplicación [2, 3, 9, 10].

2.1. Sobretensiones

La IEC define los sobrevoltajes como cualquier tensión entre un conductor de fase y la tierra, o entre conductores de fase, cuyo valor de cresta sobrepasa el valor máximo correspondiente a la tensión más elevada para el material (U_m) [2]. Las subestaciones de alta tensión, se encuentran sometidas a distintos tipos de sobretensiones, la cuales pueden dañar el aislamiento interno de los equipos y de esta manera, provocar problemas en la continuidad del suministro eléctrico.

Según su naturaleza y forma de onda, las sobretensiones pueden ser clasificadas en tres grandes grupos, en los cuales se identifican los frentes temporales de corta duración a frecuencia industrial, frentes transitorios lentos y frentes transitorios rápidos, los cuales se observan y caracterizan en la figura 2.1. Adicionalmente, se identifican sobretensiones transitorias de frente muy rápido y de carácter combinado, las cuales presentan la superposición de eventos de distinta naturaleza. Estos últimos tipos suelen ser poco comunes y no son considerados dentro del estudio de coordinación de aislamiento especificado por la IEC.

Clase	Baja frecuencia		Transitorios		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de tensión o sobretensión					
Rango de frecuencias	$f = 50[Hz]$ o $60 [Hz]$ $T_t \geq 3600[s]$	$10[Hz] < f < 500[Hz]$ $0,02[s] \leq T_t \leq 3600[s]$	$20[\mu s] < T_p \leq 5000[\mu s]$ $T_2 \leq 20[ms]$	$0,1[\mu s] < T_1 \leq 20[\mu s]$ $T_2 \leq 300[\mu s]$	$T_f \leq 100[ns]$ $0,3[MHz] < f_1 < 100[MHz]$ $30[kHz] < f_2 < 300[kHz]$
Forma estandarizada de tensión	 $f = 50[Hz]$ o $60 [Hz]$ T_t^a	 $48[Hz] \leq f \leq 62[Hz]$ $T_t = 60[s]$	 $T_p = 250[\mu s]$ $T_2 = 2500[\mu s]$	 $T_1 = 1,2[\mu s]$ $T_2 = 50[\mu s]$	a
Prueba de soportabilidad estándar	a	Corta duración frecuencia industrial	Impulso maniobra	Impulso rayo	a
Especificada por comité					

Figura 2.1: Tipos de frentes de onda [2]

2.1.1. Sobretensión temporal

Se caracterizan por su amplitud, duración y forma de onda. En general, la frecuencia de este tipo de sobretensiones es cercana a la nominal del sistema, por ende son clasificadas como contingencias a frecuencia industrial. Dentro de sus características más trascendentales, se identifica su duración y su origen, el cual se asocia normalmente con fallas a tierra, rechazos de carga, resonancia y ferresonancia. La naturaleza de este tipo de sobretensiones es de vital importancia para el procedimiento de coordinación de aislamiento, ya que dependiendo de su tipo, el nivel del voltaje existente será clasificado de distinta manera.

2.1.1.1. Fallas a tierra

Se presenta como la contingencia más común en los sistemas eléctricos de potencia, dentro de este tipo de fallas se presentan los cortocircuitos monofásicos a tierra y los

bifásicos a tierra. Este tipo de evento es capaz de generar niveles de sobrevoltaje importantes sobre las fases sanas del sistema. La amplitud en general dependerá del punto donde se produzca la falla y de la existencia de un neutro aterrizado.

En el desarrollo del proceso de coordinación de aislamiento, la magnitud es calculada a través de un factor de proporcionalidad k , el cual se determinará conociendo los valores de las impedancias de las mallas a secuencia positiva Z_1 y cero Z_0 . A partir de estos valores será posible determinar el valor de proporcionalidad a través de las curvas empíricas presentadas en el anexo B, de la normativa IEC [3].

La figura 2.2 presenta el uso de este tipo de esquemas, en particular para el caso en el cual la resistencia de la malla de secuencia positiva es comparativamente menor a la impedancia de secuencia positiva y la resistencia de falla es de carácter despreciable, tal y como muestran las ecuaciones 2.1 y 2.2 respectivamente .

$$R_1 \ll X_1 \tag{2.1}$$

$$R \approx 0 \tag{2.2}$$

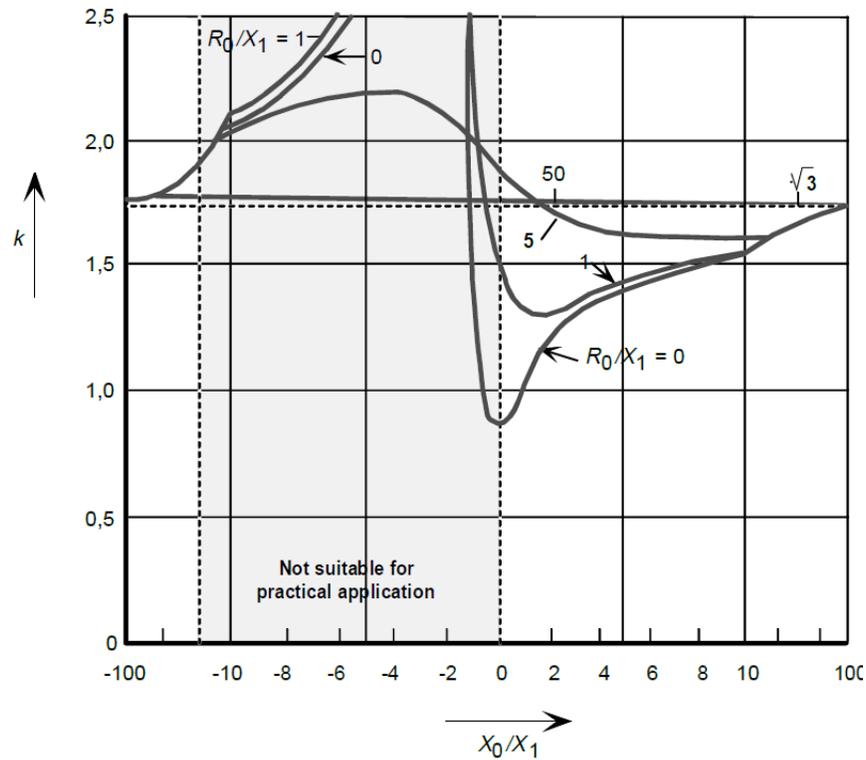


Figura 2.2: Factor de falla a tierra [3]

Como es posible apreciar en la figura, se presentan dos zonas de operación característica. La primera se presenta para el rango amplio de la razón X_0/X_1 , la cual se utiliza para sistemas aterrizados por medio de una conexión resonante o bien, para neutros aislados. De manera opuesta, el rango de valores inferiores se utiliza para circuitos con neutros conectados a tierra. Es importante destacar que las sobretensiones producto de estas contingencias son de carácter fase a tierra.

2.1.1.2. Rechazos de Carga

La normativa IEC [3] establece que el nivel de sobretensión producto de los rechazos de carga, dependerá fuertemente del valor de la desconexión. Esta contingencia cobra relevancia en especial sobre los extremos terminales de una línea de transmisión, lugar donde es posible apreciar de sobremanera el efecto de las capacitancias del sistema, a través del efecto Ferranti. Este evento provocará sobrevoltajes del tipo fase a tierra y entre líneas. La determinación del valor de tensión provocada por esta contingencia, se

realiza a través de un factor de proporcionalidad el cual se determinará según sea la característica de la red, bajo este criterio se identifican tres casos.

1. En sistemas de extensión moderada, un rechazo de carga completo puede provocar sobretensiones fase a tierra con una amplitud de hasta un 20 % adicional.
2. Sistemas de gran extensión, con rechazos de carga completo puede incurrir en sobretensiones de un 50 % adicional o incluso más si se presenta efecto Ferranti o resonancia en el extremo de la línea en donde se produce la desconexión.
3. Sistemas compuestos por motores o generadores en el extremo en donde se produce el rechazo de carga, pueden ocasionar sobretensiones longitudinales de valor normalmente inferior a $2,5[pu]$. Es importante destacar que los esfuerzos de carácter longitudinal se producen entre la misma fase, pero en circuitos distintos. Esta sobretensión se aprecia naturalmente en maniobras de apertura.

En ocasiones, determinar los valores de las constantes de falla a tierra y rechazo de carga trae consigo dificultades no consideradas inicialmente, como por ejemplo, la carencia de la información de las impedancias a secuencia positiva y cero en el caso de las sobretensiones producto de fallas, o bien, falta de información que permita representar la desconexión de carga o el sistema eléctrico afectado. En general, el proceso normativo recomienda utilizar valores estandarizados para realizar una aproximación conservadora, en donde se implementan los siguientes valores para los casos descritos anteriormente.

- Constante de falla a tierra $K_f = 1.5$
- Constante de rechazo de carga $K_r = 1.4$

2.2. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento, suelen ser eventos de gran importancia para el sistema eléctrico. Esto se debe a que su origen puede ser variado, donde se destacan las siguientes contingencias

- Energización y re-energización de líneas de transmisión
- Despeje de fallas
- Maniobras por corrientes de carácter inductivo o capacitivo
- Impactos de rayos a distancias lejanas

Los fenómenos descritos anteriormente, producen un comportamiento transitorio, que se identifica por tener un tiempo de frente de aproximadamente entre $20[\mu s]$ y $5000[\mu s]$. Además, de un tiempo de decaimiento hasta la mitad de su valor máximo inferior a $20[ms]$, tal y como se aprecia en el esquema representativo de los distintos frentes de onda de la figura 2.1. Dentro de los eventos que producen este tipo de sobrevoltaje, se destacan las energizaciones o re-energizaciones de líneas de transmisión, las cuales permiten clasificar este tipo de frentes como impulsos tipo maniobra.

2.2.1. Energización y re-energización de líneas de transmisión

Una maniobra de energización o re-energización trifásica produce sobretensiones de frente lento en las tres fases del sistema eléctrico, en base a esto, cada operación de apertura o cierre de un interruptor produce respectivamente tres tensiones fase a tierra y entre líneas. Sin embargo, los valores obtenidos por cada contingencia dependen fuertemente de la topología de la red, distancia a la cual se genera el suceso, instante de tiempo en el que se realiza la re-conexión, impedancia existente en el extremo que recibe el transitorio de voltaje, entre otros. Debido a esto las sobretensiones por frente lento son en esencia únicas para cada sector de la red. Esto último presenta complejidades inherentes en el proceso de determinación de los niveles de sobretensión. Para simplificar el estudio y generar resultados conservadores, la guía de aplicación de coordinación de aislamiento [3] implementa un proceso probabilístico, el cual presenta dos métodos para representar estos voltajes en el sistema.

- Método fase-peak: Por cada operación de maniobra, se escoge el máximo valor de sobretensión fase a tierra de cada una de las fases, es decir, habrán tres valores

máximos que se incluirán en la distribución de probabilidad.

- Método caso-peak: Por cada operación se escoge únicamente el valor máximo de sobretensión fase a tierra entre las tres fases del sistema, es decir, dentro de la distribución de probabilidad se trabaja con la tensión más elevada.

Es importante destacar que la correcta distribución de probabilidad para sobretensiones, solo puede ser obtenida a través de simulaciones adecuadas en donde se ponga a prueba la operación de interruptores bajo distintas condiciones. En el caso de no poder realizar este procedimiento, la normativa vigente entrega valores conservadores que permiten calcular la sobretensión fase a tierra con 2% de probabilidad de ser sobrepasada (U_{e2}). Estos valores pueden ser utilizados indistintamente por el método fase-peak o caso-peak.

La figura 2.3 [3, 23] presenta en el sistema por unidad (p.u.), con base $U_s \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$, los valores de la sobretensión con 2% de probabilidad de ser sobrepasada (U_{e2}) según algunas condiciones del sistema, las cuales permiten atenuar o intensificar el valor del transitorio de voltaje, dentro de las cuales se identifican las siguientes:

- Tipo de maniobra: Energización o re-energización
- Resistencia de preinserción al interior de los interruptores
- Tipo de alimentación de la red, ya sea compleja o inductiva
- Compensación paralela superior o inferior al 50% de la barra que representa a la subestación de interés

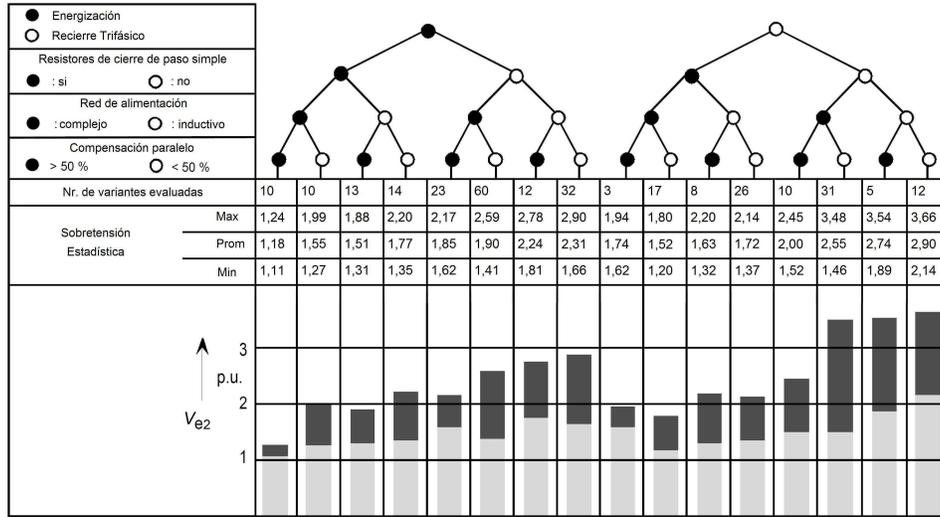


Figura 2.3: Rango de sobretensión de frente lento con 2% de probabilidad en el extremo receptor, producto de energización y re-energización en líneas de transmisión, [23]

De manera análoga al proceso anterior, la determinación de las sobretensiones entre fases con probabilidad del 2% (U_{p2}), se estima de manera representativa utilizando la información obtenida para U_{e2} y la figura 2.4, en la cual la curva superior representa el caso de re-energización, mientras que la curva inferior esquematiza la energización del sistema.

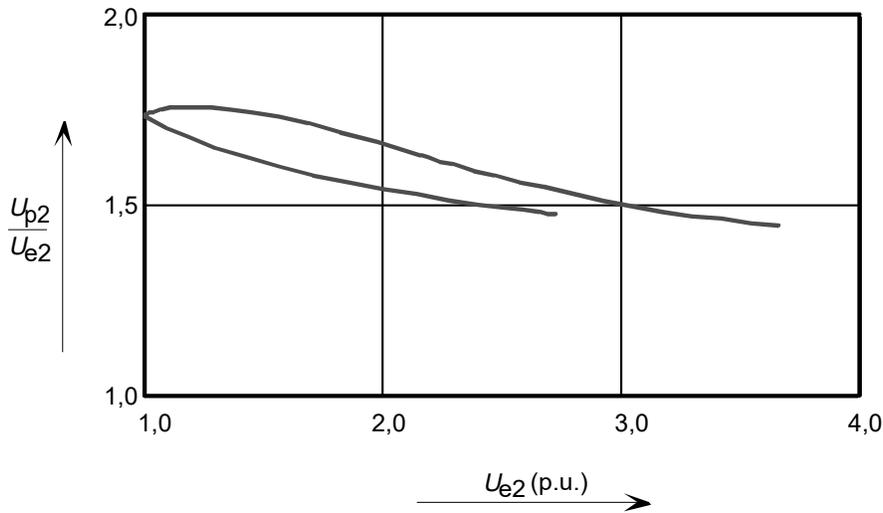


Figura 2.4: Razón de sobretensiones entre fases y fase a tierra de frente lento con 2% de probabilidad [3]

Para continuar con el desarrollo del frente lento o impulso tipo maniobra, se procede a determinar los transitorios de voltaje truncados utilizando el método fase-peak. Estas tensiones serán las que impactarán la entrada de la subestación o los equipos de patio, en caso de no poseer mecanismos de protección. Las expresiones 2.3 y 2.4 describen las sobretensiones fase a tierra y entre líneas respectivamente.

$$U_{et} = (1.25 \cdot U_{e2} - 0.25) \cdot U_s \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (2.3)$$

$$U_{pt} = (1.25 \cdot U_{p2} - 0.43) \cdot U_s \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (2.4)$$

2.3. Frente rápido

Dentro de los tipos de onda de carácter transitorio capaces de generar sobretensiones, se identifican frentes rápidos los cuales pueden originarse por dos motivos. El primero y menos común, se asocia a maniobras sobre equipos muy cercanos a los interruptores. El segundo motivo, se debe al impacto de rayos sobre los conductores de fase, el cable de guarda o sobre las torres de transmisión. El estudio de coordinación de aislamiento definido por la normativa IEC se realiza sobre este último punto, considerando que posee una mayor probabilidad de ocurrencia.

De igual manera que las sobretensiones de frente lento, los transitorios de voltaje ocasionados por impactos de rayo pueden analizarse a través del método estadístico, el cual se implementa a través de múltiples simulaciones en donde se evidencie el comportamiento de la red para distintos tipos de eventos, dentro de los que se identifican cambios en la intensidad de la corriente, distancia de la subestación o equipos y punto golpeado por el rayo, ya sean fases o zonas aterrizadas (torres o cable de guarda). Este proceso al realizarse correctamente permite describir de una buena manera la subestación de interés. Sin embargo, las complejidades asociadas al modelamiento y al análisis estadístico, hacen necesario buscar metodologías alternativas que permitan elaborar re-

sultados conservadores, pero lo suficientemente representativos como para replicarlos de manera generalizada sobre nuevos proyectos.

De esta forma, la IEC en su guía de aplicación [3], presenta un método simplificado para la determinación de la tensión de soportabilidad coordinada (U_{cw}) para impulsos tipo rayo. Para estudiar el comportamiento generado sobre las tensiones del sistema, es necesario considerar los factores de importancia que influenciarán los cálculos, los cuales corresponden a la distancia del equipo más lejano a proteger y a la pendiente con la que este impulso crece hasta llegar a su valor máximo (nivel de escarpado del frente).

La ecuación 2.5 y la tabla 2.1 permiten describir e identificar aquellos elementos que juegan un rol fundamental en el cálculo de la tensión de soportabilidad coordinada para impulsos tipo rayo, los cuales se muestran a continuación

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (2.5)$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (2.6)$$

Líneas de transmisión	A [kV]
1 conductor por fase	4500
2 conductores por fase	7000
4 conductores por fase	11000
6 u 8 conductores por fase	17000

Tabla 2.1: Factor A para múltiples conductores por fase en líneas de transmisión [3]

- A: Factor que describe el desempeño de línea de transmisión aérea frente a descargas de rayos
- U_{pl} : Nivel de protección contra rayos entregado por el descargador de sobretensión
- n: Número mínimo de líneas conectadas a la subestación 1 o 2

- L : Distancia de separación al equipo más lejano, considerando la altura del descargador de sobretensión desde tierra, hasta los bornes del equipo de interés
- L_{sp} : Largo del vano en metros
- R_a : Tasa aceptable de falla del equipo [1/año]
- R_{km} : Tasa de salida de la línea [descargas/km/año]

2.4. Tensiones características en el proceso de coordinación de aislamiento

Para continuar con el procedimiento de coordinación de aislamiento, es importante destacar los cuatro procedimientos claves que se llevan a cabo, los que consisten en la determinación de los niveles de tensión elementales, los cuales se definen como se muestra a continuación

- Sobretensión representativa (U_{rp})
- Tensión de soportabilidad coordinada (U_{cw})
- Tensión de soportabilidad requerida (U_{rw})
- Tensión de soportabilidad normalizada (U_w)

Cada uno de los procesos mencionados cumple un rol fundamental en la correcta determinación de la coordinación de aislamiento al interior de subestaciones de alta tensión. Es relevante mencionar que los primeros tres elementos de esta lista son independientes del nivel de voltaje existente en la instalación, mientras que la determinación de la tensión de soportabilidad normalizada debe realizarse según los niveles máximos de tensión aceptables entre fases (U_m), donde se evidencia el rango I para equipamiento capaz de operar a voltajes inferiores o iguales a $245[kV]$, en donde se identifica la mayor cantidad de instalaciones en el sistema eléctrico chileno. Mientras que el rango II se define para tensiones superiores a $245[kV]$ en donde se destacan las instalaciones de $500[kV]$ propias de la zona de interconexión.

2.4.1. Sobretensión representativa

Según la normativa IEC [2] este tipo de sobretensión se define como “aquellas que se supone producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una categoría dada que aparecen en funcionamiento y de diversos orígenes. Están constituidas por tensiones que tienen la forma normalizada de la categoría en cuestión y pueden definirse por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de los valores que caracterizan las condiciones de funcionamiento”. En términos simples, estos transitorios de voltaje se producen por los motivos mencionados anteriormente, es decir, origen temporal, por frentes lentos ocasionados por maniobras de operación o bien, por frentes rápido debido al impacto de rayos a distintos elementos de la red.

Este punto inicial del procedimiento permitirá en primera instancia, definir el tipo de descargador de sobretensión adecuado para la instalación, el cual debe ser capaz de soportar energéticamente las sobretensiones temporales y además acotar de manera eficiente los transitorios de sobrevoltaje que impactarán sobre la subestación, es decir, permite conocer aproximadamente los niveles existentes en los transitorios, en especial a los de frente lento.

2.4.2. Tensión de soportabilidad coordinada

Una vez determinada la sobretensión representativa por cada tipo de transitorio, se procede a calcular la tensión de soportabilidad coordinada, la cual busca representar el valor de voltaje soportado por el aislamiento en condiciones de servicio. Esto cumple con los criterios de comportamiento, los cuales incluyen disminuir la probabilidad de que los esfuerzos producidos causen daños en los equipos o alteren la continuidad de suministro.

Para realizar lo anterior, se utilizan tablas entregadas por la norma [3], las cuales buscan acotar de mejor manera los niveles de sobretensión para los frentes lentos, ya que considerarán la acción de los descargadores de sobretensión. Adicionalmente, el método simplificado para determinar los frentes rápidos mencionado en la sección 2.3,

entrega como resultado tensiones de este tipo. Por lo tanto, esta etapa del procedimiento permite conocer de manera más precisa las sobretensiones que ingresarán o impactarán a la subestación de interés.

2.4.3. Tensión de soportabilidad requerida

Luego, con el objetivo de representar de mejor manera las zonas en donde estará operando la subestación y agregar márgenes de seguridad adicionales ante eventuales cambios en la red, tipo de clima, entre otros; se procede a realizar las correcciones por altura para los aislamientos del tipo externo representado por la ecuación 2.7. Además, se agregan los factores de seguridad según el tipo de aislamiento, en donde se diferencian los de tipo externo como aire y los de tipo interno protegidos por aislantes de origen sólido, líquido o gaseoso. Las tensiones de soportabilidad requerida según su tipo de aislamiento, quedan definidas por las ecuaciones 2.10 y 2.11 en donde se evidencian las diferencias entre los de tipo externo e interno respectivamente.

$$K_a = e^{m \cdot H / 8150} \quad (2.7)$$

$$K_{s_{ext}} = 1.05 \quad (2.8)$$

$$K_{s_{int}} = 1.15 \quad (2.9)$$

$$U_{rw} = K_a \cdot K_{s_{ext}} \cdot U_{cw} \quad (2.10)$$

$$U_{rw} = K_{s_{int}} \cdot U_{cw} \quad (2.11)$$

Las constantes K_a , $K_{s_{ext}}$ y $K_{s_{int}}$ representan la corrección por altura y los factores de seguridad para aislamientos del tipo externo e interno respectivamente. Mientras, las expresiones correspondientes a 2.10 y 2.11 representan la tensión de soportabilidad requerida, utilizando los valores mencionados anteriormente, según sea el tipo de aislamiento implementado al interior de la subestación.

2.4.4. Tensión de soportabilidad normalizada

Finalmente, para terminar el proceso de coordinación de aislamiento es necesario seleccionar los niveles de sobretensión más elevados. De esta manera, se determinará el BIL de la subestación y se escogerá el nivel de aislamiento que deben tener todos los equipos, el cual debe soportar una o varias de las sobretensiones existentes en el sistema. Para realizar esto es necesario diferenciar entre ambos rangos de voltaje, ya que será necesario aplicar conversiones de sobretensiones según sea su nivel máximo soportado.

Para rango I, se convertirán las sobretensiones de soportabilidad requerida de frente lento en tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) y en impulsos de soportabilidad tipo rayo (LIW). Esta conversión de sobretensiones, se realiza diferenciando los tipos de aislamiento externo en ambientes secos o húmedos y el aislante interno según sea su tipo, es decir, sólido, líquido o gaseoso. La tabla 2.2 contiene la información resumida de las ecuaciones necesarias para implementar la conversión de sobretensiones maniobra en las mencionadas anteriormente.

Tipo de aislamiento	SDW [kV]	LIW [kV]
Externo		
Aislador limpio, ambiente seco		
- Fase a tierra	$(0,6 + U_{rw}/8.500) \cdot U_{rw}$	$(1,05 + U_{rw}/6.000) \cdot U_{rw}$
- Entre fases	$(0,6 + U_{rw}/12.700) \cdot U_{rw}$	$(1,05 + U_{rw}/9.000) \cdot U_{rw}$
Aislador limpio, ambiente húmedo	$0,6 \cdot U_{rw}$	$1,3 \cdot U_{rw}$
Interno		
- Gis	$0,7 \cdot U_{rw}$	$1,25 \cdot U_{rw}$
- Líquido	$0,5 \cdot U_{rw}$	$1,10 \cdot U_{rw}$
- Sólido	$0,5 \cdot U_{rw}$	$1,00 \cdot U_{rw}$

Tabla 2.2: Tabla de conversión de tensiones maniobras en SDW y LIW para rango I, [3]

Igualmente, para rango II es necesario realizar el mismo procedimiento. Sin embargo, para este caso las tensiones a ser convertidas corresponden a los voltajes de corta duración a frecuencia industrial, los cuales se llevarán a sobretensiones de soportabilidad tipo maniobra (SIW), tal y como se muestra a continuación en la tabla 2.3.

Tipo de aislamiento	SIW [kV]
Externo	
- Aislador limpio, ambiente seco	$1,4 \cdot U_{rw}$
- Aislador limpio, ambiente húmedo	$1,7 \cdot U_{rw}$
Interno	
- Gis	$1,6 \cdot U_{rw}$
- Líquido	$2,3 \cdot U_{rw}$
- Sólido	$2,0 \cdot U_{rw}$

Tabla 2.3: Tabla de conversión de sobretensiones de corta duración (SDW) en impulsos de soportabilidad tipo maniobra (SIW) para rango II, [3]

Capítulo 3

Estado del arte

Los estudios de coordinación de aislamiento han sido desarrollados desde los años 70' por autores e instituciones reconocidas como Anderson, Eriksson, CIGRE, IEEE, IEC, entre otros [2,3,5,6,8,9]. A medida que el avance tecnológico lo ha permitido los métodos propuestos basados en información empírica, han sido capaces de ser calculados con un mayor nivel de precisión, dando paso a resultados con mayor representatividad de las zonas de interés. En base a esto, se identifican dos metodologías típicas para aumentar la protección contra sobretensiones las cuales son aplicables tanto a subestaciones como a líneas de transmisión [13].

- Inclusión de descargadores de sobretensión de óxido de zinc (ZnO)
- Inclusión de cables de guarda sobre las líneas de transmisión

3.1. Descargador de sobretensión de óxido de zinc

Este tipo de equipos presenta un fuerte comportamiento no lineal en su curva característica de operación voltaje de soportabilidad en función de la corriente de descarga. Este tipo de comportamiento vuelve a los descargadores de sobretensión de óxido metálico (MOA) un excelente equipo, ya que para operación normal, la corriente que circula entre sus terminales es casi despreciable, mientras que para niveles elevados de intensidad se fija un nivel de tensión, el cual debe ser soportado por los equipos existentes al

interior de la instalación entre fase y tierra [9].

Es posible caracterizar el comportamiento de los MOA a través de la ecuación 3.1, la cual evidencia el comportamiento no lineal existente. El factor β dependerá del material, los procesos de fabricación y la geometría del elemento, mientras que el factor α representa la no linealidad entre voltaje y corriente.

$$I = \beta \cdot U^\alpha \quad (3.1)$$

la figura 3.1, presenta las tres regiones de operación de estas unidades, las cuales se definen a continuación

- Región 1: Predescarga o zona lineal

Bajo esta zona de operación el descargador de sobretensión se encuentra en condiciones normales, es decir, no influye en las características del sistema eléctrico. Los niveles de corriente que circulan a través de sus terminales es del orden de $10^{-5}[A/mm^2]$, lo que corresponde a un flujo de carga del tipo fuga.

- Región 2: Descarga o zona no lineal

El equipo se diseña para operar en esta región, la cual se caracteriza por mantener niveles de tensión residual cuasi-constantas para incrementos significativos en el nivel de corriente. Esta zona se representa por la ecuación 3.2, en donde el coeficiente de no linealidad (α) se encuentra acotado entre valores de 30 a 50.

$$\frac{I_1}{I_2} = \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

- Región 3: Alta descarga o alta corriente

Aumento muy acelerado de la corriente (lineal), el equipo no debe operar en esta zona, ya que pierde su característica principal de fijar tensión residual para proteger elementos vitales al interior de la subestación.

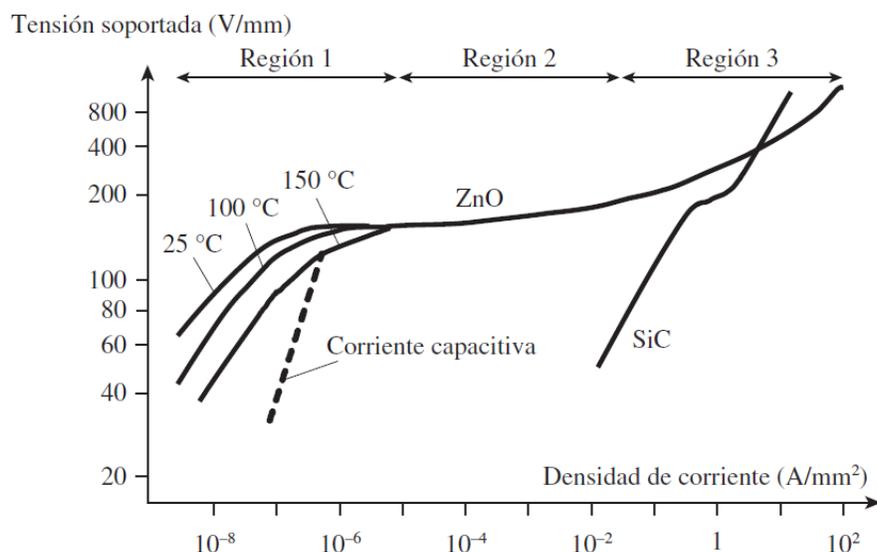


Figura 3.1: Zonas de operación del descargador de sobretensión de óxido metálico [9]

3.2. Apantallamiento con cable de guarda

Otro método utilizado en la coordinación de aislamiento para prevenir las sobretensiones por origen atmosférico, es la inclusión de cables de guarda sobre las líneas de transmisión. Este tipo de conductores busca atenuar la probabilidad de que un rayo impacte sobre las fases de la línea, los cuales direccionarán el frente de onda hacia tierra a través de las torres, las impedancias asociadas a la conductividad del terreno y las estructuras, entre otras.

Los apantallamientos otorgados por los conductores de guarda dependerán de múltiples factores, dentro de los cuales se destacan, el voltaje de la línea, el nivel de corriente de impacto mínimo y máximo, la altura de los conductores y el ángulo de protección entre el cable de guarda y la fase más alejada del sistema, entre otros. La guía para mejorar el desempeño de líneas de transmisión contra rayos de la IEEE entrega la información necesaria para comprender el procedimiento involucrado [7], además de la figura 3.2 la cual muestra las configuraciones de ángulos de protecciones positivos y negativos que se encuentran en los sistemas eléctricos, mientras que la figura 3.3 demuestra los

gradientes de campo eléctrico alrededor de los conductores, los cuales en el caso de la guarda y la tierra actúan como apantallamiento para la línea, mientras que para el caso de la fase es un atractor de descargas eléctricas. Las ecuaciones 3.3 y 3.4 corresponden a los radios de los campos eléctricos generados, las constantes que definen las expresiones son determinadas según el método electro-geométrico. El estudio realizado se enfocó en el método de Brown-Whitehead [8].

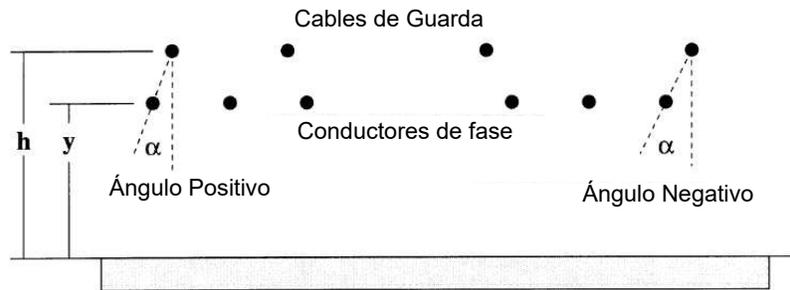


Figura 3.2: Ángulo de apantallamiento otorgado por los conductores de guarda [9]

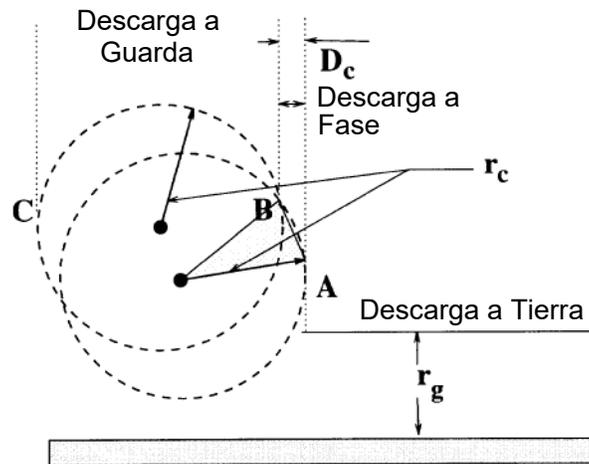


Figura 3.3: Gradientes de campo eléctrico generados por la tierra, el cable de guarda y la fase más alejada a proteger [9]

$$r_c = 7,1 \cdot I^{0,75} \quad (3.3)$$

$$r_g = 6,4 \cdot I^{0,75} \quad (3.4)$$

Capítulo 4

Validación del proceso normativo implementado en Matlab[®]

Para realizar el estudio de coordinación de aislamiento de manera automatizada, se procedió a programar la guía de aplicación de la IEC [3] en Matlab[®]. Dentro del proceso especificado, existen múltiples puntos en donde la persona que se encuentra realizando la coordinación debe elegir información en base a curvas características obtenidas de manera empírica.

Con el objetivo de atenuar la variabilidad existente dentro de este proceso, se procede a digitalizar las curvas de interés. Las figuras 4.1 y 4.2 muestran los esquemas del anexo B de la normativa vigente, para dos condiciones diferentes de la red según sus impedancias a secuencia. Mientras, la figura 4.3 muestra la digitalización de la curva que permite seleccionar el valor de la tensión de soportabilidad con 2 % de probabilidad de ser excedida para tensión entre fases, junto a sus líneas de tendencia y ecuaciones correspondientes, las cuales permitirán obtener un mayor margen de precisión en los cálculos realizados.

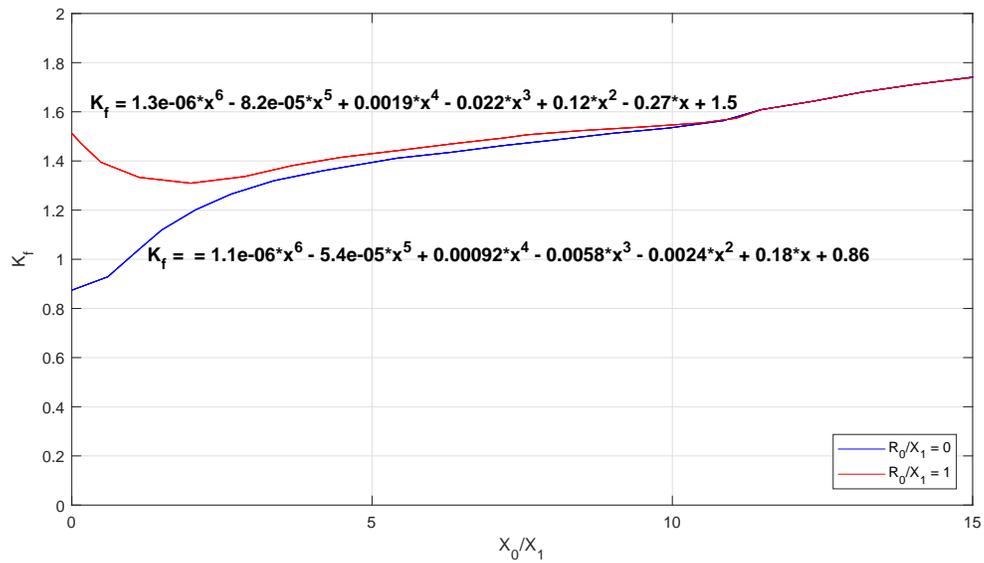


Figura 4.1: Esquema digitalizado de la curva B1 entregada por la normativa IEC 60071-2

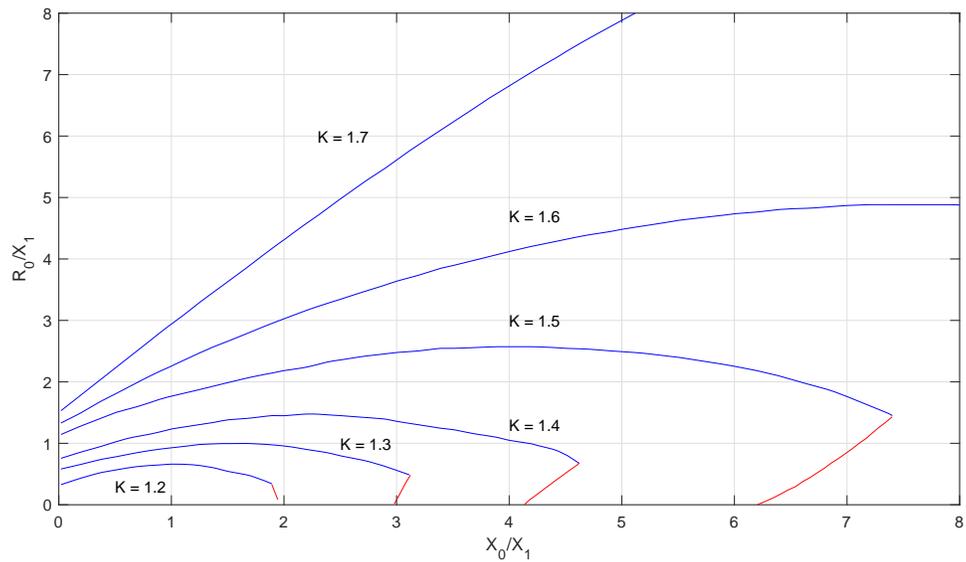


Figura 4.2: Esquema digitalizado de la curva B2 entregada por la normativa IEC 60071-2

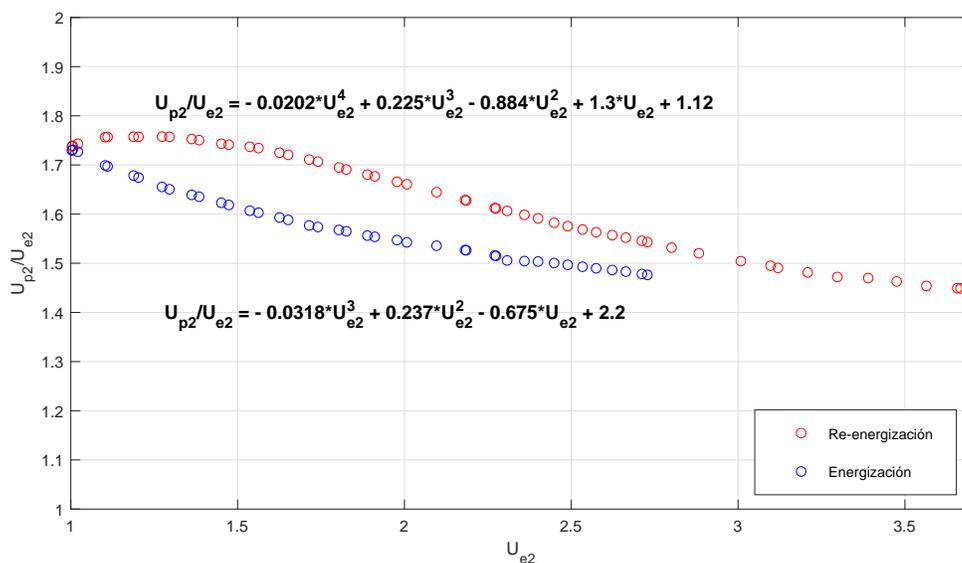


Figura 4.3: Esquema digitalizado de la razón de tensiones de soportabilidad con 2% de ser sobrepasada, entregada por la normativa IEC 60071-2

Para validar la metodología programada, se realizará una comparación con un estudio de coordinación de aislamiento desarrollado por una empresa externa y aceptado por el Coordinador Eléctrico Nacional. La subestación que se analizará corresponde a Katapur 220 [kV].

4.1. Comparación

A continuación, se presenta en las tablas 4.1 y 4.2 un resumen del estudio de coordinación de aislamiento para el proceso programado bajo normativa vigente y el análisis realizado por la empresa externa, respectivamente.

En los resultados presentados, se aprecia que en la columna correspondiente a aislamiento externo a la entrada de la subestación, los valores obtenidos son esencialmente los mismos, con algunas pequeñas diferencias asociadas al nivel de precisión utilizado por el proceso llevado a cabo tras la simulación del software. De igual manera, para las columnas siguientes se aprecia que los resultados son coherentes con los entregados por la empresa externa. Sin embargo, los niveles de tensión obtenidos para aislamiento

externo al interior de la subestación y aislamiento interno para impulsos maniobra entre fases, presentan diferencias significativas. Esto se debe a un error cometido, por el tercero, en la selección del valor del voltaje U_{p2} , lo cual afectará las sobretensiones entre líneas para los impulsos maniobra y de igual manera a las sobretensiones convertidas del proceso. A pesar de estas diferencias, es posible validar el esquema computacional desarrollado, además de verificar la necesidad de digitalizar las curvas indicadas en el proceso normativo, tal y como se ha realizado anteriormente con las figuras señaladas anteriormente en este capítulo.

Norma Programada Tipo	Fases	Aislamiento externo					
		Entrada SSEE		Interior SSEE		Aislamiento interno	
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)
Corta duración, frecuencia industrial	Fase - Tierra	210,603	302,990	210,603	205,712	227,736	243,563
	Entre Líneas	364,775	569,464	364,775	334,185	394,450	393,347
Impulso maniobra	Fase - Tierra	462,957		322,464		347,947	
	Entre Líneas	853,506		521,310		561,924	
Impulso rayo	Fase - Tierra	621,139	521,827	621,139	355,918	669,530	434,934
	Entre Líneas	621,139	977,123	621,139	577,572	669,530	702,405

Tabla 4.1: Tabla resumen obtenida al realizar el proceso de coordinación de aislamiento a través de la programación de la IEC60071-2 en Matlab®

Estudio Externo Tipo	Fases	Aislamiento externo					
		Entrada SSEE		Interior SSEE		Aislamiento interno	
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)
Corta duración frecuencia industrial	Fase - Tierra	211,3	301,2	211,3	205,7	227,7	243,6
	Entre Líneas	365,9	569,5	365,9	288,4	394,5	342,3
Impulso maniobra	Fase - Tierra	460,5		322,5		347,9	
	Entre Líneas	853,5		453,7		489	
Impulso rayo	Fase - Tierra	621,1	518,8	621,1	355,9	669,5	434,9
	Entre Líneas	621,1	977,7	621,1	499,2	669,5	611,2

Tabla 4.2: Tabla resumen obtenida por empresa externa para la coordinación de aislamiento de la subestación Katapur 220[kV]

Capítulo 5

Mejoras propuestas

Una vez que el modelo normativo se encuentra correctamente programado y validado, es posible buscar puntos de mejora dentro de la metodología existente. Lo primero que se realizará tiene directa relación con el cumplimiento del primer objetivo específico, el cual busca comprobar que los criterios de diseño recomendados por la IEC son aplicables a la realidad chilena. Luego, se procederá a elegir de manera eficiente el descargador de sobretensión necesario para proteger el sistema eléctrico de interés. Finalmente, se buscará una metodología que permita calcular la tasa de salida de las líneas de transmisión considerando su tipo de configuración de conductores y otros aspectos relevantes que permitan mejorar, acotar o bien definir la coordinación de aislamiento de forma específica para el territorio comprendido desde Arica hasta Puerto Montt y la isla de Chiloe, es decir, la regiones que conforman el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Las mejoras propuestas que serán explicadas con mayor detalle en las secciones siguientes, comprenden los siguientes tópicos.

- Disminuir la constante de falla a tierra K_f
- Acotar la constante de sobretensión temporal por rechazo de carga K_r
- Elegir eficientemente el descargador de sobretensión necesario para proteger la subestación de interés

- Determinar la tasa de salida de la línea de transmisión R_{km} , considerando información atmosférica de la zona de influencia en donde se encontrará la instalación, es decir, nivel cerámico

5.1. Constante de falla a tierra

La constante de falla a tierra K_f , se encuentra fuertemente relacionada con la topología de la red, es decir, nivel de enmallamiento existente en la zona, tipo de conductores, cargas, entre otros. Estos elementos pueden describirse de manera completa conociendo los resultados del estudio de cortocircuito, el cual en orden de elaboración precede teóricamente al análisis de coordinación de aislamiento. A través del uso de las componentes simétricas y los niveles de cortocircuito de distintos ensayos, es posible determinar los niveles de sobretensión existentes para las fallas de tipo monofásica y bifásica a tierra, las cuales dentro de las contingencias posibles son las únicas capaces de tener transitorios de voltaje sobre la fase sana, mientras que los otros conductores se encuentran completando la conexión del circuito eléctrico a través de tierra [15, 16].

En primera instancia, es necesario conocer las impedancias de las mallas a secuencia positiva, negativa y cero, para realizar esto es necesario conocer el nivel de corriente de los cortocircuitos trifásicos, bifásico y monofásico a tierra, además de sus razones de reactancia sobre resistencia X/R correspondientes.

A continuación se presenta el procedimiento llevado a cabo para determinar las impedancias a secuencia enunciadas anteriormente, el cual se sustenta en la norma IEC 60909-0 [4]. las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3 representan el cálculo del fasor de corriente para las fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra, mientras que las ecuaciones 5.4, 5.5 y 5.6 describen el procedimiento para calcular las impedancias a secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.

$$I_{3\phi} = |i_{3\phi}| \angle -tg^{-1}(X/R)_{3\phi} \quad (5.1)$$

$$I_{2\phi} = |i_{2\phi}| \angle -tg^{-1}(X/R)_{2\phi} \quad (5.2)$$

$$I_{1\phi} = |i_{1\phi}| \angle -tg^{-1}(X/R)_{1\phi} \quad (5.3)$$

$$Z_1 = 1, 10 \cdot \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot I_{3\phi}} \quad (5.4)$$

$$Z_2 = 1, 10 \cdot \frac{V_n}{I_{2\phi}} - Z_1 \quad (5.5)$$

$$Z_0 = 1, 10 \cdot \frac{V_n \cdot \sqrt{3}}{I_{1\phi}} - Z_1 - Z_2 \quad (5.6)$$

Una vez que se han identificado por completo las componentes simétricas del sistema bajo estudio, se procede a calcular las sobretensiones producto de las fallas monofásica y bifásica a tierra. Estos tipos de contingencias causarán transitorios de voltaje sobre las fases b y c para el primer evento descrito y en la fase a para el segundo. Las expresiones 5.7, 5.8 y 5.9 representan los valores efectivos de tensión para cada cortocircuito, los cuales se realizan por conveniencia en aquella fase que no presenta desfases adicionales en el desarrollo, es decir, el cortocircuito monofásico a tierra se realiza sobre la fase a , mientras que el bifásico a tierra se lleva a cabo sobre b y c .

$$V_{b_{1\phi}} = -j \cdot \sqrt{3} \cdot (Z_2 - a \cdot Z_0) \cdot \frac{|I_{1\phi}|}{3} \quad (5.7)$$

$$V_{c_{1\phi}} = j \cdot \sqrt{3} \cdot (Z_2 - a^2 \cdot Z_0) \cdot \frac{|I_{1\phi}|}{3} \quad (5.8)$$

$$V_{a_{2\phi}} = -j \cdot \sqrt{3} \cdot Z_2 Z_0 \cdot \frac{|I_{b_{2\phi}}|}{a \cdot Z_2 - Z_0} \quad (5.9)$$

De las expresiones anteriores, es importante destacar que la tensión nominal utilizada corresponde al voltaje entre fases, además el valor de a representa la constante fasorial $1 \angle 120$. Finalmente el cálculo de $I_{b_{2\phi}}$, se lleva a cabo determinando las componentes simétricas de corriente para la falla bifásica a tierra, para luego determinar

la magnitud de la contingencia. Una vez determinados los valores de sobretensión por contingencias a tierra, se almacena aquel valor de mayor nivel de voltaje.

Realizando este procedimiento es posible prescindir de las constantes y curvas incluidas en el anexo B de la guía de aplicación de la IEC60071-2 [3].

5.2. Constante de rechazo de carga

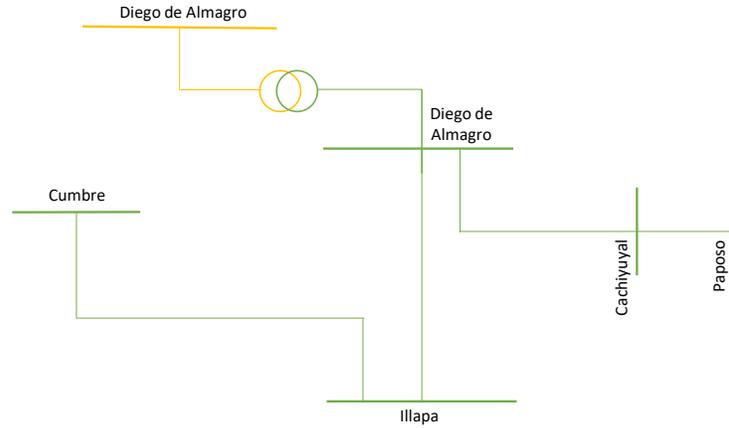
La constante asociada al rechazo de carga K_r , al igual que el análisis de fallas a tierra, se encuentra directamente relacionada con la topología de la red, además del tipo de carga desconectada y la cantidad de potencia activa o reactiva desabastecida. Bajo estas consideraciones, se vuelve evidente la imposibilidad de cuantificar todo el sistema eléctrico chileno a través de un valor único de sobretensión debido a desconexiones repentinas. Con el objetivo de representar de mejor forma las características de la red, se realizan divisiones del sistema eléctrico según su nivel de enmallamiento, carga y posición geográfica. De esta manera, se definen las siguientes zonas de interés.

- Norte Grande - Arica, Iquique
- Norte Grande - Iquique, Antofagasta
- Norte Chico
- Interconexión
- Centro
- Sur

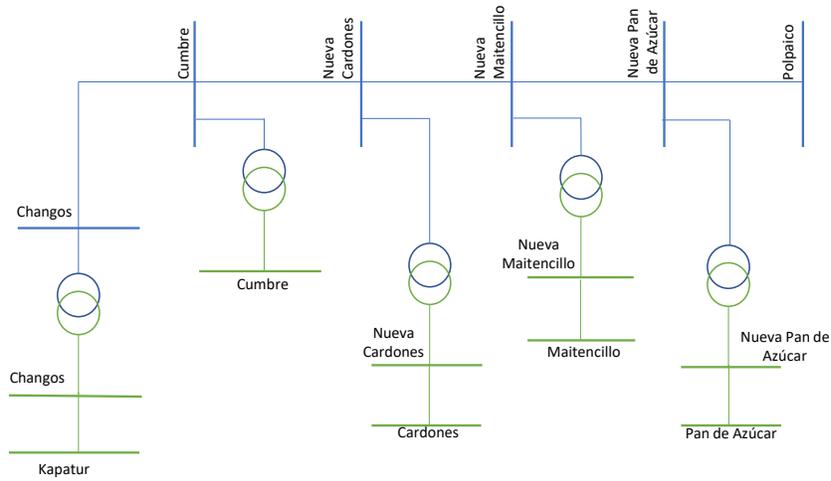
El análisis de desconexiones de carga, se realiza a través de simulaciones del tipo *rms*, las cuales se llevan a cabo en el software PowerFactory DIgSILENT sobre la base de datos del SEN actualizada a febrero de 2019.

El procedimiento efectuado consiste en ubicar focos de consumo relevantes para el sector y realizar desconexiones trifásicas perfectas, es decir, las tres fases del sistema dejan de ser suministradas en el mismo instante de tiempo. Lo anterior se realiza observando sistemáticamente barras relevantes para el sistema eléctrico en los niveles de $110[kV]$, $220[kV]$ y $500[kV]$. Una vez que se ha conseguido un rechazo de carga con niveles de potencia activa o reactiva significativa, se procede a analizar gráficamente los máximos de sobretensión, en donde aquella barra que posea el mayor nivel de transitorio de voltaje fijará la constante para el resto de la zona bajo análisis, de esta manera es posible obtener resultados ajustados a la realidad actual, pero manteniendo un margen de seguridad conservador.

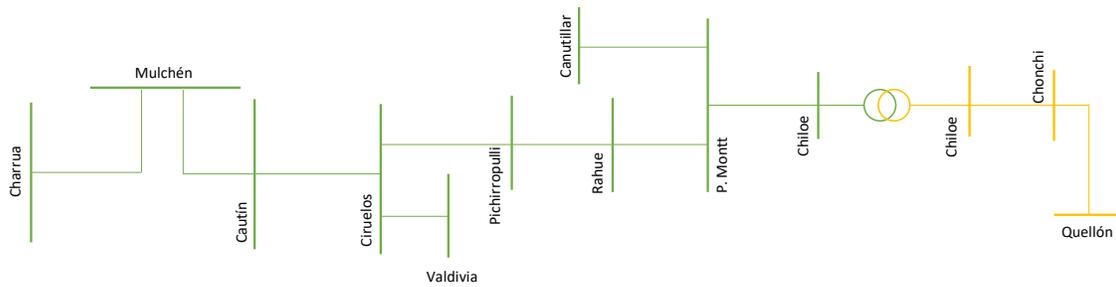
Las figuras 5.1(a), 5.1(b) y 5.1(c) presentan los diagramas unilineales simplificados de la zonas analizadas con mayores niveles de sobretensión, en donde se destaca el norte chico, la zona de interconexión y el sur de Chile. Adicionalmente los gráficos representados por 5.1(d), 5.1(e) y 5.1(f) evidencian los valores de sobretensión en el sistema por unidad para los sectores mencionados anteriormente. Los esquemas no presentados en esta sección se encuentran en el apartado A.1 y representan los sectores estudiados para los niveles de carga desconectada simulada.



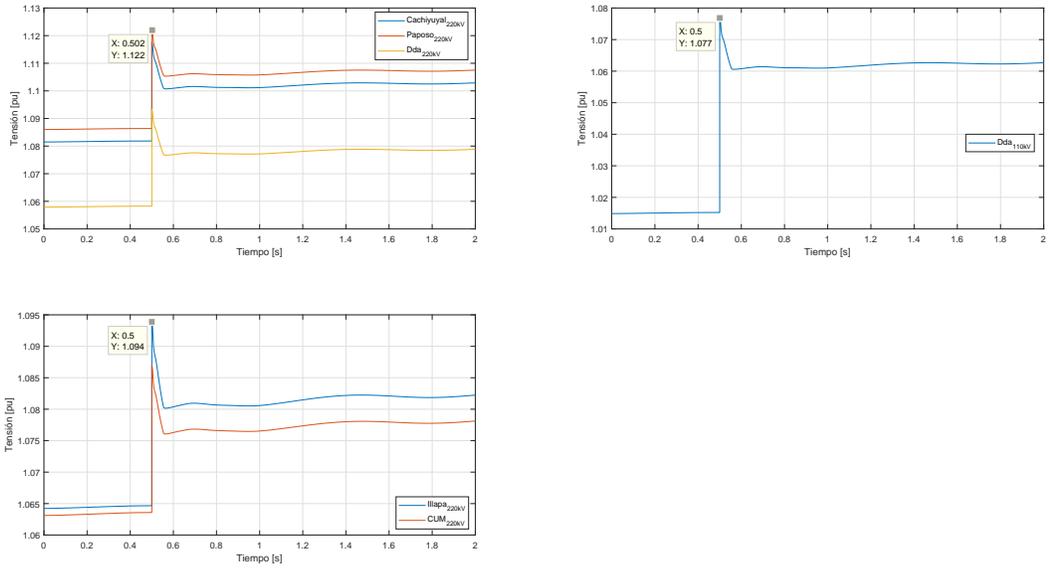
(a) Diagrama unilineal de las barras observadas en el norte chico



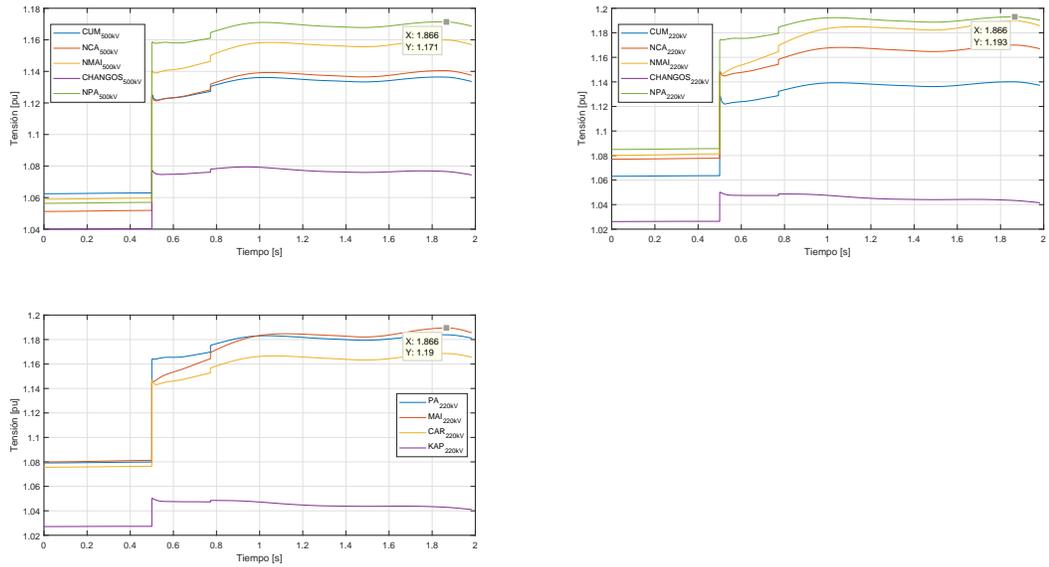
(b) Diagrama unilineal de las barras observadas en la zona de interconexión



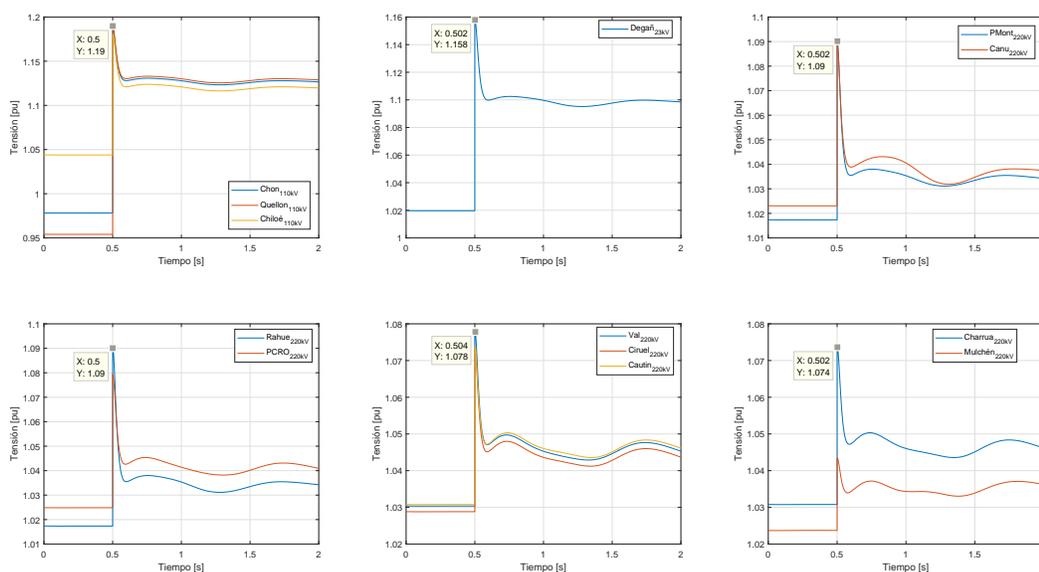
(c) Diagrama unilineal de las barras observadas en el sur de Chile



(d) Desconexión de 114MW de carga, repartidos a lo largo del sistema correspondiente al norte chico



(e) Rechazo de carga sobre los cuatro reactores ubicados en la subestación Nueva Pan de Azúcar, considerando interconexión completa, 500MVar



(f) Desconexión de 141MW de carga en el sur de Chile, distribuidos entre el territorio continental y el correspondiente a la isla de Chiloe

A continuación, se adjunta la tabla 5.1 la cual contiene a modo de resumen los valores de las constantes de rechazo de carga obtenida para cada región del sistema eléctrico en los niveles de 110[kV], 220[kV] y 500[kV].

Zona	K_r
Norte Grande	1, 11
Norte Chico	1, 13
Interconexión	1, 20
Centro	1, 08
Sur	1, 10
Sur, Chiloe	1, 20

Tabla 5.1: Constantes de rechazo de carga por zonas de interés obtenidos a través de simulaciones

Es importante destacar que dentro de las simulaciones realizadas, no se consideró la acción del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual para estados operativos de alerta o emergencia, plantea modificaciones del despacho para atenuar la operación de sobrecarga de generadores.

5.3. Elección eficiente del descargador de sobretensión

Una vez se han calculado correctamente los valores de sobretensión correspondientes a fallas a tierra y rechazos de carga, se procede a contrastar la magnitud de ambos valores. A través de esta comparación, se definirá la sobretensión representativa temporal fase a tierra, la cual luego se utilizará para realizar la elección eficiente del descargador de sobretensión por medio del TOV (*temporary overvoltage capability*) [8].

El TOV se define como “la capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales, es el valor eficaz de la máxima sobretensión temporal a frecuencia industrial que es capaz de soportar entre sus terminales durante un tiempo determinado” [9]. En general las tablas de datos de estos equipos suelen traer como referencia valores para 1 y 10 segundos.

Para escoger el descargador de sobretensión, se utiliza la expresión 5.10, la cual permite estimar el valor del $TOV_{10[s]}$ [9], mientras se cumpla la relación existente entre esta característica y la tensión nominal del pararrayo (U_r) representada por la ecuación 5.11. Es de vital importancia destacar, que por medio de este método se dimensiona el equipo de protección de manera tal que sea capaz de soportar energéticamente las sobretensiones existentes en la red, en donde los transitorios temporales de voltaje a frecuencias industriales tienden a tener niveles de impacto inferiores que los impulsos por rayo o maniobra, no obstante, energéticamente producen más dificultades a la red, ya que pueden permanecer en el sistema por periodos de tiempo prolongados.

$$V_{eq} \approx V_t \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^m \quad (5.10)$$

$$U_r \leq TOV_{10[s]} \quad (5.11)$$

Los términos referentes a la ecuación 5.10 se explican a continuación:

- V_{eq} : Representa un valor de tensión aproximado al TOV de 10 segundos. Para elegir el descargador adecuado se debe escoger la unidad que posea un $TOV_{10[s]}$ inmediatamente superior al valor estimado por medio de la ecuación.
- V_t : Corresponde a la magnitud de la máxima sobretensión temporal a frecuencia industrial, determinada del proceso anterior
- T_t : Duración del transitorio de voltaje temporal estudiado, a lo largo de este trabajo se utilizaron valores de 1 segundo para contingencias por fallas a tierra y 3 segundos para rechazos de carga. Estos valores fueron obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en DIGSILENT a través del estudio de rechazo de carga y un análisis de cortocircuito. Estos valores, se encuentran ligados a la severidad de la contingencia, por lo tanto, los representados a lo largo del estudio equivalen a los resultados representativos de las simulaciones realizadas.
- m : Característica de tensión en función del descargador de sobretensión, suele variar entre 0,018 y 0,022, por simplicidad se utiliza el valor medio de este rango el cual corresponde a 0,020, según lo indicado en [9].

5.4. Cálculo de la tasa de salida de líneas de transmisión

Finalmente, en el marco de mejoras propuestas al diseño actual del estudio de coordinación de aislamiento, se realizará el cálculo de la tasa de salida de una línea de transmisión, considerando la ubicación geográfica de las subestaciones que la componen. De esta manera y según como se enuncia en la guía de mejoras de desempeño para descargas de rayos [7] se calculará el SFFOR (*shielding failure flashover rate*), además del BFR (*backflashover rate*), los cuales se explicarán a continuación en las secciones correspondientes.

5.4.1. Tasa de fallos por apantallamiento (SFFOR)

Con el objetivo de determinar de manera coherente el SFFOR, es necesario aplicar pequeñas modificaciones en la configuración geométrica de los conductores de fase y el cable de guarda [24]. El diseño convencional del apantallamiento completo, busca proteger las fases más expuestas de la línea de interés, la cual corresponde al conductor más elevado y alejado del cable de guarda (OHGW) [25], esto se realiza utilizando un ángulo fijo de 30 grados el cual actúa como se ha mencionado anteriormente en el capítulo 3, en las figuras 3.2 y 3.3.

El proceso implementado para mejorar las condiciones geométricas se sustenta a través del método de Anderson simplificado, combinando las ecuaciones de radios de apantallamiento de Brown & Whitehead [8], el cual buscará calcular un nuevo ángulo de apantallamiento perfecto para descargas atmosféricas completamente verticales, hasta llegar a un SFFOR para cargas críticas de $0,05[\text{salidas}/100\text{km}/\text{año}]$ [7]. Para llevar a cabo este desarrollo, es necesario conocer altura de los conductores y de la guarda, niveles mínimos y máximos de corriente que producen flashover sobre la línea, tasa de rayos que llegan a tierra (GFD), entre otros.

Actualmente, no hay información estadística que permita conocer de manera representativa la tasa de rayos a tierra, no obstante, según IEEE es posible estimarla utilizando la ecuación 5.12 [7], la cual requiere el conocimiento de los niveles cerámicos, los que son obtenidos a partir de las figuras B.1 y B.2 [20], donde se evidencian las curvas isocerámicas regionales de Chile de norte a sur respectivamente.

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} [\text{rayo}/\text{km}^2/\text{año}] \quad (5.12)$$

Luego, se procede a implementar el modelo iterativo esquematizado por el diagrama de la figura 5.1, el cual detalla el procedimiento para obtener la tasa de fallo de apantallamiento deseada [8]. Adicionalmente, la figura 5.2 [8, 17] y las ecuaciones 5.13 a 5.18, representan las expresiones del modelo electro-geométrico utilizado. Finalmente, la ta-

bla 5.2 señala los valores referentes a la función de probabilidad acumulada entregada por el CIGRE [8].

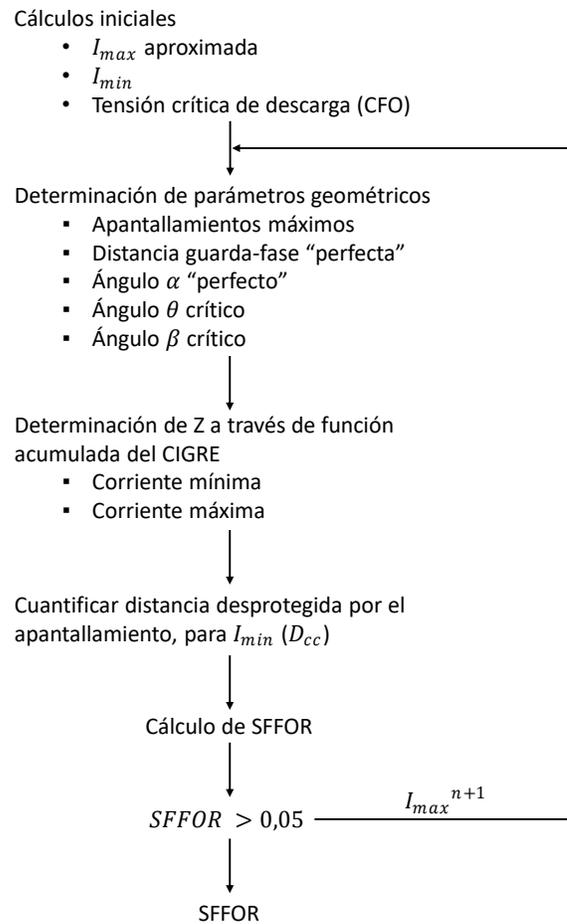


Figura 5.1: Esquema del procedimiento utilizado para adecuar el SFFOR al de carga crítica

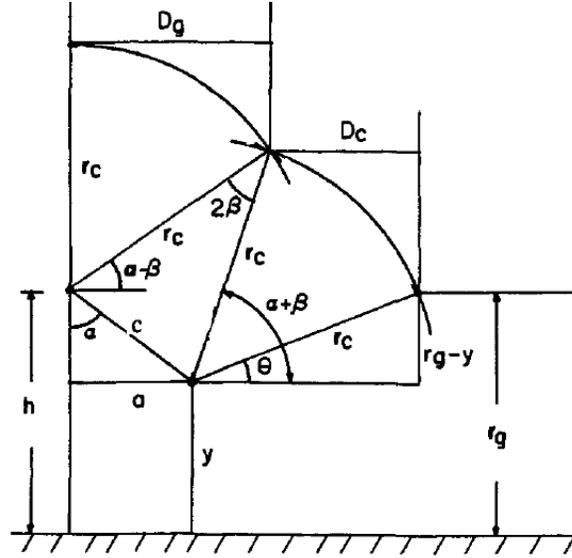


Figura 5.2: Modelo electro-geométrico utilizado para el cálculo del ángulo perfecto [8]

$$a_{perf} = \sqrt{r_c^2 - (r_g - h_g)^2} - \sqrt{r_c^2 - (r_g - h_f)^2} \quad (5.13)$$

$$\alpha_{perf} = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{a_{perf}}{h_g - h_f} \right) \quad (5.14)$$

$$\theta = \operatorname{sin}^{-1} \left(\frac{r_g - h_f}{r_c} \right) \quad (5.15)$$

$$2\beta = \operatorname{sin}^{-1} \left((h_g - h_f) \frac{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2(\alpha_{perf})^2}}{2r_c} \right) \quad (5.16)$$

$$D_c = r_c \cdot (\cos(\theta) - \cos(\alpha_{perf} + \beta)) = D_{cc} \quad (5.17)$$

$$SFFOR = 2 \cdot N_g \cdot L_{linea} \cdot \frac{D_{cc}}{2} \cdot \frac{1}{1000} \cdot (Q_{min} - Q_{max}) \quad (5.18)$$

Rango de corriente [kA]	Ecuación aproximada
3 a 20	$Q = 1 - 0,31 \cdot e^{-z^2/1,6}$
20 a 60	$Q = 0,50 - 0,35 \cdot Z$
60 a 200	$Q = 0,278 \cdot e^{-z^2/1,7}$

Tabla 5.2: Función acumulada aproximada entregada por el CIGRE [8]

5.4.2. Tasa de salida por descarga inversa (BFR)

Al igual que el caso descrito en la sección anterior, para calcular la tasa de salida provocada por descargas inversas o *backflashover* [8, 12, 21], es necesario aplicar un proceso iterativo como el que se muestra a continuación en la figura 5.3, la ecuación 5.20 describe la expresión necesaria para determinar la razón de salida en descargas inversas cada 100 kilómetros por año. Es importante destacar que el factor de acoplamiento entre los conductores representado por la variable C , debe ser determinada según sea la configuración de las fases existentes y los cables de guarda [8].

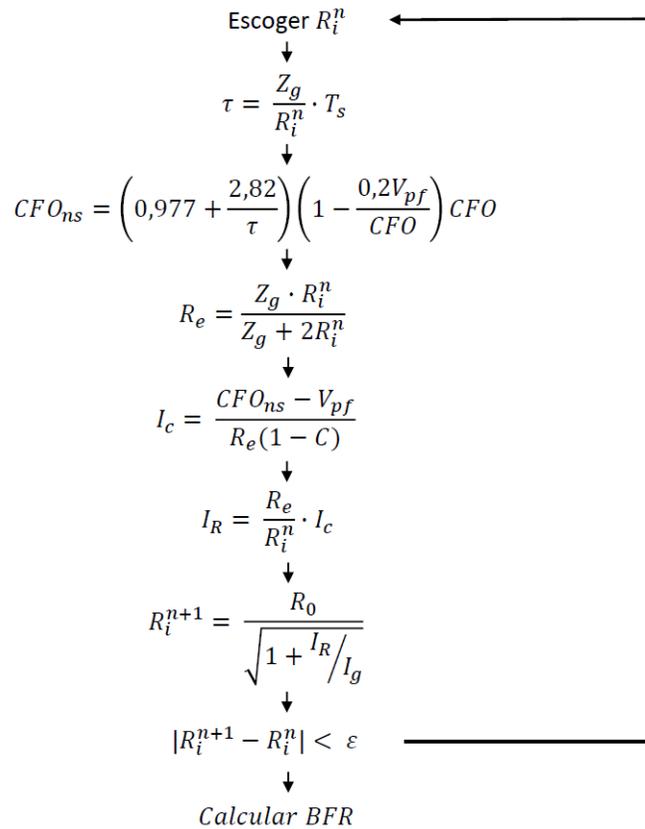


Figura 5.3: Esquema del procedimiento utilizado para calcular el BFR, considerando el nivel cerámico de la zona en donde se instalará la subestación

$$N_L = N_g \left(\frac{28 \cdot h^{0,6} + S_g}{10} \right) \quad (5.19)$$

$$BFR = 0,6 \cdot N_L \cdot \int_{I_{crit}}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_{ln} \cdot I} \cdot e^{\frac{-ln(I/I)^2}{2 \cdot \sigma_{ln}^2}} dI \quad (5.20)$$

5.4.3. Tasa de salida de la línea (R_{km})

La tasa de salida de la línea de transmisión será calculada como la sumatoria de la falla por apantallamiento (SFFOR) y la tasa de descargas inversas (BFR) [14]. Se destaca que para este modelo no fue incluida la probabilidad de descargas subsecuentes que pudieran provocar descarga directa [7].

La figura 5.4, evidencia el procedimiento iterativo utilizado para calcular el ángulo de apantallamiento perfecto (α) para las líneas a proteger, la semicircunferencia detallada en azul representa el apantallamiento otorgado por el cable de guarda, la curva de color rojo simboliza la atractividad del conductor más expuesto, mientras que los puntos señalados en negro evidencian la protección otorgada por tierra. De igual manera se presenta la posición del cable de guarda a través de un asterisco de color azul, mientras que la posición actualizada de la fase se muestra como un asterisco de color rojo, este movimiento de la fase produce la disminución de fallas por apantallamiento.

Dentro del esquema presentado por la figura 5.4 es posible apreciar distintas semicircunferencias, representando curvas de nivel asociadas a los valores de corriente máxima que producen descargas directas, es decir, en primera instancia se estima según la configuración electro-geométrica un valor de I_{max} que produce el cascarón externo presentado por la figura, luego por medio del algoritmo señalado en 5.1, se reduce levemente el valor de esta corriente hasta obtener la configuración espacial que permite tener una tasa de salida para cargas críticas [7].

Al analizar la figura 5.4, es posible apreciar que el beneficio de mejorar el ángulo

de apantallamiento disminuye el margen de vulnerabilidad en donde es posible que se generen descargas directas, el cual está comprendido entre la máxima y mínima corriente que produce *flashover*. Esta última, se calcula a través de la expresión 5.21 y se sustenta en el cálculo de la tensión crítica que genera descarga CFO (*critical flashover*), la impedancia de impacto Z_s y el radio corona R_c , que refleja un incremento en el tamaño del conductor debido al aumento de las capacitancias [7, 11].

$$I_{min} = \frac{2 \cdot CFO}{Z_s} \quad (5.21)$$

$$CFO = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) \cdot L_{cadena\ de\ aisladores} \quad (5.22)$$

$$R_c^{n+1} = \frac{CFO}{E_0 \cdot \ln \left(\frac{2h_{prom}}{R_c^n} \right)} \quad (5.23)$$

$$h_{prom} = h - \frac{2}{3} \cdot SAG \quad (5.24)$$

$$Z_s = 60 \cdot \sqrt{\ln \left(\frac{2h}{rmg_{fase}} \right) \cdot \ln \left(\frac{2h}{R_c} \right)} \quad (5.25)$$

A continuación, la figura 5.5 entrega una esquematización final de las zonas de protección obtenidas, en donde los asteriscos representan la posición del cable de guarda y las fases en una disposición de doble circuito con conductores verticales, mientras que la semicircunferencia superior muestra en verde el apantallamiento completo entregado por el cable de guarda, mientras que en azul se evidencia la atracción de las fases superiores.

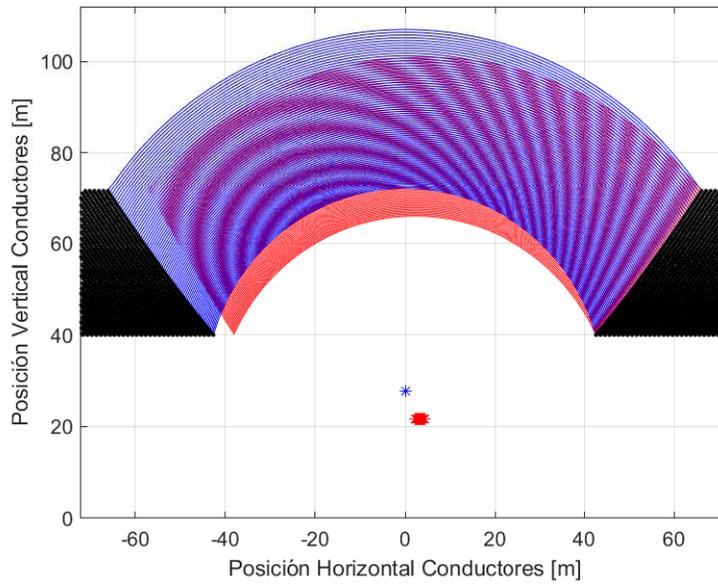


Figura 5.4: Proceso iterativo de obtención del ángulo de apantallamiento perfecto, para tasas de salida de cargas críticas según, guía de mejora de desempeño para rayos en líneas de transmisión [7], para la torre tipo 22AD.N-3

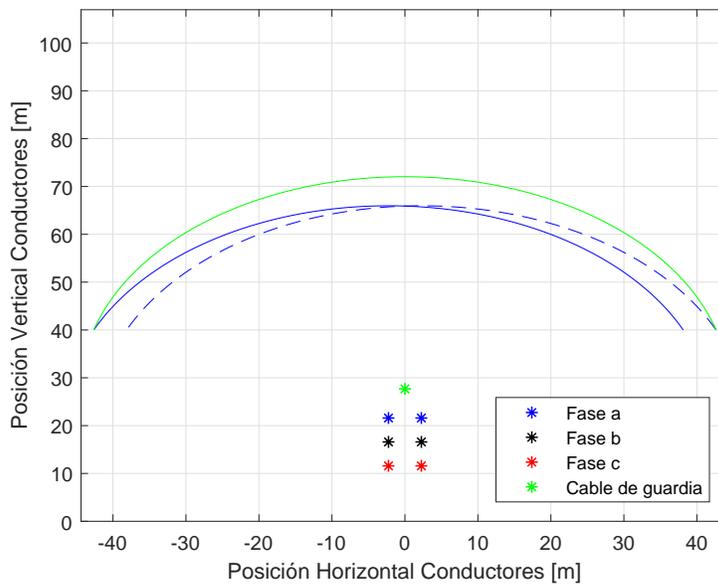


Figura 5.5: Esquema final del apantallamiento obtenido aplicando el ángulo perfecto sobre la estructura 22AD.N-3

5.4.4. Resultados aplicando mejoras propuestas

Para finalizar, se utilizará la información obtenida del proyecto Quebrada Blanca II para calcular la tasa de salida de la línea correspondiente a la subestación Puerto Patache 220[kV], los resultados mejorados se compararán con los valores obtenidos al aplicar la metodología descrita anteriormente, pero manteniendo un ángulo de apantallamiento fijo y convencional de 30 grados. La torre de alta tensión estudiada corresponde a una del tipo 22AD.N-3, doble circuito con conductores verticales, la altura del cable de guarda y las fases se muestran a continuación.

- $h_{guarda} = 27,67[m]$
- $h_{superior} = 21,59[m]$
- $h_{intermedia} = 16,59[m]$
- $h_{inferior} = 11,59[m]$

La tabla 5.3 entrega los resultados obtenidos para distintas regiones del país, el valor correspondiente al nivel cerámico fue obtenido a través de una ponderación de las curvas isocerámicas, presentada por las figuras B.1, B.2 y el área cubierta por estas [20], tal y como se muestra en la ecuación 5.26.

$$Nivel_{cerámico} = \frac{\sum_{NC_{min}}^{NC_{max}} Superficie \cdot Valor_{curva\ isocerámica}}{Superficie_{región}} \quad (5.26)$$

Región	Nivel Cerámico	$R_{km}^{sin}/mejora$	$R_{km}^{con}/mejora$	α_{perf}	Disminución % R_{km}
XV	60	0,039725	0,036300	19,80	9,43
I	55	0,035631	0,032637	20,32	9,17
II	35	0,019847	0,018486	23,28	7,36
RM	14	0,006392	0,006391	30,84	0,016
X	11	0,004908	0,004908	32,56	0

Tabla 5.3: Contraste entre metodología con mejoras adoptadas y ángulo de apantallamiento convencional, según regiones de Chile

Como es posible apreciar en la tabla anterior a medida que aumenta el nivel cerámico y en consecuencia la densidad de rayos que impactarán tierra, es necesario mejorar

el ángulo de apantallamiento de las líneas de transmisión y de esta manera disminuir las posibles desconexiones del sistema por impactos de rayos sobre los conductores de fase. Además, Realizando lo anterior se evidencia de mejor manera que el valor de salida estándar y convencional utilizado por la normativa de 1 descarga cada 100 kilómetros de línea no es del todo representativo, ya que a partir de la segunda región de Antofagasta hacia el norte, este valor se encuentra subdimensionado y de manera opuesta hacia el sur se encuentra sobredimensionado, evidenciando la necesidad de realizar cálculos nuevos y únicos dependiendo de la ubicación en donde se instalará la subestación.

Capítulo 6

Sensibilidad del sistema

Con el fin de identificar la influencia que poseen las distintas variables de interés sobre la coordinación de aislamiento, se procede a realizar un análisis de sensibilidad, el cual contempla la implementación de una nueva subestación con y sin descargadores de sobretensión, a continuación se muestran los puntos estudiados los cuales serán tratados en detalle a lo largo de este capítulo.

- Cantidad de conductores por fase
- Largo de la línea
- Largo del vano promedio
- Distancia al equipo más lejano
- Resistividad del terreno

6.1. Cantidad de conductores por fase

Para estudiar la influencia que posee la cantidad de conductores por fase, se procede a analizar la tensión de soportabilidad requerida (U_{rw}) para impulsos tipo rayo, tanto para aislamiento externo como interno, representados por la tabla 6.1. Además, de las corrientes mínimas y máximas que producen descargas las cuales se encuentran en el cuadro 6.2, ambas tablas están acompañadas de sus respectivos esquemas los cuales

permiten visualizar de mejor manera la sensibilidad del sistema y como se afectan las variables de interés.

Conductores por fase	U_{rw} [kV] rayo aislamiento externo	U_{rw} [kV] rayo aislamiento interno
1	498,9397	510,9392
2	504,7320	524,8710
4	514,1736	547,5807

Tabla 6.1: Sobretensión de soportabilidad requerida, según cantidad de conductores por fase

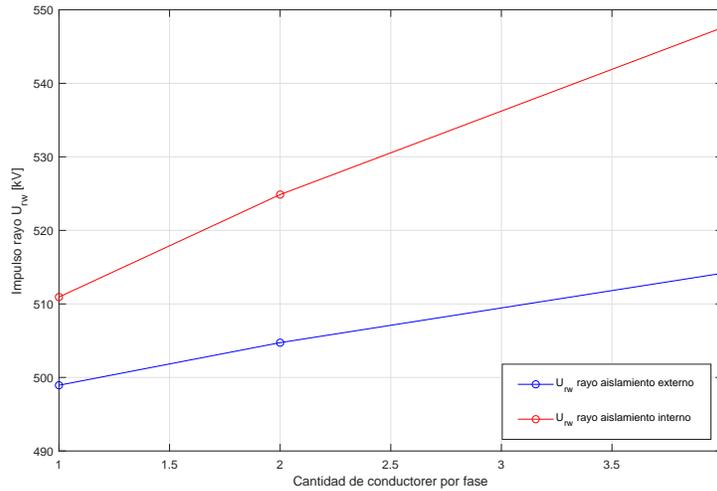


Figura 6.1: U_{rw} según la cantidad de conductores por fase

Conductores por fase	I_{min} [kA]	I_{max} [kA]
1	10,6035	19,7400
2	11,6644	20,1408
4	12,4256	20,5497

Tabla 6.2: Corrientes que producen *flashover*, según cantidad de conductores por fase

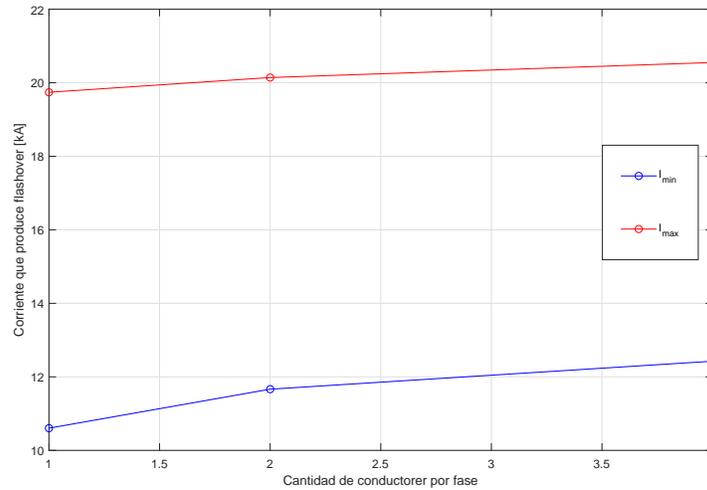


Figura 6.2: Nivel de corriente que genera descarga directa, según la cantidad de conductores por fase

Como es posible observar, el incremento de conductores por fase produce un aumento en las tensiones de soportabilidad requerida, manifestándose de mayor manera sobre los sistemas de aislamiento interno. Sin embargo, los incrementos son acotados debido al uso convencional del haz de conductores por fase. Por lo tanto, no se presentan grandes inconvenientes a la hora de elegir el nivel de aislamiento, por otra parte la corriente evidencia un incremento en su valor mínimo que produce *flashover*, dificultando levemente la generación de este evento, no obstante, la zona de vulnerabilidad permanece cuasi-constante.

6.2. Largo de la línea

Dentro de los parámetros influenciados por las modificaciones en el largo de las líneas, se observa la corriente máxima que produce *flashover*, además del ángulo de apantallamiento otorgado por el OHGW, al igual que el caso anterior la información se encuentra resumida en la tabla 6.3 y se encuentra acompañada por sus esquemas correspondientes.

Largo línea [km]	I_{max} [kA]	Ángulo apantallamiento α_{perf}
25	26,1555	30,3884
50	22,0475	26,8559
100	19,7400	24,3835
150	18,0328	22,2417
200	16,8077	20,4965

Tabla 6.3: Influencia del largo de la línea, aplicando el ajuste para el ángulo de apantallamiento

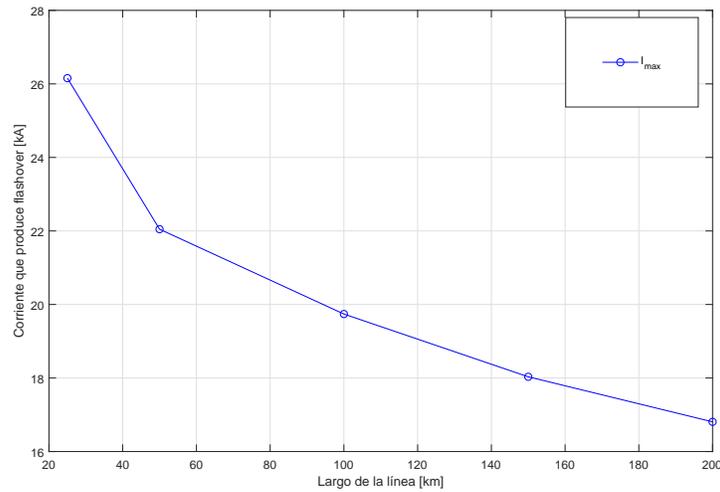


Figura 6.3: Máxima corriente que produce descarga, en función del largo de la línea

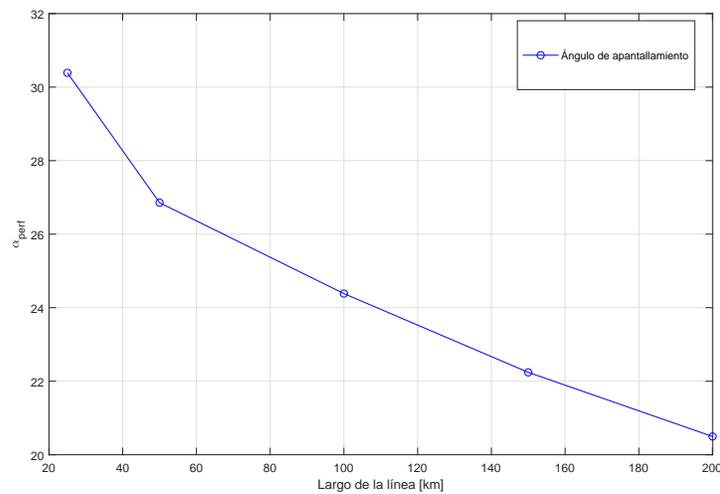


Figura 6.4: Ángulo de apantallamiento necesario para obtener SFFOR de cargas críticas, en función del largo de la línea

Como es posible apreciar en la figura 6.3, el incremento de la distancia de la línea produce un decaimiento en la corriente máxima que genera *flashover*, mientras que la corriente mínima permanece constante, de esta manera se disminuye el margen de vulnerabilidad dificultando la producción de descargas directas. Se destaca que para obtener estos resultados es necesario aplicar los ángulos de apantallamiento presentados en la tabla 6.3, en el caso de mantener un apantallamiento constante de 30 grados, la tasa de salida aumentará y en consecuencia el efecto del incremento de la línea será opuesto, es decir, la zona de descargas presentará un incremento facilitando los *flashover*.

6.3. Largo del vano

Las modificaciones en el largo del vano promedio afectarán directamente a la tasa de descargas inversas o *backflashover* (BFR), en donde se evidencia que un aumento en esta distancia trae consigo un incremento del BFR. Se debe destacar que la variable estudiada depende fuertemente del nivel cerámico, este análisis fue realizado en la región metropolitana. La tabla 6.4 contiene la información resumida de la influencia del largo del vano promedio, además la figura 6.5 esquematiza la sensibilidad de este parámetro.

Largo del vano promedio [m]	Backflashover [<i>flash</i> /100km/año]
100	0,000552334
200	0,001147351
300	0,001492654
400	0,001709746

Tabla 6.4: Tasa de salida por descarga inversa, según modificaciones en el largo del vano promedio

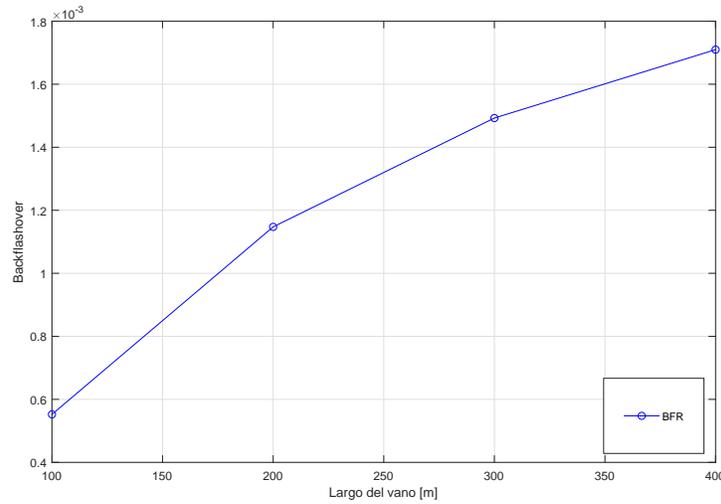


Figura 6.5: BFR en función del largo del vano promedio

6.4. Distancia al equipo más alejado

La distancia al equipo más alejado de la protección de los descargadores de sobretensión, es una de las características que más influencia la coordinación de aislamiento, ya que afectará de manera lineal la sobretensión de soportabilidad coordinada para impulsos rayos, tal y como se ha evidenciado anteriormente en la sección 2.3 por la ecuación 2.5. A continuación, se presentan las tablas 6.5 y 6.6 las cuales entregan un resumen de las sobretensiones U_{rw} para impulsos rayos, tanto para aislamiento externo como interno con y sin descargador de sobretensión respectivamente.

Distancia [m]	U_{rw} [kV] rayo aisl. externo con DST	U_{rw} [kV] rayo aisl. interno con DST
25	494,819	492,482
50	500,879	498,514
75	506,940	504,546
100	513,000	510, 577
125	519,060	516,609
150	525,121	522,641

Tabla 6.5: Sobretensión de soportabilidad requerida en función de la distancia del último equipo protegido por el descargador de sobretensión

Distancia [m]	U_{rw} [kV] rayo aisl. externo sin DST	U_{rw} [kV] rayo aisl. interno sin DST
25	1128,794	1123,463
50	1134,854	1129,495
75	1140,915	1135,527
100	1146,975	1141,558
125	1153,036	1147,590
150	1159,096	1153,622

Tabla 6.6: Sobretensión de soportabilidad requerida en función de la distancia del último equipo de la SSEE, sin DST

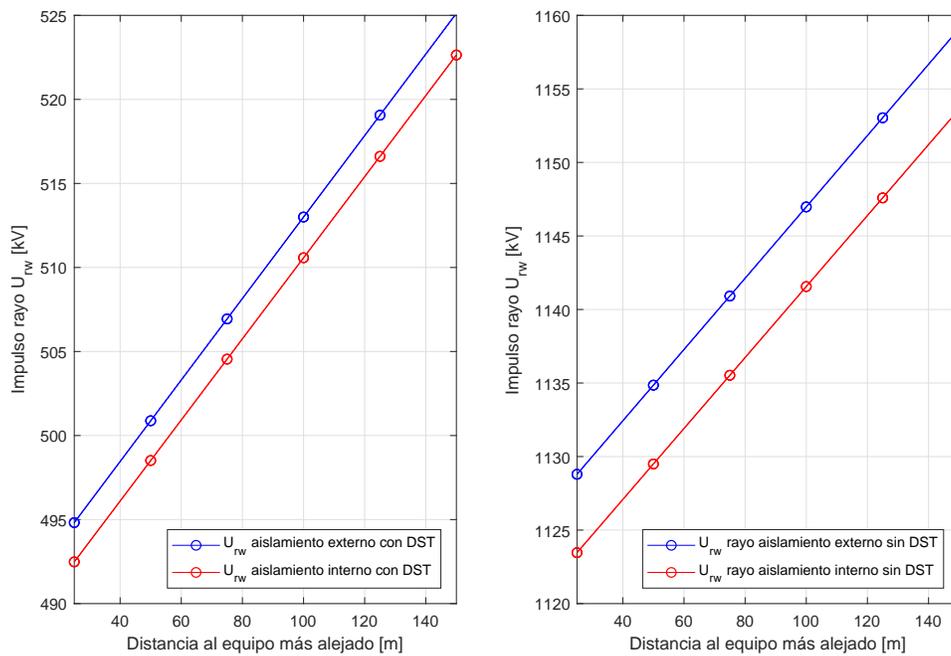


Figura 6.6: Sobretensión de soportabilidad requerida en función de la distancia al equipo más alejado, con y sin protección de DST

Como es posible apreciar en la figura 6.6, en general no será posible implementar subestaciones sin descargadores de sobretensión, ya que los impulsos tipo rayo sobrepasan el valor máximo para rango I de $1050[kV]$, de igual manera se evidencia la importancia de no poseer unidades en extremos muy alejados, debido al incremento lineal de esta variable.

6.5. Resistividad del terreno

Finalmente, se estudia la sensibilidad del sistema realizando variaciones sobre la resistividad del terreno, la cual influirá sobre la tasa de descargas inversas (BFR), la tasa de salida de la línea (R_{km}) y sobre las sobretensiones de soportabilidad requerida, los resultados obtenidos se presentan en las tablas 6.7 y 6.8 respectivamente, además de los esquemas correspondientes para cada caso.

Resistividad [$\Omega \cdot m$]	BFR [flash/km/año]	R_{km} [flash/km/año]
100	5,98517E-09	0,000465839
300	1,6125E-05	0,000481958
555	0,000291135	0,000756968
1000	0,001780722	0,002246556
2222	0,006634588	0,007100421

Tabla 6.7: Tasa de *backflashover* y salida de la línea en función de la resistividad del terreno

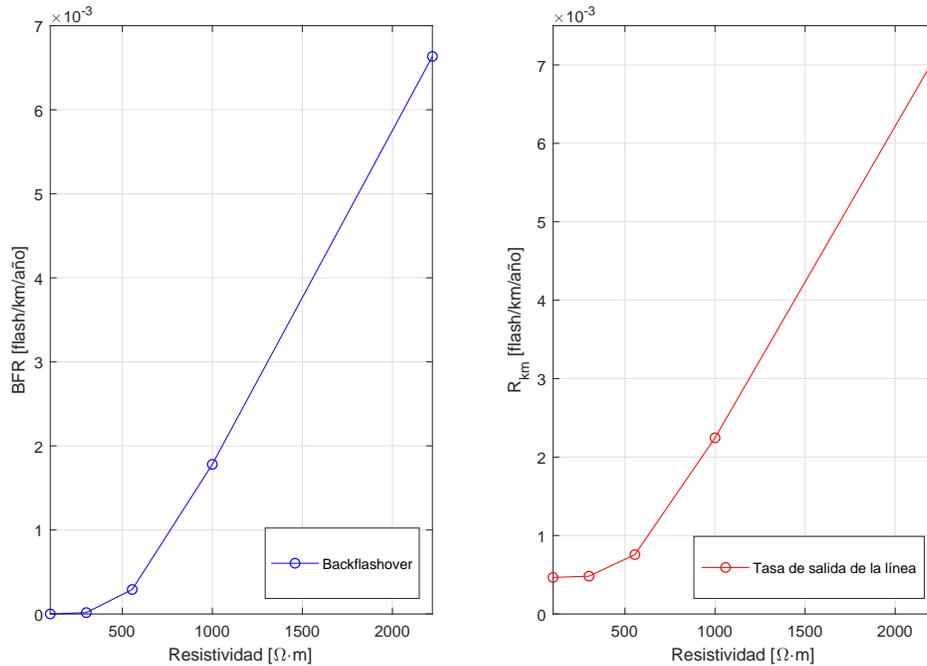
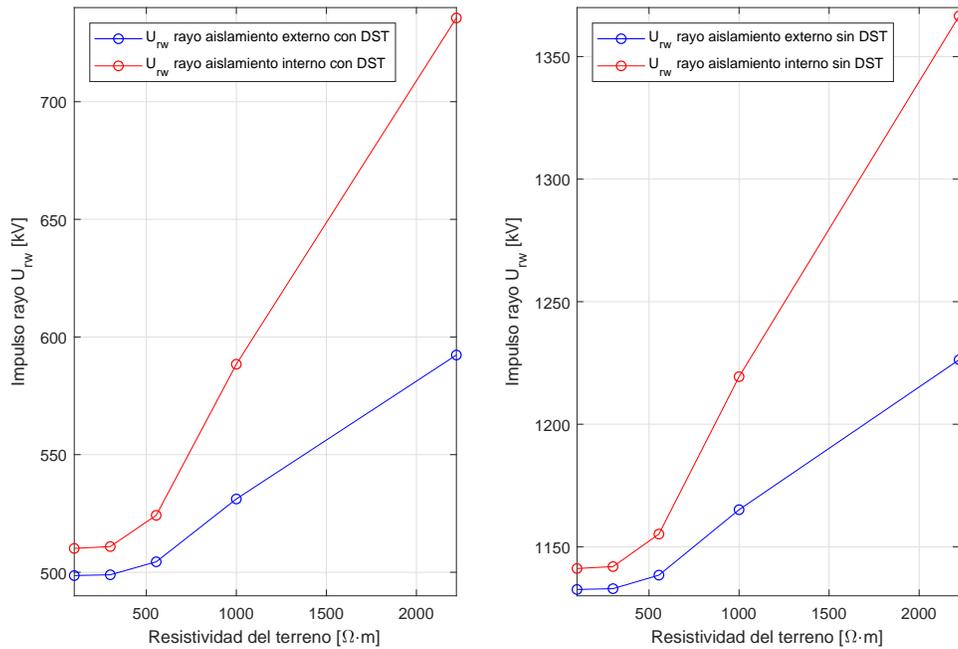


Figura 6.7: BFR según la resistividad del terreno en donde se instale la SSEE

Resistividad [$\Omega \cdot m$]	U_{rw} [kV] rayo aisl. externo	U_{rw} [kV] rayo aisl. interno
100	498,610	510,146
300	498,940	510,939
555	504,457	524,210
1000	531,152	588,418
2222	592,337	735,582

Tabla 6.8: Sobretensión U_{rw} según la resistividad del terreno

Figura 6.8: Sobretensión U_{rw} según la resistividad del terreno en donde se instale la SSEE

En los esquemas anteriores es posible observar, que para resistividades del terreno superiores a $550[\Omega m]$ se presentan cambios importantes en las tensiones de soportabilidad requerida por impulsos tipo rayo, de esta manera se afecta fuertemente la coordinación. Los valores de resistividad simulados a lo largo de este trabajo han sido extraídos de la base de datos del SEN actualizada a febrero de 2019 en DIGSILENT, en donde el máximo valor encontrado corresponde al norte del país.

Capítulo 7

Comparación de metodología mejorada

Una vez que se ha programado individualmente cada una de las mejoras propuestas del capítulo 5, se procede a integrarlas para crear una metodología de cálculo ajustada a la realidad chilena. Luego, para validar la implementación de este procedimiento actualizado se procede a comparar los resultados obtenidos con la normativa convencional de la IEC, además de un estudio de coordinación de aislamiento realizado por una empresa externa, la subestación analizada corresponde a Puerto Patache 220[kV], del estudio pre-operacional para el proyecto Quebrada Blanca II ubicado en la región de Tarapacá.

Utilizando el informe de cortocircuito desarrollado y emitido por la empresa externa con anterioridad al estudio de coordinación de aislamiento, es posible llevar a cabo la metodología ajustada, los resultados obtenidos de este proceso se detallan a continuación en la tabla 7.1, la cual evidencia los valores calculados a través del proceso normativo convencional, el ajustado y el desarrollado por un tercero.

Previo al análisis de los resultados obtenidos, se debe mencionar que el estudio realizado por la empresa externa no sigue las normas convencionales referentes al estudio

de coordinación de aislamiento, es decir, los resultados se obtienen por medio de simulaciones en DIGSILENT, para el caso de los rechazos de carga y en softwares de análisis transitorios como ATP/EMTP para el caso de las sobretensiones por impulsos tipo maniobra y rayo.

Variables de interés	Estudio metodología ajustada	Norma IEC 60071-2	Empresa externa cálculos	Empresa externa elección
Constante falla a tierra	1,13	1,50	1,09	1,30
Constante rechazo de carga	1,11	1,40	1,19	1,20
$U_{rp}[kV]$ temporal fase a tierra	143,26	212,18	145,16	183,90
$U_{rp}[kV]$ temporal entre líneas	244,20	343,00	251,42	294,00
Descargador de sobretensión, $U_{ps}[kV]$	357	386	386	386
Descargador de sobretensión, $U_{pl}[kV]$	423	479	479	479
$U_{rw}[kV]$ rayo, aislamiento externo	642,09	607,97		
$U_{rw}[kV]$ rayo, aislamiento interno	698,68	661,56	1003,90	1003,90

Tabla 7.1: Comparación estudio de coordinación de aislamiento ajustado, normativo y diseñado por tercero para la subestación Puerto Patache 220 [kV]

Como es posible apreciar en la tabla anterior, la metodología ajustada entrega valores de constantes de falla a tierra y rechazo de carga inferiores a los obtenidos al aplicar la normativa vigente, de igual manera la empresa externa dentro de su proceso de cálculo obtuvo valores similares en ambos items. Sin embargo, para conseguir resultados conservadores aplica constantes levemente mayores, de esta manera la elección del descargador de sobretensión se encontrará sobredimensionada, de igual manera que las sobretensiones por impulsos rayos, la cuales dependen de la tensión residual ante impacto tipo rayo U_{pl} , no obstante, se evidencia que los procesos de cálculo entregados por la metodología ajustada y la empresa externa son similares, lo que permitiría validar los resultados obtenidos.

A continuación se entregan las tablas 7.2, 7.3 y 7.4, las cuales muestran los valores de las sobretensiones de corta duración a frecuencia industrial, impulsos tipo maniobra y tipo rayo calculadas y convertidas para los estudios, de metodología ajustada, normativo y realizado por un tercero, respectivamente.

Capítulo 7. Comparación de metodología mejorada

Metodología ajustada Tipo	Fases	Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Entrada SSEE		Interior SSEE		Ur w(s)	Ur w(c)
		Ur w(s)	Ur w(c)	Ur w(s)	Ur w(c)		
Corta duración frecuencia industrial	Fase - Tierra	151,207	269,193	151,207	248,651	164,749	293,575
	Entre Líneas	257,747	504,649	257,747	391,878	280,830	460,890
Impulso maniobra	Fase - Tierra	414,902		385,308		419,393	
	Entre Líneas	764,400		605,083		658,414	
Impulso rayo	Fase - Tierra	642,086	464,338	642,086	429,317	698,678	524,241
	Entre Líneas	642,086	867,544	642,086	676,017	698,678	823,017

Tabla 7.2: Resumen final, proceso coordinación de aislamiento con metodología ajustada aplicando todas las mejoras propuestas

Norma IEC 60071-2 Tipo	Fases	Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Entrada SSEE		Interior SSEE		Ur w(s)	Ur w(c)
		Ur w(s)	Ur w(c)	Ur w(s)	Ur w(c)		
Corta duración frecuencia industrial	Fase - Tierra	223,947	292,809	223,947	249,699	244,003	294,760
	Entre Líneas	362,029	541,948	362,029	391,878	394,450	460,890
Impulso maniobra	Fase - Tierra	448,562		386,825		421,085	
	Entre Líneas	815,889		605,083		658,414	
Impulso rayo	Fase - Tierra	607,973	504,525	607,973	431,105	661,559	526,356
	Entre Líneas	607,973	930,647	607,973	676,017	661,559	823,017

Tabla 7.3: Resumen obtenido luego de aplicar proceso normativo estipulado por la guía de aplicación, [3]

Empresa externa Tipo	Fases	Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Entrada SSEE		Interior SSEE		Ur w(s)	Ur w(c)
		Ur w(s)	Ur w(c)	Ur w(s)	Ur w(c)		
Corta duración frecuencia industrial	Fase - Tierra			211,5		211,5	279,6
	Entre Líneas	310,7	429,9	338,1	429,9	338,1	502,3
Impulso maniobra	Fase - Tierra					399,5	
	Entre Líneas	760,0		659,5		717,6	
Impulso rayo	Fase - Tierra			1003,9		806,7	499,3
	Entre Líneas		862,2	1003,9	740,7	806,7	897,0

Tabla 7.4: Resumen de tensiones entregado por empresa externa

Como es posible evidenciar en las tablas resumen anteriores, la metodología ajustada entrega valores de sobretensiones de corta duración a frecuencia industrial de menor magnitud que las obtenidas a través del proceso normativo, esto se debe al cálculo específico de las constantes de rechazo de carga y falla a tierra, las cuales luego permitirán una elección eficiente del descargador de sobretensión para atenuar de mejor manera las sobretensiones por impulsos tipo rayo o maniobra.

Dado que la ubicación de la subestación de interés pertenece a la primera región de Tarapacá, el ángulo de apantallamiento del cable de guarda debe ser ajustado fuertemente para minimizar de la mejor manera posible las salidas de la línea por fallas del apantallamiento, según como se muestra en las tablas 7.5 y 7.6, la cual entrega la configuración de los conductores en la torre modificada por la metodología ajustada y la estructura vigente. Además, como fue demostrado anteriormente en la tabla 5.3 la tasa de salida utilizada por la normativa de $1/100[\text{flash}/\text{km}/\text{año}]$ se encuentra subdimensionada para la zona perteneciente al norte grande de Chile, es decir, las sobretensiones por rayo estimadas por la IEC son inferiores a las existentes, lo cual se demuestra en las tablas 7.2 y 7.3.

Torre modificada

Fase	Circuito 1		Circuito 2	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
Superior	-2,25	21,59	2,25	21,59
Media	-2,25	16,59	2,25	16,59
Inferior	-2,25	11,59	2,25	11,59
Cable de guarda	0	27,67		
Ángulo de protección	20,320			

Tabla 7.5: Geometría de la nueva torre tipo 22AD.N-3, obtenida a través de la metodología ajustada

Torre vigente

Fase	Circuito 1		Circuito 2	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
Superior	-3,64	21,59	3,64	21,59
Media	-4,14	16,59	4,14	16,59
Inferior	-3,79	11,59	3,79	11,59
Cable de guarda	0	27,67		
Ángulo de protección	30,908			

Tabla 7.6: Geometría de la torre 22AD.N-3 vigente

Para finalizar, la comparación entre la metodología ajustada con los resultados obtenidos por norma y los entregados por un empresa externa que realizó el estudio de

coordinación de aislamiento a través de simulaciones transitorias, se entrega la tabla 7.7, la cual evidencia a modo resumen los niveles de aislamiento que se escogen por cada método además de las distancias de aire de seguridad mínimas.

Parámetro de interés	Resultados metodología ajustada	Resultados norma IEC	Resultados tercero
Sobretensión temporal [kV]	325	395	460
Sobretensión rayo, BIL [kV]	750	950	1050
Distancia de aire fase-tierra y entre líneas [mm]	2100	2350	4100

Tabla 7.7: Resumen comparativo por nivel de aislamiento escogido según proceso normativo [2]

Como es posible apreciar, la metodología ajustada permite escoger menores niveles de aislamiento para los equipos al interior de una subestación de alta tensión, además de disminuir las distancias de aire entre conductores a tierra y entre líneas. Con lo anterior, es posible disminuir el nivel de aislamiento de la instalación hasta obtener un BIL de 750 [kV], el cual representa una disminución de 21 % y 29 % respecto a la coordinación convencional y a la realizada por un tercero a través de simulaciones, respectivamente.

Capítulo 8

Evaluación económica

Para finalizar con el tercer objetivo específico, se propone realizar una evaluación económica simplificada, que permita describir de manera cuantitativa o cualitativa los efectos de aplicar la metodología ajustada al estudio de coordinación de aislamiento, buscando disminuir los costos asociados a la implementación de nuevos proyectos de subestaciones de alta tensión.

Dentro del marco de las modificaciones propuestas mencionado en las secciones anteriores, se ha evidenciado que el mayor foco de mejora se encuentra en el norte de Chile, lugar donde el nivel cerámico ha sido subestimado durante los últimos años. En consecuencia, es en esta zona en donde se evidenciarán los mayores cambios en los modelos económicos de las subestaciones, ya que la implementación de la metodología ajustada trae consigo dos enfoques de disminución económica.

El primero se representa por la disminución del nivel de aislamiento en los equipos al interior de la subestación, en donde se destacan los transformadores, interruptores y descargadores de sobretensión, entre otros. El correcto modelamiento de las instalaciones permitirá escoger equipos limitadores de sobretensión de menor voltaje nominal, dentro del mismo rango de operación para la tensión máxima, es decir, los niveles de tensión residual para maniobras U_{ps} y para impulsos tipo rayo U_{pl} se encontrarán mejor acotados, aumentando así los niveles de seguridad de la subestación lo que tendrá como

efecto una reducción en el nivel de aislamiento de los equipos.

Para estudiar económicamente el predominio del nivel de aislamiento sobre el precio de la subestación, se analiza la influencia del BIL sobre los transformadores de potencia, los cuales cumplen con ser uno de los equipos más costosos y fundamentales al interior de una subestación de alta tensión, las expresiones 8.1 y 8.2 otorgadas por el fabricante Rhona, permiten estimar linealmente el precio de un equipo que posea las mismas características eléctricas, es decir, potencia, razón de transformación, impedancia de cortocircuito, entre otros, a uno con un distinto nivel de aislamiento, la tabla 8.1 evidencia el ahorro generado al cambiar los niveles de aislamiento en los transformadores, para distintos niveles de tensión máxima de operación.

$$Factor_{BIL} = \left(\frac{BIL_{nuevo}}{BIL_{antiguo}} \right)^{0,2} \quad (8.1)$$

$$Precio_{transf_{nuevo}} = Factor_{BIL} \cdot Precio_{transf_{antiguo}} \quad (8.2)$$

U_m [kV]	BIL [kV]	Factor _{BIL}	Disminución [%]	BIL_{max}
73	325	1	0,00	325
123	450	0,9607	3,93	550
145	450	0,9291	7,09	650
	550	0,9671	3,29	
170	550	0,9399	6,01	750
	650	0,9718	2,82	
245	650	0,9085	9,15	1050
	750	0,9349	6,51	
	850	0,9586	4,14	
	950	0,9802	1,98	

Tabla 8.1: Razón porcentual de disminución del precio de transformadores, según su nivel de aislamiento para distintos valores de tensiones máximas de operación continua U_m [kV]

El segundo enfoque corresponde a las reducciones económicas debido a los cambios

ocasionados por la implementación de subestaciones con menor nivel de aislamiento, es decir, en vista que los equipos poseen niveles de BIL inferiores y se encuentran protegidos correctamente por los descargadores de sobretensión, las distancias eléctricas de seguridad tienden a ser menores, de esta manera la superficie y la altura de la subestación puede ser disminuida. Adicionalmente, en vista de que la instalación ocupa un área inferior, es posible reducir el tamaño de la puesta a tierra necesaria, de esta manera se presentan mejoras en el diseño físico, las cuales no pueden ser cuantificadas económicamente, pero en primera instancia es posible apreciar la existencia de un ahorro económico en el diseño de nuevos proyectos.

Finalmente, los resultados señalados en la tabla 8.1 muestran que es posible obtener ahorros de aproximadamente un 10 %, en el caso de sistemas de 220[kV] que puedan ser modelados a través de niveles de aislamiento con BIL de 650[kV], además a esto se le debe adicionar el hecho de que la subestación implementada puede ser diseñada con menores requerimientos de distancia y puesta a tierra, lo que trae consigo ahorros adicionales. Respecto a la elección del descargador de sobretensión, según ABB, no se presentan diferencias importantes en sus precio según el nivel de tensión nominal que se escoja, ya que estas suelen ser inferiores al 5 %. Sin embargo, su importancia radica en el ámbito eléctrico en donde este proceso permite atenuar y proteger de manera eficiente los impulsos tipo maniobra, rayo y temporales.

Capítulo 9

Conclusiones

Para finalizar los desarrollos realizados con anterioridad, es posible rescatar los siguientes puntos a modo de conclusión

- En primera instancia y como fue mencionado en la sección introductoria de este trabajo, el crecimiento actual del sistema eléctrico nacional en conjunto con los efectos del cambio climático, ha hecho que sea necesario validar y re-calcular algunos parámetros utilizados en el proceso de coordinación de aislamiento, los cuales tienen un carácter de impacto decisivo a la hora de seleccionar el nivel de aislamiento de los equipos al interior de una subestación de alta tensión. Esto se debe en gran medida al subdimensionamiento de las curvas isocerámicas que posee Chile, las cuales traen consigo como efecto una mayor tasa de rayos a tierra y de esta manera una mayor cantidad de descargas sobre cables de guarda, torres o conductores de fase.
- Adicionalmente, se ha presentado un esquema de mejoras propuestas a la metodología actual, la cual a través de ajustes en las condiciones geométricas de las torres de alta tensión y la implementación de modelos iterativos ha permitido calcular y disminuir la tasa de salida de las líneas de transmisión hasta valores de protección para cargas críticas, según como lo especifica la IEEE [7]. Este decaimiento en la tasa de salida recae directamente en la determinación de las sobretensiones por impulsos tipo rayo, las cuales suelen fijar los niveles de aislamiento máximo, de

manera tal como se ha demostrado en las secciones comparativas de este trabajo. Sin embargo, para ejecutar lo anterior es necesario mejorar y corregir el ángulo de apantallamiento proporcionado por el cable de guarda, sobre todo en aquellas regiones con niveles cerámicos altos, como las que se comprenden desde Arica hasta Antofagasta.

Respecto a las otras mejoras planteadas e incluidas en el desarrollo del programa computacional, que permite evaluar distintas alternativas de coordinación de aislamiento, se aprecia que los cálculos de las constantes de falla a tierra y rechazo de carga son notablemente inferiores a los valores utilizados convencionalmente en el proceso descrito y generalizado por la normativa vigente, lo que demuestra la necesidad de realizar estudios específicos según sea el área en donde se instalará la nueva subestación. Además, la elección eficiente de los descargadores de sobretensión utilizando el método del $TOV_{10[s]}$ permite aumentar los márgenes de seguridad de las instalaciones.

- Los estudios de sensibilidad realizados a lo largo de este trabajo, permiten inferir el comportamiento del sistema ante distintas modificaciones las cuales se enuncian de mejor forma a continuación

I) Cantidad de conductores por fase

La inclusión de un mayor número de conductores por fase, producirá un incremento en la tensión de soportabilidad requerida para impulsos tipo rayo (U_{rw}), además de aumentos importantes en los niveles de corriente mínima y máxima que producen descarga directa. Respecto al crecimiento evidenciado en la corriente mínima, este se debe al aumento del radio medio geométrico (rmg) de la fase, debido a la inclusión de los conductores adicionales, este parámetro modifica la impedancia de impacto (Z_s) y de esta manera el margen de vulnerabilidad para el *flashover*.

II) Largo de la línea

Bajo este caso de estudio se aprecia que el incremento en la extensión de

la línea, requerirá ajustar fuertemente el ángulo de apantallamiento con la finalidad de cumplir con la consigna de una tasa de salida para cargas críticas, de esta manera se logra un menor margen de vulnerabilidad.

III) Largo del vano

El aumento de largo de este parámetro, afectará la tasa de salida por descargas inversas (BFR), ya que al incrementar el vano el frente de onda debe viajar por la línea un tiempo mayor, lo cual se representa por la variable $T_s[\mu s]$ en la figura 5.3. La figura 6.5, demuestra el comportamiento de lo descrito anteriormente, en donde se destaca que para vanos superiores a $100[m]$, la tasa de *backflashover* aumentará de forma significativa, además según sea el nivel cerámico este incremento puede ocasionar situaciones de riesgo al producir una mayor tasa de salida en la línea.

IV) Distancia al equipo más alejado

Esta característica es altamente relevante en el estudio de coordinación de aislamiento, ya que la tensión de soportabilidad para impulsos tipo rayo es directamente proporcional a este parámetro, es decir, los incrementos en la distancia a esta unidad se reflejarán como aumentos en las tensiones de soportabilidad, lo que puede ocasionar problemas para subestaciones ubicadas en zonas de alto nivel cerámico, como lo es el norte de Chile. En consecuencia, se recomienda implementar subestaciones compactas, en donde el equipo más alejado a la protección del descargador de sobretensión ubicado a la entrada de la instalación no sea un equipo de operación vital, como por ejemplo transformadores o interruptores.

v) Resistividad del terreno

Los aumentos en la resistividad del terreno, producirán incrementos en la tasa de salida por descargas inversas, esto se representará en un mayor margen de vulnerabilidad debido a un decaimiento de la corriente crítica que produce esta contingencia. La figura 6.7, demuestra que para resistividades superiores a $555[\Omega m]$ la tasa de salida de la línea de transmisión crece de forma impor-

tante, por lo que sería necesario tomar precauciones ante situaciones de esta índole, las cuales suelen presentarse en terreno de mala conductividad como los existentes en la zona norte.

- Finalmente, en base a las comparaciones realizadas anteriormente la implementación de una metodología ajustada, permite reducir de manera significativa el BIL de una subestación, manteniendo los valores de distancias eléctricas dentro de límites seguros y establecidos por normativa.

Las reducciones obtenidas traen consigo beneficios económicos para la implementación del proyecto, dentro de esto se destaca una reducción de hasta un 10 % en el precio de transformadores, los cuales poseen una gran influencia sobre el costo de una subestación. Además, es posible evidenciar mejoras económicas transversales como la disminución del área necesaria para realizar las instalaciones, una menor puesta a tierra, entre otros, las cuales no pueden ser cuantificadas directamente.

Trabajos futuros

Como trabajos posteriores se proponen los siguientes tópicos de interés, los cuales pueden complementar o validar lo presentado a lo largo de este escrito.

- Modelar estadísticamente las sobretensiones de frente lento y rápido, con el objetivo de validar o acotar el procedimiento utilizado.
- Analizar el comportamiento de descargadores de sobretensión sobre líneas de transmisión para casos de interés con y sin cable de guarda.

Bibliografía

- [1] www.ingesco.com/es, Ingesco, España
- [2] IEC, “Insulation Co-Ordination - Definitions, principles and rules”, IEC 60071-1, 1993
- [3] IEC, “Insulation Co-Ordination - Application Guide”, IEC 60071-2, 1996
- [4] IEC, “Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents”, IEC 60909-0, 2001
- [5] IEEE, “Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles And Rules”, IEEE Std 1313.1
- [6] IEEE, “Application of insulation coordination”, IEEE Std 1313.2
- [7] IEEE Std 1243, “Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines”, 1997
- [8] Hileman, Andrew R., “Insulation Coordination for Power Systems, 1999”
- [9] Martínez, Juan A., “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión”
- [10] Mejía Villegas S.A., “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, 2da Edición”, 2003
- [11] Almeida, Elisa S., “ Lightning Permormance of Transmission Lines”, 2016

- [12] Thanasaksiri, T., “Comparison of CIGRE Method and IEEE-Flash Software for Backflasfover Rate Calculations”, 2016
- [13] CIGRÉ, “Economical Overvoltage Proteccion by Metal-Oxide Surge Arresters Integrated in High-Voltage AIS Disconnectors - Substation Integration, Design and Test Experience -, 2000
- [14] IEEE, “Probabilistic Evaluation of Optimal Location of Surge Arresters on EHV and UHV Networks Due to Switching and Lightning Surges, 2009
- [15] Cerretti A., Gatta F., Geri A, Lauria S., Macciono M. and Valtorta G., “Temporary Overvoltage Due to Ground Faults in MV Networks”, 2009
- [16] Martínez Juan A. and González Francisco, “Temporary Overvoltages in Power Systems”
- [17] Holt R. and Nguyen T., “Determination of Optimal Shielding Angles in Shielded Transmission Line Design”, 2000
- [18] IEEE, “Application of Statistical Methods in Insulation Coordination of Overhead Power Lines”, 2017
- [19] EPRI Red Book, “Transmission Line Reference Book 200kV and Above Third Edition
- [20] J. Montaña, J. Ardila, R. Schurch and A. Angulo, “Thunderstorm Days Over Chilean Territory Based on WWLLNN Data”, 2019
- [21] Salinas, Carlos F., “Determinación de la Resistencia de Puesta a Tierra en Torres de Alta Tensión en Función del Arco Inverso”, 2012
- [22] Martínez, Juan A. and Castro, Ferley, “Modeling of Overhead Transmisión Lines for Lightning Overvoltage Calculations”, 2010
- [23] Morales, Náthali E., “Coordinación de Aislamiento en Subestaciones a Nivel de 500 kV”, 2008

- [24] Jiménez, Víctor H., “Desempeño de Líneas Aéreas de Transmisión Frente a Descargas Eléctricas Atmosféricas: Análisis de la Falla de Apantallamiento en Terrenos con Topografía Agreste”, 2013
- [25] Lillo, Francisco J., “Estudio del Diseño Actual del Apantallamiento ante Rayos de Líneas Aéreas de Alta Tensión para Transelec”, 2017
- [26] Arrester Works, “Understanding Arrester Discharge Voltage”, 2008
- [27] Siemens, “Metal Oxide Surge Arresters in High-Voltage Power Systems Third Edition”, 2011
- [28] Siemens, “High-Voltage Surge Arresters”

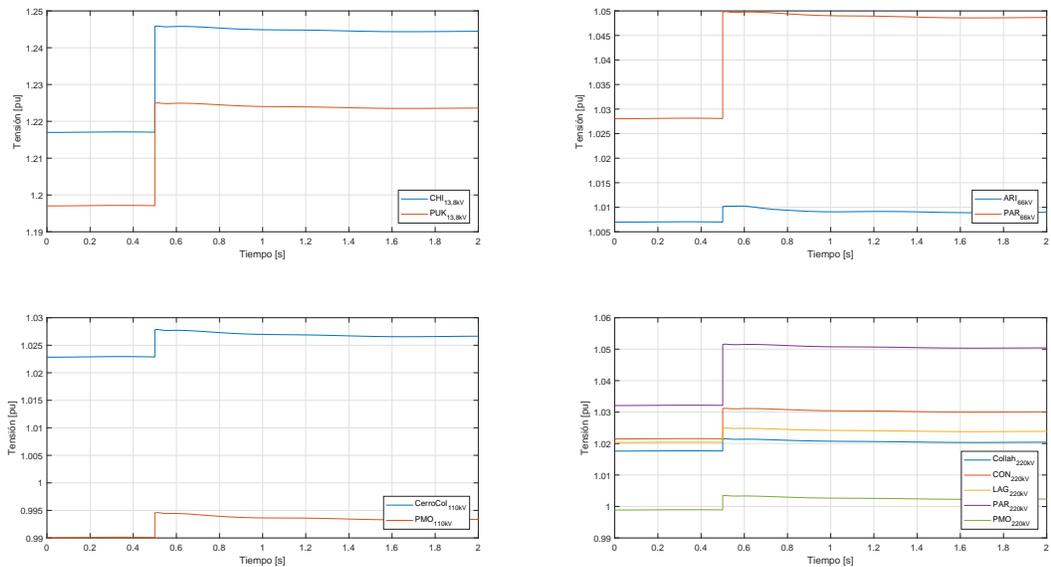
Anexos

Anexo A

Simulaciones de rechazo de carga sobre el SEN

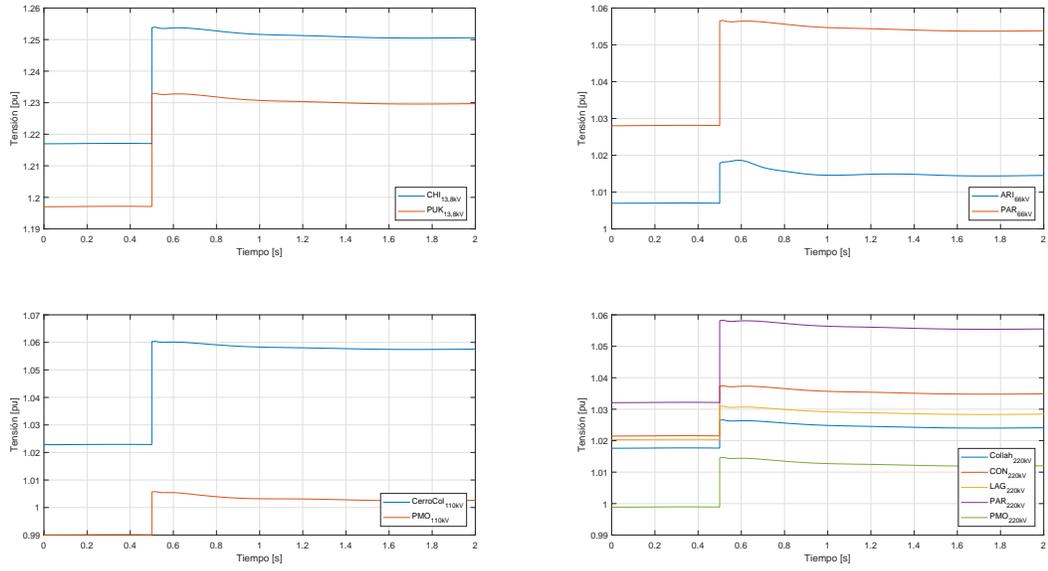
A.1. Esquemas de sobretensión para distintos grados de carga

A.1.1. Norte grande: Arica, Iquique

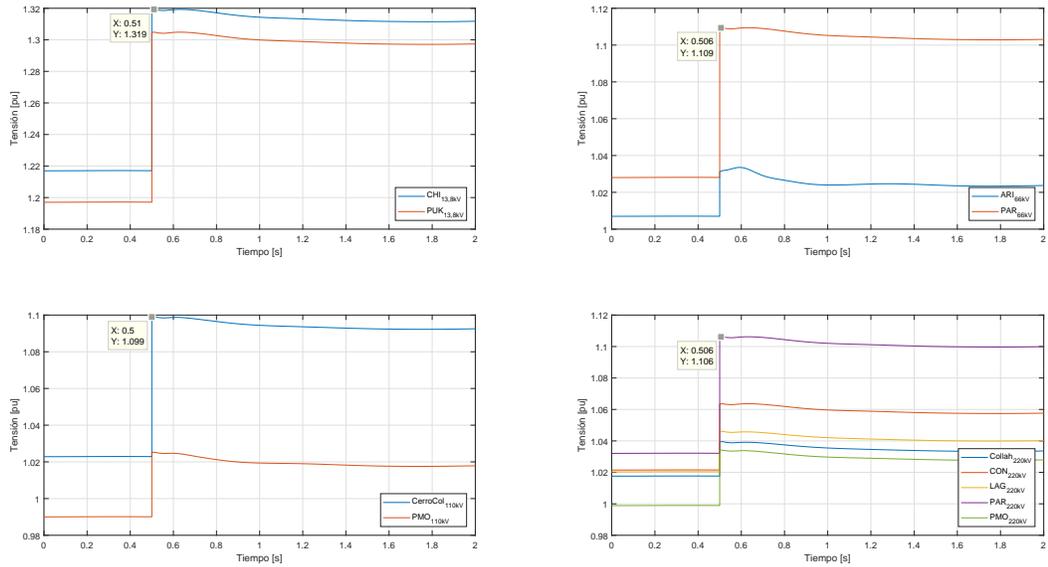


(a) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte grande, 9MW

Capítulo A. Simulaciones de rechazo de carga sobre el SEN

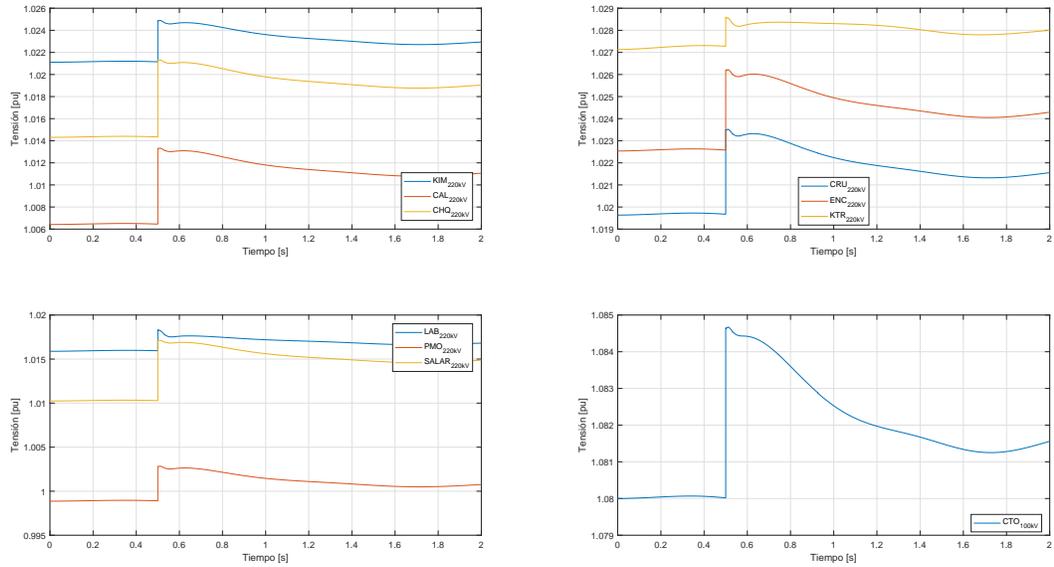


(b) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte grande, 23MW

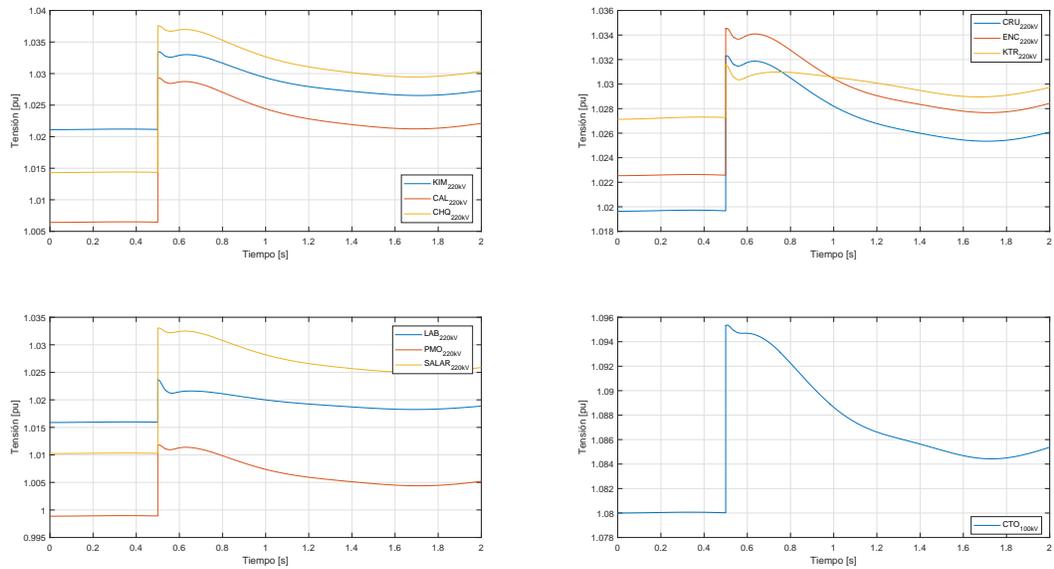


(c) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte grande, 64MW

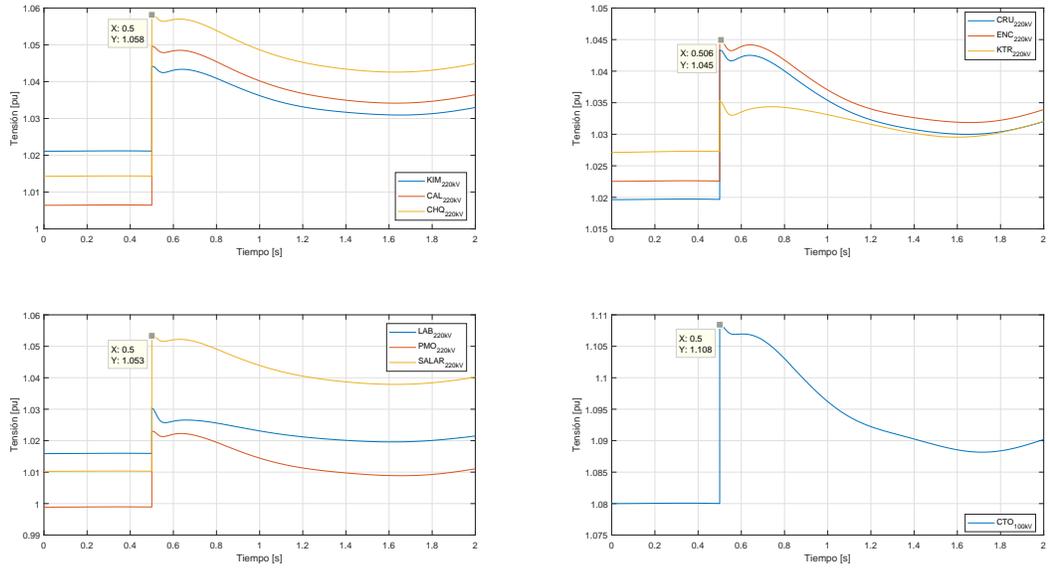
A.1.2. Norte grande: Iquique, Antofagasta



(a) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte grande, 30MW

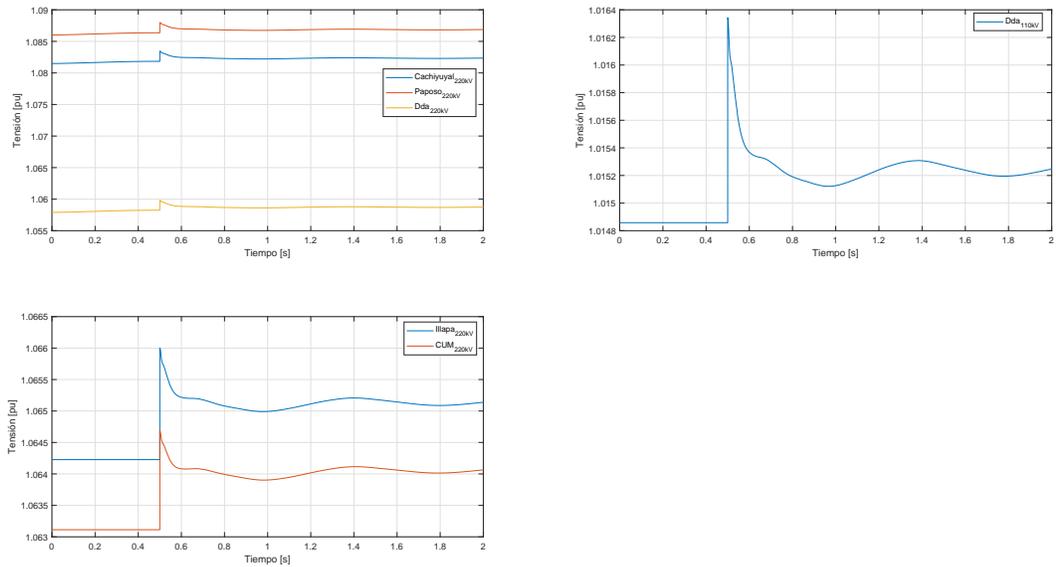


(b) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte grande, 101MW

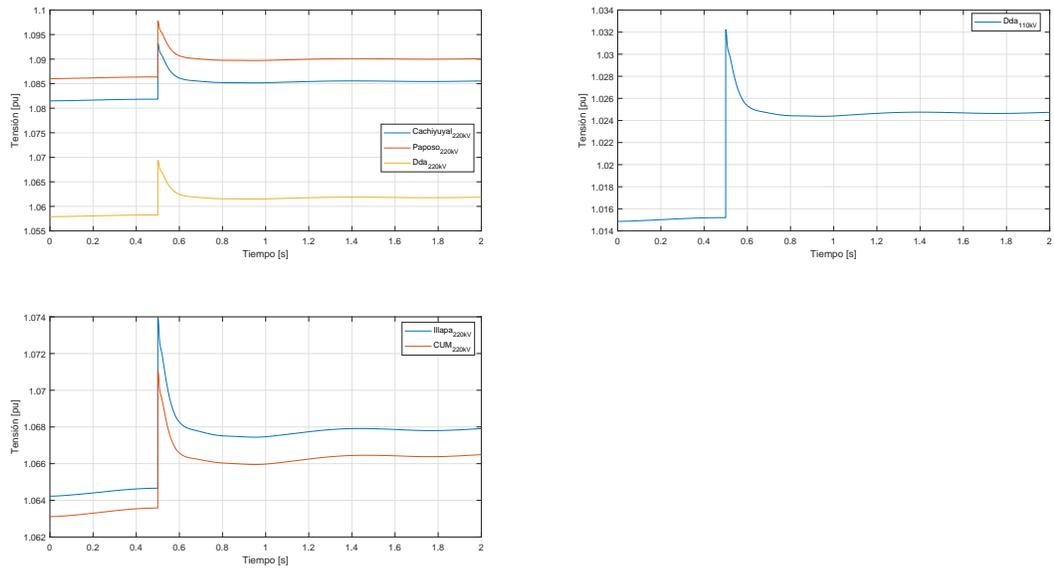


(c) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte grande, 207MW

A.1.3. Norte chico

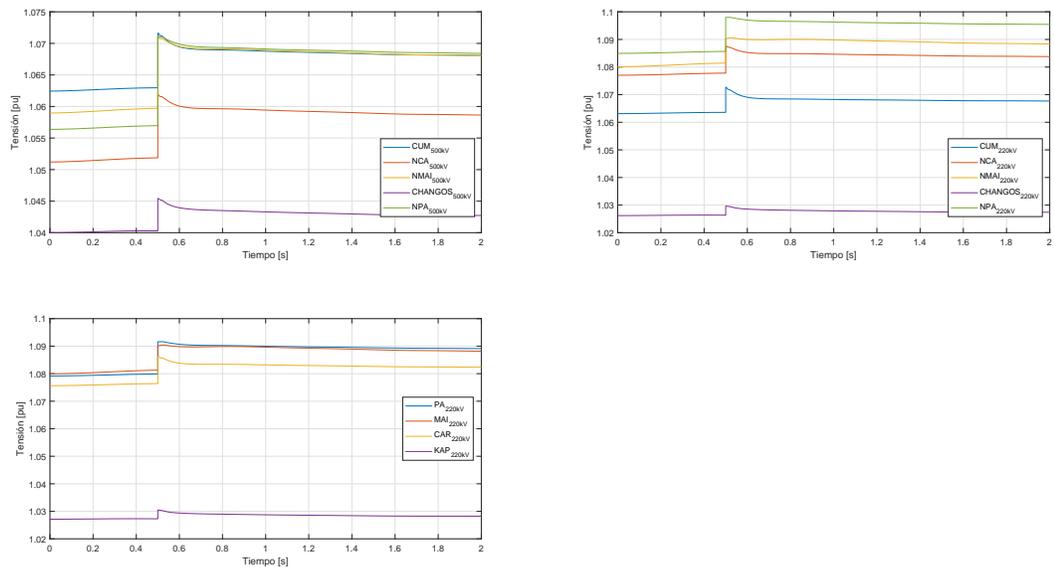


(a) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte chico, 16MW

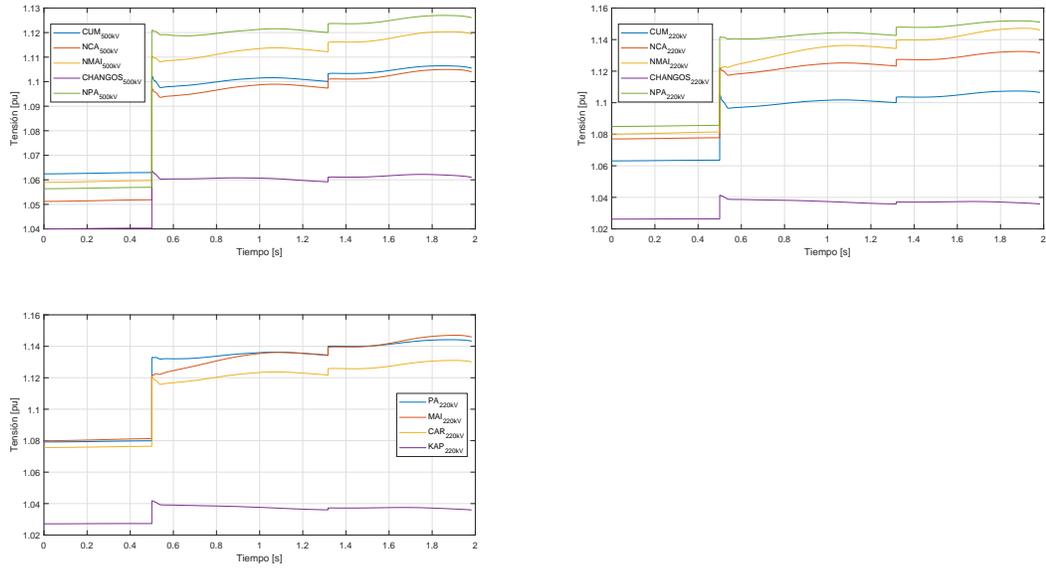


(b) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al norte chico, 52MW

A.1.4. Interconexión

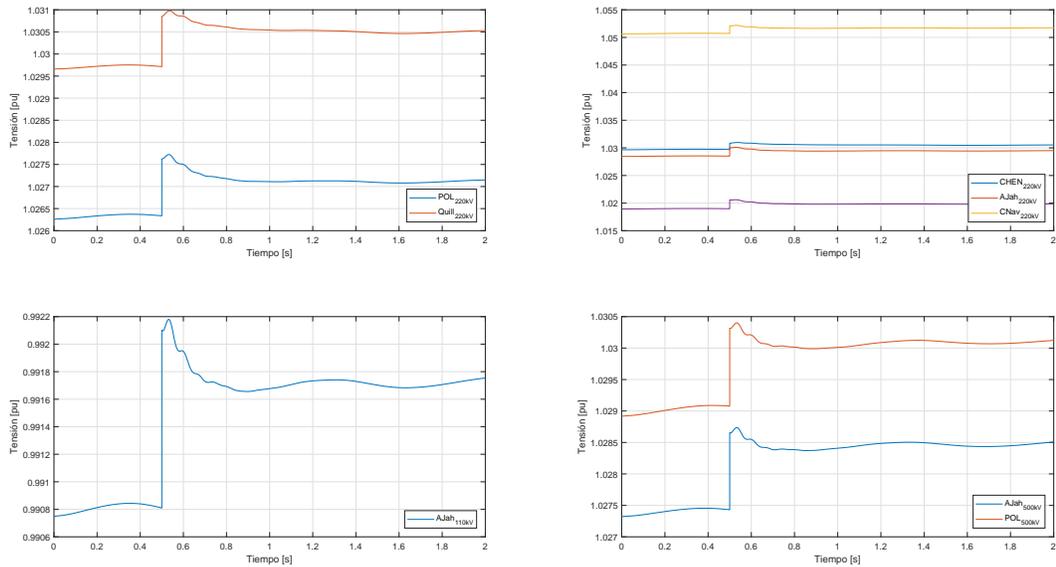


(a) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente a la zona de interconexión, 75MVar

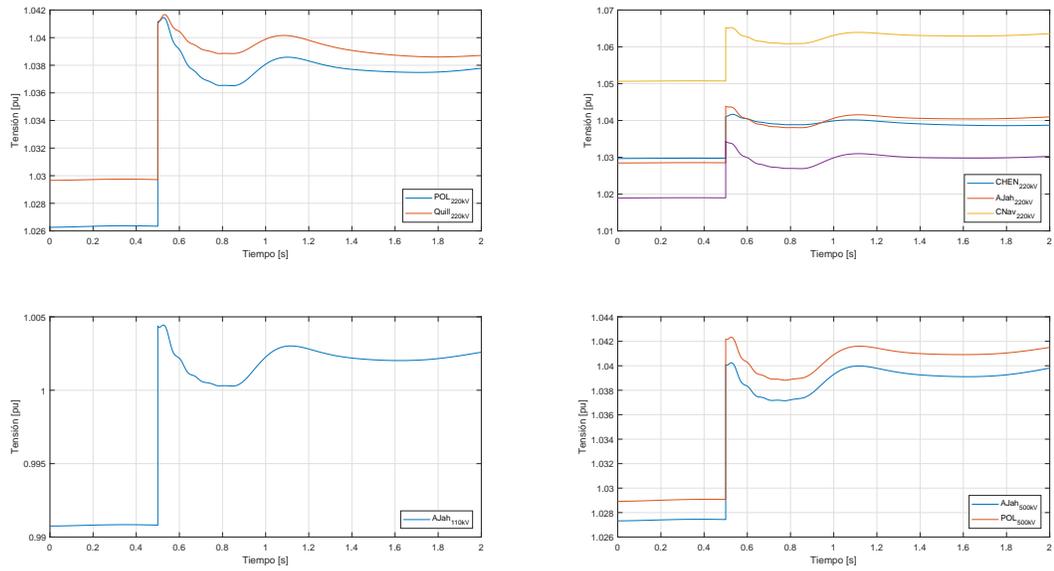


(b) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente a la zona de interconexión, 325MVAR

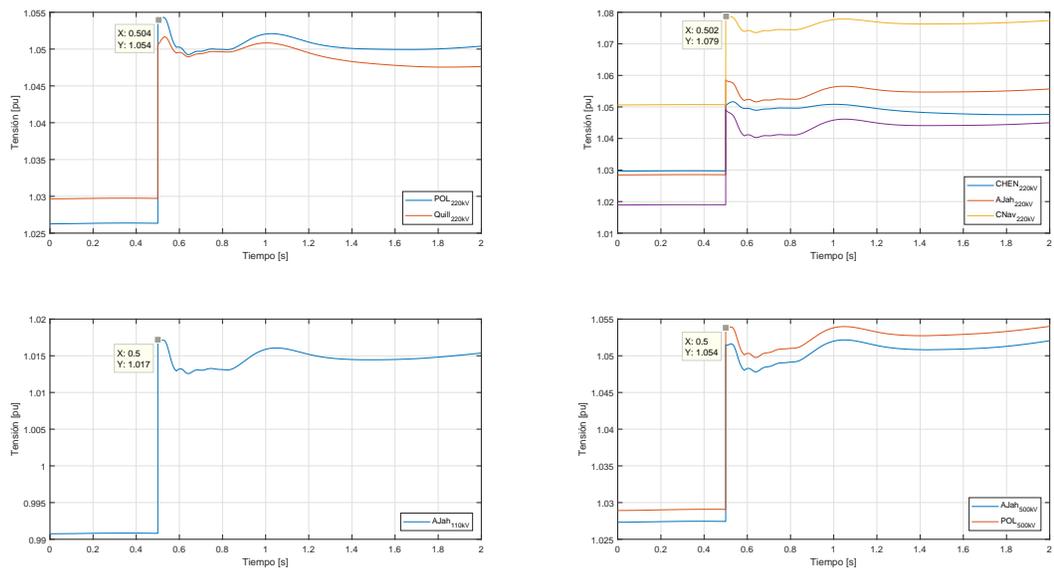
A.1.5. Centro



(a) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al centro, 63MW

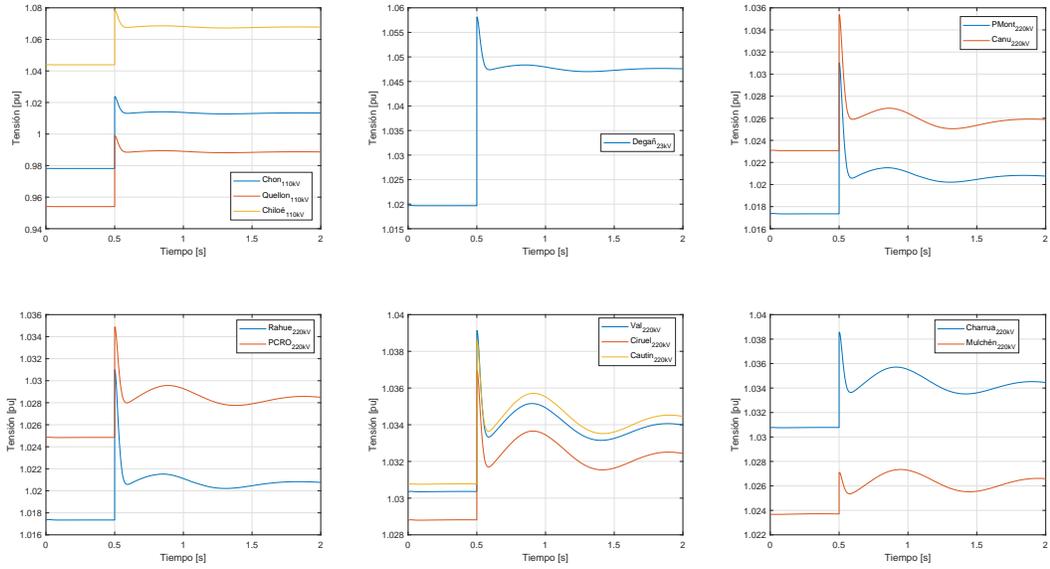


(b) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al centro, 213MW

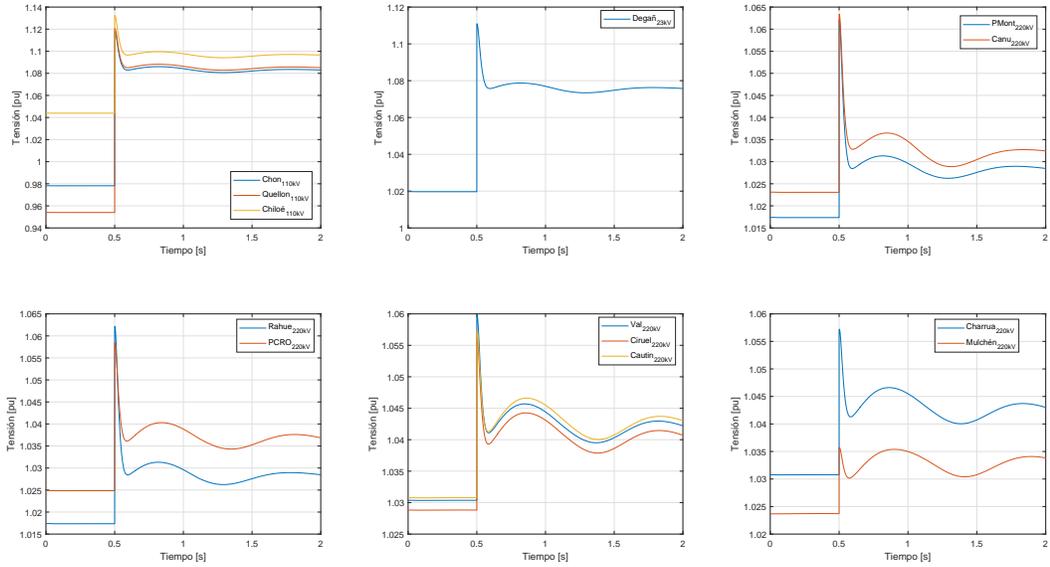


(c) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al centro, 513MW

A.1.6. SUR



(a) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al sur, 17MW



(b) Rechazo de carga distribuidos sobre el sistema correspondiente al sur, 78MW

Anexo B

Curvas isoceráunicas del territorio Chileno

A continuación, se presentan las curvas isoceráunicas obtenidas por cada región de Chile, estos valores se sustentan en el estudio presentando en [20], el cual consiste en actualizar la definición de nivel ceráunico a través del uso de información de descargas atmosféricas entre los años 2012 a 2017, vinculado a la red WWLLN (*World Wide Lightning Location Network*), la cual detecta actividad de rayos a lo largo de todo el mundo. Las imágenes presentadas a continuación representan las zonas norte a centro B.1 y centro a sur B.2 de Chile.

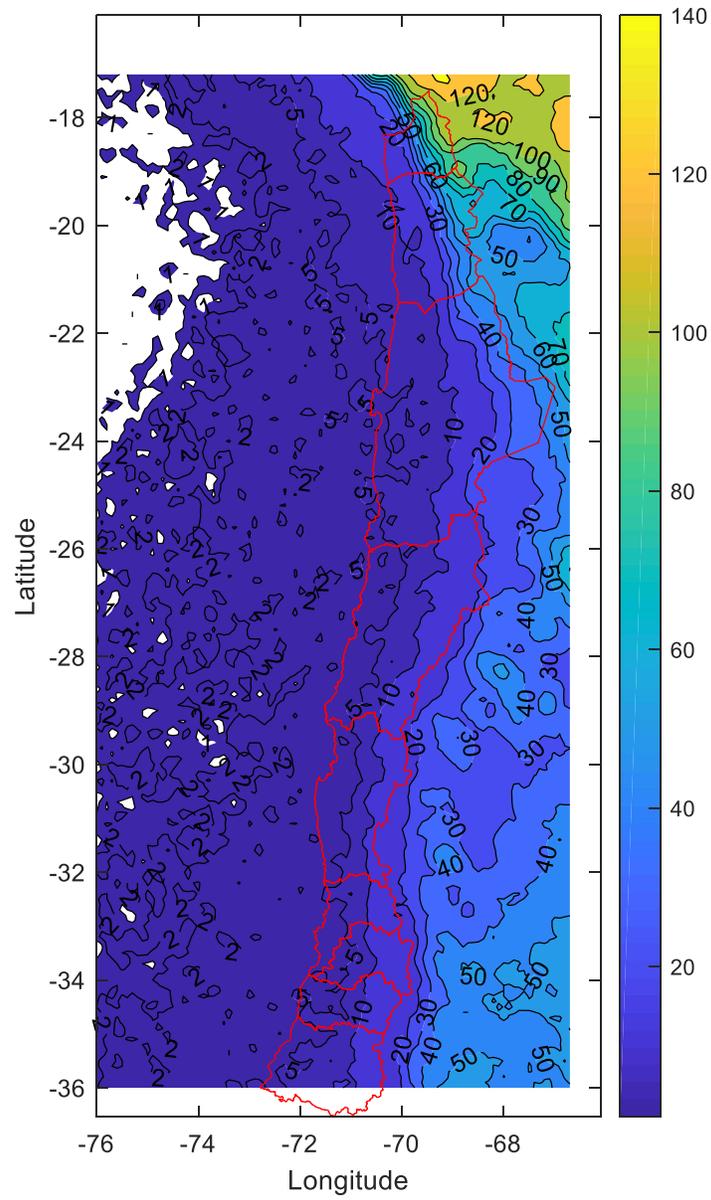


Figura B.1: Curvas isoceránicas para las zonas norte a centro del país

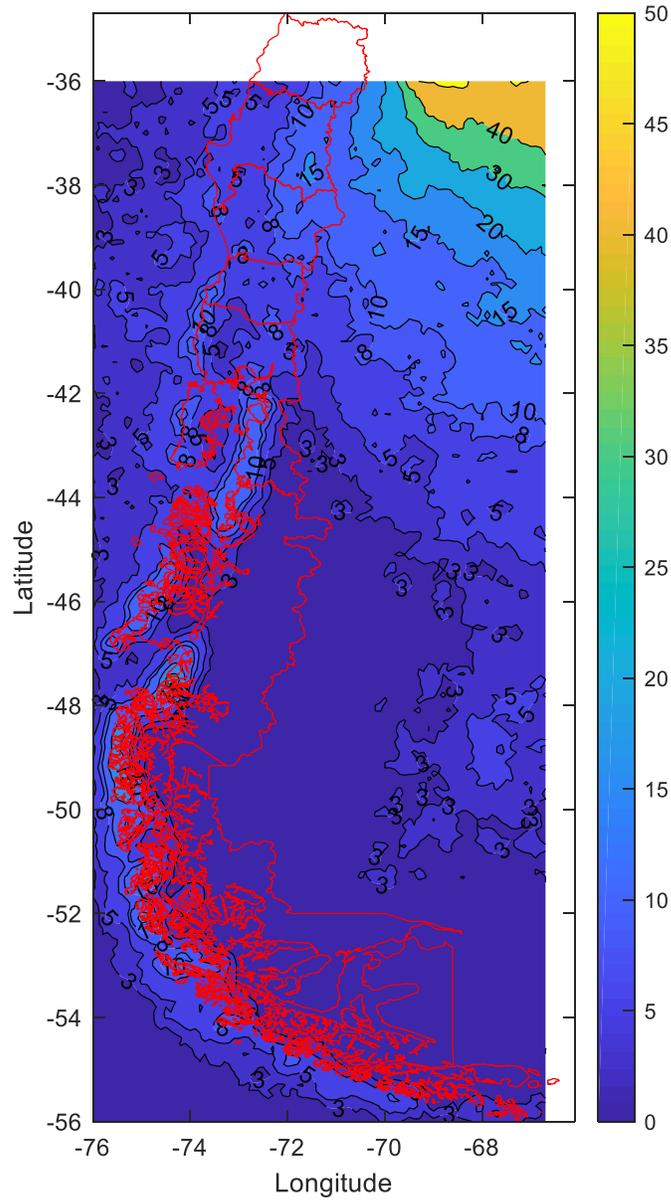


Figura B.2: Curvas isoceránicas para las zonas centro a sur de Chile

Anexo C

Manual de uso del programa

Para ejecutar el programa, lo primero será abrir la carpeta nombrada *Programa Coordinación de Aislamiento - Memoria* la cual contiene el programa principal y todas las funciones utilizadas a lo largo del desarrollo de este trabajo, luego es necesario iniciar el archivo *Coordinacion_Memoria.m* el que abrirá Matlab[®]. Una vez abierto, solo es necesario ejecutar el código presionando F5, posteriormente se abrirá automáticamente el archivo excel contenido al interior de la carpeta principal y denominado *Información_Principal.xlsx* en donde se debe ingresar la información necesaria, lo anterior se encuentra representado por las figuras C.1 y por C.2, denominadas *Info_general* y *Info_CC* respectivamente. Una vez ingresados los parámetros necesarios, se debe guardar la información y confirmar que los datos se encuentran correctamente ingresados.

A continuación, el programa comenzará a ejecutar el desarrollo del estudio de coordinación de aislamiento, utilizando la ventana principal del software y algunas ventanas emergentes, se debe responder la ubicación de la instalación y la altura de los conductores. Finalmente, se abrirá un nuevo archivo excel denominado con el mismo nombre que se haya ingresado en *Informacion_Principal.xlsx*, este documento contiene en la primera pestaña una lista de las variables calculadas a lo largo del proceso, además de una tabla resumen de coordinación de aislamiento, en la segunda pestaña se encuentran los resultados para el estudio considerando la operación del sistema sin descargadores de sobretensión y la pestaña final contiene un pequeño resumen de información relevante

a modo informativo.

En el caso de querer ingresar otros pararrayos al sistema o modificar los actuales, es necesario cambiar los valores contenidos en el archivo *Tabla_Parrayos.xlsx*, la cual separa los descargadores de sobretensión para rangos I y II, según niveles de tensión.

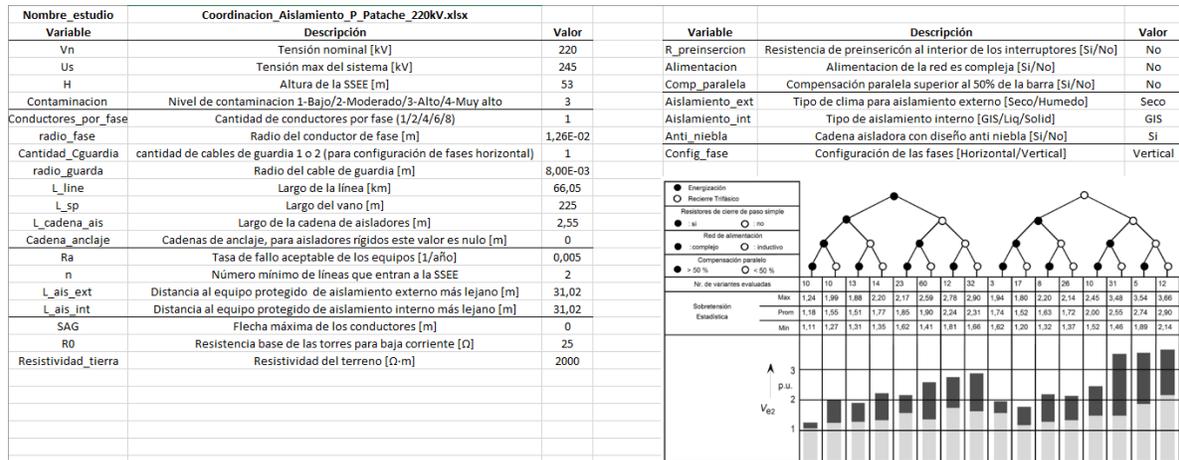


Figura C.1: Ventana de información principal en donde se ingresan los parámetros necesarios para iniciar el estudio de coordinación de aislamiento

Estudio CC	Falla Trifásica	Falla Bifásica	Falla Monofásica a Tierra
Corriente de falla [kA]	7,500	6,200	7,300
Razón X/R	7,800	8,900	8,900

Figura C.2: Ventana de información de los ensayos de cortocircuito, se ingresan las corrientes y razones de resistencia sobre reactancias para las fallas trifásicas, bifásicas y monofásica a tierra

TOV	Ups [kV] 30/60 [μs]			Upl [kV] 8/20 [μs]		Modelo
10[s]	0,5 [kA]	1 [kA]	2 [kA]	5 [kA]	10 [kA]	ABB - EXLIM Q-E
198	346	357	371	402	423	
211	369	381	396	429	452	
217	381	393	408	443	466	
231	404	417	433	469	494	
237	415	428	445	483	508	
240	421	434	451	489	515	
244	427	440	458	496	522	
250	438	452	470	510	536	

Figura C.3: Extracto del documento que tiene la información relativa a los descargadores de sobre-tensión según niveles de tensión y rangos