

# Estudio del diseño actual del apantallamiento ante rayos de líneas aéreas de alta tensión para Transelec

---

Francisco Javier Lillo Yévenes

---

2017

MEMORIA DE TITULACIÓN  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA

Profesores guía:  
Johny Montaña Chaparro  
Roger Schurch

Septiembre-2017



# Estudio del diseño actual del apantallamiento ante rayos de líneas aéreas de alta tensión para Transelec

---

Francisco Javier Lillo Yévenes

---

2017

*“Es más difícil juzgarse a uno mismo que juzgar a los demás.  
Si logras juzgarte bien a ti mismo eres un verdadero sabio.”*  
— *Antoine de Saint-Exupéry (El Principito)*

## Agradecimientos

Este trabajo no hubiese sido posible sin la ayuda y apoyo de personas que estuvieron conmigo antes, durante y después de toda mi vida académica; ellos me entregaron su afecto, consejo, un lugar donde apoyarme cuando no veía salida, su experiencia y su amistad.

Primeramente, agradezco a mis padres, hermanos, abuelos, tíos y primos por la dedicación, esfuerzo y sobre todo, por el amor que me entregaron para lograr cumplir mis metas.

De una manera superlativa al Departamento de Ingeniería Eléctrica, por ser mi hogar durante mi estadía en la Universidad, por las personas que pude conocer allí y que son el alumnado, pañol, auxiliares, secretarías y profesorado.

Especial agradecimiento a mis profesores Roger Schurch y Jonhy Montaña, guías de este trabajo, por entregarme su ayuda en los momentos en que la necesité.

A la profesora Diana Posso, de la Universidad de Valparaíso, por suministrarme la información necesaria para la construcción de los mapas.

A los profesores Pablo Lezana, Alejandro Porzio, Ricardo Fuentes, Gastón Fournies, Nelson Leiva, Víctor Hinojosa e Ignacio Calle por ser muy importantes en mi desarrollo académico y profesional.

A Bokaseca por darme la alegría de ser bicampeón del campeonato Dioses del Olimpo.

Finalmente, a mi novia Aylin, quien me dio la energía y fuerzas para terminar este proceso y a mis amigos Nicolás Llénenes, Herman Muñoz, Cristian Rojas, Jorge Rickemberg, Fernando Estrada, Jorge Velásquez, Ricardo Montecinos, Mariana Millán, Diego Muñoz, Cristian Andrades, Claudio Ramos, Cristian Videla, Soledad Quintana, Sebastián Medina, Sebastián Muci y Francisco Arias.

# Índice de Contenidos

Agradecimientos .....	4
Índice de Figuras .....	III
Índice de Tablas .....	V
Resumen.....	1
Abstract .....	2
Capítulo 1 Introducción.....	3
Capítulo 2 Antecedentes y Estado del Arte.....	6
2.1. Parámetros del rayo .....	6
2.1.1. Proceso de descarga en una nube.....	6
2.1.2. Forma de onda de la corriente del rayo .....	8
2.1.3. Funciones de probabilidad para la corriente máxima de un rayo.....	9
2.1.4. Densidad de Descargas a Tierra (DDT).....	11
2.2. Redes de detección de descargas atmosféricas.....	14
2.2.1. Métodos Electromagnéticos .....	14
2.3. Redes de Detección WWLLN y LIS .....	18
2.3.1. Lightning Imaging Sensor (LIS).....	18
2.3.2. World Wide Lightning Location Network (WWLLN).....	19
2.4. Modelos de apantallamiento.....	19
2.4.1. Significancia del rayo. ....	19
2.4.2. Frecuencia e intensidad de la caída de rayos.....	20
2.5. Modelo de enlace del rayo con la línea de transmisión .....	25
2.5.1. Aplicación .....	26
2.5.2. Línea Monofásica Apantallada .....	28
2.5.3. Línea Trifásica Apantallada .....	30
2.5.4. Incidencia de rayos sobre la línea.....	32
2.5.5. Cálculo de Apantallamiento cuando existe pendiente lateral del terreno .....	32
2.5.6. Modelo de impedancias de la torre.....	35
2.5.7 Modelación del aislador.....	39
Capítulo 3 Problemática de Transelec .....	40
3.1. Características de la red .....	40
3.2. Problemática .....	42
3.3. Normativa .....	43
3.3.1. Estructuras y torres .....	43
3.3.2. Líneas de Transmisión.....	49

Capítulo 4 Niveles Ceráunicos y Densidad de rayos en Chile.....	54
4.1. Método WWLLN.....	55
4.2. WWLLN en Chile.....	55
4.3. Mapas de Densidad de Descargas a Tierra .....	57
4.4. Determinación de las líneas de transmisión .....	61
Capítulo 5 Desarrollo y aplicación del modelo .....	62
5.1. Desarrollo del modelo .....	62
5.1.1 Procedimiento para líneas en terreno plano .....	62
5.1.2. Procedimiento para líneas en terreno montañoso .....	63
5.2. Análisis Líneas en terreno plano .....	63
5.2.1. Línea Tinguiririca-Rancagua-Alto Jahuel.....	63
5.2.2. Sauzal-Rancagua.....	65
5.2.3. Valdivia-Puerto Montt .....	67
5.2.4. Antuco-Charrúa .....	69
5.2.5. Canutillar-Puerto Montt .....	71
5.3. Análisis Líneas en terreno montañoso: Canutillar – Puerto Montt.....	73
5.4. Determinación de valores de corriente que producen flameo de aisladores. ....	73
Capítulo 6 Conclusiones y Trabajos Futuros.....	77
6.1. Conclusiones .....	77
6.2. Trabajos futuros .....	79
Referencias.....	80
Anexos:.....	83
Anexo 1: Láminas de líneas de transmisión:.....	83
1. Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel .....	83
2. Sauzal – Rancagua .....	87
3. Línea Valdivia – Puerto Montt.....	88
4. Línea Antuco – Charrúa .....	90
5. Línea Canutillar – Puerto Montt.....	91
Anexo 2: Programación Model ATP .....	92

## Índice de Figuras

Ilustración 2.1 Tipos de Rayos (Categorías) [14].....	7
Ilustración 2.2 Proceso de descarga [14] .....	8
Ilustración 2.3 Forma de Onda de la corriente de rayo [14] .....	8
Ilustración 2.4 Forma de onda de corriente de rayo simplificada [14] .....	9
Ilustración 2.5 Curva de probabilidad según corriente de rayo [14] .....	10
Ilustración 2.6 Comparación entre modelos de probabilidad [14].....	11
Ilustración 2.7 Densidad de Descargas a Tierra difusa [1] .....	13
Ilustración 2.8 Tiempo de Llegada (TOA) [5] .....	14
Ilustración 2.9 La distancia entre las antenas se hace muy pequeña, la intersección entre las hipérbolas tiende a una línea recta correspondiente a la dirección de la fuente [6] .....	16
Ilustración 2.10 Antena típica del método Loop Antena [8] .....	17
Ilustración 2.11 Representación del Ángulo de Apantallamiento [4] .....	22
Ilustración 2.12 Tipos de Ángulo de Apantallamiento [4].....	23
Ilustración 2.13 Diferentes Ángulos de Apantallamiento [4] .....	24
Ilustración 2.14 Criterio de Schwaiger .....	24
Ilustración 2.15 Criterio de Langrehr [4] .....	25
Ilustración 2.16 Distancias de atracción de un conductor suspendido sobre el suelo [4] .....	27
Ilustración 2.17 Distancias de atracción para la línea monofásica apantallada [4] .....	29
Ilustración 2.18 Distancias de atracción para la línea trifásica apantallada [4] .....	31
Ilustración 2.19 Distancias de atracción en línea en terreno con pendiente lateral [4] .....	33
Ilustración 2.20 Terreno con deformación lateral [4] .....	35
Ilustración 2.21 Representación del modelo multiconductor [31].....	36
Ilustración 2.22 Modelos de torre con multiconductor [31].....	37
Ilustración 2.23 Modelo final con impedancias de torre [31] .....	38
Ilustración 2.24 Modelo de aislador [35] .....	39
Ilustración 3.1 Mapa del SIC.....	41
Ilustración 3.2 Mapa del SIC con líneas comprometidas .....	42
Ilustración 3.3 Torre Tipo C .....	44
Ilustración 3.4 Torre Tipo M .....	45
Ilustración 3.5 Torre Tipo G.....	45
Ilustración 3.6 Torre Tipo D.....	46
Ilustración 3.7 Torre Tipo 2 .....	46
Ilustración 3.8 Torre Tipo 2V .....	47
Ilustración 3.9 Torre Tipo 22 .....	48
Ilustración 3.10 Torre Tipo 24 .....	48
Ilustración 3.11 Torre Tipo 15 .....	49
Ilustración 3.12 Ubicación Línea Tinguiririca - Rancagua - Alto Jahuel .....	50
Ilustración 3.13 Ubicación Línea Sauzal - Rancagua .....	51
Ilustración 3.14 Ubicación Línea Canutillar - Puerto Montt.....	51
Ilustración 3.15 Ubicación Línea Valdivia - Puerto Montt.....	52
Ilustración 3.16 Ubicación Línea Antuco - Charrúa.....	53

Ilustración 4.1 Mapa de Nivel Cerámico Mundial.....	54
Ilustración 4.2 Ubicación de antenas WWLLN en el globo [2] .....	55
Ilustración 4.3 Antena tipo del método WWLLN .....	57
Ilustración 4.4 Mapa de densidad de descargas atmosféricas para el año 2012 .....	59
Ilustración 4.5 Mapa de densidad de descargas atmosféricas para el año 2013 .....	60
Ilustración 5.1 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel .....	64
Ilustración 5.2 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Sauzal – Rancagua .....	66
Ilustración 5.3 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Valdivia – Puerto Montt .....	68
Ilustración 5.4 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Antuco – Charrúa .....	70
Ilustración 5.5 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Canutillar – Puerto Montt .....	72
Ilustración 5.6 Tensión de Flameo Inverso.....	74
Ilustración 5.7 Características Línea Canutillar - Puerto Montt.....	75
Ilustración 5.8 Modelo ATP .....	76

## Índice de Tablas

Tabla 3-1 Causas principales de las salidas de las líneas a analizar .....	43
Tabla 4-1 Formato de los datos entregados por el método WWLLN .....	56

## Resumen

En el presente trabajo se muestra un análisis del diseño de cinco líneas de transmisión de Transelec, debido a las fallas que han producido en ellas las descargas atmosféricas. El trabajo se basa en la simulación de los Modelos Electrogeométricos para realizar la simulación del comportamiento de las torres de las líneas de transmisión, ante la caída de rayos, con una corriente pico específica, considerando sólo descargas negativas producto de la altura a la que se encuentran instaladas y a que tienen una probabilidad mucho mayor de ocurrencia que las descargas positivas.

En el desarrollo del trabajo se consideran dos tipos de análisis:

- El primero consiste en considerar las líneas sobre un terreno relativamente plano, es decir, sin desniveles pronunciados ni considerables.
- El segundo consiste en analizar una línea en terreno montañoso, debido a que poco menos de un 50% de su longitud se encuentra sobre la Cordillera de los Andes, desde la Central Canutillar hasta la Subestación Puerto Montt.

Finalmente se procede al análisis de probabilidades que la descarga atmosférica golpee el cable de guarda o una de las fases de la torre respectiva. Se comparan los resultados de las diferentes torres para dar una posible solución a las que tienen problemas o que tienen una probabilidad relativamente baja que golpee el cable de guarda a medida que la corriente pico de descarga aumenta.

Cabe destacar que, a medida que la corriente pico de descarga aumenta, más probabilidad tiene de golpear en el cable de guarda; sin embargo, con ello pueden ocurrir otros fenómenos tales como el flameo de los aisladores de la torre ya que hay probabilidad que existan descargas sobre los 100 kA, no obstante, eso no es tema de estudio del presente trabajo y se expondrá en los trabajos futuros.

## Abstract

In this work, the analysis is presented with five Transelec's transmissions, due to the failures caused by atmospheric discharges. Specifically, the work is based in simulating the Electrogeometric Model to observe the behavior of transmission lines towers when they are hit by a discharge with a specific peak current, considering only negative discharges.

In the study are considered only negative discharges because the positive discharges have low probability of occurrence.

Through this work it is considered two kinds of analysis: the first one considers the transmission lines on a plain terrain; the second consists in analyse a transmission line within mountain terrain. One of the studied lines has a 50% of its length located through the Andes from Canutillar to Puerto Montt substation.

Finally, as analysis proceeds, it is obtained the probability with which the atmospheric discharge hit the protection cable or one of the phases. Then, it compares the results of the different towers to deliver a possible solution for the problematic towers, because they have a relatively low probability of the stroke to hit the protection cable if the peak current raise.

It is necessary to say that if the peak current raise, the chances of hitting the protection cable are higher, but, another phenomenon known as insulation failure may occur.

## Capítulo 1 Introducción

Las líneas de transmisión pueden verse afectadas por diferentes razones: cortocircuitos de todo tipo, flora y fauna circundante, fenómenos climáticos, entre otros. Dentro de los fenómenos climáticos se encuentran las descargas atmosféricas que, según estudios en diferentes países [1], golpean muchas veces al año líneas en territorio colombiano, brasileño y sudafricano. Para dar solución a este problema existen las normas IEC 71.851, IRAM 2184-1-1, CEI 62395-3 y para Chile también se encuentran las normas usadas por Transelec como “Redes de Energía Eléctrica, segunda parte: Líneas de Transmisión” de Endesa, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” de la Comisión Nacional de Energía, “Overhead Power Lines” y la norma “IEC 62305-2 Protection against lightning”.

Para analizar las fallas por descargas atmosféricas se debe calcular el nivel cerámico y la Densidad de Descargas a Tierra (DDT) en territorio chileno, con las cuales es posible calcular las probabilidades que las descargas golpeen el cable de guarda o alguna de las fases.

Durante los últimos cinco años se han presentado 67 fallas<sup>1</sup> a lo largo de las diferentes líneas de transmisión de Transelec y que se han producido por descargas atmosféricas. Aún no se sabe con certeza qué es lo que provoca estas fallas, por lo que se manejan dos opciones, una mala aplicación de los métodos para el diseño del apantallamiento en las líneas en cuestión, o los modelos aplicados en las líneas son correctos pero la información de las descargas atmosféricas no es confiable o no es suficiente para la protección de descargas atmosféricas.

Para determinar la influencia que tienen las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión que salen de servicio, se hace necesario estudiar la densidad de rayos presentes en las zonas donde están ubicadas las líneas y concluir si existe una relación entre la cantidad de descargas y el número de fallas producidas en las zonas de ubicación de estas líneas.

Teniendo esto en cuenta, es necesario generar un mapa de densidad de rayos a nivel nacional mediante la información obtenida a partir de una de las redes de detección de descargas atmosféricas, en particular de la red World Wide Lightning Location Network (WWLLN<sup>2</sup>) [2] y el desarrollo de los modelos de apantallamiento que aparecen en las normas internacionales y locales, como las utilizadas en Transelec, ya que, a futuro, el diseño del apantallamiento y el conocimiento de la densidad de rayos en diferentes zonas, permitirá proteger las líneas de una mejor manera (lo que se traduce en un menor número de salidas por fallas producidas por descargas atmosféricas), realizar un diseño más robusto de las estructuras de las líneas de transmisión y dar una adecuada óptima que permita una protección confiable a un costo adecuado.

Las líneas de transmisión y las estructuras que se analizarán en este trabajo son las siguientes (Ver Anexo 1):

- Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel
  - Tipo CA-AB

---

<sup>1</sup> Información suministrada por Transelec

<sup>2</sup> [www.wwlln.net](http://www.wwlln.net)

- Tipo 15CD 0
- Tipo 15CD +3
- Tipo CA A
- Tipo CD
- Tipo CC A
- Tipo DC-BR
- Tipo Ca
- Tipo 22 AD1 +3
- Tipo 22 AD1 +11
- Sauzal Rancagua
  - Tipo E
  - Tipo D
  - Tipo MB
  - Tipo D
- Canutillar-Puerto Montt
  - Tipo 22AD1 0
  - Tipo 22AD1 +3
  - Tipo 22AD1 -3
  - Tipo 22BD1 0
  - Tipo 22BD1 +3
  - Tipo 22BD1 -3
  - Tipo 22FD 0
  - Tipo 22DD1 0
  - Tipo 22DD1 -3
- Valdivia-Puerto Montt
  - Tipo 15CD 0
  - Tipo 15CD 3
  - Tipo 15DD 0
  - Tipo 15DD 3
  - Tipo 15BD 0
  - Tipo 15BD +3
  - Tipo 15BD -3
- Antuco-Charrúa
  - Tipo 2A1
  - Tipo 2A7
  - Tipo 2A40
  - Tipo 2A40 E
  - Tipo 2A40 E R
  - Tipo 24A 35
  - Tipo 2 V0 28
  - Tipo 2 V0 33
  - Tipo 2 V0 38
  - Tipo 2 V7 28 An.
  - Tipo 2 V7 33 An.

- Tipo 2 V7 38 An.
- Tipo 2 V7 28 Rec.
- Tipo 2 V7 33 Rec.
- Tipo 2 V7 38 Rec.

## Objetivos

- Realizar la revisión de los modelos de apantallamiento de líneas contra descargas eléctricas atmosféricas existentes en la literatura.
- Recopilar y sintetizar el estado actual del apantallamiento de las líneas de transmisión de la empresa Transelec que salen de servicio producto de rayos.
- Determinar la actividad eléctrica atmosférica en las zonas en las que se están presentando fallas de las líneas de transmisión de Transelec.
- Evaluar el estado del apantallamiento de las líneas de transmisión de Transelec con base en los modelos teóricos existentes en la literatura, para determinar si el apantallamiento es insuficiente y está provocando las fallas por descargas atmosféricas.

El presente trabajo consta de 6 capítulos:

- **Capítulo 1: Introducción**, donde se presenta la problemática, se da a conocer parte de la información entregada por Transelec y, finalmente, se muestran los objetivos de la memoria.
- **Capítulo 2: Antecedentes y Estado del Arte**, se mostrará el fenómeno del rayo, su significancia, frecuencia y magnitud de sus corrientes, tipos de descargas, protección de las líneas de transmisión a través del cable de guarda y los diferentes modelos de apantallamiento, (desde los modelos clásicos hasta los métodos electrogeométricos), definiéndose en detalle el modelo a utilizar en esta memoria, junto a un modelamiento de impedancias de torre con el fin de determinar en un último caso la calidad del aislamiento.
- **Capítulo 3: Problemática de Transelec**, se presenta en detalle la situación descrita anteriormente definiéndose las líneas de transmisión a analizar. Se muestran las características de la red CDEC-SIC y se dan a conocer las torres de cada línea de transmisión escogidas para el análisis. Finalmente, se hace mención a la normativa utilizada por Transelec en el diseño de las estructuras.
- **Capítulo 4: Niveles Cerámicos y Densidad de Rayos en Chile**, apunta a definir conceptos determinantes para entender el cálculo de la densidad de rayos en territorio chileno como lo es la densidad de descargas a tierra (DDT). Se mostrarán los mapas de densidad de rayos construidos y con ellos, las líneas de transmisión con la densidad de rayos respectiva para su ubicación.
- **Capítulo 5: Desarrollo y Aplicación del Modelo**, se valida el modelo de apantallamiento que se define en el Capítulo 2, dividiendo el análisis en líneas en terreno plano y líneas en terreno montañoso. Se presentan gráficos que muestran la evolución de la probabilidad que una descarga atmosférica impacte en el cable de guarda, al aumentar la corriente de ésta.
- **Capítulo 6: Conclusiones**, se presentan las conclusiones del análisis realizado en la memoria, añadiendo los trabajos futuros que complementarán el presente trabajo.

## Capítulo 2 Antecedentes y Estado del Arte

Para llevar a cabo un análisis de apantallamiento de líneas de transmisión se hace necesario determinar la densidad de rayos presentes en la superficie de la tierra, existen variados métodos para la detección de descargas atmosféricas, las cuales utilizan las emisiones electromagnéticas de diferentes niveles de frecuencia ([1], [4], [5], [6], [9]).

En este capítulo se explica la física del rayo con los respectivos parámetros aplicados en ingeniería, se presenta una breve descripción de los métodos de detección de rayos y una explicación más detallada de los métodos a utilizar, para determinar la densidad de descargas en Chile con sus respectivas normas, redes y modelos de apantallamiento.

### 2.1. Parámetros del rayo

#### 2.1.1. Proceso de descarga en una nube

El rayo es una descarga transitoria de intensidad elevada que puede ocurrir entre nube-nube y entre nube-tierra.

En el estudio y cálculo de sobretensiones, un rayo puede ser visto como una fuente de corriente con polaridad positiva, negativa o incluso ambas, en una misma descarga [7] (véase Ilustración 2.1). Se conocen cuatro tipos de descargas entre nube y tierra: las descargas negativas (categoría 1) forman el 90 % de las descargas que caen a tierra a lo largo de todo el planeta; menos del 10 % de las descargas son positivas (categoría 3); también existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (categorías 2 y 4), que son relativamente raras y ocurren normalmente en zonas de gran altitud. Se debe considerar un aspecto adicional que corresponde a la distorsión (por la presencia de objetos altos) que puede provocar en los parámetros de un rayo con respecto del que se originaría en terreno plano [7].

Los rayos procedentes de una nube tienden a impactar en tierra dentro de un área circular de aproximadamente 10 km de diámetro, dentro de esta área el impacto es aleatorio. Existe una probabilidad cercana a un 20 % de que una segunda descarga caiga a 2, 3, ó 4 km de la primera [7]; y existe una probabilidad más pequeña de que una descarga caiga a unos 8 km o más de la primera. El valor medio de la distancia entre sucesivos puntos de impacto se encuentra en unos 3,5 km [7]. El comportamiento de las descargas atmosféricas tiene un marcado carácter aleatorio, por lo que generalmente es necesario un elevado número de medidas para determinar con precisión su ubicación.

La formación del rayo ocurre en diferentes etapas. En la primera de ellas el canal se propaga desde la nube hasta la tierra en una serie de pasos discretos; el canal se inicia en el interior de la nube a partir de un proceso previo de ruptura dieléctrica, se propaga a una velocidad media de aproximadamente  $2 * 10^5 \text{ m/s}$  con una corriente media que se encuentra entre 100 y 1000 A [7]. Mientras la punta del canal se acerca a la tierra, el campo eléctrico en objetos puntiagudos de tierra o en irregularidades de la superficie aumenta, hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aire, en ese momento se inician descargas desde esos puntos hasta el canal; una vez conectado con la tierra, comienza a descargarse a lo largo del canal previamente ionizado por medio de una onda que se propaga hacia la nube. Este proceso se conoce como primera descarga de retorno. La velocidad de la corriente de retorno del rayo típicamente toma valores de 1/3 a 1/2 de la

velocidad de la luz en el vacío, y decrece con la altura. El tiempo total transcurrido en la propagación de la tierra a la nube es del orden de 70  $\mu$ s. La primera descarga de retorno produce un pico de corriente del orden de 30 kA [7].

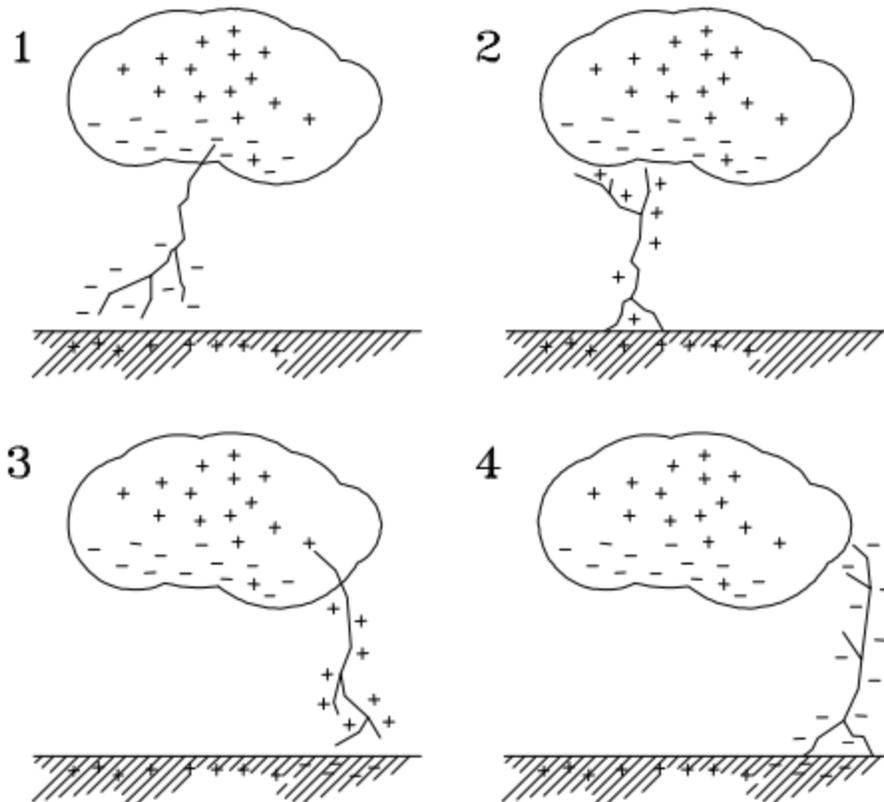


Ilustración 2.1 Tipos de Rayos (Categorías) [7]

Cuando la descarga de retorno cesa, el proceso que envuelve al rayo podría finalizar; en este caso, este proceso es llamado rayo de único impacto. Por otro lado, si la nube dispone todavía de carga adicional, otro canal continuo puede propagarse hacia abajo a lo largo del primer canal residual e iniciar otra descarga de retorno [7].

Algunos de estos segundos canales actúan como los primeros porque no siguen el canal de retorno previo. Los segundos canales y las subsiguientes descargas de retorno normalmente no están ramificados. Esto se observa en la Ilustración 2.2.

Los rayos de polaridad positiva (categoría 3) pueden poseer una corriente de pico mucho más grande que las de los rayos con polaridad negativa más comunes. Los datos históricos sobre elevados picos de corriente, en el rango de 200 a 300 kA, proviene de rayos positivos [7].

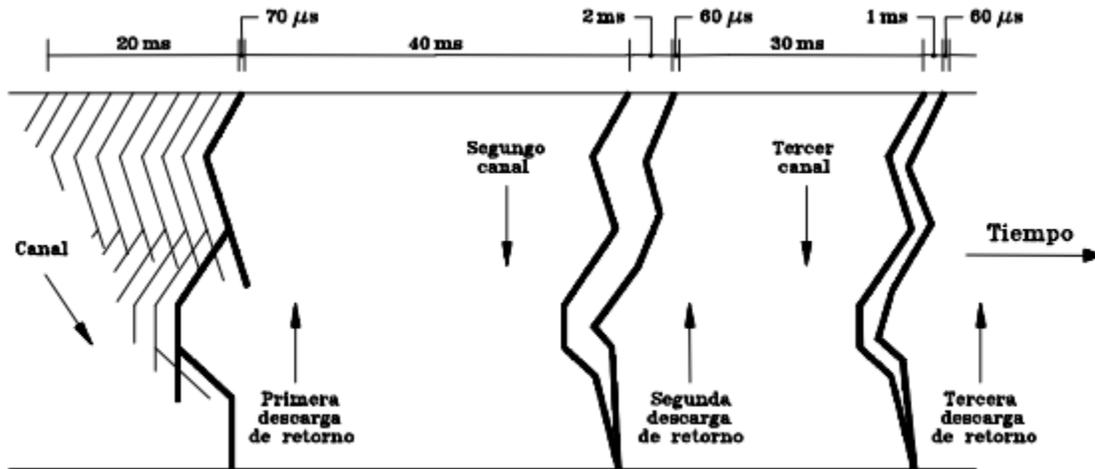


Ilustración 2.2 Proceso de descarga [7]

### 2.1.2. Forma de onda de la corriente del rayo

Las descargas de uno o diferentes rayos tienen distinta severidad, sus amplitudes y formas de onda varían estadísticamente; la forma de onda de la corriente de retorno depende fuertemente de la polaridad del rayo. En rayos de polaridad negativa, la segunda descarga tiene una forma de onda diferente de la primera, presentando generalmente un frente más rápido y una duración menor; lo contrario sucede con los rayos de polaridad positiva [7].

Se han realizado numerosas medidas experimentales sobre la corriente en la base del canal de una descarga. La siguiente figura muestra la forma de onda de la corriente de retorno definida por Anderson<sup>3</sup> y Eriksson, en donde  $T_{10}$  es el intervalo de tiempo entre el 10% y el 90% de la corriente de pico del rayo, y  $T_{30}$  es el intervalo de tiempo entre el 30% y el 90% de la corriente de pico; los valores de corriente se encuentran normalizados [7].

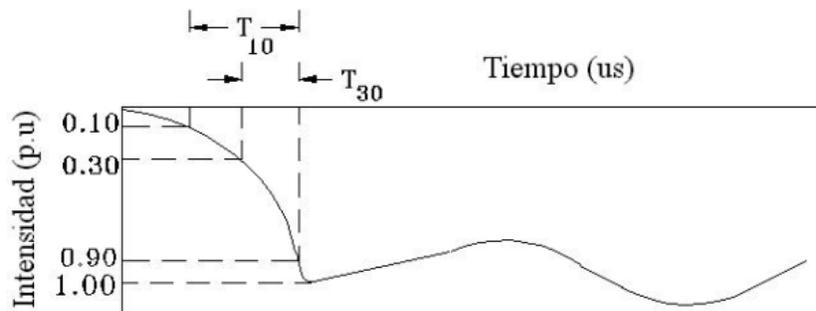


Ilustración 2.3 Forma de Onda de la corriente de rayo [7]

<sup>3</sup> Quien demostró el concepto simplificado de la incidencia de rayos en una línea de transmisión, asumiendo que ésta proyecta una "sombra eléctrica" sobre el suelo y que, a partir del ancho de la sombra, se puede determinar el número de impactos a la línea

De manera simplificada se puede utilizar una onda con forma en doble rampa para la corriente del rayo, ver Ilustración 2.4. En este caso, la expresión que sigue la corriente de retorno es la siguiente:

$$i(t) = \alpha_1 t u(t) - \alpha_2 (t - t_f) u(t - t_f) = i_1(t) + i_2(t) \quad (2.1)$$

$$\alpha_1 = \frac{I}{t_f}, \alpha_2 = \frac{2t_h - t_f}{2t_f(t_h - t_f)} * I \quad (2.2)$$

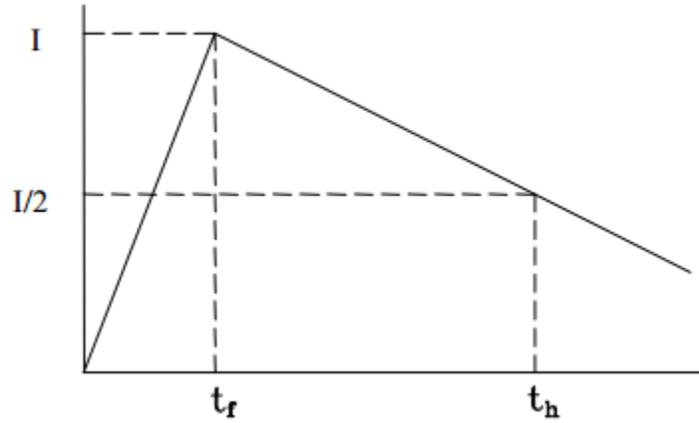


Ilustración 2.4 Forma de onda de corriente de rayo simplificada [7]

De aquí en adelante se asumirá una forma de onda positiva para la corriente de retorno del rayo; sin embargo, para los cálculos, da igual si esta forma de onda es positiva o negativa. Además, se considera que la forma de onda permanece constante durante todo el proceso de descarga, es decir los valores de sus parámetros característicos (corriente de pico, tiempo de frente y tiempo al valor medio de la corriente de pico) permanecerán constantes. Se trabajarán las funciones de probabilidad que siguen los parámetros más importantes de un rayo: pico de la corriente y tiempo de frente. Se asume un valor constante para el tiempo al valor medio de la corriente pico.

### 2.1.3. Funciones de probabilidad para la corriente máxima de un rayo.

#### 2.1.3.1. Función densidad de probabilidad

La función densidad de probabilidad de las amplitudes del pico de corriente de un rayo,  $p(I)$ , se calcula a partir de la siguiente expresión [7]:

$$p(I) = \frac{1}{\sigma_{\ln I} I \sqrt{2\pi}} * \exp \left\{ \frac{-1}{2} \left( \frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma_{\ln I}} \right)^2 \right\} \quad (2.3)$$

Donde  $\bar{I}$  y  $\sigma_{\ln I}$  son el valor medio y la desviación estándar del logaritmo de la corriente de retorno del rayo, estos valores están referidos a la primera descarga del rayo, que normalmente es la que presenta un valor pico más elevado. Generalmente se asumen los siguientes valores [7]:

- $\sigma_{lnI} = 0.65$ ,  $\bar{I} = 29.96$  kA, para descargas con polaridad negativa
- $\sigma_{lnI} = 1.23$ ,  $\bar{I} = 35.16$  kA, para descargas con polaridad positiva

En la función anterior se han utilizado los parámetros del rayo correspondientes a descargas con polaridad negativa. La Ilustración 2.5 muestra gráficamente esta función calculada para descargas con polaridad negativa.

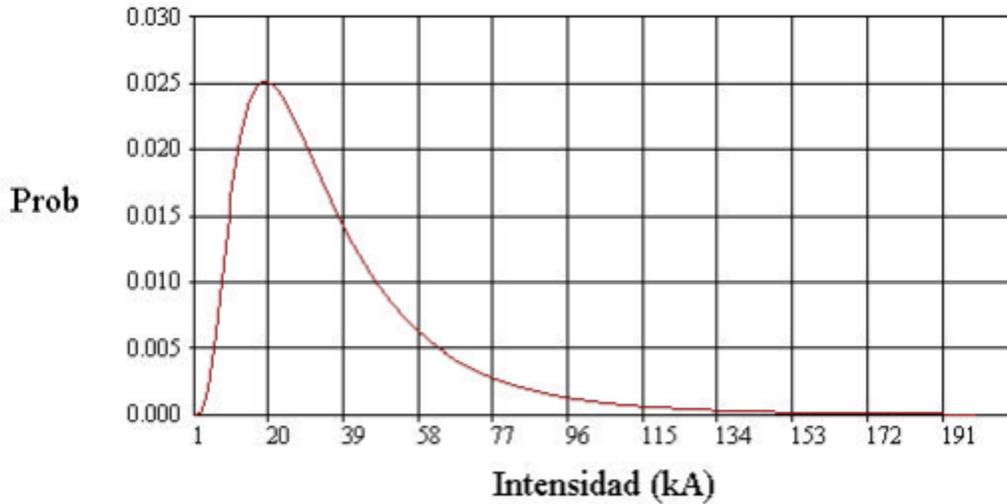


Ilustración 2.5 Curva de probabilidad según corriente de rayo [7]

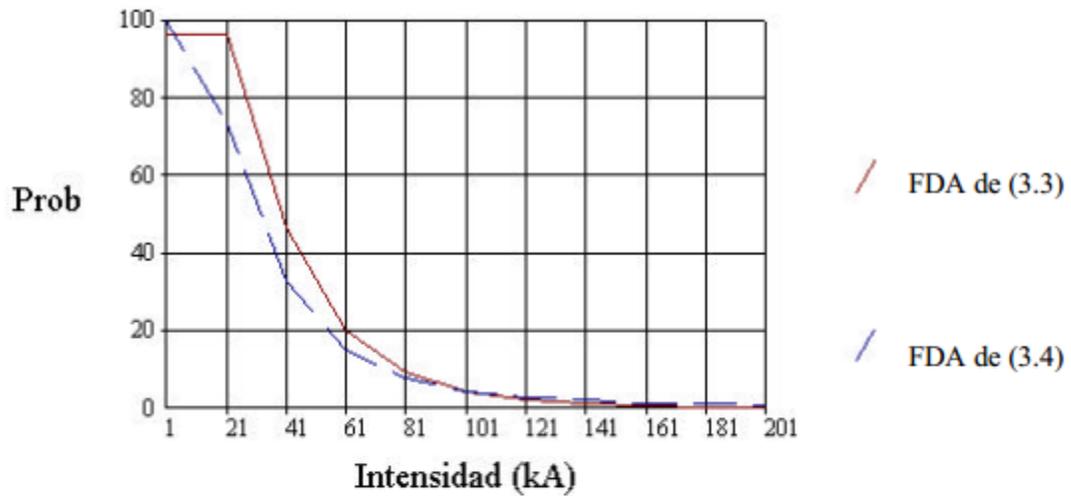
### 2.1.3.2. Función de distribución acumulada

La función de distribución acumulada permite calcular la probabilidad de que la corriente pico de un rayo sea igual o más grande que un valor determinado,  $i_0$ . Esta función se puede calcular según cualquiera de las siguientes expresiones [7]:

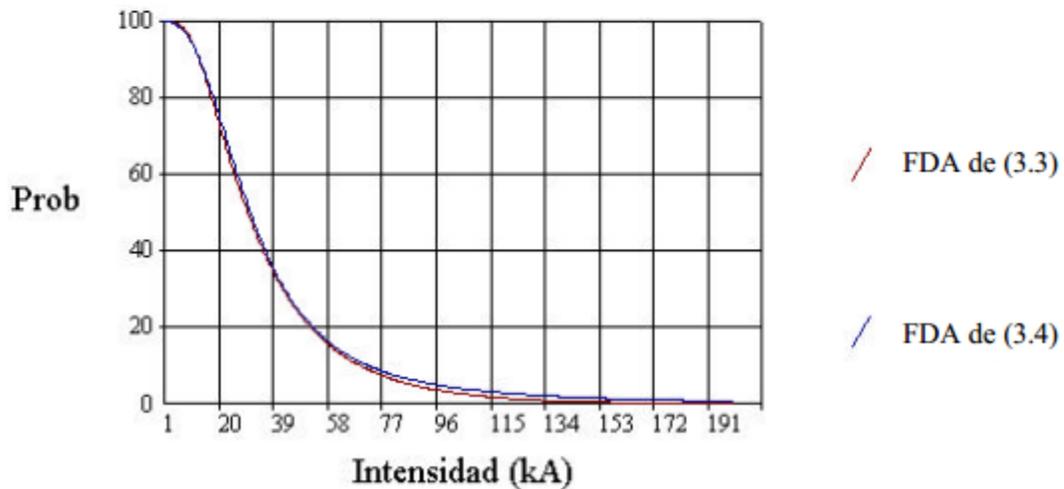
$$P(I \geq I_0) = p(I_0) * \Delta I + p(I_0 + \Delta I) * \Delta I + \dots + p(200 \text{ kA}) * \Delta I \quad (2.4)$$

$$P(I \geq I_0) = \frac{1}{1 + (I_0/31)^{2,6}} \quad (2.5)$$

La Ilustración 2.6, compara gráficamente la función de distribución acumulada calculada a partir de  $p(I)$  según la primera expresión anterior y calculada directamente mediante la segunda expresión. En la Ilustración 2.6a se ha utilizado un  $\Delta I = 20$  kA, mientras que en la Ilustración 2.6b se ha utilizado un  $\Delta I = 0.5$  kA. Se puede observar que si se utiliza un  $\Delta I$  grande la diferencia puede ser considerable, sobre todo con valores pequeños de intensidad.



a)  $\Delta I = 20 \text{ kA}$



b)  $\Delta I = 0.5 \text{ kA}$

Ilustración 2.6 Comparación entre modelos de probabilidad<sup>4</sup> [7]

#### 2.1.4. Densidad de Descargas a Tierra (DDT)

Para tener una idea sobre zonas locales propensas a los rayos o dar una medida a la severidad de una tormenta, existen dos formas. La primera consiste en el nivel cerámico (NC) el cual corresponde al número de días tormentosos al año de una zona particular; la segunda, mucho más confiable y rigurosa, corresponde a la densidad de descargas a tierra (DDT) [1].

El NC es una medida que varía tanto por época del año como por latitud y consiste en tener un conteo sobre los días tormentosos por año, como el NC varía según la ubicación geográfica, éste tenderá a ser mayor en zonas tropicales y/o en zonas montañosas y de cumbres. Las estaciones

<sup>4</sup> FDA = Función de Densidad Acumulada

del año también influyen, debido a que, por ejemplo, en una zona templada como el centro de Chile, no es común tener días lluviosos durante el verano, sin embargo, es en esta estación cuando se producen la mayoría de las descargas atmosféricas (entre los meses de enero y abril) ([33], [34]).

Sin embargo, el hecho de sólo tener el NC como medida de descargas atmosféricas es muy ambiguo y menos confiable, es por este motivo que es recomendable tener una medida de densidad de descargas a tierra.

El DDT corresponde a la Densidad de Descargas a Tierra por kilómetro cuadrado por año. Este parámetro ha sido determinado por dos métodos [1]:

- 1° Mediciones directas de conteo de rayos, sistemas localizadores o sistemas satelitales.
- 2° Ecuaciones empíricas que relacionan la densidad de descargas a tierra con el nivel cerámico.

El segundo método se ha desarrollado en diferentes partes del mundo encontrándose diferentes ecuaciones según la locación geográfica.

Al comparar las distintas ecuaciones se obtiene una gran variación en los resultados por lo que sólo son válidas para los sitios para las que fueron desarrolladas. La diversidad de resultados llevó a que la ecuación propuesta en la norma IEC62305-2, 2006 ( $DDT=0,1*NC$ ) sólo fuera válida para zona templada; como un ejemplo se menciona que para una zona tropical se utilizan las ecuaciones ([15], [16]) cuando no se tenga el dato de DDT obtenido de un sistema de localización o un equipo contador de rayos:

$$DDT = 0,024 * NC^{1,12} \text{ (México)}$$

$$DDT = 0,030 * NC^{1,12} \text{ (Brasil)}$$

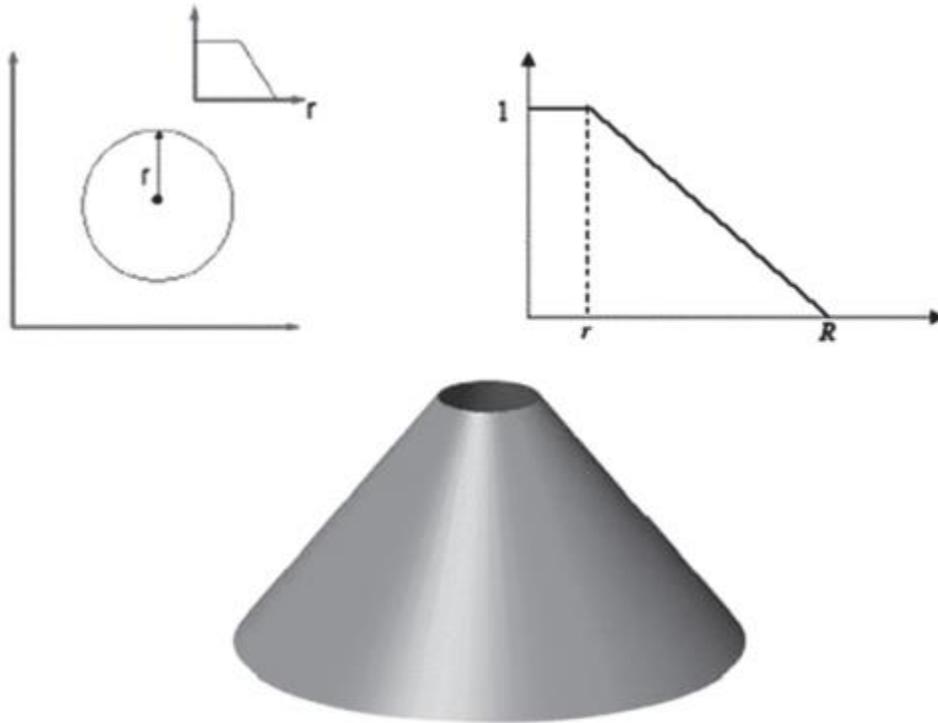
$$DDT = 0,017 * NC^{1,56} \text{ (Colombia)}$$

Para obtener la ecuación de una zona específica se debe distribuir el terreno en zonas de unos cuantos kilómetros cuadrados, en caso que no se tenga ningún dato a disposición; sin embargo, esto es una aproximación gruesa si se desea diseñar algún sistema de protección contra rayos.

Para representar matemáticamente fenómenos imprecisos tales como el DDT, se utiliza la lógica difusa, ésta se basa en lo relativo a lo observado, es decir admite múltiples valores de verdad, a diferencia de la lógica clásica que admite sólo dos valores: verdadero o falso [1].

Younes [17] propone la Densidad de Descargas a Tierra difusa, la cual consiste en definir una región difusa M alrededor de un punto C de coordenadas (Cx, Cy), para el cálculo de densidad en ese punto.

El método para el cálculo de la DDT difusa parte definiendo M como un círculo con una frontera difusa mediante la definición de un radio difuso, luego se trabaja una función de pertenencia  $\mu_R$  trapezoidal para el radio difuso determinada por un radio menor r y uno mayor R, el cual al rotar genera un cono truncado como el mostrado en la Ilustración 2.7[1].



*Ilustración 2.7 Densidad de Descargas a Tierra difusa [1]*

El cálculo de la densidad difusa es una estrategia de suavización de los valores de densidad, es posible abusar de ella hasta perder el detalle deseado de los datos originales. En general, un suavizado excesivo tiende a homogeneizar los valores lo que lleva a una reducción de los valores pico de densidad; por otra parte, un suavizado deficiente tampoco permite examinar los patrones importantes y genera valores pico de densidad más altos [1].

Debido a lo anterior, se presentan ciertas reglas generales [17] para la selección de los radios externos e internos y así representar el fenómeno con el grado de exactitud requerido:

- Seleccionar un radio exterior mayor que la distancia máxima que pueda tener un punto en el plano al punto de la grilla, en que se calcula la densidad más cercana a él.
- Seleccionar un radio interno mayor o igual que la exactitud en la localización estimada para el sistema de medición.
- Seleccionar un radio externo menor que el mínimo nivel de detalle que se desee representar.

Se adoptó esta función de pertenencia debido a que tiene que ver con la exactitud en la localización de los parámetros del rayo, que arrojó resultados cercanos a 3 km. Adicionalmente, los kilómetros de acción del radio están relacionados con los parámetros del rayo, donde a más de 15 Km es poco probable escuchar un trueno, por lo que en esta área se define el parámetro de nivel ceráuneo.

## 2.2. Redes de detección de descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas se pueden dividir en dos clases: descargas entre nubes y descargas nube-tierra, ambos tipos emiten energía electromagnética en un amplio rango de frecuencias, tales como, muy baja frecuencia (VLF, banda entre los 3 kHz hasta 30 kHz), baja frecuencia (LF, banda entre los 30 kHz hasta 300 kHz) y muy alta frecuencia (VHF, banda entre los 30 MHz hasta 300 MHz). Al producirse la descarga se generan emisiones VHF, lo que genera canales de aire ionizado que permiten la propagación de descargas subsecuentes, la primera con menor corriente que las posteriores, denominadas descargas de retorno ([1], [4]).

Los métodos que se utilizan para la detección de descargas atmosféricas se basan principalmente en utilizar las emisiones VLF, LF y VHF para determinar la magnitud y ubicación de éstas, considerando que los distintos métodos poseen diferentes grados de exactitud. Las técnicas más empleadas para este propósito son: Dirección de Llegada, basada en interferometría (DF) y Tiempo de Llegada (Time of Arrival - TOA) [5].

### 2.2.1. Métodos Electromagnéticos

#### 2.2.1.1. Tiempo de llegada (Time of Arrival - TOA)

Es una técnica de detección de rayos, basada en la medición de los tiempos de llegada de las emisiones electromagnéticas, en diferentes sensores ubicados en variados lugares. El método de localización de las fuentes de emisión se basa en la diferencia de tiempo de llegada entre pares de antenas, esta técnica de localización es intrínsecamente tridimensional [5].

En la Ilustración 2.8 se observa una representación bidimensional de este método de localización en donde la diferencia de tiempo de llegada entre antenas es representado por una hipérbola. La intersección que se muestra en la ilustración como un punto negro determina la localización del rayo.

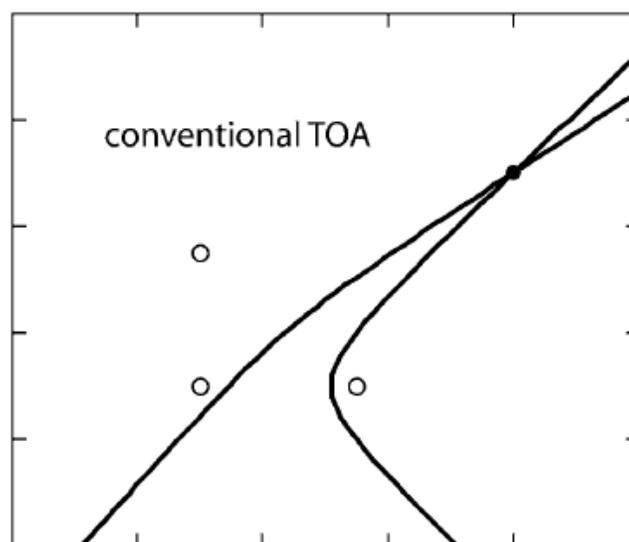


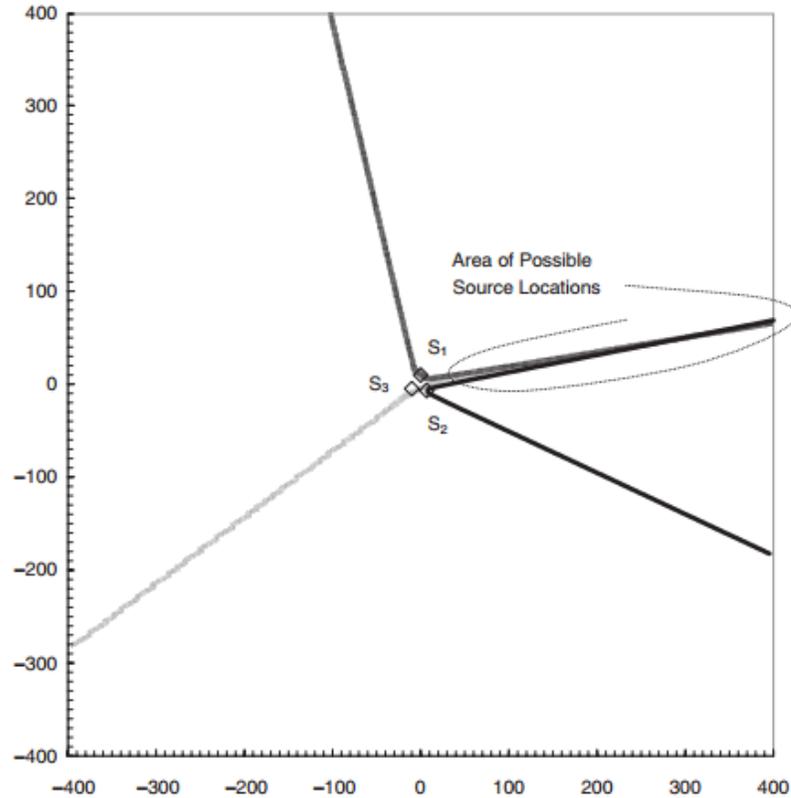
Ilustración 2.8 Tiempo de Llegada (TOA) [5]

La desventaja de esta técnica reside en la identificación y correlación de los impulsos presentes entre los diversos sensores del sistema de detección, debido a que las emisiones pueden estar separadas por un período eventualmente más corto que la distancia entre los sensores, por lo tanto, la secuencia de impulsos puede no llegar a cada sensor en el mismo orden, haciendo más complejo el proceso de identificación. La solución estándar es utilizar líneas de base relativamente cortas para minimizar este efecto, requiriendo una cantidad significativa de información redundante para determinar la ubicación de la fuente de emisión (6 o más mediciones, para determinar 3 coordenadas espaciales y el tiempo). En términos prácticos, las líneas de base típicas son de unos 30 km de largo y prevén resolución inequívoca de emisiones separadas por al menos 100 us. [5]

#### *2.2.1.2. Dirección de Llegada basada en Interferometría*

Esta técnica se basa en la medición de diferencias de tiempo entre pares de antenas, pero con una distancia entre ellas del orden de magnitud de una longitud de onda. En ese caso, la desigualdad de tiempo puede determinarse como una diferencia de fase y así, el sistema se beneficia de la repetitividad temporal de la señal con el fin de integrar un gran número de pulsos, logrando una mayor precisión en la medición. [6]

La Ilustración 2.9 muestra una representación de esta técnica de localización, donde las hipérbolas tendrán una de sus ramas paralelas entre sí, dando acceso a la dirección de la fuente de la radiación. La diferencia máxima de tiempo para este sistema será de aproximadamente 3 nanosegundos ya que los sensores son más cercanos entre sí, logrando una precisión angular de aproximadamente un grado.



*Ilustración 2.9 La distancia entre las antenas se hace muy pequeña, la intersección entre las hipérbolas tiende a una línea recta correspondiente a la dirección de la fuente [6]*

El principio de la interferometría consiste en determinar la dirección de la fuente de radiación con una combinación de medidas de fase en un ancho de banda angosto. La antena se compone de dipolos de VHF y está conectada a un receptor que es capaz de determinar las diferencias de fase [6].

La diferencia de fase se obtiene mezclando las señales provenientes de varias antenas, para luego ser integradas en el dominio del tiempo. El paso final consiste en el procesamiento de las diferencias de fase con el fin de obtener una dirección de una red bidimensional (2D) o una dirección y elevación de una red tridimensional (3D) de la fuente que produce la radiación; el procesador central recibe la información de varios sensores y localiza cada evento de forma individual por triangulación. [7]

La principal diferencia entre las dos técnicas de localización mencionadas reside en la dependencia de las mediciones entre los distintos sensores, cada sensor TOA identifica una característica única de la señal con el fin de proporcionar tiempos de llegada precisos, tal característica debe ser vista en común entre varios sensores que se encuentran considerablemente espaciados. Por otra parte, un sensor interferométrico, que posee una matriz estrechamente espaciada de antenas, proporciona una medición de ángulo único desde una ubicación; las señales detectadas simultáneamente por estas antenas pueden ser asumidas como idénticas, aparte de las diferencias en su hora de llegada o fase, para una señal de banda estrecha [5].

Por lo tanto, un interferómetro no requiere alguna forma específica de la señal, y puede integrar las señales de llegada sobre intervalos largos, lo cual posibilita un funcionamiento propicio de la interferometría en señales similares al ruido.

### 2.2.1.3. Software-defined Radio (SDR)

Es un sistema de comunicación por radio, donde los componentes que se han implementado son hardware (por ejemplo, mezcladores, filtros, amplificadores, moduladores/demoduladores, detectores, etc.) siendo manipulados a través de softwares en un ordenador personal [9].

Su concepto se basa en un esquema de conexión de un convertidor análogo-digital a una antena. Un procesador de señal digital leería la señal de entrada, y entonces su software se encargaría de transformar el flujo de datos desde el convertidor a cualquier otra forma requerida [9].

### 2.2.1.4. Loop Antenna

Consiste en una antena de radio que consta de una circunferencia de conductores eléctricos con sus extremos conectados a una línea de transmisión equilibrada [9]. Dentro de esta descripción física hay dos diseños de antena muy distintas: el lazo pequeño (bucle magnético) con un tamaño mucho más pequeño que una longitud de onda y la antena de bucle resonante con una circunferencia aproximadamente igual a la longitud de onda [9].

Una antena de bucle magnético, en general, tiene una circunferencia de menos de un décimo de una longitud de onda, en cuyo caso habrá una distribución de corriente relativamente constante a lo largo del conductor. A medida que aumenta la frecuencia o el tamaño, una onda estacionaria comienza a desarrollarse en la corriente, y la antena comienza a adquirir algunas de las características de un bucle resonante [10].

Las antenas de bucle resonantes son relativamente grandes y se rigen por la longitud de onda de operación deseada, así es que se utilizan normalmente en las frecuencias más altas, especialmente en VHF y UHF, donde su tamaño es manejable. Puede ser visto como un dipolo plegado y tienen características bastante similares, tales como una alta eficiencia de radiación [9].

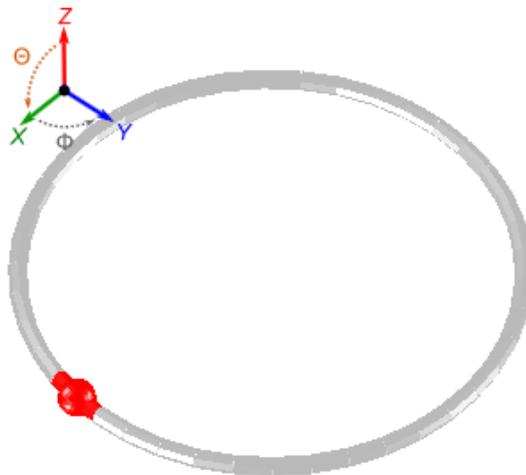


Ilustración 2.10 Antena típica del método Loop Antena [9]

La operación del método consiste en una distribución sinusoidal de corriente en el loop de una longitud de onda. En el punto de alimentación y a mitad del perímetro de la antena se considera un cortocircuito virtual, donde la corriente alcanza un máximo, la corriente viaja desde el punto A en el loop hasta el punto B; la corriente en B no puede estar en fase con la corriente en A y el campo magnético en B que surge desde el elemento en A tampoco puede estar en fase con cualquiera [10].

La velocidad de variación del campo magnético induce un campo eléctrico que puede encontrarse en aproximadamente 90 grados desfasado con la corriente en B. Si existen componentes en fase, representa la transferencia de energía, lo que resulta ser una contribución a la energía radiada por la antena [10].

### 2.3. Redes de Detección WWLLN y LIS

Los métodos de detección de rayos que se utilizarán en la presente memoria son: Lightning Imaging Sensor (LIS) y World Wide Lightning Location Network (WWLLN).

El primero consiste en un satélite de la NASA utilizado para la medición de lluvias tropicales, que a su vez, es usado para investigar la distribución y variabilidad de la actividad total de rayos (entre nubes y nube-tierra) entre  $\pm 35^\circ$  de latitud [11]. El segundo en cambio es un proyecto desarrollado por la universidad de Washington que utiliza antenas instaladas en diferentes partes del mundo, para localizar las descargas atmosféricas que llegan a tierra; este método es del tipo electromagnético TOA [5].

#### 2.3.1. Lightning Imaging Sensor (LIS)

Es un método de detección de descargas atmosféricas desarrollado por la NASA en el año 1998, utilizado principalmente para el análisis de tormentas tropicales y para determinar la distribución de la actividad de rayos tanto entre nubes como nube-tierra. Es por ello que este método sólo cubre entre  $\pm 35^\circ$  de latitud; permite desarrollar algoritmos de datos combinados para estudiar las propiedades eléctricas, cinéticas y físicas de las tormentas de rayos [11].

Evidencia reciente sugiere que la actividad de rayos provee un enlace entre rangos de valores de algunas propiedades geofísicas como flujo y radio de lluvias, distribución de tormentas, estructura vertical y distribución de masas de tormenta [11].

#### ***Descripción del Método:***

El LIS es un instrumento científico integrado a bordo de la misión Tropical Rainfall Measuring Mission (TRMM) Satellite. Fue lanzado en noviembre del año 1997 y orbita la tierra a una altura de 350 km con una inclinación de  $35^\circ$  observando, principalmente, la actividad de las tormentas en el trópico [11].

El LIS posee un sensor capaz de identificar actividad de rayos detectando cambios en el brillo de las nubes al ser iluminadas por descargas atmosféricas [12]. El LIS, además, detecta la totalidad de las descargas, desde nube-tierra, intranube y nube-nube, almacenando los datos con un formato que salva la hora del evento, la localización de éste y la energía irradiada por la descarga.

El componente primario para capturar imágenes es un dispositivo acoplado (CCD) de 128x128, el cual, sumado a la altura de órbita de 350 km, entrega un área de visión de 600kmx600km, además posee un muestreo de 500 fps [11].

Se han efectuado estudios para mejorar la precisión del LIS, disminuir la variabilidad de los datos utilizando filtros para el lente y también mejoras para capturar de mejor forma la energía irradiada por las descargas. La calibración realizada también es objeto de estudio ya que se desea sacar el máximo provecho al lente del satélite [10-11].

### 2.3.2. World Wide Lightning Location Network (WWLLN)

El método WWLLN es una red de detección de descargas atmosféricas, creada por la Universidad de Washington, que detecta emisiones VLF entre 3 y 30 KHz, que se propagan en largas distancias a través de la ionosfera [14]. Es un método similar al National Lightning Detection Network (NLDN) que detecta descargas atmosféricas en territorio norteamericano.

Con la llegada de este método a la Universidad de California, se instala un sensor y posteriormente, al construir un nuevo sensor en la Universidad de Costa Rica, se comienza la expansión de éste a través del globo terráqueo.

#### **Descripción del Método:**

La red del WWLLN actualmente se compone de más de 50 sensores alrededor del mundo y su número aún sigue en aumento.

La detección se realiza de manera más eficiente durante la noche [2] y también difiere del método NLDN, debido a que no sólo detecta descargas en tierra. Sin embargo, el WWLLN se calibra a partir del NLDN mediante lo cual se logra determinar los siguientes aspectos [14]:

La eficiencia de la detección depende fuertemente de los peaks de corriente, con valores mayores al 10% para corrientes mayores a 35 KA y valores menores al 2% para corrientes entre 0 y 10 KA [2]. Sin embargo, la eficiencia puede mejorarse considerablemente aumentando el número de estaciones. Por ejemplo, en la zona de Hawaii la eficiencia aumentó de un 53% a un 64% al instalarse la estación de Maitri [37].

Los errores de localización varían, en general, entre 4-5 Km. [2]

La Universidad de Valparaíso facilitó los datos de este método que se utilizaron para el desarrollo de este trabajo.

## 2.4. Modelos de apantallamiento

### 2.4.1. Significancia del rayo.

Las descargas atmosféricas constituyen la principal causa de salidas no programadas de los sistemas eléctricos. Según estadísticas internacionales, un 65% de fallas en líneas de transmisión se producen por descargas atmosféricas [18]. Este número de fallas puede verse reducido con un correcto esquema de protección mediante el apantallamiento de la línea, siempre y cuando no se produzcan problemas de flameo inverso en el aislador. Por otro lado, a medida que los sistemas de distribución están mayormente cargados, las salidas no programadas de las líneas aumentan considerablemente el riesgo de que se pierda la estabilidad [19].

Cuando se produce una falla por descargas atmosféricas, ocurren sobretensiones que pueden afectar a los equipos conectados de una instalación. Estas sobretensiones pueden presentar tiempos de duración de fracciones de segundo.

Otro punto a considerar es que los usuarios y equipos conectados al sistema requieren de un servicio continuo y que no se vea afectado por cortes de suministro eléctrico, por lo que la meta a alcanzar al ocurrir una descarga sobre una línea es reducir el flameo de los aisladores, especialmente donde el nivel cerámico es alto [19].

## 2.4.2. Frecuencia e intensidad de la caída de rayos.

### 2.4.2.1. Densidad de rayos a tierra y nivel cerámico.

El número de salidas de la línea es proporcional al número de descargas que golpean la línea. Siguiendo esta idea, a medida que mayor es la ocurrencia de tormentas eléctricas, mayor es la probabilidad que ocurra una falla por descargas atmosféricas.

El nivel cerámico corresponde a la frecuencia de incidencia de descargas de rayos en una localidad específica medida a través de los años, también se puede definir como el número de días tormentosos al año en el cual fue oído un trueno. Se requiere de un periodo largo de mediciones ya que se trata de datos estadísticos; esto permitirá tener predicciones más confiables para el futuro [4].

A pesar de ser sencillo y depender del oído de los observadores, es una fuente importante de investigación de cómo afectan los rayos a las líneas de transmisión aéreas. Sin embargo, es de mayor información conocer la densidad de descargas definida por la cantidad de rayos por kilómetro cuadrado por año.

Existen países, como el caso de Chile, en los cuales este parámetro no se utiliza de mayor forma o directamente no existe, hasta ahora, un conteo de los rayos en la superficie. Es por este motivo que Cigre desarrolló un contador de descargas a tierra y se basa en el cambio de campo eléctrico local producido por un rayo [20]. Usando los resultados de tales contadores, investigadores han intentado desarrollar fórmulas empíricas para relacionar los rayos a tierra  $N_g$  con el nivel cerámico  $N_k$ .

Un ejemplo de estas fórmulas es la desarrollada por A.J. Eriksson [21], la cual es la recomendada para la zona cercana a Sudáfrica:

$$N_g = 0.04 * N_k^{1.25} \frac{\text{rayos}}{\text{km}^2 * \text{año}} \quad (2.6)$$

Los valores que entregan estas fórmulas son sólo una indicación válida para una región con cierto nivel cerámico, aunque también influyen otros factores como la ionización y el tipo de relieve, entre otros.

### 2.4.2.2. Magnitud de las corrientes de rayo

Según Cigre, las torres de alturas menores a 100 metros son menos propensas a recibir una descarga negativa. Para estructuras sobre 100 metros la probabilidad de recibir una descarga de este tipo no excede el 10% [4].

Se considera que 35 kA es el valor medio recomendado para corrientes de rayo, sin embargo, las magnitudes promedio de corrientes varían según la región donde se produzcan e incluso pueden depender de la altura en las que ocurren.

#### 2.4.2.3. Descargas directas e indirectas

Sobretensiones producidas por rayos en las líneas de transmisión se relacionan con el punto de incidencia de la descarga. Según lo anterior, estas se clasifican en [4]:

- Sobretensiones inducidas que ocurren cuando el rayo alcanza la tierra cerca de la línea
- Sobretensiones con falla de apantallamiento que ocurren cuando el rayo golpea los conductores de fase
- Sobretensiones producidas por flameo inverso que ocurren cuando el rayo golpea el conductor de apantallamiento o la torre

Las sobretensiones raramente exceden los 600 kV y en líneas de transmisión sobre 90 kV, son prácticamente despreciables debido a que su aislación usualmente es mayor a 600 kV.

En el caso de una descarga directa en el conductor, la corriente se divide en dos, siguiendo ambas direcciones de la línea. El valor de la sobretensión es calculado entonces [4]:

$$U_c = \frac{1}{2} * I * Z_c \quad (2.7)$$

Donde  $Z_c$  es la impedancia del circuito. La onda de sobretensión tiene una forma similar a la de la corriente, por lo que puede verse afectada por la propagación, reflexiones en los terminales y por el efecto corona.

Un flameo en el aislador puede o no ocurrir dependiendo del nivel de aislación de la línea, sin embargo, frecuentemente se menciona que un flameo ocurre si [4]

$$U_c + U_{pf} \geq U_{50\%} \quad (2.8)$$

Donde  $U_c$  es la sobretensión provocada por la descarga,  $U_{pf}$  es el valor instantáneo de la tensión a frecuencia industrial (50 Hz en el caso de Chile) y  $U_{50\%}$  es el valor crítico de flameo del aislador con la misma polaridad que la onda de impulso.

Por todo lo anterior se hace necesario entonces tener una buena disposición de los conductores de apantallamiento para que así el rayo sólo golpee en estos conductores o el terreno circundante.

El flameo inverso se produce cuando la descarga golpea el conductor de apantallamiento. Cuando la corriente de la descarga es evacuada a la tierra a través de la torre, se origina una sobretensión que es función directa de la resistencia de puesta a tierra y de la impedancia de la torre, en el caso que esta sobretensión se combine con el voltaje de la red, excediendo el nivel de aislación de la línea, se producirá un flameo entre torre y conductor. Siguiendo lo anterior, la resistencia de tierra de la torre es un parámetro importante en el cálculo de la sobretensión de la torre y se expresa con la fórmula [4]

$$U_m = (1 - k) * (Z_m * I + L_m * \frac{dI}{dt}) \quad (2.9)$$

Donde  $U_m$  es la sobretensión de la torre expresada en kV,  $Z_m$  es la impedancia de puesta a tierra de la torre como función de la resistencia de tierra (en ohm),  $L_m$  es la inductancia propia de la torre,  $I$  es la corriente de la descarga en kA y  $k$  es el factor de acoplamiento entre los conductores de tierra y los conductores.

#### 2.4.5.1. Disposición del cable de guarda

Como se mencionó anteriormente en este capítulo, un buen diseño del apantallamiento ayudará a proteger la línea de transmisión de las descargas atmosféricas. En este punto se mencionarán diferentes métodos para determinar la ubicación apropiada para el cable de guarda.

##### 2.4.5.1.1. Ángulo de Apantallamiento

Para establecer la posición del cable de guarda respecto a los conductores de fase se debe determinar el ángulo de apantallamiento, el cual corresponde al máximo ángulo formado por la vertical y la recta que une el cable de guarda con el conductor de fase, como se ve en la Ilustración 2.11, donde el ángulo de apantallamiento es  $39^\circ$ :

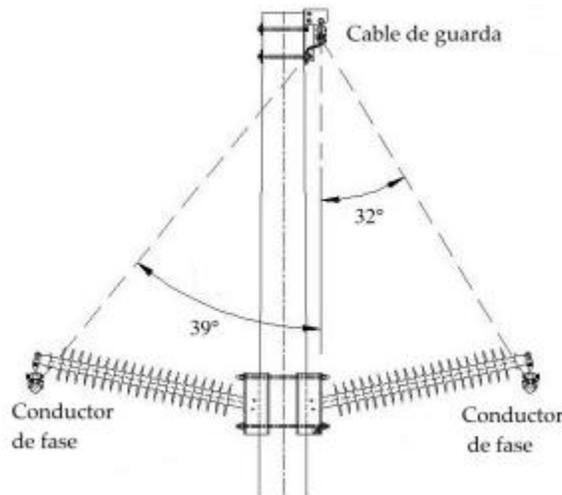


Ilustración 2.11 Representación del Ángulo de Apantallamiento [4]

El ángulo de apantallamiento puede ser positivo o negativo según la ubicación de los cables de guarda respecto a los conductores de fase. Esto se puede observar en la Ilustración 2.12.

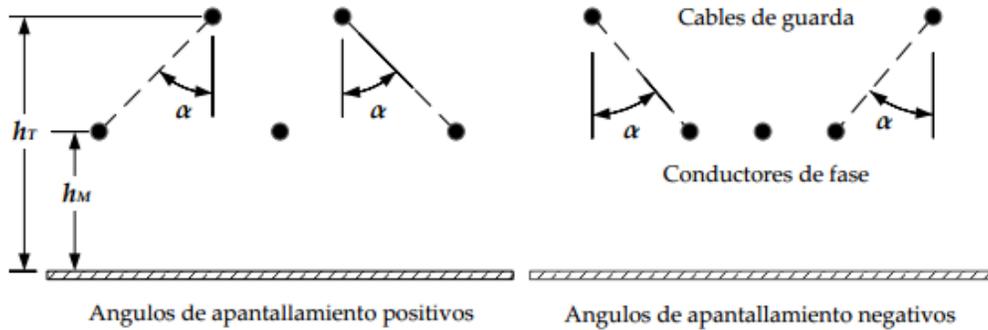


Ilustración 2.12 Tipos de Ángulo de Apantallamiento [4]

Para determinar el ángulo de apantallamiento existen diferentes métodos, sin embargo, todos sugieren que el cable de guarda debe ubicarse sobre los conductores de fase. Los métodos pueden agruparse en clásicos y modernos.

#### 2.4.5.1.2. Métodos clásicos

Los métodos clásicos son métodos de simple implementación y se basan en criterios geométricos, sólo con fundamentos obtenidos de su aplicación, éstos a su vez se dividen en métodos basados en el ángulo de apantallamiento y métodos basados en arcos circulares [4].

Los métodos basados en el ángulo de apantallamiento establecen áreas de protección en forma de cono, que quedan delimitadas por rectas definidas por un ángulo de apantallamiento específico.

Los dos criterios mayormente usados son el Criterio de Wagner & McCann, con un ángulo de apantallamiento de  $30^\circ$  y el Criterio de Charles, con un ángulo de apantallamiento de  $45^\circ$ ; el segundo tiene una tasa de falla mayor ya que, debido al ángulo de  $45^\circ$ , permite instalar el cable de guarda a una distancia menor que los conductores de fase [4]. Esto se puede observar en la Ilustración 2.13.

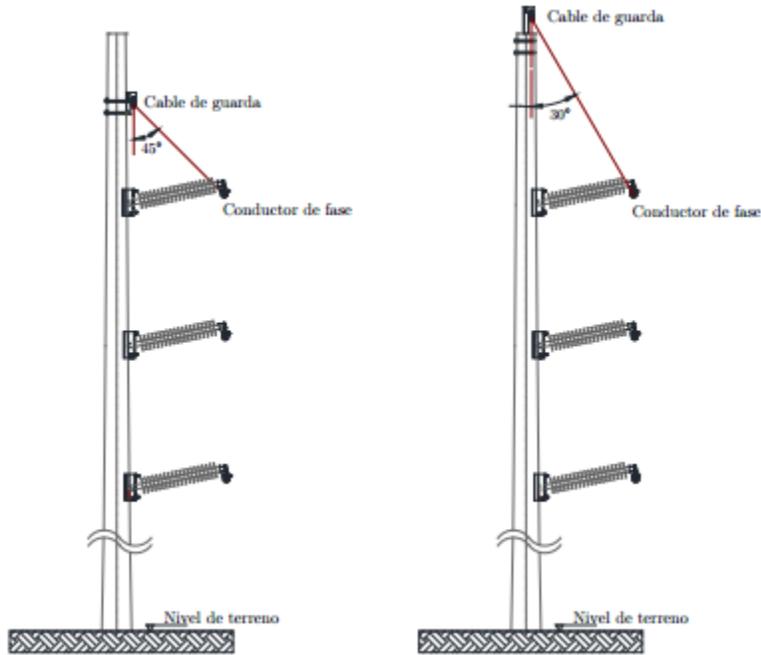


Ilustración 2.13 Diferentes Ángulos de Apantallamiento [4]

Los métodos de arcos circulares, en vez de encontrarse limitados por líneas rectas, se encuentran delimitados por arcos de circunferencia. Los criterios más usados son el Criterio de Schwaiger (Ilustración 2.14) y el Criterio de Langrehr (Ilustración 2.15) [24]; el primero propone una zona de protección delimitada por un cuarto de circunferencia con radio igual a la altura del cable de guarda, en cambio el Criterio de Langrehr, propone una zona de protección delimitada por un cuarto de circunferencia con radio igual al doble de la altura del cable de guarda.

Cada uno de estos criterios presenta una ecuación característica, de las cuales se obtiene la altura de ubicación del cable de guarda

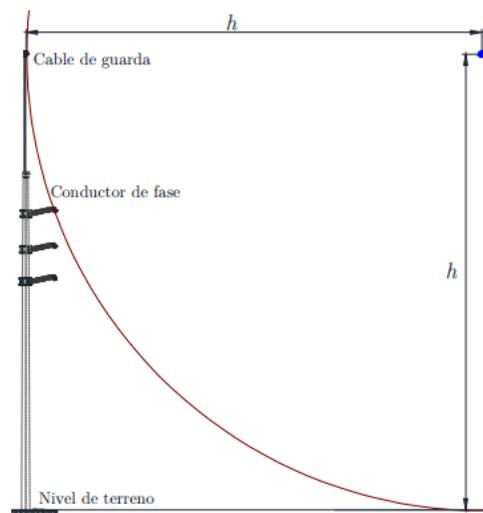


Ilustración 2.14 Criterio de Schwaiger

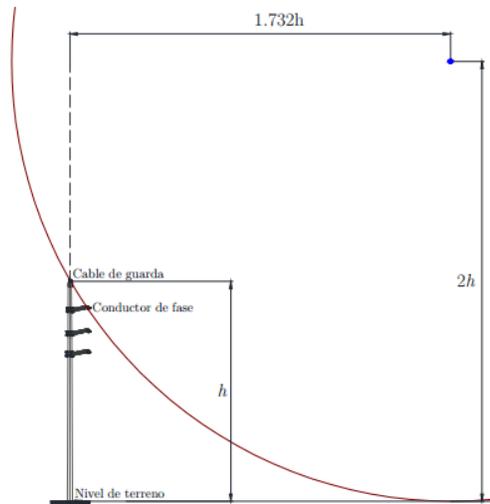


Ilustración 2.15 Criterio de Langrehr [4]

### 2.4.5.1.3. Métodos Modernos

Los métodos modernos, a diferencia de los métodos clásicos, están basados en modelos experimentales y teóricos del rayo, lo que permite ubicar el cable de guarda teniendo en consideración un número definido de salidas de la línea.

La posición del cable de guarda se realiza considerando que existe una probabilidad que se produzca una falla de apantallamiento. La corriente de descarga y el ángulo de apantallamiento determinan la probabilidad que el rayo impacte el suelo, el cable de guarda o un conductor de fase.

A cada rayo que caiga sobre una línea le corresponde una corriente pico. Existe una Corriente Crítica la cual es la corriente pico mínima para producir flameo en los aisladores, también existe la Corriente Máxima de Falla de Apantallamiento, la cual corresponde a un valor máximo de corriente pico, sobre la que no se producirá falla de apantallamiento [4].

En caso que la corriente de un rayo sea menor a la crítica, puede impactar contra el conductor de fase, por lo que esto puede provocar falla de apantallamiento. En caso que la corriente pico de una descarga supere la corriente máxima de falla de apantallamiento no impactará el conductor, es decir, impactará contra el cable de guarda o contra el suelo.

Para obtener el límite inferior del rango de corriente se debe realizar sólo un análisis a las características eléctricas de la línea, sin embargo, para el límite superior se debe realizar un análisis geométrico dependiente del modelo de enlace de rayo.

## 2.5. Modelo de enlace del rayo con la línea de transmisión

Determinando el punto de impacto de una descarga en la línea, se puede establecer la relación entre los rayos y las salidas de ésta.

Los modelos de enlace se dividen en dos grupos: Modelos Electrogeométricos (EGM) y Modelos Genéricos.

Para efectuar los análisis correspondientes a este trabajo se utilizará el Método Electrogeométrico, debido a que es el mayormente utilizado porque da una idea clara y acertada de lo que acontece al ocurrir una descarga en la línea de transmisión [4].

Los principios de este método se encuentran en [4]. En base a esto, la distancia de atracción entre el rayo y los conductores queda determinada por:

$$S(I) = A * I_1^B \quad (2.10)$$

Donde S [m] es la distancia de impacto e I1 [kA] es la corriente pico de la primera descarga de retorno y los coeficientes A y B son constantes empíricas que dependen de la magnitud de la corriente de la descarga y del punto de terminación del rayo. Estos coeficientes serán A=10 y B=0,65; esto debido a que hoy en día es la fórmula aceptada por la mayoría de las normas internacionales [4], resultando en

$$S(I) = 10 * I_1^{0.65} \quad (2.11)$$

Así como existe una distancia de impacto con la torre, ésta también puede expresarse en términos de la distancia crítica a tierra:

$$S(I) = A * I_1^B = \gamma * S_g * (I_1) \quad (2.12)$$

El coeficiente  $\gamma$  indica la selectividad que presenta el líder descendente con respecto al conductor y la tierra. Siguiendo lo anterior, se considera que  $S_g$  representa el efecto atractivo de la tierra y puede ser significativamente diferente a S, por lo que cada modelo entrega un valor de  $\gamma$  distinto. Para el análisis de este trabajo se considerará un valor de  $\gamma=1$ , según el modelo de Anderson [21].

Se tomó este modelo ya que representa el peor caso de los modelos con A=10 y B=0,65, debido a que en los otros la distancia a tierra crece, haciendo más probable que los conductores de fase queden protegidos de recibir una descarga. Esto se demostrará gráficamente a continuación.

### 2.5.1. Aplicación

La siguiente figura considera un conductor de longitud L [km], suspendido sobre el suelo a una altura h [m] y conectado a tierra:

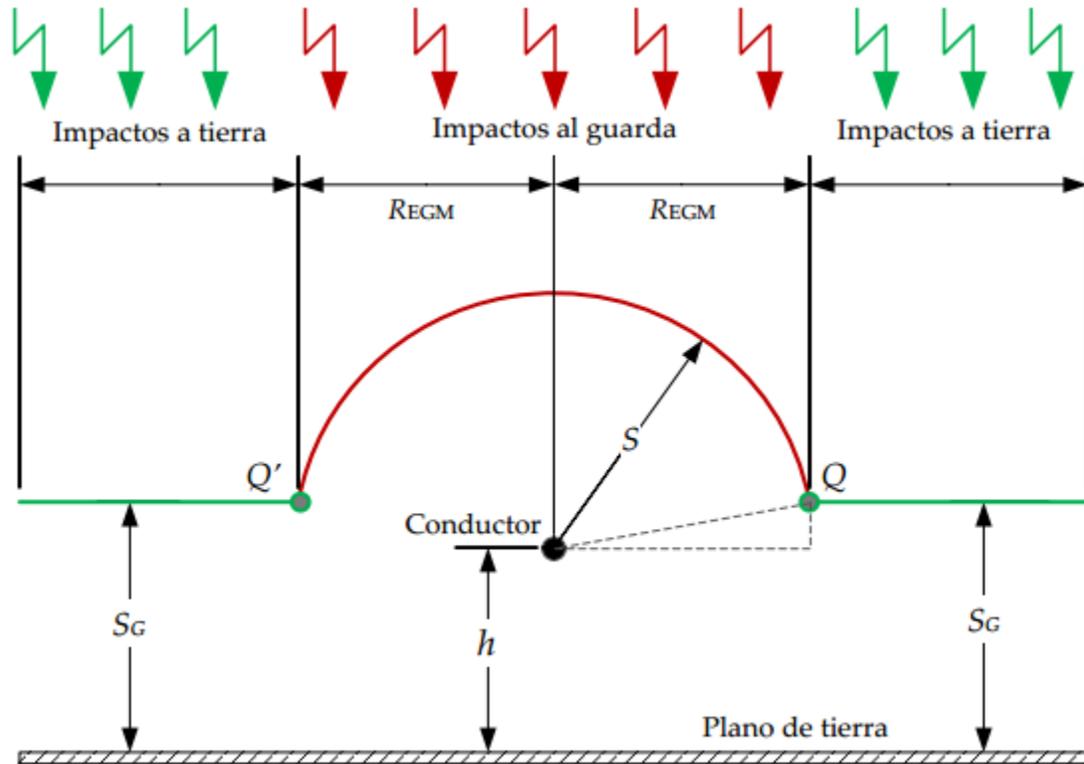


Ilustración 2.16 Distancias de atracción de un conductor suspendido sobre el suelo [4]

Para determinar el punto de impacto de con un rayo, con corriente pico  $I$ , se procede de la siguiente manera:

- Para una corriente  $I$  [kA], se calculan las distancias de impacto al conductor ( $S$ ) y al terreno ( $S_g$ ).
- Se traza una línea paralela al terreno, a una distancia  $S_g$  de éste.
- Finalmente, se dibuja una semicircunferencia de radio  $S$ , con centro en el conductor y que se intersecte con las líneas paralelas al terreno.

Según lo anterior, cualquier descarga que caiga entre los arcos  $QQ'$  golpeará en el conductor, mientras que si el rayo cae a la izquierda de  $Q'$  o a la derecha de  $Q$ , el rayo se enlazará con el líder ascendente originado en el suelo. Por consiguiente, cualquier rayo que descienda a una distancia lateral menor a  $Regm$  impactará al conductor, por lo que la distancia horizontal más grande, medida desde el conductor (a la que se espera que se produzca el enlace del rayo) se define como Distancia Lateral Atractiva [4].

De la Ilustración 2.16 se obtiene una expresión para  $Regm$  en metros:

$$R_{EGM} = \begin{cases} \sqrt{\left(1 - \frac{1}{\gamma^2}\right) S^2 + \left(\frac{2}{\gamma} h\right) S - h^2}, & S_g > h \\ S, & S_g \leq h \end{cases} \quad (2.13)$$

Siguiendo ahora con el número de impactos en la línea para una corriente pico específica, se tiene:

$$N_s|I = GFD * 2 * R_{EGM} * L \quad (2.14)$$

Sin embargo, se debe encontrar una expresión válida para todas las corrientes y obtener el número de salidas total de la línea, considerando todas las corrientes y no sólo una corriente específica. La expresión obtenida [4] es:

$$N_s = \frac{2}{1000} * GFD * L \quad (2.15)$$

$$* \left[ \int_{I_{min}}^{I_r} S * f_1(I) * dI + \int_{I_r}^{\infty} \sqrt{\left(1 - \frac{1}{\gamma^2}\right) * S^2 + \left(\frac{2}{\gamma} * h\right) * S - h^2} * f_1(I) * dI \right]$$

$$I_r = \left(\frac{\gamma * h}{A}\right)^{\frac{1}{B}} \quad (2.16)$$

Siendo  $I_r$  la corriente pico para la que se cumple  $h=Sg$ .

### 2.5.2. Línea Monofásica Apantallada

Al observar la Ilustración 2.17, se aprecia que O y U son las posiciones del cable de guarda y de fase,  $h_o$  y  $h_u$  son las alturas desde el suelo al cable de guarda y de fase, respectivamente,  $\Delta$  es la separación entre ambos y  $\alpha$  es el ángulo de apantallamiento. Cuando cae un rayo, el cable de guarda y la fase emiten un líder ascendente,  $S_o$  y  $S_u$ , respectivamente, que dependen de la corriente pico del rayo y de la polaridad de este.

Si la punta del líder descendente alcanza el arco de blindaje Q'Q'' (shielding arc), entonces se producirá el "salto" del rayo hacia el cable de guarda. De otra manera, si un rayo alcanza el arco expuesto QQ' (exposed arc) es porque existe una falla del blindaje (apantallamiento) y entonces el impacto será contra el conductor de fase; las descargas que no alcancen algún punto de los arcos mencionados terminarán en tierra.

S corresponde a la distancia crítica del conductor (fase y guarda) y SG es la distancia de impacto a tierra. A diferentes corrientes pico de la descarga, corresponderán diferentes distancias críticas, S y SG. Nótese que, debido a que el cable de guarda se sitúa por encima del conductor de fase, se presenta solapamiento entre las distancias laterales atractivas, REGMG y REGM2.

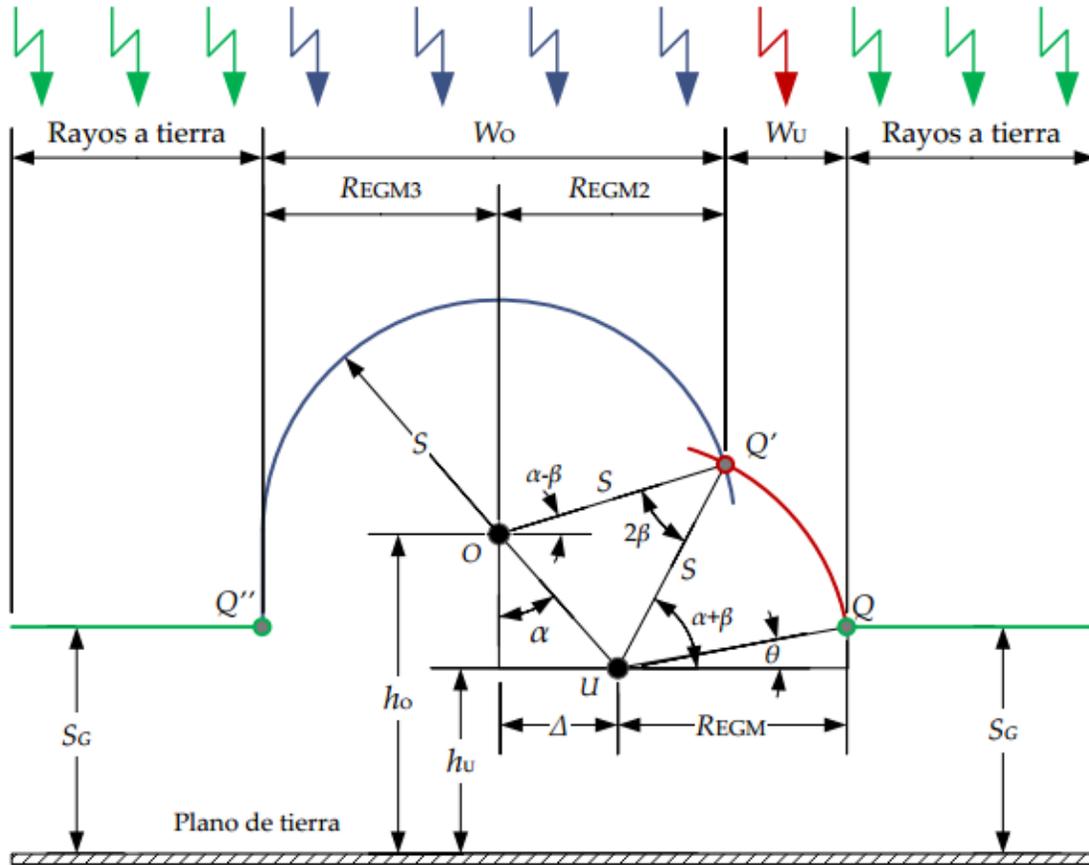


Ilustración 2.17 Distancias de atracción para la línea monofásica apantallada [4]

Finalmente, considerando rayos con trayectoria vertical, si un rayo golpea la línea de transmisión, las probabilidades contra el cable de guarda o el conductor de fase, están dadas por  $P_o$  y  $P_u$ , respectivamente:

$$P_o = \frac{W_o}{W_o + W_u} \quad (2.17)$$

$$P_u = \frac{W_u}{W_u + W_o} \quad (2.18)$$

Siendo  $W_o$  y  $W_u$  los anchos expuestos del cable de guarda y del conductor de fase respectivamente:

$$W_o = R_{EGM2} + R_{EGM3} \quad (2.19)$$

$$W_u = R_{EGM} - R_{EGM2} + \Delta \quad (2.20)$$

$$R_{EGM} = \begin{cases} S \cos\theta, & S_G > h_u \\ S, & S_G \leq h_u \end{cases} \quad (2.21)$$

$$R_{EGM2} = \Delta + S \cos(\alpha + \beta) = S \cos(\alpha - \beta) \quad (2.22)$$

$$R_{EGM3} = \begin{cases} \sqrt{S^2 - (S_G - h_o)^2}, & S_G > h_o \\ S, & S_G \leq h_o \end{cases} \quad (2.23)$$

$$\theta = \sin^{-1} \left( \frac{S_G - h_u}{S} \right) \quad (2.24)$$

$$\alpha = \sin^{-1} \left( \frac{\Delta}{\sqrt{\Delta^2 + (h_o - h_u)^2}} \right) \quad (2.25)$$

$$\beta = \sin^{-1} \left( \frac{\sqrt{\Delta^2 + (h_o - h_u)^2}}{2S} \right) \quad (2.26)$$

Considerando  $\Delta$  despreciable respecto a Regm y Regm2, se tiene lo siguiente:

- Si  $REGM$  es mayor que  $REGM2$ , entonces la fase estará expuesta y existirá una Zona de falla (con un ancho  $WU$ ), una Zona protegida (con un ancho  $WO$ ) y una Zona de tierra (a la izquierda de  $Q''$  y a la derecha de  $Q$ ); es decir, dependiendo de la magnitud (corriente pico) y posición de una descarga, esta impactará en la fase, en el guarda o en el suelo;
- Si, por el contrario,  $REGM$  es menor o igual que  $REGM2$ , entonces la fase estará blindada y sólo existirán la zona protegida y la zona de tierra; o sea, la descarga impactará contra el guarda o en el terreno.

### 2.5.3. Línea Trifásica Apantallada

Para el caso de la línea trifásica apantallada, se tomará como referencia la siguiente figura. Esta línea se protege a través de dos cables de guarda (esquemas IEEE Std. 1243 y Cigré WG33-01).

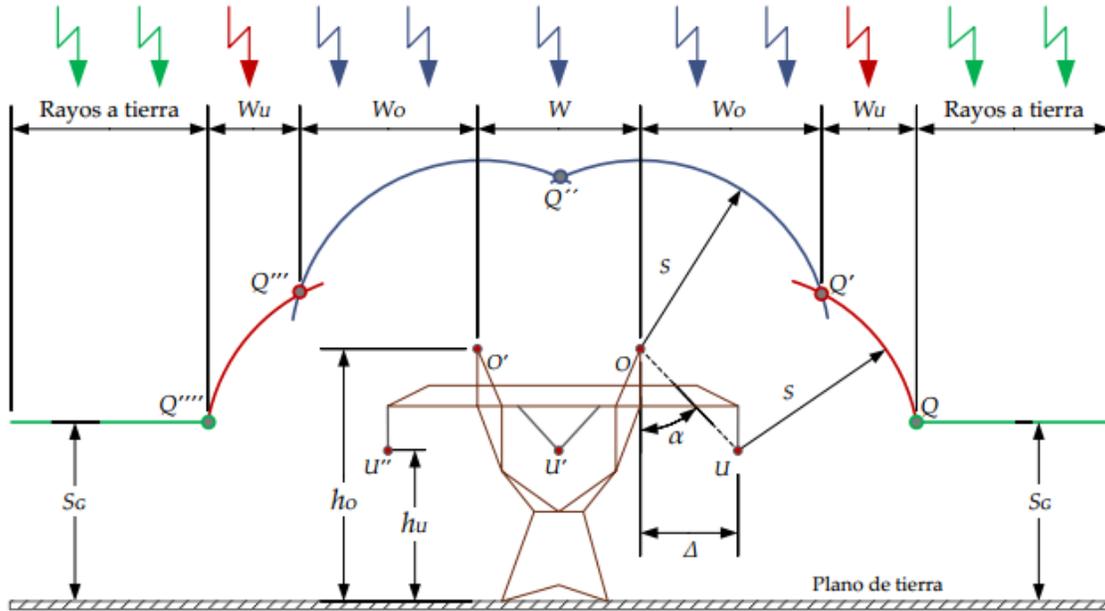


Ilustración 2.18 Distancias de atracción para la línea trifásica apantallada [4]

En la Ilustración 2.18, se han trazado arcos con centro en los conductores de fase (puntos  $U$ ,  $U'$  y  $U''$ ) y en los cables de guarda (puntos  $O$  y  $O'$ ), considerando un radio  $S$ , en ambos casos. La línea horizontal trazada a una altura  $SG$  desde el suelo, determina la zona de tierra; los puntos  $Q$  y  $Q'''$  marcan las intersecciones entre la línea horizontal paralela al suelo y los arcos cuyos centros son los conductores de fase; los puntos  $Q$  y  $Q''$  marcan las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda; por último, la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcada como  $Q''$ .

Las descargas que alcancen el arco  $QQ'$  impactarán contra el conductor situado en el punto  $U$ . el cable de guarda ubicado en el punto  $O$  será impactado por aquel rayo que alcance el arco  $QQ''$ . Análisis similar relaciona a los arcos  $Q'''Q''''$  y  $Q''Q'''$  con los cables localizados en  $U''$  y  $O'$ , respectivamente.

$W$  representa la separación horizontal entre los cables de guarda. Al suponer que el rayo descende verticalmente, se tiene que  $WO$  corresponde al ancho expuesto de cada cable de guarda ( $O$  y  $O'$ ) y  $WU$  corresponde al ancho expuesto de cada conductor de fase, ubicado en un extremo de la estructura ( $U$  y  $U''$ ) [4].

La probabilidad de impactar el cable de guarda y la fase,  $P_o$  y  $P_u$ , respectivamente, es:

$$P_o = \frac{2 * W_o + W}{2 * W_o + 2 * W_u + W} = \frac{W_o + \frac{W}{2}}{W_o + W_u + \frac{W}{2}} \quad (2.27)$$

$$P_u = \frac{2 * W_u + W}{2 * W_u + 2 * W_o + W} = \frac{W_u + \frac{W}{2}}{W_u + W_o + \frac{W}{2}} \quad (2.28)$$

Respecto a la fase central, no es correcto decir que no pueda ser impactada por un rayo. El número de impactos que esta fase reciba, depende de la distancia  $W$  y, en caso de cumplir con la premisa de apantallamiento efectivo, la tasa de impactos a este conductor es en esencia nulo para este tipo de torres.

#### 2.5.4. Incidencia de rayos sobre la línea

Asumiendo una corriente de 35 kA, Eriksson obtuvo una expresión para el cálculo del radio equivalente de intercepción de un conductor suspendido sobre el suelo [28]:

$$R_{eq} = 14 * h^{0.6} \quad (2.29)$$

Según la fórmula anterior, el Área de Exposición,  $A_e$  en kilómetros cuadrados correspondiente a 100 km de línea es:

$$A_E = \frac{2 * R_{eq}}{1000} * 100 \text{ km} = \frac{28 * h^{0.6} + W}{10} \quad (2.30)$$

Donde el  $W$  corresponde a la separación entre los cables de guardia, sin embargo, si la línea solo tuviese uno,  $W$  se hace nulo. Al multiplicar  $A_e$  por la densidad de descargas a tierra en una zona específica, se obtiene el número de impactos en la línea  $N_s$  en rayos por 100 km-año.

$$N_s = GFD * \left( \frac{28 * h^{0.6} + W}{10} \right) \quad (2.31)$$

Expresión que es usada por normas internacionales IEEE 1410-2010 [29] e IEEE 1243-1997 [30].

#### 2.5.5. Cálculo de Apantallamiento cuando existe pendiente lateral del terreno

En el caso que una línea de transmisión sea instalada en terreno montañoso, existirán variaciones notorias en la altura de los conductores respecto del suelo. Para tener en cuenta esta nueva configuración, la siguiente figura muestra el ángulo que representa el plano de la tierra.

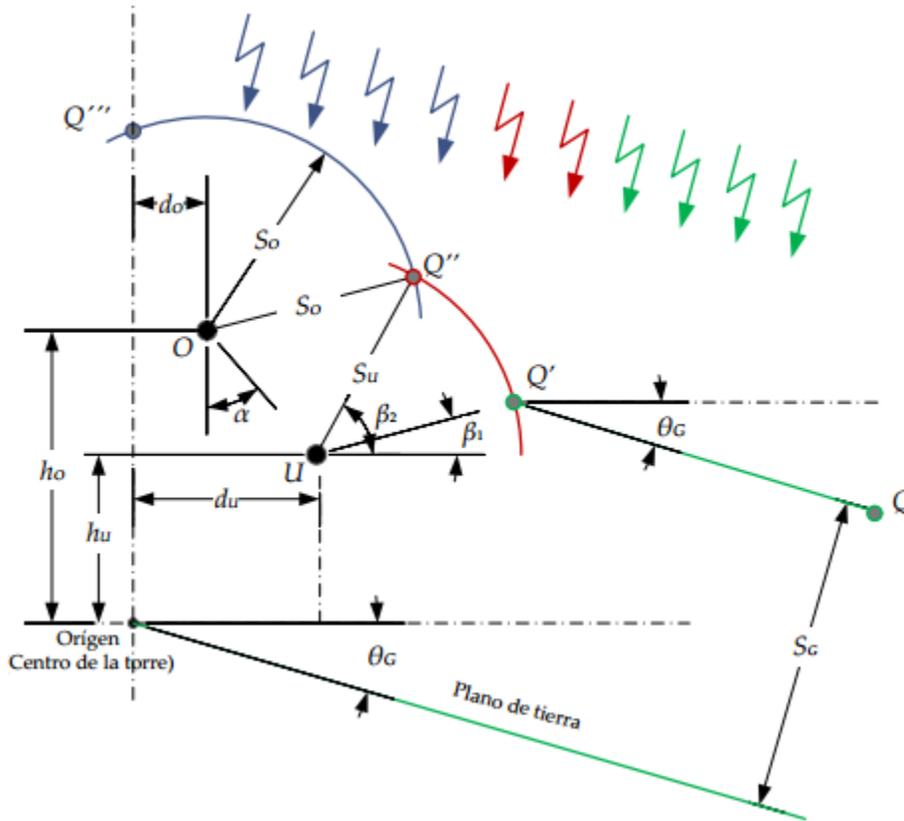


Ilustración 2.19 Distancias de atracción en línea en terreno con pendiente lateral [4]

En la Ilustración 2.19,  $U$  y  $O$  son los puntos de ubicación del conductor de fase y del cable de guarda, respectivamente; el arco circular con centro en  $O$  y radio  $SO$ , se intersecta con el eje vertical en el punto  $Q'''$ ; el arco circular con centro en  $O$  y radio  $SU$ , se intersecta con la recta paralela al plano de tierra en el punto  $Q'$ ;  $Q''$  es el punto de intersección de los arcos mencionados;  $\vartheta_G$  corresponde al ángulo de inclinación del plano de tierra, respecto del centro de la torre;  $\alpha$  es el ángulo de apantallamiento;  $h_U$  y  $h_O$  representan las alturas del conductor de fase y del cable de guarda, las cuales, se miden desde la cota del centro de la torre; finalmente,  $d_U$  y  $d_O$  son las distancias horizontales del conductor de fase y del cable de guarda, medidas desde el eje vertical de la torre.

Los arcos  $Q'Q''$  y  $Q''Q'''$ , junto con la recta  $QQ'$ , forman una especie de “superficie de captación de rayos” a lo largo del eje radial de la línea: si el líder descendente alcanza el arco  $Q''Q'''$ , entonces hay impacto en el cable de guarda; de otra forma, si el líder alcanza el arco  $Q'Q''$ , entonces el impacto será en el conductor de fase, debido a la falla del apantallamiento; sino entonces al alcanzar la recta  $QQ'$ , el impacto será sobre el terreno.

Con la premisa de que los ángulos  $\alpha$ ,  $\vartheta_G$ ,  $\beta_1$  y  $\beta_2$  son positivos cuando se miden en sentido contrario de las manecillas del reloj y negativos en el otro sentido, se tiene que  $\beta_1$  y  $\beta_2$  se pueden calcular por medio de las expresiones que se indican a continuación [4]:

$$\beta_1 = \begin{cases} \theta_G + \sin^{-1}\left(\frac{S_G - \bar{h}_u}{S_u}\right), & S_G > \bar{h}_u - S_u * \sin \theta_G \\ 0, & S_G \leq \bar{h}_u - S_u * \sin \theta_G \end{cases} \quad (2.32)$$

$$\beta_2 = \alpha + \sin^{-1}\left(\frac{t^2 + S_u^2 - S_o^2}{2 t S_u}\right) \quad (2.33)$$

$$t = \frac{h_o - h_u}{\cos \alpha} \quad (2.34)$$

Los radios  $SO$  y  $SU$  corresponden a las distancias de impacto del cable de guarda y conductor de fase, respectivamente; sus valores varían con la corriente pico y polaridad de la descarga y con la altura sobre el suelo;  $S_G$  representa el valor de la distancia de impacto al terreno:

$$S_o = A * I_1^B * \bar{h}_o^C \quad (2.35)$$

$$S_u = A * I_1^B * \bar{h}_u^C \quad (2.36)$$

$$S_G = 8 * I_1^{0.65} \quad (2.37)$$

En este punto es muy importante tener en cuenta que, si el plano de tierra presenta una inclinación lateral ( $\vartheta_G$ ) entonces, la altura de los cables variará conforme la siguiente expresión:

$$\bar{h}_o = h_o * \cos \theta_G - d_o * \sin \theta_G \quad (2.38)$$

$$\bar{h}_u = h_u * \cos \theta_G - d_u * \sin \theta_G \quad (2.39)$$

Como es común, a lo ancho del corredor de una línea de transmisión el terreno varía, por lo cual se hace necesario tener un valor único del ángulo  $\theta_G$  para una franja determinada. Para el cálculo del ángulo se emplea la siguiente aproximación [4]:

$$\theta_G = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \theta_i \quad (2.40)$$

con

$$\theta_i = \tan^{-1}\left(\frac{z_i - z_{i-1}}{\delta}\right)$$

Estas ecuaciones representan un promedio de las deformaciones laterales de los segmentos en los que se ha dividido la franja lateral.

El intervalo Delta, mediante métodos computacionales, puede ajustarse la precisión de la oblicuidad del terreno. Esto se muestra en la Ilustración 2.20.

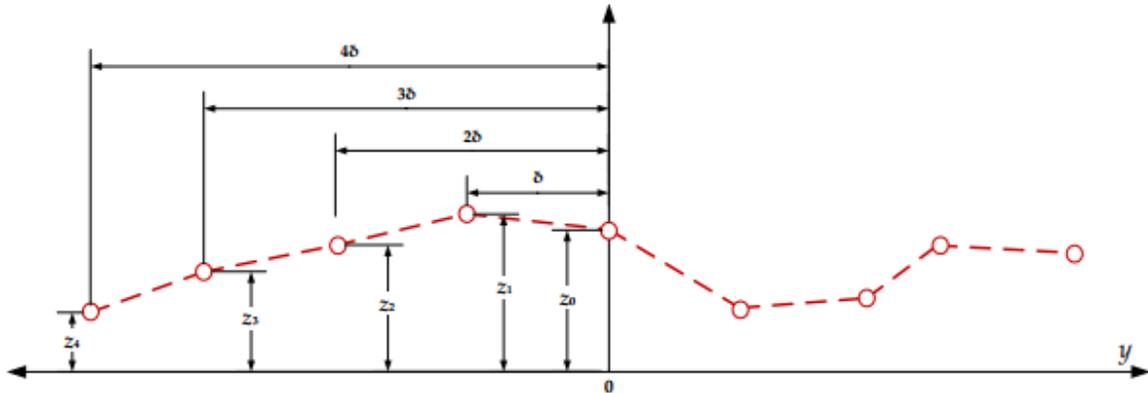


Ilustración 2.20 Terreno con deformación lateral [4]

### 2.5.6. Modelo de impedancias de la torre

Al encontrar la probabilidad de que una descarga golpee un cable de guarda, se hace necesario determinar la corriente con la cual la estructura falla por flameo inverso.

Para este efecto, las estructuras se representan de manera circuital, ya sea a través de una inductancia conectada a tierra, una impedancia constante, una impedancia variable o una estructura radial [32].

Los primeros modelos se deducen asumiendo una descarga vertical que golpea la parte más alta de la torre. Los últimos acercamientos se ven influenciados por la obtención de sobretensiones en los aisladores.

En la literatura se encuentran tres modelos de representación circuital de las torres: Línea vertical sin pérdidas, línea vertical con multiconductor o modelo multihistoria [30 y 32]. Se hará hincapié de mayor forma en el segundo, ya que el primer método es una representación básica de la torre de transmisión que no considera todas las crucetas ni las diferentes secciones de ésta, sino que se encuentra representada dentro de un todo; el segundo método considera las diferentes partes de la torre y las representa de manera que cada brazo aporta a la impedancia total de la estructura; el tercer método en cambio, considera una representación de la torre con reactancias, lo que para el análisis no tiene una mayor influencia.

#### 2.5.6.1. Línea vertical con multiconductor

En este modelo, cada torre es representada como una línea vertical con multiconductor que puede ser reducida a un conductor simple. A modo de ejemplo, la torre y su representación se muestran en la siguiente figura:

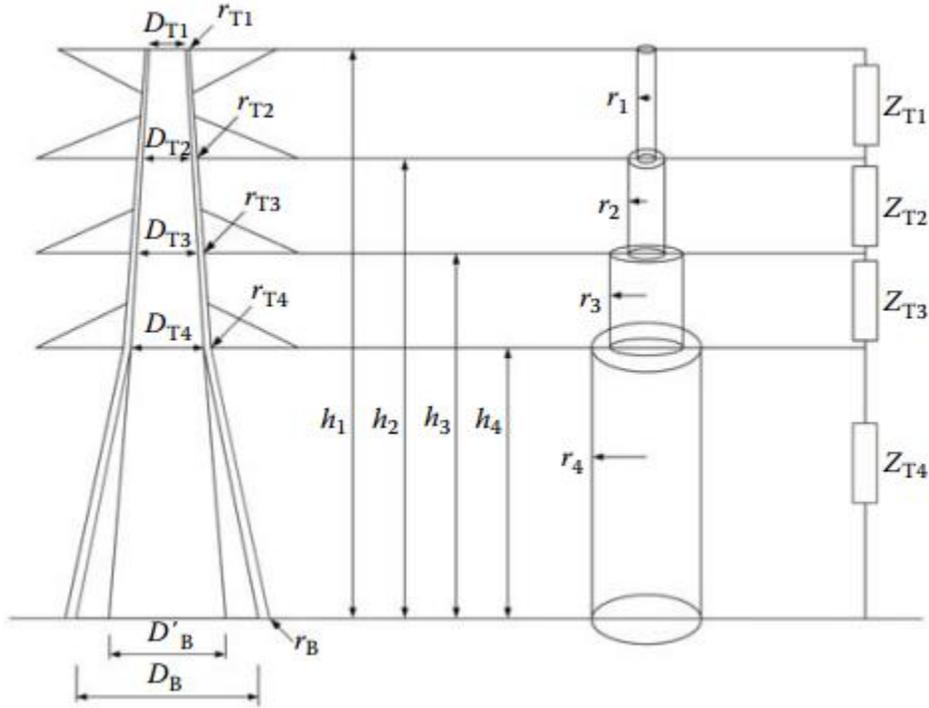


Ilustración 2.21 Representación del modelo multiconductor [31]

El modelo se determina con los siguientes numerales:

1. Para calcular la impedancia del cilindro, se utiliza la ecuación:

$$Z_T = 60 * \left( \ln \left( 2\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) - 2 \right) \quad [31] \quad (2.41)$$

Donde r y h son el radio y la altura del cilindro, respectivamente

2. La impedancia total de n cilindros paralelos está dada por:

$$Z_n = \frac{1}{n} * (Z_{11} + Z_{12} + \dots + Z_{1n} + Z_{22} + \dots + Z_{2n} + \dots) \quad [31] \quad (2.42)$$

Donde n es el número de conductores, Z<sub>kk</sub> es la impedancia propia del k-ésimo conductor y Z<sub>km</sub> es la impedancia mutua entre los k-ésimo y m-ésimo conductores.

3. Los valores de las impedancias se obtienen de las fórmulas:

$$Z_{kk} = 60 * \left( \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h}{r} \right) - 2 \right) \quad [31][31] \quad (2.43)$$

$$Z_{km} = 60 * \left( \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h}{d_{km}} \right) - 2 \right) \quad [31] \quad (2.44)$$

Donde  $h$  es la altura del conductor,  $r$  es su radio y  $d_{km}$  es la distancia entre los  $k$ -ésimo y  $m$ -ésimo conductores.

4. La impedancia para un sistema de dos o más conductores se obtiene de la fórmula:

$$Z_n = 60 * \left( \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h}{r_{eq}} \right) - 2 \right) \quad [31] \quad (2.45)$$

Donde  $r_{eq}$  es el radio equivalente dado por:

$$r_{eq} = \begin{cases} r^{1/2} * D^{1/2}, & n = 2 \\ r^{1/3} * D^{2/2}, & n = 3 \\ 2^{1/8} * r^{1/4} * D^{3/4}, & n = 4 \end{cases} \quad [31] \quad (2.46)$$

5. Para la geometría ilustrada en la siguiente figura, las expresiones para las impedancias aún son válidas y pueden reemplazarse  $r$  y  $D$  como se indica:

$$r = \sqrt[3]{r_T * r_B^2} \quad [31] \quad (2.47)$$

$$D = \sqrt[3]{D_T * D_B^2} \quad [31] \quad (2.48)$$

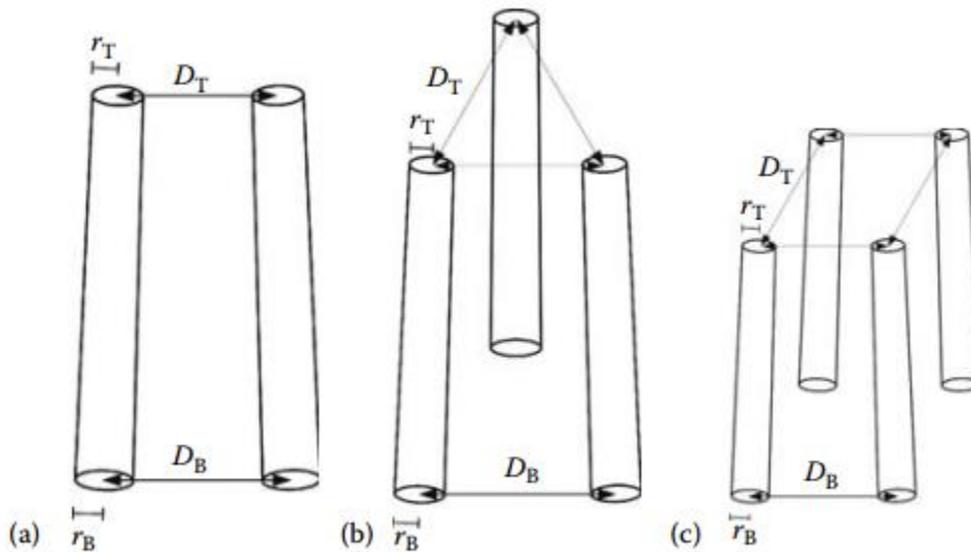


Ilustración 2.22 Modelos de torre con multiconductor [31]

Donde  $r_T$  y  $r_B$  son los radios de arriba y de la base, respectivamente.  $D_T$  y  $D_B$  son las distancias entre dos conductores adyacentes arriba y de la base, respectivamente

6. La torre mostrada anteriormente, se puede dividir en varias secciones, siendo la impedancia de cada sección:

$$Z_{Tk} = 60 * \left( \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h_k}{r_{ek}} \right) - 2 \right) \quad (k = 1, 2, 3, 4) \quad [31] \quad (2.49)$$

Donde

$$r_{ek} = 2^{1/8} * \left( \sqrt[3]{r_{Tk} * r_B^2} \right)^{1/4} * \left( \sqrt[3]{D_{Tk} * D_B^2} \right)^{3/4} \quad (k = 1, 2, 3, 4) \quad [31] \quad (2.50)$$

7. Las mediciones muestran que la impedancia de los conductores se reduce cerca de un 10% agregando abrazaderas a las piernas principales. Esto se representa agregando impedancias en paralelo a cada sección con el valor igual al siguiente:

$$Z_{Lk} = 9 * Z_{Tk} \quad [31] \quad (2.51)$$

8. Finalmente, los brazos se representan por secciones de línea, los cuales se calculan por:

$$Z_{Ak} = 60 * \ln \left( \frac{2h_{Ak}}{r_{Ak}} \right) \quad (k = 1, 2, 3, 4) \quad [31] \quad (2.52)$$

Donde  $h_{Ak}$  y  $r_{Ak}$  son respectivamente las alturas y el radio equivalente del  $k$ -ésimo brazo.

El modelo final de la torre queda determinado por la Ilustración 2.23.

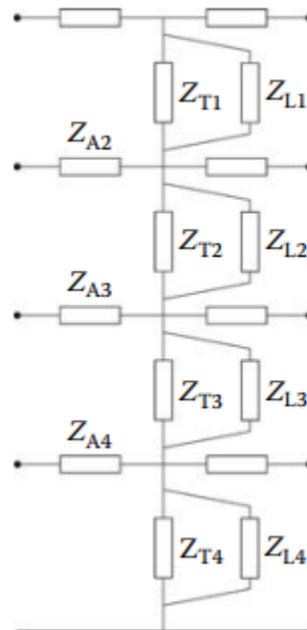


Ilustración 2.23 Modelo final con impedancias de torre [31]

### 2.5.7 Modelación del aislador

La aislación de la torre es modelada como un capacitor conectado en paralelo a un interruptor accionado por tensión [35]. El arreglo consiste en aisladores de cerámica que proveen una capacitancia equivalente en el modelo.

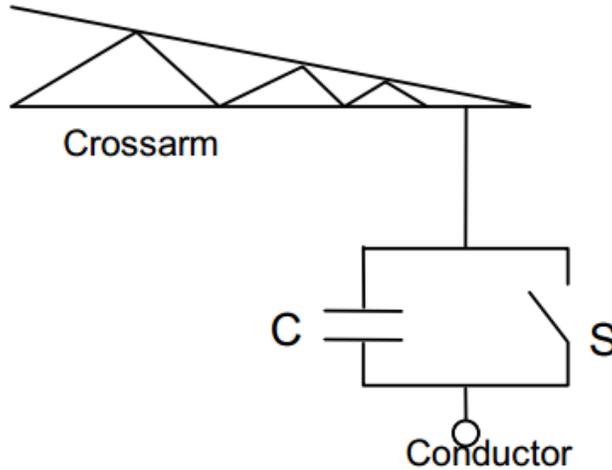


Ilustración 2.24 Modelo de aislador [35]

El aislador, que proporciona soporte mecánico para las fases, depende de la operación normal y del voltaje transiente. La tensión que resiste el aislador se calcula según la ecuación (2.53).

$$V_o = 0,9 * \left( 400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) * d \quad (2.53)$$

Donde  $V_o$  corresponde a la tensión de ruptura en kV;  $t$  al tiempo transcurrido posterior a la descarga en microsegundos; y  $d$  corresponde a la longitud entre la torre y la fase, en metros.

## Capítulo 3 Problemática de Transelec

El presente capítulo tiene por objetivo caracterizar la red de Transelec, identificando los siguientes parámetros de diseño:

- Corredor de la línea:  
Se requiere identificar el trazado de la línea en forma geográfica, de manera de evaluar la probabilidad que las descargas impacten la línea en esos puntos.
- Silueta:  
La red consta de más de 10 tipos de estructuras, de los cuales 9 se analizarán en detalle.
- Sistema de protección:  
Los sistemas de protección corresponderán a los cables de guardia.

### 3.1. Características de la red

La red de transmisión Transelec cuenta con más de 10.000 kilómetros de líneas y cerca de 60 subestaciones de 220 y 500 kV, desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Los Ríos, llevando el servicio a cerca del 97% de la población entre Arica y Chiloé<sup>5</sup>. En la Ilustración 3.21 se muestra la extensión de la red.

---

<sup>5</sup> Información extraída de la página web de Transelec.



Ilustración 3.1 Mapa del SIC<sup>6</sup>

<sup>6</sup> <https://sic.coordinadorelectrico.cl/sobre-sic/sic/>



Las fallas en las líneas de transmisión, según los datos de Transelec se muestran en la siguiente tabla:

Ubicación Técnica	Fecha del suceso	Causa	Detalle
L. 2x220 kV Ant – Charrúa C1	16.02.2014	Descarga Atmosférica	Descarga Atmosférica, Señal de arco
L. 220 kV Valdivia – P. Montt 2	04.04.2014	Descarga Atmosférica	Tormenta Eléctrica
L. 2x220 kV Canutillar – P. Montt C1	06.04.2014	Descarga Atmosférica	Tormenta Eléctrica
L. 2x220 kV Canutillar – P. Montt C2	06.04.2014	Descarga Atmosférica	Tormenta Eléctrica
L. 2x220 kV Canutillar – P. Montt C1	06.04.2014	Descarga Atmosférica	Tormenta Eléctrica
L. 2x220 kV Canutillar – P. Montt C2	06.04.2014	Descarga Atmosférica	Tormenta Eléctrica
L. 220 kV Valdivia – P. Montt 2	02.02.2015	Tempestad Eléctrica	Tormenta Eléctrica en la zona
L. 154 kV Tin – Ran – Aja, C1	01.05.2016	Usuarios Línea Ting.- Rgua-A.Jahuel 1	Externa – Fuerza Natural
L 154kV Sauzal - Rancagua, C1	01.05.2016	Usuarios Línea de 154 Sauzal-Rancagua	Externa - Fuerza Natural

*Tabla 3-1 Causas principales de las salidas de las líneas a analizar<sup>7</sup>*

### 3.3. Normativa

El criterio de diseño de la red Transelec cumple con las estipulaciones presentes en los siguientes textos:

1. Redes de Energía Eléctrica, segunda parte: Líneas de Transmisión; Endesa 1982.
2. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio; Comisión Nacional de Energía, octubre 2009 y noviembre 2014.
3. Overhead Power Lines Planning Design Construction, F. Kiessilng.
4. IEC 62305-2 Protection against lightning.

Las normas toman en consideración los diferentes fenómenos como corrientes de descarga, impedancias de la línea, densidad de descargas por km<sup>2</sup> y condiciones meteorológicas. En particular, para las líneas a tratar en este trabajo, las estructuras típicas corresponden a estructuras tipo C, tipo M y tipo E, tipo G, tipo D y tipo V, tipo 2, tipo 22, tipo 24 y tipo 15.

En los siguientes dos apartados se definirán los tipos de estructuras a analizar y las características propias de cada una de las líneas que se tratarán.

#### 3.3.1. Estructuras y torres

Cada uno de los tipos de estructura mencionados anteriormente tiene características específicas según su forma, finalidad y tramo de la línea en la que se encuentran.

<sup>7</sup> Documento Excel facilitado por Transelec

### 3.3.1.1. Estructura tipo C

Este tipo de estructura de acero presenta, en general, una parte inferior con cuatro soportes, los cuales forman un armazón considerablemente más ancho que el resto de la torre. Las distancias entre los soportes van entre los 6 a 7 metros y sus alturas típicas van entre los 25 a los 30 metros, dependiendo del requerimiento.

Por lo general, también poseen las características que se utilizan para líneas en doble circuito y tienen la particularidad que las dos fases superiores se encuentran a la misma distancia del centro de la torre o eje vertical del cable de guarda. La fase de menor altura, en cambio, se ubica a una mayor distancia del centro de la estructura ( $c > e$ ).

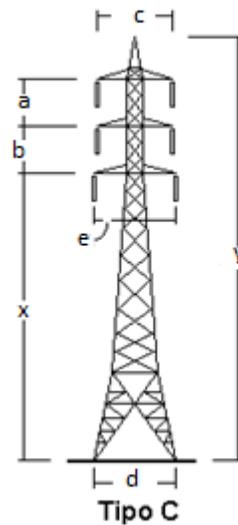


Ilustración 3.3 Torre Tipo C<sup>8</sup>

### 3.3.1.2. Estructura tipo M

Este tipo de torre de acero posee una estructura tipo A.

En el sector donde se ubican las fases, la estructura se transforma en una columna del mismo ancho. La cercha donde se ubica la fase de mayor altura, también alberga, en su parte superior, al cable de guarda de la torre.

Las fases de mayor altura y central se ubican a la misma distancia del eje vertical del cable de guarda, mientras que en la fase de menor altura, la distancia es mayor.

---

<sup>8</sup> Imagen otorgada por Transelec

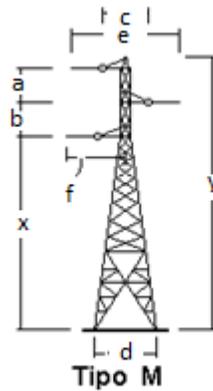


Ilustración 3.4 Torre Tipo M<sup>9</sup>

### 3.3.1.3. Estructura tipo G

Estructura de acero tipo A, cuyo sector en el cual se ubican las fases, se transforma en una columna del mismo ancho. Es muy similar al tipo M; sin embargo, la cercha de la fase de mayor altura se encuentra separada de la estructura del cable de guarda.

Como característica, es usada principalmente en líneas de transmisión de circuito simple y tiene la particularidad que la distancia al eje vertical del cable de guarda, de las fases de mayor y menor altura, es menor que la distancia al eje vertical del cable de guarda de la fase central.

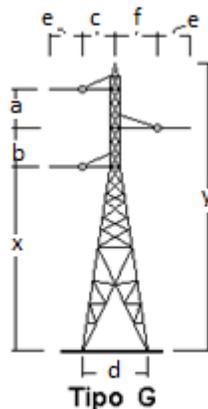


Ilustración 3.5 Torre Tipo G<sup>10</sup>

### 3.3.1.4. Estructura tipo D

Tipo de torre de acero con diseño de soportes similar al del tipo C. Su altura típica es de alrededor de 30 a 35 metros y la separación entre soportes, alrededor de los 7 metros. Se utilizan principalmente para líneas de doble circuito.

Esta torre posee la característica que sus tres fases se encuentran a diferentes distancias del eje vertical del cable de guarda

<sup>9</sup> Ibidem

<sup>10</sup> Ibid

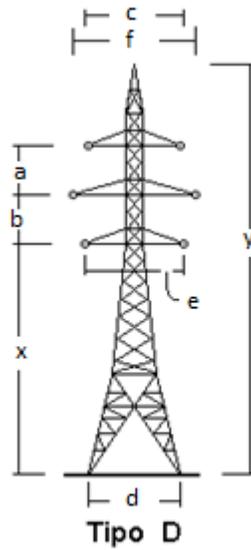


Ilustración 3.6 Torre Tipo D<sup>11</sup>

### 3.3.1.5. Estructura tipo 2

Torre de acero que presenta una gran altura del cable de guarda respecto a la fase más alta. Posee una estructura tipo A que se transforma en una columna en el lugar donde se montan las cerchas para las fases.

Las fases de esta estructura se ubican a diferentes distancias del eje vertical del cable de guarda.

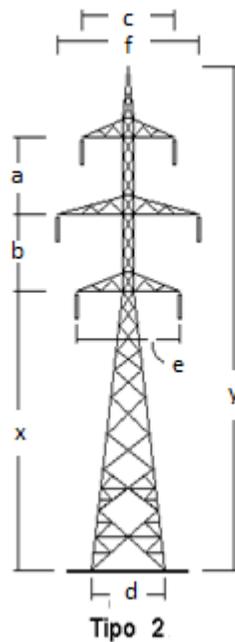


Ilustración 3.7 Torre Tipo 2<sup>12</sup>

<sup>11</sup> Ibid

### 3.3.1.6. Estructura tipo 2V

Estructura tipo V que en su parte superior cuenta con una cercha en la cual se montan las fases y los cables de guardia. Se utiliza tanto para líneas con simple como con doble circuito, dependiendo de las características de la línea. Son estructuras netamente de suspensión; debido a su extensión, poseen dos cables de guarda.

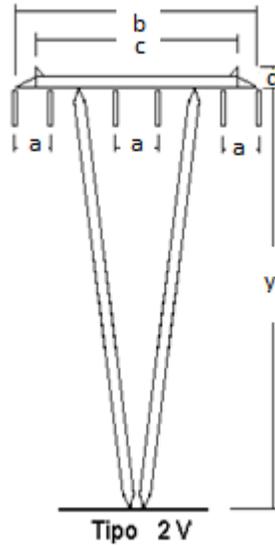


Ilustración 3.8 Torre Tipo 2V<sup>13</sup>

### 3.3.1.7. Estructura tipo 22

Este tipo de torre de acero presenta una estructura tipo A con cuatro soportes. Al llegar a la fase de menor altura (x), la torre presenta una estructura de acero del mismo ancho.

Esta estructura tiene la particularidad que las fases se ubican a diferentes distancias del centro de la torre o de la vertical del cable de guarda, siendo la distancia de la fase central la mayor de las tres, luego la fase de menor altura y finalmente, la fase de mayor altura ( $f > e > c$ ).

<sup>12</sup> Ibid

<sup>13</sup> Ibid

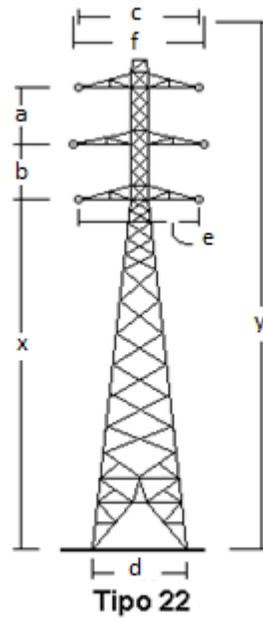


Ilustración 3.9 Torre Tipo 22<sup>14</sup>

### 3.3.1.8. Estructura tipo 24

Torre de acero tipo Y que en su parte superior presenta una gran cercha en la cual se montan los cables de guarda y las fases. Es común que se utilice para líneas de doble circuito y, por su gran extensión, se utilicen dos cables de guarda.

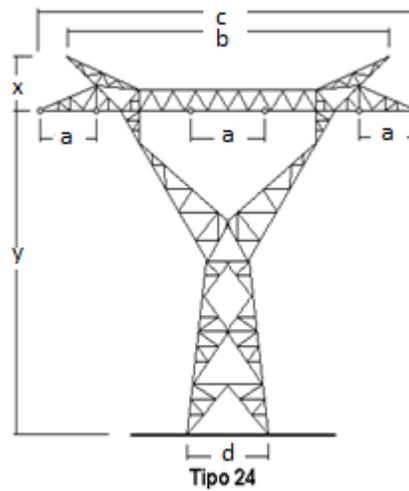


Ilustración 3.10 Torre Tipo 24<sup>15</sup>

<sup>14</sup> Ibid

<sup>15</sup> Ibid

### 3.3.1.9. Estructura tipo 15

Estructura de acero que posee una forma tipo A. En esta torre, el cable de guarda se ubica a una altura considerablemente mayor que la fase de mayor altura. Se usa principalmente para líneas con doble circuito.

En este caso, al igual que otras torres definidas anteriormente, las fases se encuentran a diferentes distancias del centro de la estructura.

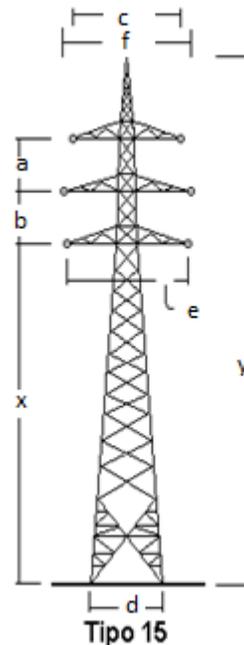


Ilustración 3.11 Torre Tipo 15<sup>16</sup>

### 3.3.2. Líneas de Transmisión

Cada uno de los tipos de torres mencionados forma parte del corredor de las líneas de transmisión a estudiar. El nombre que reciben estas líneas se debe al nombre de las subestaciones o centrales que se ubican en cada extremo.

Como se ha mencionado, se analizarán cinco líneas de transmisión del Sistema Interconectado Central (SIC) entre las regiones Metropolitana y de los Lagos. La razón de su elección se da a conocer en el siguiente capítulo en el numeral 4.4.

#### 3.3.2.1. LT Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel 154 kV

Ubicada entre las regiones Metropolitana y VI, la línea tiene una longitud de 184,02 kilómetros, con una luz media de 353,21 metros, 5 transposiciones en su recorrido y una configuración de doble circuito.

Las fases están construidas de conductor ACSR 397,5 MCM, mientras que el cable de guarda y tierra corresponde a un cable de acero 3/8" EHS. Posee 26 tipos de estructuras diferentes, unas

---

<sup>16</sup> Ibid

con y otras sin cable de guarda, dentro de las cuales se encuentran variaciones de los modelos definidos en la sección anterior.

Su ubicación geográfica se observa en la Ilustración 3.12.



Ilustración 3.12 Ubicación Línea Tinguiririca - Rancagua - Alto Jahuel

### 3.3.2.2. LT Sauzal – Rancagua 154 kV

Ubicada en la VI región, la línea tiene una longitud de 13,11 kilómetros, con una luz media de 177,16 metros. No tiene transposiciones en su recorrido y su configuración es de circuito simple.

Las fases están construidas de conductor ACSR 4/0 AWG, mientras que el cable de guarda y tierra corresponde a un cable de acero galvanizado 5/16" EHS. Posee 8 tipos de estructuras diferentes, unas con y otras sin cable de guarda, dentro de las cuales se encuentran variaciones de los modelos definidos en la sección anterior.

Su ubicación geográfica se ve en la Ilustración 3.13.

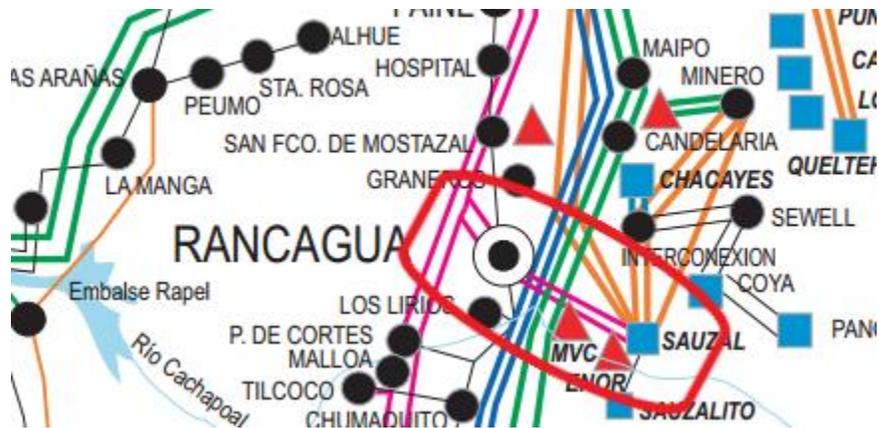


Ilustración 3.13 Ubicación Línea Sauzal - Rancagua

### 3.3.2.3. LT Canutillar – Puerto Montt 220 kV

Ubicada en la X región, la longitud de la línea es de 59,60 kilómetros con una luz media de 367,9 metros y una configuración de doble circuito. Esta línea se analizará de manera especial, dividiéndola en dos tramos: el primero en terreno plano, y el segundo en terreno montañoso.

Las fases están construidas de conductor AASC Flint 740,8 MCM, mientras que el cable de guarda y tierra corresponde a un cable de acero galvanizado 3/8" EHS. Posee 4 tipos de estructuras diferentes todas provistas de cable de guarda.

Estas torres, además de mantener las variaciones de las torres definidas en la sección anterior, poseen variaciones según el ángulo que presente la línea en su recorrido.

Su ubicación geográfica se observa en la Ilustración 3.14.



Ilustración 3.14 Ubicación Línea Canutillar - Puerto Montt

### 3.3.2.4. LT Valdivia – Puerto Montt 220 kV

Ubicada entre la IX y X regiones, la línea tiene una longitud de 215,01 kilómetros con una luz media de 335,43 metros, con 2 transposiciones en su recorrido y una configuración de circuito simple.

Las fases están construidas de conductor ACSR Grosbeak 636 MCM, mientras que el cable de guarda y tierra corresponde a un cable de acero galvanizado 5/16" EHS. Posee 10 tipos de estructuras diferentes, unas con y otras sin cable de guarda.

En ellas hay variaciones de los modelos definidos en la sección anterior. Además, al igual que el caso anterior, existen variaciones según el ángulo que tome la línea en su longitud.

Su ubicación geográfica se muestra en la Ilustración 3.15.



Ilustración 3.15 Ubicación Línea Valdivia - Puerto Montt

### 3.3.2.5. LT Antuco – Charrúa 220 kV

Ubicada en la VIII región, la longitud de la línea es de 67,46 kilómetros con una luz media de 414 metros, sin transposiciones en su recorrido y una configuración de doble circuito.

Las fases están construidas de conductor AAC 1590 MCM, mientras que el cable de guarda y tierra corresponde a un cable de Alumoweld 7#7. Posee 8 tipos de estructuras diferentes, unas con y otras sin cable de guarda, con variaciones de los modelos definidos en la sección anterior y variaciones según el ángulo que tome la línea en su longitud.

Su ubicación geográfica se ve en la Ilustración 3.16.

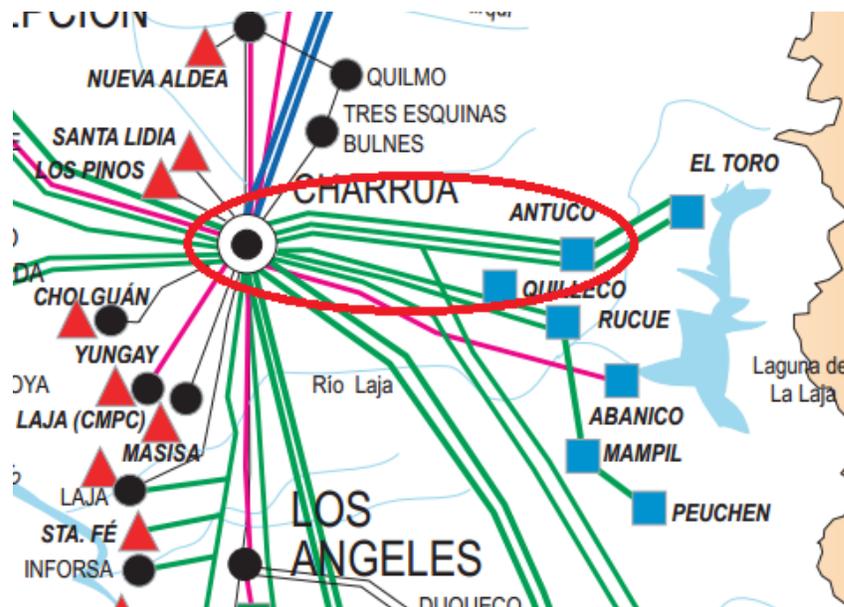


Ilustración 3.16 Ubicación Línea Antuco - Charrúa

En las características técnicas de las líneas se observa que cuatro de ellas poseen cables de guarda de acero galvanizado, sólo variando su diámetro. Esto se debe a que existen zonas en las que la actividad de rayos es menor, o que la longitud de la línea es más corta, por lo que tiene una menor probabilidad de ser impactada por una descarga.

## Capítulo 4 Niveles Ceráunicos y Densidad de rayos en Chile

El presente capítulo da a conocer el mapa del nivel ceráunico de las líneas mencionadas en el Capítulo 3.

Dicho mapa se hace necesario para el diseño de las líneas de transmisión, ya que se debe contar con datos estadísticos más concretos y precisos que los utilizados actualmente.

Hasta el momento no existe un mapa de densidad de descargas en territorio chileno, por lo que se utilizan los datos que posee la Dirección General de Aeronáutica (DGA) y datos locales de niveles ceráunicos, DDT y descargas atmosféricas.

Continuando con lo expresado, en la Ilustración 4.1 se muestra un mapa de nivel ceráunico [22], donde se observa que el Nivel Ceráunico para Chile es de aproximadamente 10 rayos/km<sup>2</sup>-año en la zona norte y de 5 rayos/km<sup>2</sup>-año en la zona centro sur:

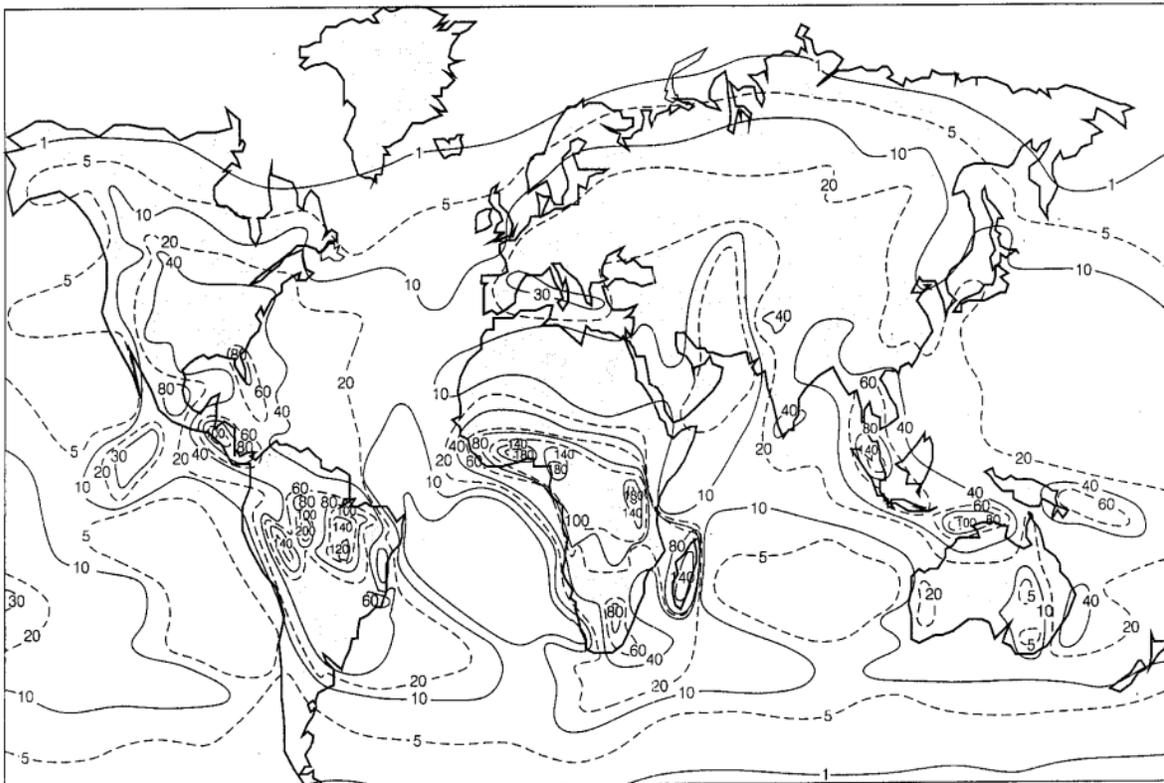


Ilustración 4.1 Mapa de Nivel Ceráunico Mundial

Para Chile se puede calcular el valor de nivel ceráunico según la siguiente expresión [34]:

$$N_k = 0,15 * T_d \quad (4.1)$$

Donde  $T_d$  corresponde al valor de descargas a tierra por kilómetro cuadrado por año.

Utilizando el mapa de la Ilustración 4.1, el valor de nivel cerámico para Chile se menciona en los párrafos anteriores y es de 5 días tormentosos por año. Finalmente, el valor de  $N_k$  para Chile es de 0,75 descargas a tierra por kilómetro cuadrado por año para la zona centro. Sin embargo, este valor es una aproximación gruesa por lo que se hace necesario la utilización de un mapa con mayor detalle. Es por este motivo que en el punto siguiente se efectuará la construcción de un mapa de Densidad de Descargas a Tierra exclusivo para Chile.

#### 4.1. Método WWLLN

El método de detección de descargas atmosféricas que se usó en la presente memoria fue el WWLLN (“Woolen”). Este método fue creado por la universidad de Washington y, como se mencionó anteriormente, consiste en la detección de descargas atmosféricas mediante el uso de antenas distribuidas por todo el mundo.

En la actualidad, existen a disposición cerca de 60 antenas, las que se pueden apreciar en la Ilustración 4.2 como círculos blancos rellenos en rojo o sin relleno. Los puntos en color verde, amarillo y cian muestran los puntos del planeta donde las descargas atmosféricas son más comunes.

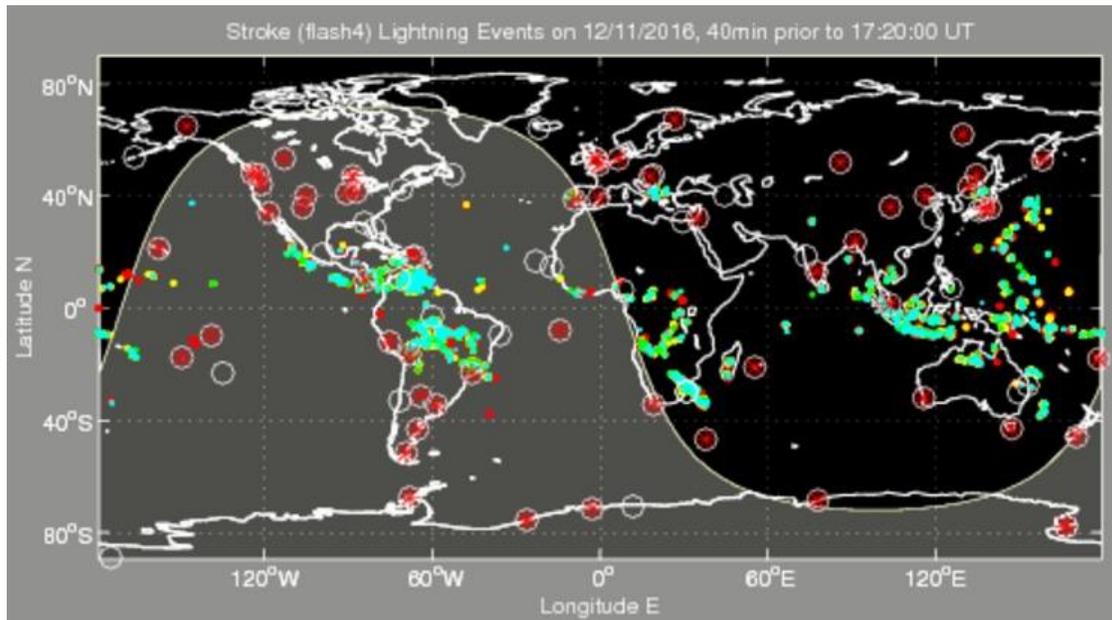


Ilustración 4.2 Ubicación de antenas WWLLN en el globo [2]

#### 4.2. WWLLN en Chile

Actualmente, contamos en Chile con una antena perteneciente a la red WWLLN. Esta se encuentra en el Cerro Playa Ancha en la ciudad de Valparaíso, y pertenece a la Universidad de Valparaíso, entidad que facilitó los datos de los años 2012 y 2013.

Mediante el uso de estas antenas es posible captar la hora y ubicación geográfica mediante triangulación, en la que se produce la descarga; sin embargo, aún no es posible medir la corriente de las descargas mediante este método, lo que sería de gran utilidad para el presente trabajo.

Los datos son captados y almacenados con un formato que almacena la fecha, hora y coordenadas de latitud y longitud (en grados) en que ocurre la descarga. Además, almacena el error residual de captación de la descarga con escala en microsegundos y, finalmente, la cantidad de antenas que captan la descarga

En general, el formato de los datos entregados por el método para cada descarga que es captada, es el siguiente:

Fecha	Hora	Latitud	Longitud	Error Residual	Nsta
2014/04/09	15:34:00.306598	-10.0245	20.4860	10.9	7
2014/04/09	15:34:00.394183	6.2708	-1.3281	8.9	5
2014/04/09	15:34:01.177349	-21.6294	-52.2183	18.7	14

Tabla 4-1 Formato de los datos entregados por el método WWLLN<sup>17</sup>

### Ventajas y Desventajas del método

Las desventajas del método se pueden resumir en los siguientes puntos:

- No es posible medir la intensidad de corriente de las descargas captadas.
- Al tratarse de antenas fijas en una coordenada geográfica específica, pueden existir grandes distancias entre una antena y otra, lo que puede provocar que ciertas descargas no sean captadas.
- Como el número de antenas no es alto, si algunas salen de servicio pueden afectar la precisión y el número de descargas captadas.

Las ventajas se resumen en:

- Como la red de antenas se expande año a año, el método aumenta cada vez más su precisión.
- Las antenas pueden instalarse en cualquier lugar debido a su forma.
- Muestra de manera precisa las coordenadas geográficas en las que ocurre una descarga.
- Sólo capta descargas a tierra, lo que es muy provechoso para este trabajo debido a que no sobrestima las descargas ocurridas, no así como lo hace el método LIS.

Un ejemplo de las ventajas del método puede observarse en Argentina:

*“La metodología utilizada en este trabajo presenta importantes ventajas frente a las utilizadas por el SMN, puesto que la red WWLLN, mediante la detección remota, cubre regiones que están fuera del alcance de las estaciones del SMN”<sup>18</sup>*

<sup>17</sup> Datos facilitados por la Profesora Diana Posso de la Universidad de Valparaíso

<sup>18</sup>

[http://www.conicet.gov.ar/new\\_scp/detalle.php?keywords=&id=20353&inst=yes&congresos=yes&detalles=yes&congr\\_id=976462](http://www.conicet.gov.ar/new_scp/detalle.php?keywords=&id=20353&inst=yes&congresos=yes&detalles=yes&congr_id=976462)



Ilustración 4.3 Antena tipo del método WWLLN<sup>19</sup>

### 4.3. Mapas de Densidad de Descargas a Tierra

Parte del trabajo de esta memoria consistió en la realización de un mapa de densidad de descargas a tierra para el territorio chileno, para dos años calendario (años 2012 y 2013). Estos mapas se construyeron tomando los datos del método WWLLN; primeramente, se realizó un filtro de éstos tomando sólo los correspondientes al territorio de Chile para, posteriormente, graficar y obtener el mapa.

Los mapas se fabricaron filtrando los datos entre las coordenadas  $-66.8^{\circ}$  y  $-76.6$  de longitud oeste y  $-17$  y  $-55.45$  de latitud sur, lo que toma todo el territorio de Chile continental y algunas zonas de Argentina y el Océano Pacífico.

Posteriormente, se divide el territorio chileno en cada una de sus regiones políticas. El software cuenta la cantidad de rayos totales por año que caen en cada región y divide este valor en la superficie respectiva.

Según el área usada, se obtendrán diferentes valores de DDT, lo cual queda demostrado con la siguiente fórmula:

$$DDT = \frac{N_s}{A} \left[ \frac{\text{número de rayos}}{\text{km}^2 - \text{año}} \right] \quad (4.2)$$

---

<sup>19</sup> Fuente: Google

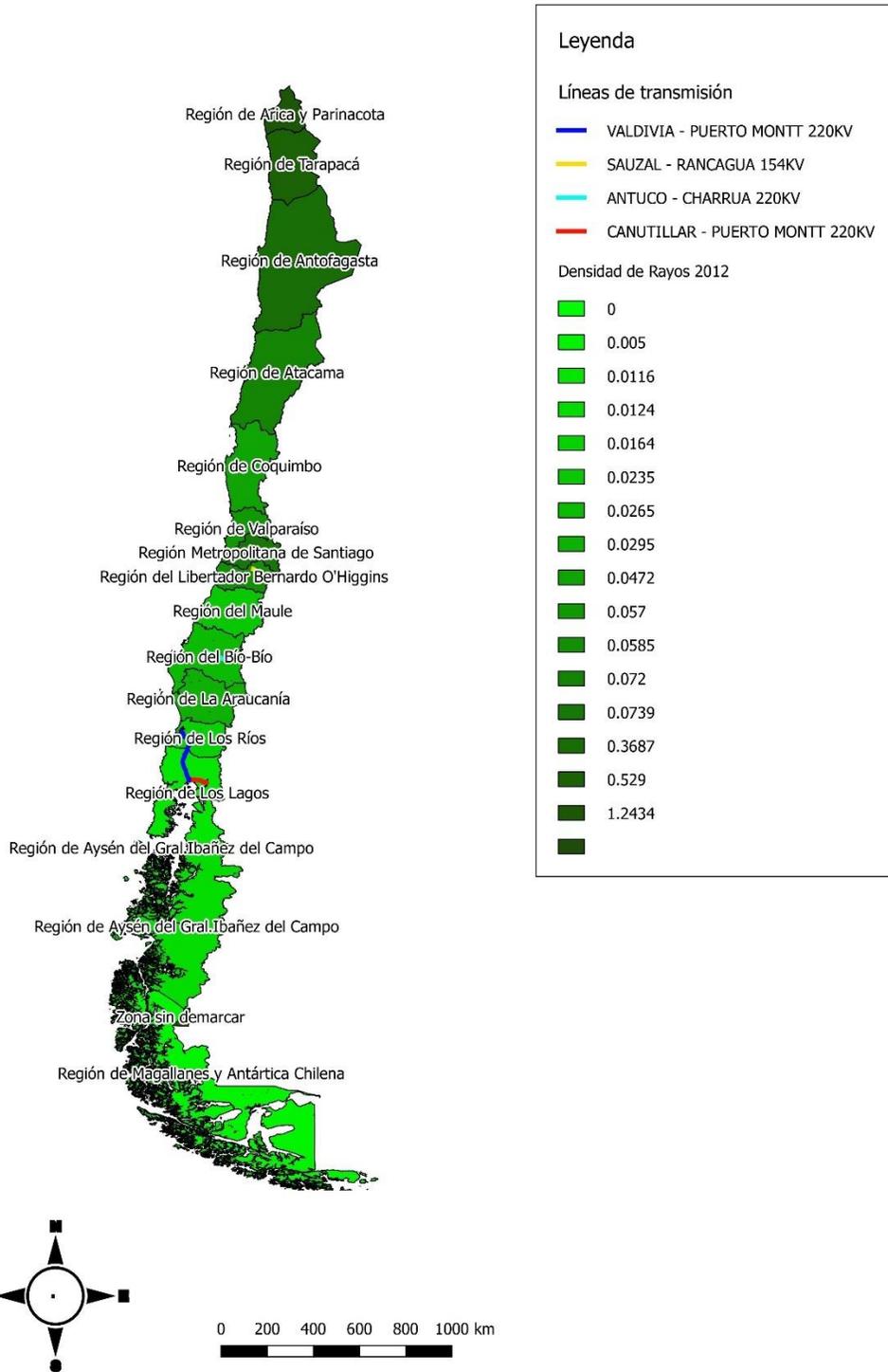
Finalmente, se fabrica un mapa de densidad graficando los puntos según sus coordenadas geográficas que muestra, según la cantidad de descargas sobre el mapa, diferentes colores de densidad.

Con los mapas construidos, se comparará la densidad de rayos de los años 2012 y 2013, con lo que se comprobará si la densidad aumentó, se mantuvo o disminuyó, en el periodo de tiempo mencionado.

Se utilizará la información obtenida en este numeral para realizar el posterior análisis ya que posee un nivel de precisión mayor que utilizar los mapas de nivel cerámico existentes.

Los mapas obtenidos para los años 2012 y 2013 respectivamente son:

## Densidad de Rayos en Chile 2012



*Ilustración 4.4 Mapa de densidad de descargas atmosféricas para el año 2012*

## Densidad de Rayos en Chile 2013

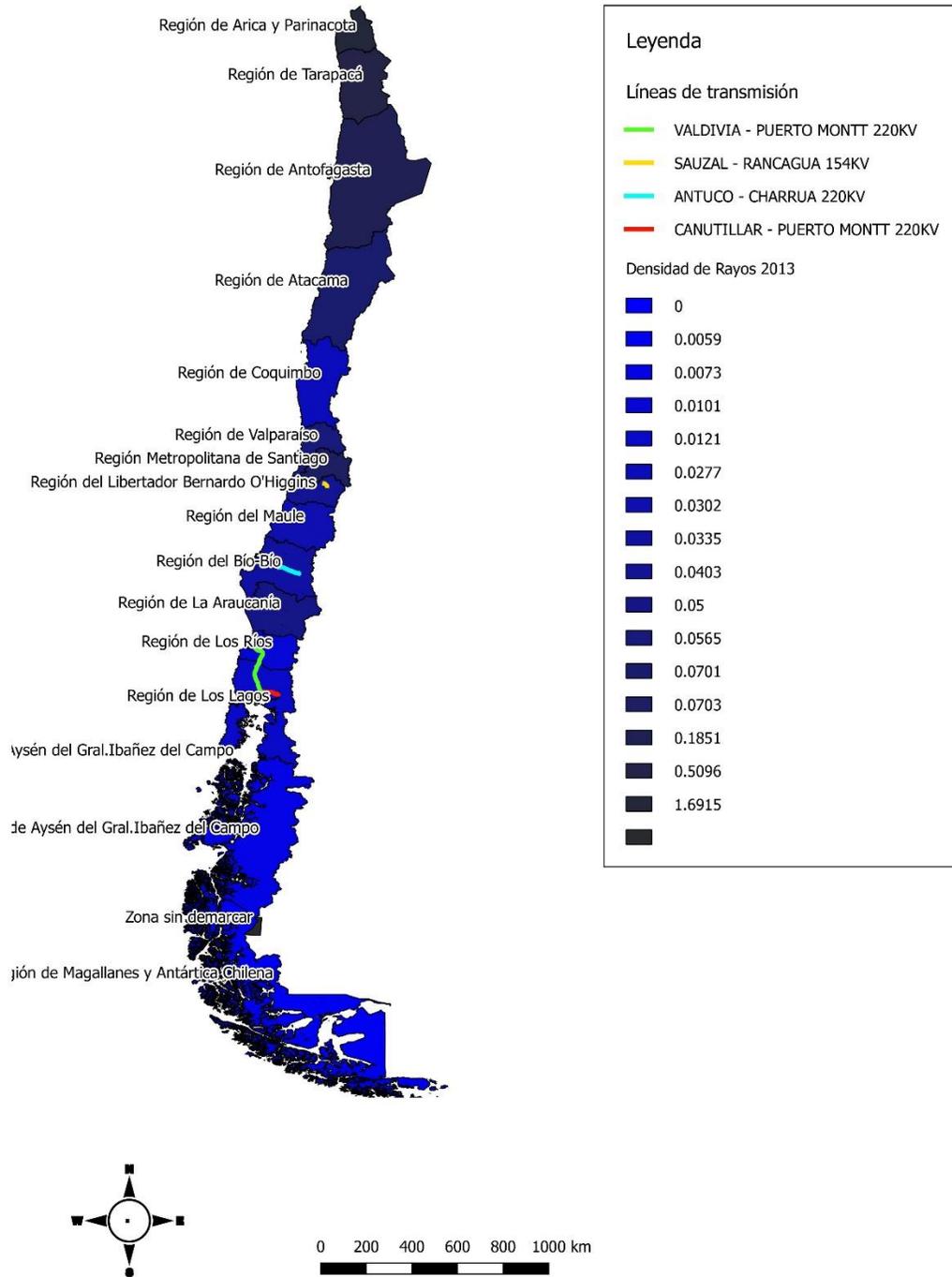


Ilustración 4.5 Mapa de densidad de descargas atmosféricas para el año 2013

Una primera observación de estos mapas revela que la densidad de descargas se mantuvo aproximadamente igual en ambos años. Sin embargo, se debe determinar la ubicación exacta de las líneas de transmisión para obtener un análisis correcto de la densidad de descargas.

Al comparar los valores de densidad del mapa obtenido con el WWLLN y las ecuaciones de nivel cerámico (4.1), es posible observar que el mapa entrega datos con una precisión mayor por región por lo que será este el valor que se usará para el análisis.

#### 4.4. Determinación de las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión a analizar se escogieron según la cantidad de fallas que ocurrió en una misma línea, longitud de ésta y terreno por el que atraviesa (valle, montañoso, entre otros):

- LT Sauzal-Rancagua
- LT Tinguiririca-Rancagua-Alto Jahuel
- LT Canutillar-Puerto Montt
- LT Valdivia-Puerto Montt
- LT Antuco-Charrúa

Como se observa en los mapas, las densidades de descargas a tierra permanecen cercanas a 1,5 descargas a tierra/km<sup>2</sup>/año, por lo que se utilizará este valor para efectuar el análisis de su diseño.

## Capítulo 5 Desarrollo y aplicación del modelo

En este capítulo se revisará la robustez de la red de Transelec para las líneas mostradas en el Capítulo 3. El análisis se hará mediante la simulación del modelo presentado en el Capítulo 2 para poder aplicar (2.17) o (2.27) según sea la configuración de las torres y la magnitud de la corriente pico del rayo que la impacta.

### 5.1. Desarrollo del modelo

El desarrollo consiste en la simulación del Modelo Electrogeométrico presentado en el Capítulo 2, y su aplicación a las líneas de transmisión mostradas en el Capítulo 3. Para la aplicación del modelo también se usaron las densidades calculadas mediante los mapas de DDT para las zonas en las cuales se ubican las líneas de transmisión.

Algunas consideraciones en las que se basará el análisis son:

- El terreno plano para el análisis de las líneas Tinguiririca-Rancagua-Alto Jahuel, Sauzal-Rancagua, la mitad de la línea Canutillar-Puerto Montt, Valdivia-Puerto Montt y la línea Antuco-Charrúa. Se considera terreno montañoso para la mitad del trazado de la línea Canutillar-Puerto Montt.
- La altura de los conductores se calcula en base a la norma [27], teniendo en cuenta si el terreno es plano, montañoso u ondulado.
- Se aplica el Método Electrogeométrico para efectuar el análisis con los parámetros  $A=10$ ,  $B=0.65$ ,  $\Gamma=1$ .
- Respecto al cálculo de las probabilidades que el rayo impacte el cable de guarda o el conductor, sólo se muestran los resultados para el cable de guarda y la fase de mayor altura. Esto debido a que es la fase más crítica.
- Las densidades de descargas a tierra se encuentran en torno a  $1,5 \text{ rayos-km}^2/\text{año}$ , calculada mediante los mapas construidos y mostrados en el Capítulo 3. Esta se usó para el cálculo del número de impactos de descargas en la línea por cada 100 km.
- Las probabilidades de ocurrencia de un rayo con una determinada corriente se calcularon según [27], considerando que corrientes de rayo superiores a 31 kA tienen un 50% de probabilidad de ocurrencia.
- Existe sólo un 3% de probabilidad que corrientes de rayo sean mayores a 100 kA (observando la Ilustración 2.6).

#### 5.1.1 Procedimiento para líneas en terreno plano

Considerando los puntos anteriores, primeramente, se simuló el Modelo Electrogeométrico presentado en el Capítulo 2. En base a este, se calculó las probabilidades de que el rayo golpee la fase de mayor altura o el cable de guarda, esto debido a que esta fase es la que tiene el mayor riesgo de ser impactada. Además, se calculó el número de impactos de rayos por cada 100 km de línea por año.

La simulación para el cálculo de las probabilidades que la descarga alcance el cable de guarda o la fase, se realizó en el software Microsoft Excel con ayuda de macros de Visual Basic.

En las hojas de Excel se ingresaron los valores de DDT para cada una de las líneas de transmisión en la celda GFD; también se ingresaron los valores de A, B y Gamma según el modelo de Eriksson explicado en el Capítulo 2.

Finalmente, en las celdas a, b, c y g se ingresaron las alturas de cada una de las torres analizadas, donde, la nomenclatura de ingreso es: para c y g la distancia representa la altura de estos conductores, mientras que a y b corresponde a la distancia de la fase de mayor altura con la fase central y de la fase central con la de menor altura, respectivamente. Además, en la columna Delta se ingresaron las distancias de cada una de las fases respecto al eje vertical del cable de guarda.

Con ello, el programa calcula de manera automática los valores de Alpha, Beta, Regm, Regm2, Regm3, Wu y Wo para proceder al cálculo de las probabilidades de la descarga sobre el cable de guarda o las fases, según la ecuación (2.19) a la ecuación (2.26) para las líneas de transmisión en terreno plano.

### 5.1.2. Procedimiento para líneas en terreno montañoso

Para la línea en terreno montañoso, se utilizó el software Matlab para la simulación de este modelo. Se utilizaron las ecuaciones (2.32), (2.33), (2.34), (2.35), (2.36), (2.37), (2.38), (2.39) y (2.40) del Capítulo 2.

Primeramente, mediante los mapas de Google Earth, se midió las alturas del terreno circundante de cada una de las estructuras sobre la Cordillera de los Andes, posteriormente se calculó el ángulo equivalente del terreno con el cual se procedió a calcular las distancias de las circunferencias sobre los cables de guarda y las fases.

## 5.2. Análisis Líneas en terreno plano

A continuación, se presentará el resultado del estudio realizado para las líneas en terreno plano, mostrando un gráfico para cada línea, en el que se observa como varía la probabilidad de impacto en el cable de guarda y de impacto con el conductor de fase, según la corriente pico de la descarga atmosférica.

Como se verá, a medida que la corriente pico aumenta, la probabilidad que la descarga impacte el cable de guarda aumenta; sin embargo, esto aumenta el riesgo que la descarga provoque flameo de los aisladores, no obstante esto será propuesto en los trabajos futuros.

### 5.2.1. Línea Tinguiririca-Rancagua-Alto Jahuel.

Esta línea tiene una longitud de 184,02 km, con 10 tipos de torres que poseen cables de guarda, a las cuales se les aplica el análisis, donde se obtiene el siguiente resultado:

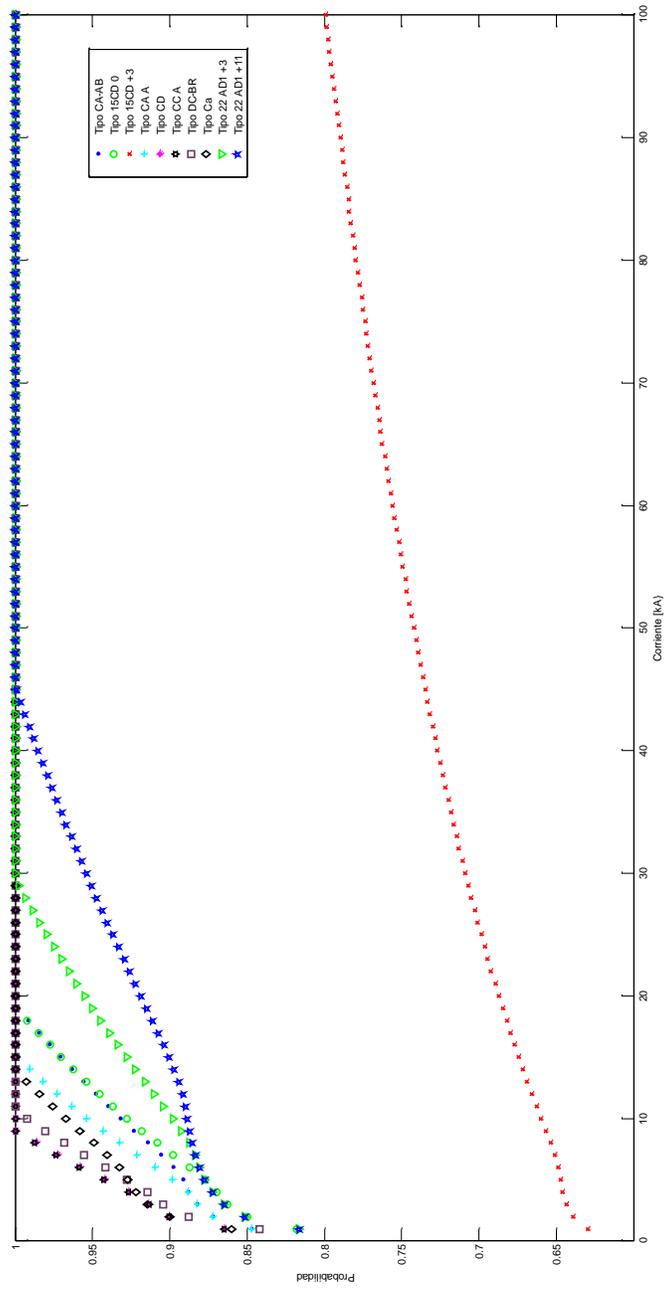


Ilustración 5.1 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel

En el gráfico es posible apreciar que las torres más propensas a recibir una descarga en la fase de mayor altura son la Tipo 15CD +3, Tipo 22AD1 +11 y Tipo 22 AD1 +3. Las dos últimas quedan totalmente protegidas para corrientes pico de 41 kA y 29 kA respectivamente.

Puede observarse que la estructura Tipo 15CD +3 siempre tiene probabilidad de recibir una descarga en sus fases, incluso con corrientes pico de 100 kA.

Realizando el cálculo del número de impactos a la línea, se obtuvo que en ella existe una probabilidad de que 35 rayos impacten la línea por cada 100 km de línea por año.

### 5.2.2. Sauzal-Rancagua

Esta línea es la de menor longitud en el análisis, con sólo 13,11 km.

Se analizó esta línea para saber por qué una línea de tan corta longitud ha tenido problemas de descargas atmosféricas en una zona sin una gran densidad de descargas por km<sup>2</sup>. El resultado es el siguiente:

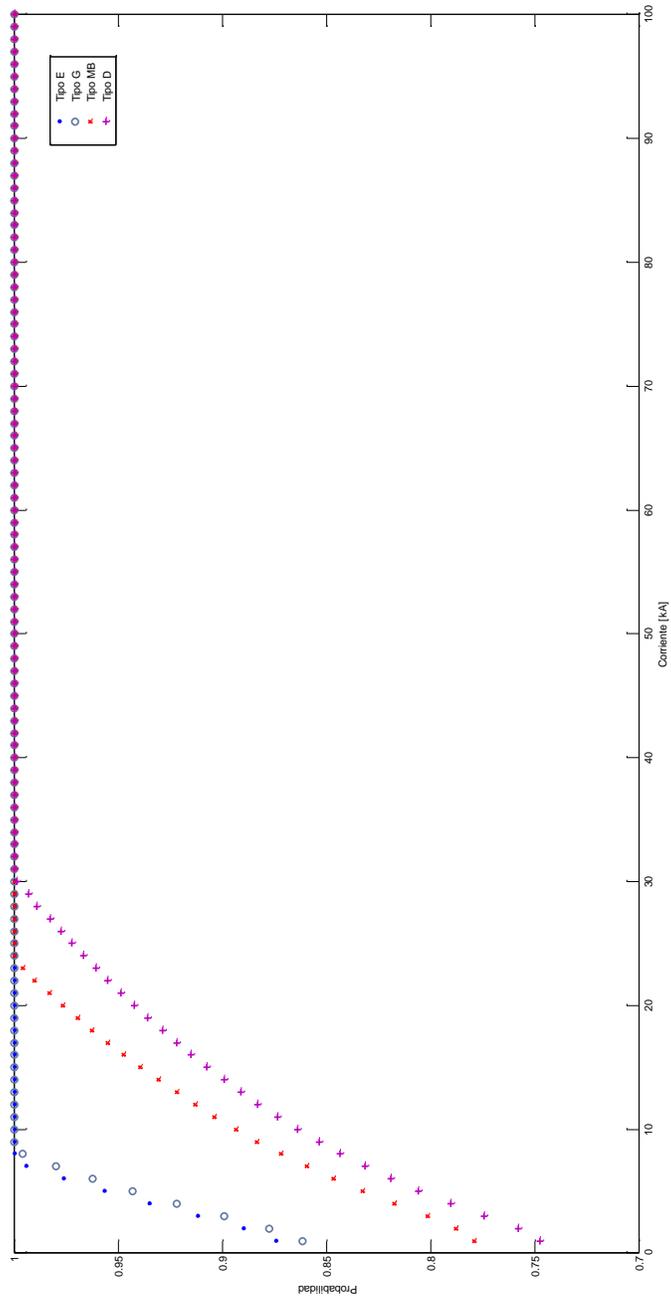


Ilustración 5.2 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Sauzal – Rancagua

Apreciando el gráfico, se observa que la estructura más propensa a recibir una descarga es la Tipo D, alcanzando un 100% de descarga sobre el cable de guarda recién a los 30 kA de corriente pico. Las otras tres estructuras quedan totalmente protegidas de una descarga en su fase de mayor altura con corrientes menores a 22 kA

La probabilidad de impactos en la línea es de 24 rayos en la línea de transmisión por cada 100 km por año.

### 5.2.3. Valdivia-Puerto Montt

Línea de transmisión cuya longitud es de 215,01 km, con 7 tipos de estructuras con cables de guarda. El análisis de esta línea nos entrega el siguiente resultado:

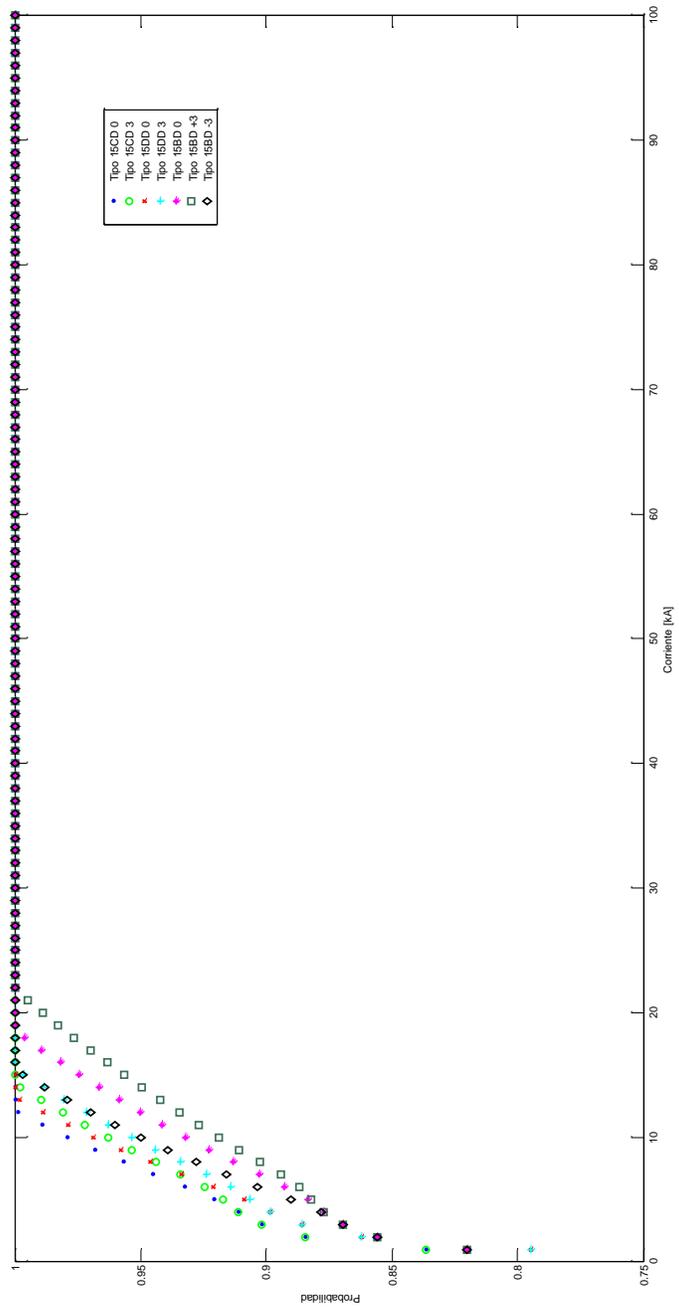


Ilustración 5.3 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Valdivia – Puerto Montt

Esto demuestra que, en general, la línea de transmisión se comporta de manera pareja frente a la actividad de rayos; es decir, todas las estructuras están protegidas para corrientes pico mayores a 21 kA. Según el cálculo, la línea tiene una probabilidad de ser impactada 36 veces por cada 100 km por año.

#### 5.2.4. Antuco-Charrúa

Esta línea tiene una longitud de 67,46 km y posee 15 tipos de estructura con cables de guarda. Como se verá en el resultado del análisis, la línea tiene un comportamiento similar a la línea Tinguiririca-Rancagua-Alto Jahuel:



En el gráfico se aprecian estructuras que a bajas corrientes pico (20 kA) alcanzan una probabilidad 100% de impacto en el cable de guarda; sin embargo, la torre Tipo 2 V0 38 queda totalmente protegida para corrientes de 70 kA.

Esta línea, según la simulación, tiene una probabilidad de ser impactada 38 veces por cada 100 km por año.

#### 5.2.5. Canutillar-Puerto Montt

Para el caso de esta línea, se realizarán dos análisis: uno para línea en terreno plano y otro para línea en terreno montañoso. Esto es debido a que la mitad de la longitud total de la línea se encuentra inmersa en la Cordillera de los Andes, lo cual es un factor que no puede despreciarse.

La línea cuenta con 9 estructuras con cables de guarda, repartidas tanto en la cordillera como en el valle.

Primeramente, se analizará el caso de la línea en terreno plano, cuya longitud es la mitad de la longitud total de la línea, es decir, 32 km de longitud:

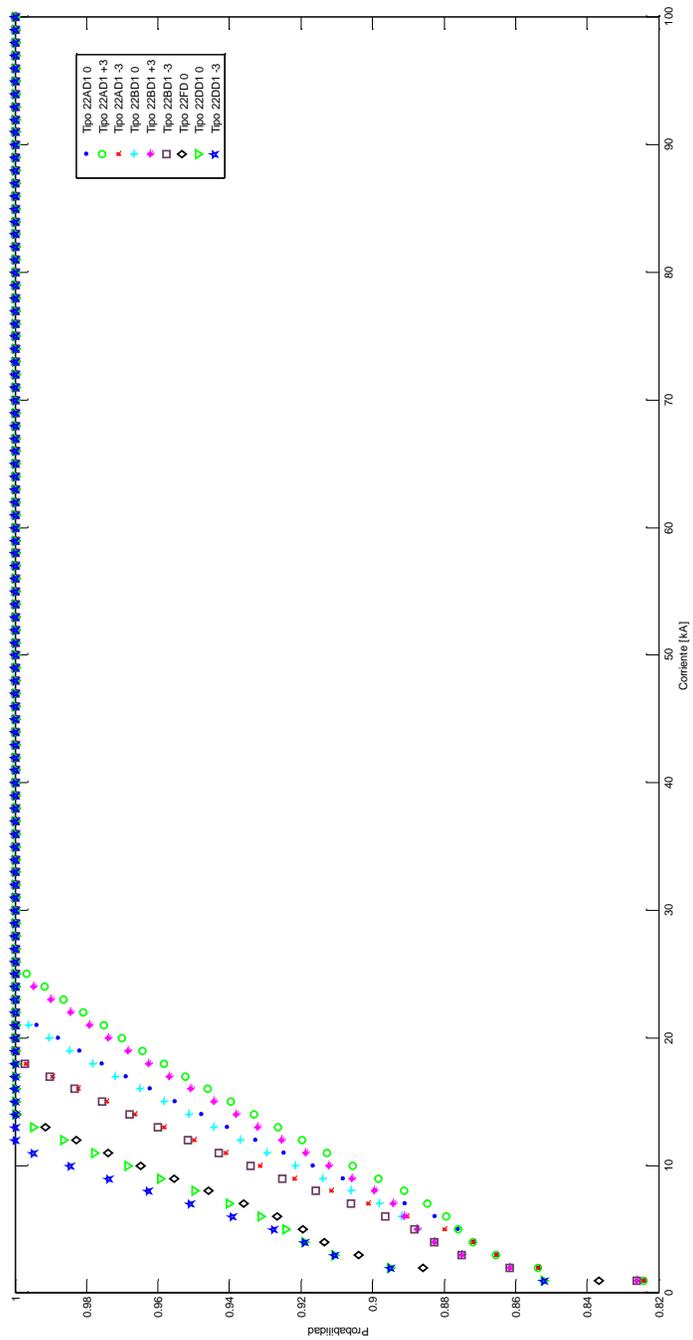


Ilustración 5.5 Probabilidad de impacto al cable de guarda Línea Canutillar – Puerto Montt

Como se observa, las estructuras Tipo 22AD1 0, 22BD1 0, 22BD1 +3 y 22AD1 +3 son las que poseen más probabilidad que un rayo golpee la fase superior con corrientes pico inferiores a 25 kA.

La línea, según el cálculo, tiene una probabilidad de ser impactada 37 veces por cada 100 km por año.

### 5.3. Análisis Líneas en terreno montañoso: Canutillar – Puerto Montt

Para el caso de la línea en terreno montañoso, la línea Canutillar-Puerto Montt posee una longitud de 29,9 km, distancia en la cual se estimó un ángulo promedio para el cálculo de las probabilidades que un rayo golpee el cable de guarda. Se utilizó el procedimiento descrito en el Capítulo 2, en el cual se toman primero las elevaciones del terreno circundante del corredor de la línea para, posteriormente, mediante el uso de la ecuación (2.32) a la ecuación (2.40), obtener el ángulo equivalente del terreno y finalmente, obtener las distancias de atracción tanto de las fases como del cable de guarda.

El resultado del análisis, en este caso es tajante, debido a que la simulación entrega un resultado en que, para cualquiera sea la corriente de descarga, no existen arcos de circunferencia descubiertos para las fases; es decir, en todos los casos las líneas están totalmente protegidas. Sin embargo, existen 4 estructuras cuyas distancias de atracción de las fases respecto a las distancias de atracción de los cables de guarda, son menores sólo un 9%, lo que podría bajo ciertas condiciones, provocar una falla. Esto ocurre sólo para el tipo 22BD1 +3 y para ángulos de terreno equivalentes sobre los 36° de inclinación.

### 5.4. Determinación de valores de corriente que producen flameo de aisladores.

El presente análisis sólo será válido para la línea con mayor cantidad de fallas, es decir, para la línea Canutillar – Puerto Montt. Mediante el método descrito en el Capítulo 2, se modeló la estructura Tipo 22DD1. Las características de la línea se presentan en la Ilustración 5.7.

Se modeló la línea de transmisión en el Software ATP considerando los conductores, medidas de torres y distancias reales, y se calculó las resistencias equivalentes de cada tramo de la estructura considerando la ecuación (2.49). Según información entregada por Transelec, se utilizó una resistencia de puesta a tierra de 15  $\Omega$ .

Se introdujo en el modelo los valores de resistencia obtenidos para los respectivos tramos de la torre. Posteriormente se aplicó diferentes valores de corriente pico de rayos en el cable de guarda de forma de comprobar la ocurrencia de flameo inverso en los aisladores, lo que provocaría una falla en la línea, aunque el rayo haya impactado en el conductor de protección. En la Ilustración 5.8 se observa el modelo simulado con sus conexiones respectivas, donde puede encontrarse el elemento "Model", cuya programación puede revisarse en el Anexo 2. Esta programación permite comparar los valores de tensión de la diferencia entre la fase y el cable de guarda con la tensión generada en la torre producto de la caída del rayo obteniéndose que, si en algún caso la tensión de la torre provocada por el rayo es mayor al valor de la diferencia de tensión entre la fase y el guarda, se producirá flameo inverso del aislador, ocasionando una falla en la línea de transmisión. El input de esta función depende de la distancia que existe entre el conductor de fase y la torre misma, es decir, al largo de la cadena de aisladores de la torre en cuestión.

El modelo calcula la tensión producida por el rayo caído sobre la torre según la ecuación (2.53), para lo cual se utilizó como distancia  $d$ , la longitud del aislador mostrada en [36]. Según lo anterior, se modificó la corriente del rayo hasta producir falla en la línea, comprobándose que para corrientes de rayo desde los 35 kA, se produce flameo inverso. En la figura Ilustración 5.6 se muestra la forma de onda de la tensión de la falla de flameo, donde el eje X representa el tiempo desde que ocurre la descarga hasta que se estabiliza el fenómeno, y el eje Y que representa la corriente del arco producido durante la falla en kA.

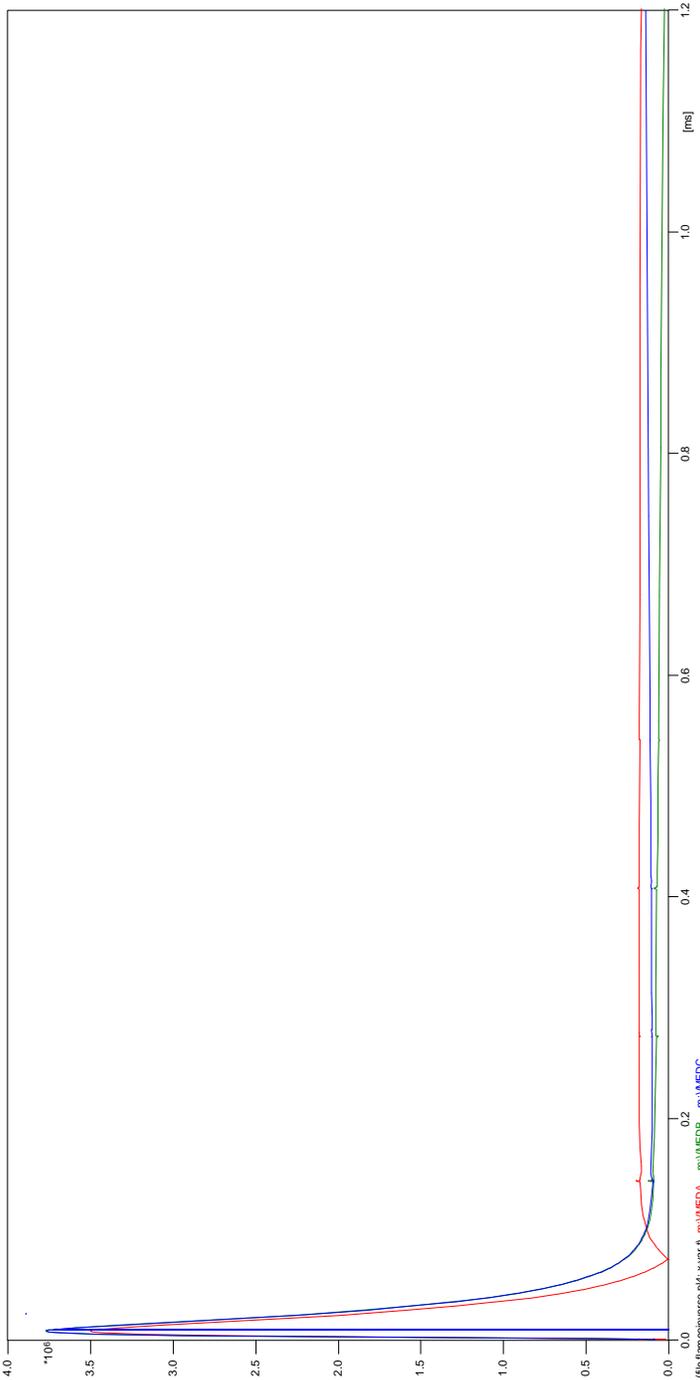


Ilustración 5.6 Tensión de Flameo Inverso

Según el cálculo de la probabilidad que un rayo golpee un cable de guarda, las corrientes menores a 25 kA pueden provocar fallas en la línea producto que el rayo podría golpear la fase. Complementando con los resultados de flameo inverso, se puede decir que las fases quedarán protegidas de la caída de rayos y las torres libres de flameo inverso en caso de que el rayo golpee el cable de guarda en el rango de corrientes de rayo de 26-34 kA.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN : CANUTILLAR - PUERTO MONTT						CLAVE : D 131																																																																			
SISTEMA DE TRANSMISIÓN : ARAUCANÍA					N° de Circuitos : 2																																																																				
VOLTAJE : 2x220 kV		Longitud : 59,60 km.			N° de Transposiciones :																																																																				
Conductores : AASC Flint 6201 - T81 740,8 MCM $\phi = 25,20$ mm. Sección = 375,4 mm <sup>2</sup> Po = 1,035																																																																									
Cable de Tierra : Acero galvanizado 3/8" E.H.S $\phi = 9,144$ mm. Sección = 51,04 mm <sup>2</sup> Po = 0,404																																																																									
LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES																																																																									
Tensión ruptura (kg)	Módulo elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	Coef. Dilatación (1/°C)	Resistencia a 25°C. (ohm/km)	Coef.var resist. (alfa)	T. máx. operac. (°C.)	Capac. de transm. a 25°C.	Gráfico Circ. de cte.																																																																		
BASES DE CÁLCULO : 1) A -10° C., con hielo de 10 mm., viento de 20 kg/m <sup>2</sup> , la tensión final es 3.200 kg. 2) A 15° C., s/hielo y viento de 40kg/m <sup>2</sup> , la tensión es 2.205 kg.					Luz Media : 367,9 m.																																																																				
					Tensión Máx. :																																																																				
AISLADORES																																																																									
Estructura de Suspensión : Cadena de 14 aisladores				Estructura de Anclaje : Cadena de 15 aisladores de disco B&S 10"x5																																																																					
Observaciones :																																																																									
DISPOSICIONES																																																																									
<p><b>Tipo 22AD.1</b> Pl. Tj - 400 - 4L26</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22AD 1-3</td> <td></td> <td>30,21</td> <td>16,63</td> <td>3,214</td> <td>(23)</td> </tr> <tr> <td>22AD 1-0</td> <td></td> <td>33,16</td> <td>19,58</td> <td>3,600</td> <td>(23)</td> </tr> <tr> <td>22AD 1-3</td> <td></td> <td>36,11</td> <td>22,53</td> <td>3,986</td> <td>(27)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22AD 1-3		30,21	16,63	3,214	(23)	22AD 1-0		33,16	19,58	3,600	(23)	22AD 1-3		36,11	22,53	3,986	(27)	<p><b>Tipo 22BD.1</b> Pl. Tj - 400 - 9L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22BD 1-3</td> <td></td> <td>33,28</td> <td>16,58</td> <td>3,242</td> <td>(14)</td> </tr> <tr> <td>22BD 1-0</td> <td></td> <td>36,28</td> <td>19,58</td> <td>3,600</td> <td>(12)</td> </tr> <tr> <td>22BD 1-3</td> <td></td> <td>39,28</td> <td>22,58</td> <td>3,959</td> <td>(18)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22BD 1-3		33,28	16,58	3,242	(14)	22BD 1-0		36,28	19,58	3,600	(12)	22BD 1-3		39,28	22,58	3,959	(18)	<p><b>Tipo 22 DD.1</b> Pl. Tj - 400 - 10L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22 DD 1-3</td> <td></td> <td>35,02</td> <td>18,80</td> <td>5,378</td> <td>(16)</td> </tr> <tr> <td>22 DD 1-0</td> <td></td> <td>36,02</td> <td>19,60</td> <td>6,062</td> <td>(29)</td> </tr> </tbody> </table>				Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22 DD 1-3		35,02	18,80	5,378	(16)	22 DD 1-0		36,02	19,60	6,062	(29)
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																					
22AD 1-3		30,21	16,63	3,214	(23)																																																																				
22AD 1-0		33,16	19,58	3,600	(23)																																																																				
22AD 1-3		36,11	22,53	3,986	(27)																																																																				
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																					
22BD 1-3		33,28	16,58	3,242	(14)																																																																				
22BD 1-0		36,28	19,58	3,600	(12)																																																																				
22BD 1-3		39,28	22,58	3,959	(18)																																																																				
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																					
22 DD 1-3		35,02	18,80	5,378	(16)																																																																				
22 DD 1-0		36,02	19,60	6,062	(29)																																																																				
		<p><b>Tipo 22 FD ± 0</b> Pl. Tj - 400 - 6L32 (1)</p>																																																																							
DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO				UNIDAD LÍNEAS		Proy.:	Aprob.: JAU																																																																		
						Dib.: jaa	Fecha : Dic.-2000																																																																		

Ilustración 5.7 Características Línea Canutillar - Puerto Montt<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Información entregada por Transelec

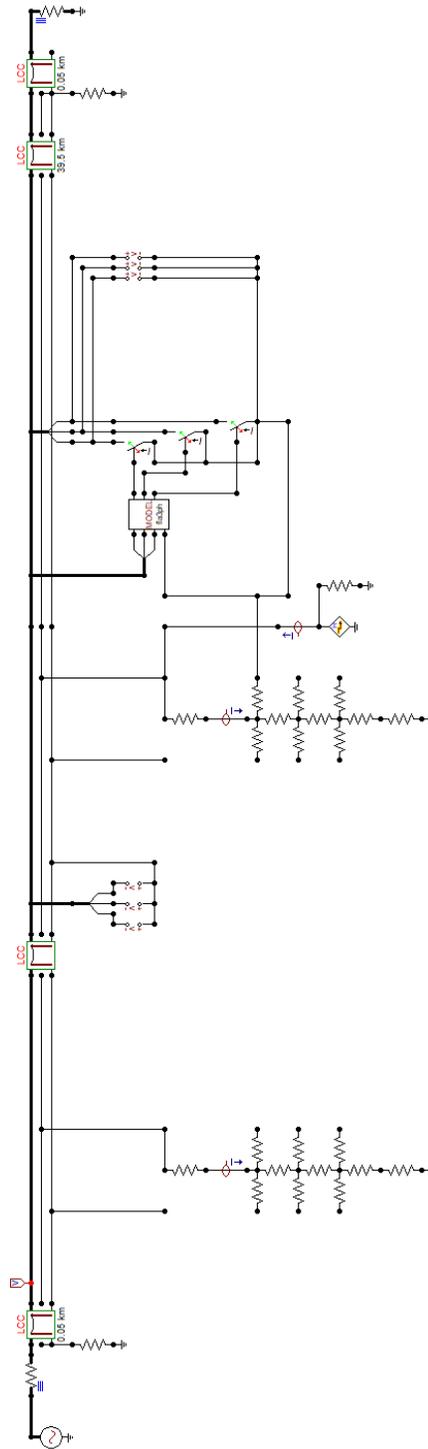


Ilustración 5.8 Modelo ATP

## Capítulo 6 Conclusiones y Trabajos Futuros

### 6.1. Conclusiones

En la presente memoria se estudió el comportamiento de algunas líneas de Transelec afectadas por la caída de rayos.

Los resultados permitieron obtener los valores de corriente para los cuales las estructuras tienen probabilidad de fallar y además se obtuvo el valor de corriente para el cual las estructuras mayormente repetidas en la línea Canutillar – Puerto Montt, fallan por flameo inverso de los aisladores.

Los resultados específicos para cada línea son los siguientes:

#### 1. Línea Tinguiririca-Rancagua-Alto Jahuel.

Como se observa en la Ilustración 5.1, la mayoría de las estructuras analizadas poseen el comportamiento esperado, que corresponde a que un rayo impacte sobre el cable de guarda si su corriente es superior a unos 30 kA. Sin embargo, hay dos tipos de estructuras que no cumplen lo anterior: Tipo 15CD +3 y Tipo 22AD1 +11.

Las estructuras Tipo 22AD1 poseen la característica que la corriente para la cual el cable de guarda protege totalmente la estructura es mayor a 20 kA. Para el Tipo 22AD1 +3 la corriente es cercana a los 20 kA y para el Tipo 22AD1 +11 es cercana a los 35 kA.

El caso más crítico corresponde al Tipo 15CD +3, estructura que nunca se ve totalmente protegida por el cable de guarda, incluso con corrientes mayores a 100 kA. Una de las opciones para mejorar esta línea es cambiar esta estructura por otra que cumpla con que una corriente de rayo sobre 30 kA impacte siempre sobre el cable de guarda. Otra opción válida corresponde a hacer menor la distancia de las crucetas, es decir, acercar las fases a la torre, siempre y cuando cumpla con las distancias mínimas establecidas por las normas.

Al observar los resultados, se puede decir que lo obtenido se acerca a lo entregado por Transelec ya que existe un vano de escasa longitud que posee cable de guarda, por lo que el resto de la línea se encuentra desprotegida frente al fenómeno de los rayos.

#### 2. Sauzal-Rancagua

Al observar la Ilustración 5.2, de los cuatro tipos de torre analizados, el tipo E, el tipo G y el tipo MB cumplen que, para corrientes de rayo bajas (desde los 21 kA para este caso), se encuentran protegidas totalmente por el cable de guarda.

El punto crítico para esta línea corresponde a la estructura Tipo D, la cual, para corrientes mayores a los 30 kA recién se ve totalmente protegida por el cable de guarda. Al igual que el caso anterior, se recomienda cambiar esta torre por una que siga la misma línea que los otros tres tipos o hacer menor la distancia de las crucetas, para que las fases se encuentren más cercanas a la torre, siempre y cuando cumpla con las distancias mínimas de la norma.

### **3. Valdivia-Puerto Montt**

Al observar la Ilustración 5.3, se aprecia que, respecto a las dos líneas anteriores, la línea Valdivia – Puerto Montt posee estructuras que en general se comportan de manera similar; es decir, todas las estructuras están totalmente protegidas por el cable de guarda desde corrientes mayores a 21 kA.

Según información entregada por Transelec, la línea posee tres vanos con cable de guarda que protegen sólo 31 estructuras en total. Se cree que esta es la razón de porqué la línea ha presentado fallas durante los últimos años producto de fenómenos de rayos, ya que existe una gran extensión en el corredor de la misma que no está protegida por un cable de guarda.

### **4. Antuco-Charrúa**

Esta línea posee un comportamiento similar a la anterior; sin embargo, el rango de corrientes para estar totalmente protegida por el cable de guarda es menor. Las fases quedan totalmente protegidas para corrientes sobre los 60 kA.

Esta línea en particular posee cable de guarda en toda su extensión<sup>21</sup>, por lo que se recomendaría acortar la distancia de las crucetas al centro de la torre, siempre cumpliendo con las distancias mínimas de la norma. Además, es posible que por el nivel de corriente para la cual las torres quedan protegidas por el cable de guarda, se produzcan fallas en el aislamiento por flameo inverso.

### **5. Canutillar-Puerto Montt**

En la Ilustración 5.5, se observa que esta línea se comporta de manera similar a las dos anteriores; sin embargo, es la línea más afectada por la caída de rayos, lo que puede afectar de mayor manera la operación de la línea. Cabe destacar que la mitad de la longitud de la línea se encuentra en terreno montañoso.

Al analizar el tramo de línea en terreno plano, se nota que las corrientes entre las cuales la línea está totalmente protegida están sobre los 22 kA. Al igual que los casos anteriores, se recomienda disminuir la distancia de las crucetas al centro de la torre, cumpliendo con las distancias mínimas de la norma.

Al igual que el caso anterior, se cree que el motivo por el cual la línea presenta fallas es que las corrientes que impactan la línea produzcan flameo inverso.

Para el tramo en terreno montañoso, el análisis concluye que todas las estructuras se encuentran protegidas por el cable de guarda. En el caso que las fallas se produzcan en este tramo, se podría pensar que las corrientes de los rayos que golpean la línea producen flameo inverso de los aisladores, lo que provoca la salida de la línea. Para corrientes superiores a 34 kA se produce flameo inverso.

---

<sup>21</sup> Información entregada por Transelec

Para reducir la resistencia equivalente de la torre, lo que aumentaría el valor de corriente necesaria para producir flameo inverso, sería una buena opción disminuir la resistencia de tierra de las estructuras. Otra posible solución sería aumentar la longitud de la cadena de aisladores, con lo que la distancia entre la fase y la torre sería mayor.

Finalmente, al comparar los resultados del estudio con los datos de fallas entregado por Transelec, las líneas se encuentran, en general, bien protegidas ante la caída de rayos, ya que las corrientes para las cuales estos golpean las fases en vez del guarda son, a nivel global, relativamente bajas. Se piensa que la cantidad de fallas ocurridas en las líneas de transmisión se debe en mayor manera a que las corrientes de rayos en las zonas donde se ubican estas líneas se encuentran en el rango donde existe probabilidad que el rayo golpee la fase. Otra posibilidad es que las corrientes sean demasiado altas, lo que provocaría flameo inverso, por lo que se debería intentar reducir el rango de corrientes que producen falla mejorando el aislamiento de las estructuras para que el flameo se produzca a una mayor corriente de rayo.

## 6.2. Trabajos futuros

Para continuar el estudio del apantallamiento tanto en las líneas de Transelec como de Chile en general, se recomienda como trabajos futuros analizar los valores de corrientes de rayos en Chile ya que pueden provocar flameo inverso de los aisladores si estas son altas o, si son bajas, que los rayos posean una probabilidad mayor de golpear las fases.

Otro trabajo sería revisar el diseño estructural de las torres de las líneas de transmisión que se construirán a futuro, disminuyendo el largo de las crucetas de las fases en las torres tipo A según lo permita la norma.

Finalmente, se podría obtener una mayor cantidad de datos para las descargas atmosféricas de Chile, para así construir mapas de descargas con mayor exactitud y observar, además, si el número de descargas aumenta, disminuye o se mantiene igual en el tiempo.

## Referencias

- [1] Horacio Torres Sánchez, “¿Qué rayos sabemos?”, Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [2] Kristen L. Corbosiero, Sergio F. Abarca, Fernando O. Rosales and Graciela B. Raga, “The World Wide Lightning Location Network: Network overview, evaluation and its application to tropical cyclone research”, The University of California Institute for Mexico and the United States (UCMEXUS), 2011.
- [3] K Cummins and M Murphy, “An Overview of Lightning Location Systems: History, Techniques, and Data Uses, With an In-Depth Look at the U.S. NLDN” in IEEE transactions on electromagnetic compatibility, Vol. 51, No. 3, 2009.
- [4] Desempeño de líneas aéreas de transmisión frente a descargas eléctricas atmosféricas: análisis de la falla de apantallamiento en terrenos con topografía agreste, Víctor Jiménez Méndez, 2013.
- [5] J.-Y. Lojou, M. J. Murphy, R. L. Holle, and N. W. S. Demetriades, “Nowcasting of thunderstorms using VHF measurements,” in Lightning: Principles, Instruments and Applications, H.-D. Betz, U. Schumann, and P. Laroche, Eds. Dordrecht, NL: Springer-Verlag, 2008.
- [6] V. A. Rakov, “Electromagnetic Methods of Lightning Detection”, in Surveys in Geophysics, Vol. 34, Issue 6, pp 731-753, 2013.
- [7] Fernando González Molina, “Descripción Física del Rayo. Parámetros”, 2011.
- [8] E. Defer, P. Blanchet, C. Thery, P. Laroche, J. E. Dye, M. Venticinque, and K. L. Cummins, “Lightning activity for the July 10, 1996, storm during the stratosphere-troposphere experiment: Radiation, aerosol, and ozone-a (STERAO-A) experiment,” J. Geophys. Res., vol. 106, no. D10, pp. 10151–10172, 2001.
- [9] C.A. Balanis, “Antenna Theory Analysis and Design”, Second Edition, John Wiley and Sons, Inc. 1997, Sections 5.2 to 5.5.
- [10] S. Ramo, J.R. Whinnery, T. Van Duzer, “Fields and Waves in Communication Electronics”, Third Edition, John Wiley and Sons, Inc. 1994, p. 200.
- [11] Hugh J. Christian, Richard J. Blakeslee, Steven J. Goodman, “The Lightning Imaging Sensor”, NASA Marshall Space Flight Center, Huntsville, Alabama, U.S.A., 1998.
- [12] Christian, H. J., R. J. Blakeslee, and S. J. Goodman, Lightning Imaging Sensor (LIS) for the Earth Observing System, NASA Technical Memorandum 4350, MSFC, Huntsville, Alabama, Feb. 1992.
- [13] DENNIS J. BOCCIPPIO, WILLIAM J. KOSHAK, AND RICHARD J. BLAKESLEE, “Performance Assessment of the Optical Transient Detector and Lightning Imaging Sensor. Part I: Predicted Diurnal Variability”, NASA Marshall Space Flight Center, Huntsville, Alabama, 2002.
- [14] WILLIAM J. KOSHAK, MIKE F. STEWART, HUGH J. CHRISTIAN, JAMES W. BERGSTROM, JOHN M. HALL AND RICHARD J. SOLAKIEWICZ, “Laboratory Calibration of the Optical Transient Detector and the Lightning Imaging Sensor”, Global Hydrology and Climate Center, NASA MSFC, Huntsville, Alabama, 1999.
- [15] F. de la Rosa, K. Cummins, L. Dellera, G. Diendorfer, A. Galván, J. Husse, V. Larsen, C.A. Nucci, F. Rachidi, V. Rakov, H. Torres and M.A. Uman. “Characterization of lightning for applications in Electric Power Systems” Journal Electra - Technical Brochure No. 172, CIGRE WG. 33.01.02, December 2000.

- [16] Horacio Torres Sánchez, "Ground Flash Density: definition of the appropriate grid size and a proposal of relationship  $N_g$  vs.  $T_d$  for Tropical zones" Activity Report of TF.C4.01.02-B. Working Group C4.01 Lightning". CIGRE Dallas, Tx., USA, September 2003.
- [17] Younes, C., "Metodologías para la correlación de Parámetros del rayo con características Geográficas y meteorológicas. Caso colombiano", Tesis de doctorado, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2006.
- [18] Lewis, W. W., "The protection of transmission systems against lightning" New York, Dover Publications, 1965.
- [19] Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Pennsylvania, Westinghouse, 4<sup>th</sup> edition, 1964.
- [20] Prentice, S. A. "Frequency of lightning discharges." Lightning Vol. 1, edited by R. H. Golde. New York, Academy Press (1972), pp. 465 to 496.
- [21] Anderson, R. B. Eriksson, A. J. et. Al "Lightning and thunderstorm parameters". International Conference on lightning and power systems IEE 1984.
- [22] F. Kiessling, P. Nefzger, J.F. Nolasco, U. Kaintzyk, "Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction", Springer, 2003.
- [23] Younes, C. "Lightning parameters evaluation in the Colombian highest atmospheric activity zone" Proc. of ICLP 2004, 2004.
- [24] Schwaiger, A., "Der Schutzbereich von Blitzableitern. 1938, Oldenbourg: Munchen.
- [25] IEEE, Std. 1243: "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines".
- [26] CIGRÉ, WG 33-01 Monograph 63: "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines". 1991.
- [27] Salinas Gatica, Carlos Felipe. "Determinación de la Resistencia de Puesta a Tierra en Torres de Alta Tensión en Función del Arco Inverso" Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, 2012.
- [28] Eriksson, A.J., "The Incidence Strikes to Power Lines", Power Delivery, IEEE Transactions on, 1987. 2(3): p. 859-870.
- [29] IEEE, Std 1410-2010: "Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines", 2011, Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society: New York, USA.
- [30] IEEE, Std 1243: "Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines", 1997, Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society: New York, USA.
- [31] Martínez-Velasco, Juan: "Power Systems Transients: Parameter Determination".
- [32] CIGRE WG 33-01, Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines, CIGRE Brochure no. 63, 1991.
- [33] Falvey, M. Garraud, R, "ESTUDIO DE PREDICTIBILIDAD DE TORMENTAS CONVECTIVAS EN EL SECTOR ANDINO DE LA REGIÓN METROPOLITANA", Meteodata Limitada y Universidad de Chile, 2015.
- [34] IEEE, Std 998-1996, "IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations", 1996.
- [35] Nor Hassan, Nor hidayah; Abu bakar Ab. Halim; Mokhlis, Hazlie; Azil Illias, Hazlee, "Analysis of Arrester Energy for 132 kV Overhead Transmission Line due to Back Flashover and Shielding Failure", Department of Electrical Engineering, University of Malaya, 2012.

- [36] Empresa Propietaria de la Red (EPR), “Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de America Central, SIEPAC: Aisladores, Especificaciones”.
- [37] M. L. Hutchins, R. H. Holzworth, J. B. Brundell, C. J. Rodger, “Relative Detection Efficiency of the World Wide Lightning Location Network”, Department of Earth and Space Sciences, University of Washington, 2012.

## Anexos:

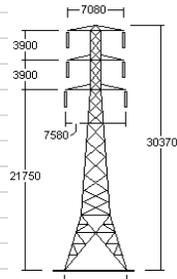
### Anexo 1: Láminas de líneas de transmisión<sup>22</sup>:

#### 1. Tinguiririca – Rancagua – Alto Jahuel

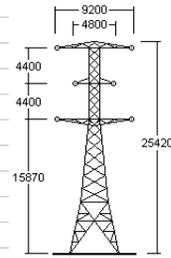
<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN : ITAHUE - ALTO JAHUEL</b>				<b>CLAVE : D 30</b>			
<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN : METROPOLITANO</b>				<b>N° de Circuitos : 1</b>			
<b>VOLTAJE : 154 kV</b>		<b>Longitud : 184,02 km.</b>		<b>N° de Transposiciones : 5</b>			
<b>Conductores : Cu. 400 MCM <math>\varnothing = 18,45 \text{ mm}</math> Secc. = 202,7 mm<sup>2</sup> Po = 1,838 kg/m. ACSR 397,5 MCM Ibis <math>\varnothing = 18,88 \text{ mm}</math>.</b>							
<b>Cable de Tierra : Cable de Acero 3/8" E.H.S. <math>\varnothing = 9,144 \text{ mm}</math>. Secc. = 51,04 mm<sup>2</sup></b>							
<b>LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES</b>							
<b>Tensión ruptura (kg)</b>	<b>Módulo elasticidad (kg/mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Coef. Dilatación (1/°C)</b>	<b>Resistencia a 25°C. (ohm/km)</b>	<b>Coef. var resist. (alfa)</b>	<b>T. máx. operac. (°C.)</b>	<b>Capac. de transm. a 25°C.</b>	<b>Gráfico Circ. de cte.</b>
--	--	--	--	--	--	--	XL - 297
<b>BASES DE CÁLCULO :</b>					<b>Luz Media : 353,21 m.</b>		
					<b>Tensión Máx. :- kg.</b>		
<b>AISLADORES</b>							
<b>Estructura de Suspensión : cadena de 10 - 13</b>				<b>Estructura de Anclaje : cadena doble de 11 - 13 - 14 aisladores de</b>			
<b>Observaciones : Entre las estructuras 1-132 /158A-359 se monta conductor Cu. 400 MCM.; entre la 132-158A conductor Ibis;</b>							
<b>DISPOSICIONES</b>							
<p><b>Tipo CA</b> PL Tj - 101 - 1L1 (314)</p>		<p><b>Tipo CB</b> PL Tj - 106 - 1L1 (38)</p>		<p><b>Tipo CA - 1</b> PL Tj - 131 - 1L1 (14)</p>		<p><b>Tipo CC</b> PL Tj - 111 - 9L1 (26)</p>	
<p><b>Tipos 22AD</b> PL D 30 - 20j - 12L12 (9) (6)</p>		<p><b>Tipo 22 FD ± 0</b> PL D 30 - 20j - 15L13 (6)</p>		<p><b>Tipo CA - B</b> PL Tj - 103 - 1L1 (68)</p>			
<b>DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO</b>				<b>UNIDAD LÍNEAS</b>			
				<b>Proy.:</b>		<b>Aprob.:</b>	
				<b>Dib.: lvm</b>		<b>Fecha : Sep.-2004</b>	

<sup>22</sup> Información entregada por Transelec

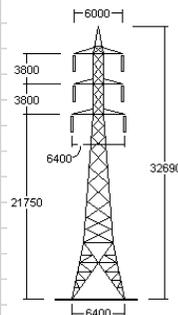
DISPOSICIONES



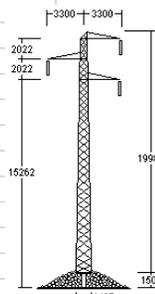
**Tipo CA - 1B**  
Pl. Tj - 133 - 1L1  
(5)



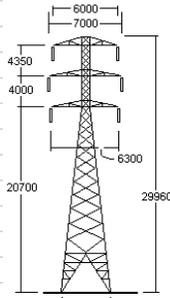
**Tipo CE**  
Pl. Tj - 121 - 1L1  
(5)



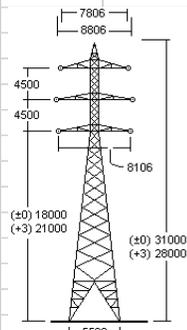
**Tipo CA-AB**  
Pl. Tj - 103 - 1L1  
Tj - 102 - 1L1  
(4)



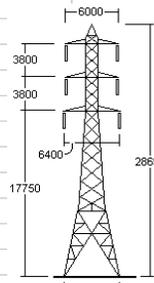
**Tipo A**  
Pl. Tj - 260 - 1L1 / L2  
(3)



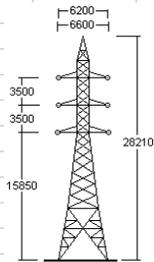
**Tipo 15 AD + 3**  
Pl. D 30 - 20 - 16L9  
(3)



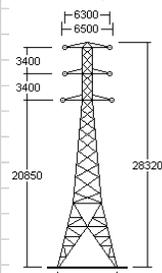
**Tipo 15CD**  
Pl. D 30 - 20j - 17L10  
(3) (1)



**Tipo CA - A**  
Pl. Tj - 102 - 1L1  
(2)



**Tipo CD**  
Pl. Tj - 116 - 1L1  
(2)



**Tipo CF - B**  
Pl. Tj - 128 - 1L1  
(2)

DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO

UNIDAD LÍNEAS

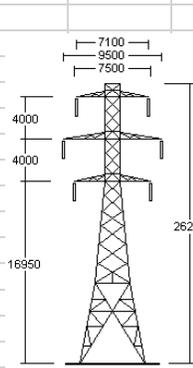
Proy.:

Aprob.:

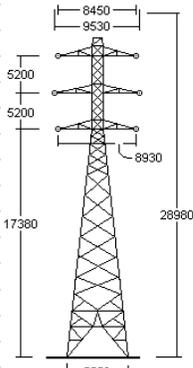
Dib.: lvm

Fecha : Sep.-2004

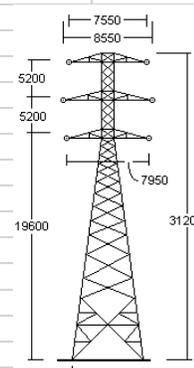
DISPOSICIONES



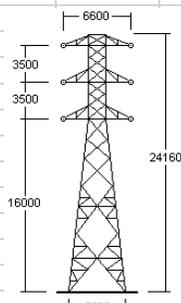
**Tipo DA**  
Pl. Tj - 151 - 6  
(4)



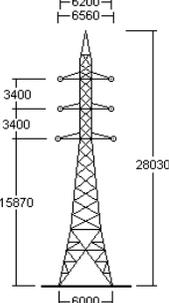
**Tipo 22 CD - 3**  
Pl. D30 - 20j - 13L11  
(2)



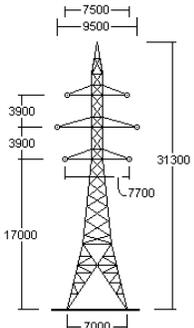
**Tipo 22 DD ± 0**  
Pl. D 30 - 20j - 14L12  
(2)



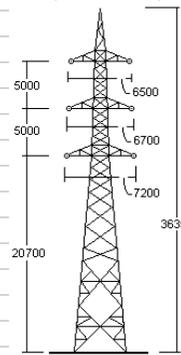
**Tipo RCV**  
Pl. D 30 - 20j - 8L1 a L5  
(2)



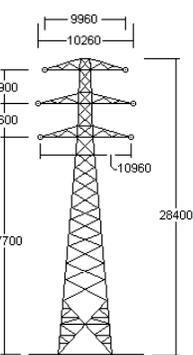
**Tipo CC-A**  
Pl. Tj - 112 - 5L1  
(1)



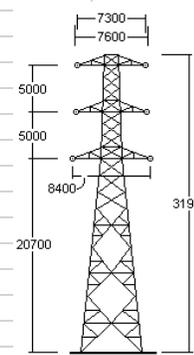
**Tipo DC - BR**  
Pl. Tj - 163 - 1L1  
(1)



**Tipo Ca**  
D 30 - 20j - 30L1  
(1)



**Tipo 15 DD ± 0**  
Pl. D 30 - 20j - 1L10  
(2)



**Tipo ER**  
Pl. D 73 - 20j - 5L2  
(1)

DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO

UNIDAD LÍNEAS

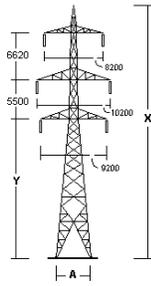
Proy.:

Aprob.:

Dib.: lvm

Fecha : Sep.-2004

DISPOSICIONES



Tubo 22 AD.1  
Pl. Tj - 410 - 12L1

Tipo	Cotas	X(m)	Y(m)	A(m)	
22 AD.1 + 3		40,63	25,38	5,674	(1)
22 AD.1 + 11		51,63	36,38	6,978	(1)

DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO	UNIDAD LÍNEAS	Proy.:	Aprob.:
		Dib.: lvm	Fecha : Sep.-2004

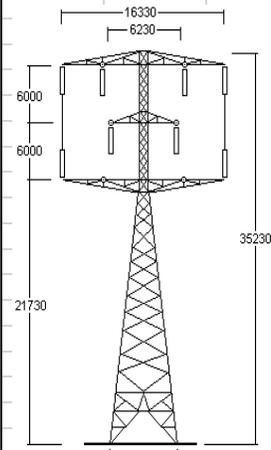
## 2. Sauzal – Rancagua

<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN : SAUZAL - RANCAGUA</b>				<b>CLAVE : D 95</b>			
<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN : MAULE</b>				<b>N° de Circuitos : 1</b>			
<b>VOLTAJE : 1x154 kV</b>		<b>Longitud : 13,11 km.</b>		<b>N° de Transposiciones :</b>			
<b>Conductores : A.C.S.R. 4/0 A.W.G. Penguin <math>\varnothing = 14,31</math> mm Sección = 125,10 mm<sup>2</sup> Po=0,4325 kg/m.</b>							
<b>Cable de Tierra : Cable de acero galvanizado 5/16" E.H.S. <math>\varnothing = 7,925</math> mm. Secc. = 38,33 mm<sup>2</sup></b>							
<b>LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES</b>							
<b>Tensión ruptura (kg)</b>	<b>Módulo elasticidad (kg/mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Coef. Dilatación (1/°C)</b>	<b>Resistencia a 25°C. (ohm/km)</b>	<b>Coef. var resist. (alfa)</b>	<b>T. máx. operac. (°C.)</b>	<b>Capac. de transm. a 25°C.</b>	<b>Gráfico Circ. de cte.</b>
<b>BASES DE CÁLCULO : Conductor: A -5° C., con viento de 40 kg/m<sup>2</sup> la fatiga es 7,76 kg/mm<sup>2</sup> C. de guardia: A -5° C., tensión máx. es 300 kgs.</b>					<b>Luz Media : 177,16 m.</b>		
					<b>Tensión Máx. : 971 kg.</b>		
<b>AISLADORES</b>							
<b>Estructura de Suspensión : cadena de 10 aisladores</b>				<b>Estructura de Anclaje : cadena de 11 aisladores de disco B&amp;S 10" x 5</b>			
<b>Observaciones : El cable de guardia está montado entre el ML y la estructura N° 1</b>							
<b>DISPOSICIONES</b>							
<p><b>Tipos P - P1 - P2</b>            P1=3600            P2=3660            P=11712            P1=13200            P2=14091            P=16341            P1=17652            P2=18781</p>		<p><b>Tipos A - A1 - A2</b>            A1=3660            A2=3600            A=11241            A1=12613            A2=13650            A=15691            A1=17063            A2=18433</p>		<p><b>Tipos K - K1 - K2</b>            K=15000            K1=17600            K2=20300            K=19290            K1=21790            K2=24790</p>		<p><b>Tipo E</b>            PL Tj - 283 - 1L1            D 95 - 20j - 1L1            (3)</p>	
<p><b>Tipo E1</b>            PL D 27 - 20e - 18            D 95 - 20j - 1L1            (2)</p>		<p><b>Tipo MB</b>            PL Tj - 206 - 15            D 95 - 20j - 1L1            (1)</p>		<p><b>Tipo G</b>            PL Tj - 282 - 1L1            (7)</p>		<p><b>Tipo D</b>            PL D 27 - 20e - 3            D 95 - 20j - 1L2            (4)</p>	
<b>DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO</b>				<b>UNIDAD LÍNEAS</b>			
				<b>Proy.:</b>		<b>Aprob.: JAU</b>	
				<b>Dib.: jaa</b>		<b>Fecha : Dic.-2000</b>	

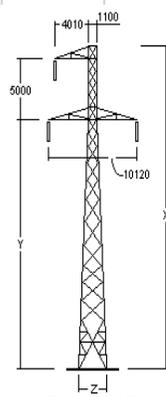
### 3. Línea Valdivia – Puerto Montt

LÍNEA DE TRANSMISIÓN : VALDIVIA - PTO. MONTT						CLAVE : D 108																																																														
SISTEMA DE TRANSMISIÓN : ARAUCANÍA				N° de Circuitos : 1																																																																
VOLTAJE : 1x220 kV		Longitud : 215,01 km.		N° de Transposiciones : 2																																																																
Conductores : A.C.S.R. Grosbeak 636 MCM $\phi = 25,15$ mm. Sección = 374,7 mm <sup>2</sup> Po = 1,299 kg/m.																																																																				
Cable de Tierra : Cable de acero galvanizado 3/8" E.H.S 7 hebras																																																																				
LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES																																																																				
Tensión ruptura (kg)	Módulo elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	Coef. Dilatación (1/°C)	Resistencia a 25°C. (ohm/km)	Coef.var resist. (alfa)	T. máx. operac. (°C.)	Capac. de transm. a 25°C.	Gráfico Circ. de cte.																																																													
11340	8000	0.0000191	0.092	0.004	50	192.8	XL - 269																																																													
BASES DE CÁLCULO :					Luz Media : 335,43 m.																																																															
					Tensión Máx. :																																																															
AISLADORES																																																																				
Estructura de Suspensión : Cadena de 12 aisladores				Estructura de Anclaje : Cadena de 13 aisladores de disco B&S 10"x5																																																																
Observaciones :																																																																				
DISPOSICIONES																																																																				
<p><b>Tipo 15 AD</b> Pl. Tj - 141 - 6L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15AD - 3</td> <td>24,26</td> <td>15,00</td> <td>3,300</td> <td>(69)</td> </tr> <tr> <td>15AD ± 0</td> <td>27,26</td> <td>18,00</td> <td>3,767</td> <td>(79)</td> </tr> <tr> <td>15AD + 3</td> <td>30,26</td> <td>21,00</td> <td>4,235</td> <td>(85)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		15AD - 3	24,26	15,00	3,300	(69)	15AD ± 0	27,26	18,00	3,767	(79)	15AD + 3	30,26	21,00	4,235	(85)	<p><b>Tipo 22 A1.1</b> Pl. Tj - 402 - 1L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22 A1.1-3</td> <td>22,48</td> <td>16,58</td> <td>2,46</td> <td>(83)</td> </tr> <tr> <td>22 A1.1±0</td> <td>25,48</td> <td>19,58</td> <td>2,73</td> <td>(91)</td> </tr> <tr> <td>22 A1.1+3</td> <td>28,58</td> <td>22,58</td> <td>3,00</td> <td>(89)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22 A1.1-3	22,48	16,58	2,46	(83)	22 A1.1±0	25,48	19,58	2,73	(91)	22 A1.1+3	28,58	22,58	3,00	(89)	<p><b>Tipo 15 BD</b> Pl. Tj - 141 - 7L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15BD - 3</td> <td>29,475</td> <td>15,00</td> <td>3,882</td> <td>(22)</td> </tr> <tr> <td>15BD ± 0</td> <td>32,475</td> <td>18,00</td> <td>4,414</td> <td>(16)</td> </tr> <tr> <td>15BD + 3</td> <td>35,475</td> <td>21,00</td> <td>4,946</td> <td>(18)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		15BD - 3	29,475	15,00	3,882	(22)	15BD ± 0	32,475	18,00	4,414	(16)	15BD + 3	35,475	21,00	4,946	(18)
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																
15AD - 3	24,26	15,00	3,300	(69)																																																																
15AD ± 0	27,26	18,00	3,767	(79)																																																																
15AD + 3	30,26	21,00	4,235	(85)																																																																
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																
22 A1.1-3	22,48	16,58	2,46	(83)																																																																
22 A1.1±0	25,48	19,58	2,73	(91)																																																																
22 A1.1+3	28,58	22,58	3,00	(89)																																																																
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																
15BD - 3	29,475	15,00	3,882	(22)																																																																
15BD ± 0	32,475	18,00	4,414	(16)																																																																
15BD + 3	35,475	21,00	4,946	(18)																																																																
<p><b>Tipo 15 CD</b> Pl. D 108 - 20J - 7</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15CD ± 0</td> <td>33,34</td> <td>17,70</td> <td>5,536</td> <td>(26)</td> </tr> <tr> <td>15CD + 3</td> <td>36,34</td> <td>20,70</td> <td>6,170</td> <td>(7)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		15CD ± 0	33,34	17,70	5,536	(26)	15CD + 3	36,34	20,70	6,170	(7)	<p><b>Tipo 15 DD</b> Pl. D 108 - 20j - 10</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15DD ± 0</td> <td>35,886</td> <td>17,76</td> <td>6,444</td> <td>(16)</td> </tr> <tr> <td>15DD + 3</td> <td>38,886</td> <td>20,76</td> <td>7,128</td> <td>(2)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		15DD ± 0	35,886	17,76	6,444	(16)	15DD + 3	38,886	20,76	7,128	(2)	<p><b>Tipo 22 A 30.1</b> Pl. Tj - 402 - 3L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22A30.1-3</td> <td>22,50</td> <td>16,50</td> <td>3,241</td> <td>(15)</td> </tr> <tr> <td>22A30.1±0</td> <td>25,50</td> <td>19,50</td> <td>3,620</td> <td>(3)</td> </tr> <tr> <td>22A30.1+3</td> <td>28,50</td> <td>22,50</td> <td>4,000</td> <td>(7)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22A30.1-3	22,50	16,50	3,241	(15)	22A30.1±0	25,50	19,50	3,620	(3)	22A30.1+3	28,50	22,50	4,000	(7)										
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																
15CD ± 0	33,34	17,70	5,536	(26)																																																																
15CD + 3	36,34	20,70	6,170	(7)																																																																
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																
15DD ± 0	35,886	17,76	6,444	(16)																																																																
15DD + 3	38,886	20,76	7,128	(2)																																																																
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																
22A30.1-3	22,50	16,50	3,241	(15)																																																																
22A30.1±0	25,50	19,50	3,620	(3)																																																																
22A30.1+3	28,50	22,50	4,000	(7)																																																																
DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO				UNIDAD LÍNEAS																																																																
Proy.:				Aprob.: JAU																																																																
Dib.: jaa				Fecha : Dic.-2000																																																																

DISPOSICIONES

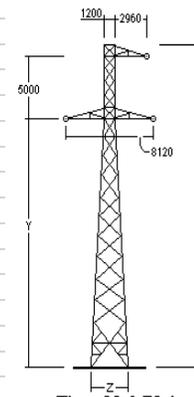


**Tipos 22ED**  
Pl. D 113 - 20j - 5L1  
(2)



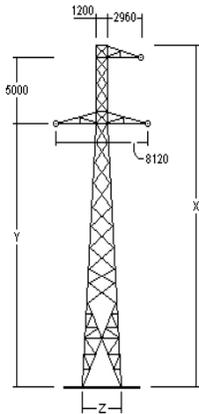
**Tipo 22 A7.1**  
Pl. Tj - 402 - 2L1

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	
22 A7.1-3	22,88	16,78	2,489		(1)
22 A7.1±0	25,88	19,78	2,745		(1)
22 A7.1+3	28,78	22,68	3,000		(2)



**Tipo 22 A 70.1**  
Pl. Tj - 402 - 4L1

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	
22A70.1-3	22,50	16,50	3,606		(1)
22A70.1±0	25,50	19,50	4,053		(1)
22A70.1+3	28,50	22,50	4,500		(3)



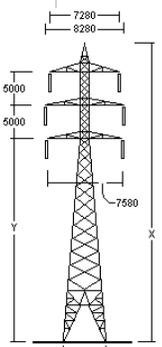
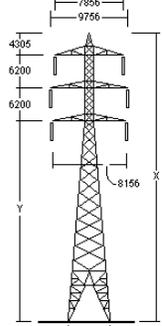
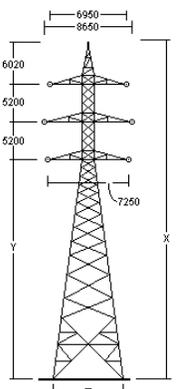
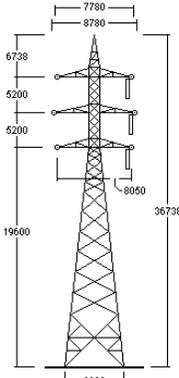
**Tipo 22 A 90.1**  
Pl. Tj - 402 - 5L1

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	
22A90.1-3	22,50	16,50	3,984		(1)
22A90.1±0	25,50	19,50	4,500		(1)

#### 4. Línea Antuco – Charrúa

LÍNEA DE TRANSMISIÓN : ANTUCO - CHARRUA				CLAVE : D 111			
SISTEMA DE TRANSMISIÓN : BIO - BIO				N° de Circuitos : 2			
VOLTAJE : 2x220 kV		Longitud : 67,46 km.		N° de Transposiciones : No tiene			
Conductores : Aluminio A.A.C. 1.590 M.C.M. Coreopsis $\varnothing = 36,91$ mm. Sección = 805,7 mm <sup>2</sup> Po =							
Cable de Tierra : Zona con hielo : Alumoweld 7 # 7 $\varnothing = 11$ mm. Sección = 73,87 mm <sup>2</sup> Po = 0,491 kg./m. Zona sin hielo : 2							
LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES							
Tensión ruptura (kg)	Módulo elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	Coef. Dilatación (1/°C)	Resistencia a 25°C. (ohm/km)	Coef. var resist. (alfa)	T. máx. operac. (°C.)	Capac. de transm. a 25°C.	Gráfico Circ. de cte.
BASES DE CÁLCULO : A 15°C., sin viento, la tensión final es 2.450 kg., 20% de la tensión de ruptura.					Luz Media : 414 m.		
					Tensión Máx. : 6.100 kg.		
AISLADORES							
Estructura de Suspensión : Zona c/hielo : cad. 15				Estructura de Anclaje : Zona c/hielo : cad. doble 15 aisladores B&S			
Observaciones : Desde Antuco a km. 35,97 (estr. # 47) se considera zona con hielo y del km. 35,97 a S/E Charrúa, zona sin							
DISPOSICIONES							
<p>The drawings show the following tower types and their specifications:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Tipo 2 A1</b>: PL. D 89 - 20J - 4L2 (27)</li> <li><b>Tipo 2 A7</b>: PL. D 89 - 20J - 5L2 (15)</li> <li><b>Tipo 2 A40</b>: PL. D 89 - 20J - 3L3 (6)</li> <li><b>Tipo 2 A40 E</b>: PL. D 89 - 20J - 12L1 a L18 (1)</li> <li><b>Tipo 2 A40 E - R</b>: PL. D 89 - 20J - 12L32 (1) por cto.</li> <li><b>Tipo 24 A35</b>: PL. D 90 - 20J - 9L7 (1)</li> <li><b>Tipo 2 V0</b>: PL. D 89 - 20J - 1L2 (93)</li> <li><b>Tipo 2 V7</b>: PL. D 89 - 20J - 2L3 (20)</li> </ul>							
DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO				UNIDAD LÍNEAS		Proy.:	Aprob.: JAU
						Dib.: jaa	Fecha : Dic.-2000

## 5. Línea Canutillar – Puerto Montt

LÍNEA DE TRANSMISIÓN : CANUTILLAR - PUERTO MONTT				CLAVE : D 131																																																																			
SISTEMA DE TRANSMISIÓN : ARAUCANÍA				N° de Circuitos : 2																																																																			
VOLTAJE : 2x220 kV		Longitud : 59,60 km.		N° de Transposiciones :																																																																			
Conductores : AASC Flint 6201 - T81 740,8 MCM $\phi = 25,20$ mm.				Sección = 375,4 mm <sup>2</sup>		Po = 1,035																																																																	
Cable de Tierra : Acero galvanizado 3/8" E.H.S $\phi = 9,144$ mm.				Sección = 51,04 mm <sup>2</sup>		Po = 0,404																																																																	
LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES																																																																							
Tensión ruptura (kg)	Módulo elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	Coef. Dilatación (1/°C)	Resistencia a 25°C. (ohm/km)	Coef. var resist. (alfa)	T. máx. operac. (°C.)	Capac. de transm. a 25°C.	Gráfico Circ. de cte.																																																																
BASES DE CÁLCULO : 1) A -10° C., con hielo de 10 mm., viento de 20 kg/m <sup>2</sup> , la tensión final es 3.200 kg. 2) A 15° C., s/hielo y viento de 40kg/m <sup>2</sup> , la tensión es 2.205 kg.						Luz Media : 367,9 m.																																																																	
						Tensión Máx. :																																																																	
AISLADORES																																																																							
Estructura de Suspensión : Cadena de 14 aisladores				Estructura de Anclaje : Cadena de 15 aisladores de disco B&S 10"x5																																																																			
Observaciones :																																																																							
DISPOSICIONES																																																																							
 <p>Tipo 22AD.1 Pl. Tj - 400 - 1L26</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22AD 1-3</td> <td>30,21</td> <td>16,63</td> <td>3,214</td> <td></td> <td>(23)</td> </tr> <tr> <td>22AD 1±0</td> <td>33,16</td> <td>19,58</td> <td>3,600</td> <td></td> <td>(23)</td> </tr> <tr> <td>22AD 1+3</td> <td>36,11</td> <td>22,53</td> <td>3,986</td> <td></td> <td>(27)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22AD 1-3	30,21	16,63	3,214		(23)	22AD 1±0	33,16	19,58	3,600		(23)	22AD 1+3	36,11	22,53	3,986		(27)	 <p>Tipo 22BD.1 Pl. Tj - 400 - 9L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22BD 1-3</td> <td>33,28</td> <td>16,58</td> <td>3,242</td> <td></td> <td>(14)</td> </tr> <tr> <td>22BD 1±0</td> <td>36,28</td> <td>19,58</td> <td>3,600</td> <td></td> <td>(12)</td> </tr> <tr> <td>22BD 1+3</td> <td>39,28</td> <td>22,58</td> <td>3,959</td> <td></td> <td>(18)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22BD 1-3	33,28	16,58	3,242		(14)	22BD 1±0	36,28	19,58	3,600		(12)	22BD 1+3	39,28	22,58	3,959		(18)	 <p>Tipo 22 DD.1 Pl. Tj - 400 - 10L1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo</th> <th>Cota</th> <th>X(m)</th> <th>Y(m)</th> <th>Z(m)</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22 DD 1-3</td> <td>33,02</td> <td>16,60</td> <td>5,376</td> <td></td> <td>(16)</td> </tr> <tr> <td>22 DD 1±0</td> <td>36,02</td> <td>19,60</td> <td>6,062</td> <td></td> <td>(29)</td> </tr> </tbody> </table>		Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)		22 DD 1-3	33,02	16,60	5,376		(16)	22 DD 1±0	36,02	19,60	6,062		(29)
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																			
22AD 1-3	30,21	16,63	3,214		(23)																																																																		
22AD 1±0	33,16	19,58	3,600		(23)																																																																		
22AD 1+3	36,11	22,53	3,986		(27)																																																																		
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																			
22BD 1-3	33,28	16,58	3,242		(14)																																																																		
22BD 1±0	36,28	19,58	3,600		(12)																																																																		
22BD 1+3	39,28	22,58	3,959		(18)																																																																		
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)																																																																			
22 DD 1-3	33,02	16,60	5,376		(16)																																																																		
22 DD 1±0	36,02	19,60	6,062		(29)																																																																		
		 <p>Tipo 22 FD ± 0 Pl. Tj - 400 - 6L32 (1)</p>																																																																					
DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO				UNIDAD LÍNEAS		Proy.: Aprob.: JAU																																																																	
						Dib.: jaa Fecha : Dic.-2000																																																																	

## Anexo 2: Programación Model ATP

```
MODEL FLA3PH --FLAMEO DE CADENAS DE AISLADORES. TRIFASICO.
INPUT VA,VB,VC,VCG
DATA W {DFLT:2.581}
OUTPUT YA,YB,YC
VAR V,VMEDA,VMEDB,VMEDC,YA,YB,YC,K1,K2
INIT
  YA:=0
  YB:=0
  YC:=0
ENDINIT
EXEC
  IF t >= timestep THEN
    K1 := 400* W
    K2 := 710* W
    V:= ( K1 + (K2/ (t/1.E-6)**0.75) ) *1.E3
  ELSE
    V:=0
  ENDIF
  VMEDA:= ABS(VA-VCG)
  VMEDB:= ABS(VB-VCG)
  VMEDC:= ABS(VC-VCG)
  If VMEDA>V AND t >= timestep then
    YA:=1
  ENDIF
  If VMEDA<=V AND t >= timestep then
    YA:=0
  ENDIF
  If VMEDB>V AND t >= timestep then
    YB:=1
  ENDIF
  If VMEDB<=V AND t >= timestep then
    YB:=0
  ENDIF
  If VMEDC>V AND t >= timestep then
    YC:=1
  ENDIF
  If VMEDC<=V AND t >= timestep then
    YC:=0
  ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
```