



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**GUÍA PRÁCTICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN DE ALTA TENSION EN CHILE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**JUAN PABLO ROMERO HERRERA**

**PROFESOR GUÍA:**  
NELSON MORALES OSORIO

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:**  
MIGUEL SEGURA CARRASCO  
EFRAÍN ASENJO SILVA

SANTIAGO DE CHILE

ABRIL 2010



## RESUMEN

El objetivo de este trabajo de título, es exponer los criterios y pautas generales para llevar a cabo un proyecto de línea de transmisión de alta tensión y la determinación de los parámetros para el diseño de la misma. Al respecto, en este trabajo de título se ha volcado la experiencia del memorista, obtenida a través de su actividad profesional en empresas de servicios de ingeniería, de reconocido prestigio en el ámbito de sistemas de transmisión de alta tensión.

Para cumplir con los objetivos, se ha dividido el trabajo de título en dos partes. La primera parte consiste en la presentación de técnicas para la determinación de los parámetros básicos para el diseño de una línea de transmisión, como son la determinación del conductor y cable de guardia, dimensionamiento de la aislación, las solicitaciones sobre el conductor, parámetros de diseño de estructuras, ubicación de las estructuras, etc. Adicionalmente, se revisan las técnicas de ingeniería y tecnologías que permiten repotenciar una línea de transmisión existente, con el objeto de aumentar su capacidad de transmisión de potencia. Este último tema adquiere gran relevancia si se considera el aumento sostenido de la demanda y las dificultades que se producen para obtener nuevas servidumbres de paso y a la carencia de corredores de líneas o espacio físico para implementarlas sin mayores restricciones.

La segunda parte, aborda los aspectos más importantes del Proyecto de Ingeniería de una Línea de Transmisión, necesarios para llegar a concretar físicamente la construcción de la misma. Con este aporte, se pretende aclarar y revisar las etapas señaladas en la normativa técnica y legal, tales como aspectos reglamentarios de proyectos eléctricos en alta tensión (Normativa Eléctrica Chilena), la Concesión Eléctrica y la Servidumbre, el Estudio de Impacto Ambiental, la evaluación de los costos de inversión, el cronograma de actividades típico para este tipo de proyectos y aspectos técnicos a considerar en las especificaciones de materiales, equipos y en los documentos para la licitación de suministros y construcción de la línea.

Las etapas aquí planteadas, relacionadas con los aspectos de diseño y de proyecto de una línea de transmisión, permitirán esclarecer y guiar las labores que deba realizar el ingeniero que incursione en un proyecto de línea de transmisión de alta tensión en Chile.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mis agradecimientos a todas aquellas personas, las cuales a través del paso del tiempo, me animaban y recordaban que debía concluir esta importante etapa universitaria y de la vida, pendiente por muchos años por causas que ya no vale la pena recurrir ni justificar, pero que finalmente terminan en este trabajo de título, que espero sea un aporte a la comunidad universitaria y profesional.

En primer lugar, quiero agradecer a mis abuelos Amalia y Juan, que lamentablemente ya no están conmigo, pero que me apoyaron y entregaron su cariño, esfuerzos y enseñanzas a lo largo de mi vida junto a ellos. También quiero agradecer el apoyo incondicional de mi madre, padre y de mis hermanos, los cuales siempre me alentaban y animaban a estudiar para concluir mis estudios universitarios; y a mi compañera de vida Jacqueline y a nuestro hijo Vicente, quienes han tenido paciencia y me han apoyado, a pesar del tiempo sustraído para estar con ellos, durante el tiempo que escribía este trabajo de título.

En segundo lugar, quiero agradecer los consejos y la comprensión de don Nelson Morales como profesor Guía, lo mismo para los profesores de Comisión don Miguel Segura y don Efraín Asenjo, que además, todos ellos, fueron un importante apoyo académico en mi etapa de estudiante en los distintos cursos que seguí en el Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Por último, quiero agradecer a mis colegas profesionales y amigos, a Rodrigo Navarrete por su generosa voluntad y sus valiosos aportes técnicos, a Jaime Navarrete por su comprensión y apoyo permanente, y a Luis Garcés por su apoyo, transmisión de disciplina y fuerza.

## INDICE

<u>TEMARIO</u>	<u>PÁGINA</u>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS, TABLAS Y FOTOGRAFÍAS</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>9</b>
<b>2. COMPONENTES BÁSICOS DE DISEÑO</b>	<b>13</b>
2.1 ESTUDIO DEL TRAZADO	13
2.2 DETERMINACIÓN DEL CONDUCTOR	23
2.3 DETERMINACIÓN DEL CABLE DE GUARDIA	40
2.4 DETERMINACIÓN DE LA AISLACIÓN	51
2.5 DISEÑO BÁSICO DE LAS ESTRUCTURAS	75
2.6 CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES	96
2.7 UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS	115
<b>3. ASPECTOS DE DISEÑO ADICIONALES</b>	<b>125</b>
3.1 GALLOPING Y ICE JUMPING EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN	125
3.2 CAMPO ELÉCTRICO, EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA	132
3.3 COMUNICACIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	146
<b>4. REVISIÓN DE LAS TÉCNICAS DE REPOTENCIAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES</b>	<b>157</b>
4.1 REPOTENCIAMIENTO POR MÉTODOS TRADICIONALES	158
4.2 UTILIZACIÓN DE CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA	165
<b>5. ASPECTOS IMPORTANTES PARA EL PROYECTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>180</b>
5.1 NORMATIVA ELÉCTRICA	181
5.2 CONCESIÓN ELÉCTRICA Y SERVIDUMBRES	191
5.3 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	201

5.4	ESTIMACIÓN DE COSTOS Y PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN	205
5.5	DOCUMENTOS DE LICITACIÓN	217
5.6	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	225
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>227</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS</b>	<b>230</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>232</b>

## INDICE DE FIGURAS, TABLAS Y FOTOGRAFÍAS

<u>CONTENIDO</u>	<u>PÁGINA</u>	
Figura 2.1.1	Ejemplo de proyección de un trazado (en color rojo) con la información de imágenes aéreas satelitales obtenidas de Google EarthMR	15
Figura 2.1.2	Ejemplo de parte de una plancheta cartográfica del IGM a escala 1:50.000, formato imagen *.JPG	15
Figura 2.1.3	Ejemplo de ortofoto tomada por el Servicio Aerofotogramétrico de la Fuerza Aérea de Chile (SAF)	17
Figura 2.1.4	Ejemplo de información CIREN con deslindes de propiedades e identificación del número de ROL de la propiedad	18
Foto 2.1.1	Monolito típico para replanteo de vértices	21
Foto 2.1.2	Monolito puesto en terreno	21
Tabla 2.2.1	Ejemplo secciones óptimas para cada tipo de material línea 220 kV	33
Tabla 2.2.2	Algunos valores para la constante K según tipo de material	37
Tabla 2.2.3	Potencia admisible en Línea 220 kV v/s Altitud	38
Tabla 2.3.1	Valores de $J^2t$ para cada tipo de material	41
Tabla 2.3.2	Secciones mínimas por cortocircuito según tipo de material	42
Figura 2.3.1	Ancho terreno influenciado por la ubicación de cables de guardia	43
Figura 2.3.2	Curvas de probabilidad de descarga directa sobre los conductores en función del ángulo de protección de los cables de guardia (ver [Ref 6] y [Ref 9])	46
Figura 2.3.3	Probabilidad de ocurrencia de descarga atmosférica de determinada intensidad de corriente, según CIGRE (ver Ref [9])	47
Tabla 2.3.3	Corriente de descarga atmosférica	48
Tabla 2.3.4	Valores de $J^2t$ para fusión de cada tipo de material	48
Tabla 2.3.5	Secciones mínimas por corriente de descarga atmosférica (rayo)	49
Tabla 2.4.1	Distancias de fuga unitarias para distintos grados de contaminación	55
Tabla 2.4.2	Número de aisladores v/s grado de contaminación para diferentes niveles de voltaje	57
Tabla 2.4.3	Valor de "k" según número de estructuras y grado de seguridad	59
Tabla 2.4.4	Variación del exponente "n" según longitud del elemento aislación para sobrevoltajes de maniobra	60
Figura 2.4.1	Curvas de factores de corrección por efecto de la humedad	61
Tabla 2.4.5	Factor por efecto de lluvia ( $K_{LL}$ )	61
Figura 2.4.2	Voltajes de maniobra críticos para distintos números de aisladores encadenas verticales en estructuras metálicas (ver [Ref.9])	63

Figura 2.4.3	Voltajes de maniobra críticos para distintos números de aisladores en cadenas en “V” en estructuras metálicas (ver [Ref.9])	63
Figura 2.4.4	Voltajes de maniobra críticos para el espaciamiento en aire entre conductor y estructura (ver [Ref.9])	64
Tabla 2.4.6	Voltajes críticos de frecuencia industrial y de impulso de rayo	65
Figura 2.4.5	Tensión crítica (50%) del espaciamiento	66
Tabla 2.4.7	Número de aisladores normales de disco y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de maniobra	67
Tabla 2.4.8	Variación del exponente “n” según longitud del elemento aislación para sobrevoltajes de frecuencia industrial	68
Tabla 2.4.9	Factor de lluvia $K_{LL}$ para los sobrevoltajes de frecuencia industrial	69
Tabla 2.4.10	Número de aisladores y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de frecuencia industrial	70
Tabla 2.4.11	Número de aisladores y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de origen externo (rayo)	74
Figura 2.5.1	Algunas siluetas típicas de estructuras de 500, 220 y 110 kV usadas en Chile	77
Figura 2.5.2	Dimensiones básicas de la estructura	78
Figura 2.5.3	Determinación del voladizo “G”	79
Figura 2.5.4	Vano de viento y de peso en una estructura	81
Tabla 2.5.1	Valores de “K” en función del ángulo de desviación de la cadena de aisladores “ $\alpha$ ” para fases ubicadas una sobre otra	83
Figura 2.5.5	Distancia media Geométrica (GMD)	85
Tabla 2.5.2	Sobrecarga longitudinal según tipo de estructura	94
Tabla 2.5.3	Desequilibrio longitudinal según tipo de estructura	95
Figura 2.6.1	Catenaria de un conductor	97
Tabla 2.6.1	Porcentajes recomendados para la condición EDS	99
Figura 2.6.2	Composición del peso del conductor con carga PT	102
Figura 2.6.3	Curvas de esfuerzo – deformación de un conductor	106
Figura 2.6.4	Alargamiento (elongación) a través del tiempo para una carga constante	107
Tabla 2.6.2	Constantes de “creep” para conductores de Aleación de Aluminio (AAAC)	110
Tabla 2.6.3	Constantes de “creep” para conductores de Aluminio (AAC)	110
Tabla 2.6.4	Constantes de “creep” para conductores ACSR	111
Figura 2.6.5	Aumento de la flecha del conductor por “creep”	111
Figura 2.7.1	Parte de un perfil longitudinal con sus detalles	116
Figura 2.7.2	Distintos niveles de altura para una estructura de suspensión	118
Figura 2.7.3	Algunas definiciones para la ubicación de estructuras	120
Figura 2.7.4	Esquema del proceso iterativo para ubicar estructuras	122

Tabla 2.7.1	Costos de las combinaciones para el ejemplo propuesto	123
Figura 3.1.1	Trayectoria Elíptica del “Gallopig”	127
Figura 3.1.2	Esquema de distancias para “Gallopig” de dos modos de onda	128
Tabla 3.1.1	Separación vertical entre fases requeridas por Gallopig	130
Figura 3.1.3	Esquema para el cálculo del Ice-Jumping	131
Figura 3.2.1	Esquema determinación coeficientes de Maxwell	134
Tabla 3.2.1	Niveles de exposición a los campos eléctricos y magnéticos	136
Figura 3.2.2	Ábaco para determinar $P_0$	138
Figura 3.2.3	Esquema para calcular A	140
Figura 3.2.4	Pérdidas Corona Reducidas en Función de E/Ec	141
Tabla 3.2.2	Niveles de SNR según Norma CISPR	145
Tabla 3.2.3	Valores recomendados por la Asociación de Normas Canadienses y acogidas como Regulación del Gobierno Federal	145
Figura 3.3.1	Terminal Básico de Sistema de Onda Portadora (PLC)	147
Figura 3.3.2	Cable tipo OPGW	151
Figura 3.3.3	Esquema enlace con cable tipo OPGW	153
Figura 4.1.1	Aumento de la flecha por aumento de temperatura en el conductor	159
Figura 4.1.2	Solución con inserción de estructura en medio del vano	160
Figura 4.1.3	Solución con reemplazo de estructura existente	160
Figura 4.1.4	Solución con aumento de altura de los puntos de apoyo del conductor	161
Figura 4.1.5	Detalle cruceta polimérica	162
Figura 4.1.6	Retensado del conductor	163
Figura 4.1.7	Aumento de voltaje de la línea	165
Tabla 4.2.1	Propiedades de las Aleaciones de Aluminio de Alta Temperatura	167
Figura 4.2.1	Conductor Tipo ACCC	168
Figura 4.2.2	Conductor Tipo GAP (GZTACSR)	169
Figura 4.2.3	Conductor Tipo ACSS	170
Figura 4.2.4	Conductor Tipo ACCR	171
Figura 4.2.5	Composición de una hebra del núcleo Conductor tipo ACCR	171
Figura 4.2.6	Conductor Tipo TACSR	172
Figura 4.2.7	Conductor Tipo XTACIR (configuración similar del ZTACIR)	173
Figura 4.2.8	Características generales de la aleación INVAR	174
Tabla 4.2.2	Clasificación de los Conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha, según Tipos de Hebras Exteriores y Núcleos	174
Tabla 4.2.3	Conductores tradicionales	175
Tabla 4.2.4	Conductores de alta temperatura	176
Tabla 4.2.5	Comparación del conductor ACSR Grosbeak (tradicional) con conductores de alta temperatura	176

Tabla 4.2.6	Comparación del conductor AAAC Flint (tradicional) con conductores de alta temperatura	177
Tabla 4.2.7	Comparación del conductor AAC Nasturtium (tradicional) con conductores de alta temperatura	178
Tabla 4.2.8	Comparación costos conductores de alta temperatura	178
Figura 5.1.1	Flecha del Conductor (F)	185
Tabla 5.1.1	Porcentajes recomendados para la condición EDS	186
Tabla 5.1.2	Zona I, Cordillera	188
Tabla 5.1.3	Hipótesis de Sobrecarga en Conductores, según el RCF	189
Tabla 5.2.1	Derechos y Obligaciones de los Concesionarios	193
Tabla 5.2.2	Procedimientos Concesión Definitiva	197
Tabla 5.4.1	Plazos referenciales de fabricación de materiales en función de la longitud de la línea (L)	212
Figura 5.4.1	Fundación típica de una pata de torre	213
Figura 5.4.2	Detalles de construcción de malla de puesta a tierra	214
Tabla 5.5.1	Requisitos mínimos para materiales de líneas de transmisión	223
Tabla 5.5.2	Unidades de pago más habituales	224

## 1. INTRODUCCIÓN

La demanda de energía eléctrica es creciente en el tiempo y está supeditada al crecimiento natural de la población, al desarrollo industrial y tecnológico y al crecimiento de las urbes en una región determinada. En efecto, el crecimiento energético de los países casi siempre es mayor al crecimiento económico medido a través del PIB, sobretodo en los países emergentes o en vías de desarrollo como Chile.

Los sistemas de transmisión de potencia, en particular en Chile, están bien desarrollados gracias al plan de electrificación que impulsó en su oportunidad la CORFO (empresa estatal) a principios de la década de los cuarenta (1940 – 1950), precisamente en el año 1943, oportunidad en que se creó la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), para desarrollar la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Esta responsabilidad de ENDESA se mantuvo por muchos años, hasta que el estado encargó en el año 1978 la planificación del sector eléctrico a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Posteriormente, y con el proceso de privatización del sector eléctrico a mediados de los ochenta, el desarrollo del sistema eléctrico nacional entra en un proceso totalmente competitivo, y dada la importancia de los sistemas de transmisión en alta tensión, implican desarrollar de una forma lo más eficientemente posible el diseño de las líneas de transmisión de potencia considerando sus aspectos técnicos y económicos.

Respecto de la manera de desarrollar los sistemas de transmisión en una forma eficiente, ya ha adquirido una gran relevancia con las modificaciones de las “Leyes Cortas I y II” y la actualización de la norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio (2005), de forma de asegurar un estándar de seguridad mínimo de servicio para el sector de transmisión. En efecto, el modelo de desarrollo y tarificación es fundamental para el óptimo desempeño de la industria eléctrica y en general para el país, lo que en este momento se traduce en una implementación de una cantidad no despreciable de centrales eléctricas y estudios de éstas en este momento.

En el último tiempo, la autoridad eléctrica del país y los inversionistas nacionales y extranjeros han estado abocados al estudio e incorporación de proyectos energéticos en base a energías renovables (conocidas como tecnologías ERNC, **Energías Renovables No Convencionales**), que hasta la fecha, tienen como repercusión la materialización de una serie de proyectos eólicos en la zona centro-norte (Parques Eólicos Canela I y II de ENDESA, Parque Eólico Totoral de SNPower, Central Minihidroeléctrica Ojos de Agua de ENDESA, por ejemplo) y muchos otros en estudio y en tramitación ambiental. En el norte de Chile, específicamente en el altiplano de Antofagasta, en la zona del Tatio, ya se están haciendo prospecciones (sondajes) para determinar la factibilidad técnica de construir centrales eléctricas en base a la energía térmica de las napas de aguas subterráneas asociadas a la actividad volcánica de la zona. En fin, hay una serie de señales que ha entregado la autoridad a los inversionistas de sistemas de generación y grandes consumidores de energía eléctrica, como son las empresas mineras, para comprometerse con la implementación de proyectos de generación ERNC.

Claramente, el sistema eléctrico nacional seguirá en crecimiento sostenido a medida que el país se desarrolla y crece, pero hay un tema que resolver, este nuevo parque de generación tendrá que conectarse a la carretera de la transmisión de la energía eléctrica, que está conformado por dos grandes sistemas de transmisión en Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) entre Antofagasta y Arica y el Sistema Interconectado Central (SIC) entre Taltal y Chiloé, que significará de seguro implementar nuevas líneas de transmisión y el repotenciamiento de muchas de las líneas existentes que son parte del SING y SIC.

Estas últimas necesidades son las que motivan a desarrollar este tema de memoria, que consiste en tratar los aspectos técnicos de diseño de una línea de transmisión de alta tensión y sus posibilidades de repotenciamiento en el caso de líneas existentes, además de revisar los aspectos de “proyecto” que permiten concretar este tipo de instalaciones. La idea es presentar una especie de guía técnica y práctica, que permita rápidamente a los profesionales de la ingeniería eléctrica y de otras especialidades, conocer los temas de diseño y proyecto que son sensibles para llevar a cabo la implementación de un proyecto de línea de transmisión de alta tensión en Chile. Se supone que anteriormente ya se han definido el voltaje de la línea y los puntos geográficos de inicio y fin del trazado de la misma, que se

consideran resueltos como parte de los estudios de planificación y estudios eléctricos del sistema, que no forma parte del alcance de este trabajo de título.

Un aspecto importante en la ingeniería para una línea de transmisión de alta tensión, tiene que ver con el diseño de la misma. En esta etapa el proyectista debe definir el estándar de seguridad mínimo que desea lograr en cada uno de los componentes básicos del diseño, sujeto a las restricciones técnicas, reglamentarias y económicas a que está sujeto este tipo de proyectos de ingeniería.

Una línea de transmisión de alta tensión, se puede entender como un conjunto de materiales y obras civiles que tienen como objetivo llevar la energía eléctrica de grandes bloques hacia los puntos de distribución y consumo. En especial, el conjunto de materiales como estructuras, conductores y cables, cadenas de aisladores, etc., deberán ser definidos o determinados, lo cual se mostrará en el Capítulo 2.

Estos componentes básicos son los siguientes:

- Determinación del trazado de la línea.
- Determinación del conductor y cable de guardia.
- Determinación de la aislación, es decir, llegar a determinar el número de aisladores y el espaciamiento eléctrico en aire.
- Calculo mecánico de los conductores, determinar sus limitaciones mecánicas.
- Diseño básico de las estructuras, es decir determinar su silueta y prestaciones mecánicas.
- Ubicación óptima de las estructuras en el trazado.

En el Capítulo 3 se abordarán algunos aspectos adicionales que tienen relación con el diseño, como por ejemplo, la estimación del “galopeo” o “galloping” en conductores y el desprendimiento de hielo (Ice – Jumping), que se podría dar en algunas condiciones climáticas especiales (por ejemplo en zonas montañosas y en el extremo sur de Chile) y los campos eléctricos y radio-interferencia producidos por las líneas de alta tensión y las pérdidas Corona.

En el Capítulo 4 se contempla revisar las técnicas de ingeniería y tecnologías que permiten repotenciar una línea de transmisión existente, con el objeto de aumentar su capacidad de transmisión de potencia, además de revisar los aspectos técnicos de diseño que se deben controlar en este tipo de proyectos.

El objetivo del Capítulo 5 será abordar resumidamente los aspectos más importantes en el desarrollo de un proyecto de línea de transmisión, es decir, revisar las actividades que si bien no están relacionadas con el diseño, son de vital importancia para ejecutar y llegar a concretar físicamente la construcción de una línea de transmisión de alta tensión. Entre los aspectos que se revisarán en este capítulo, estarán los siguientes:

- Normativa Eléctrica Chilena (Reglamento de Corrientes Fuertes, Concesión Eléctrica y Servidumbres).
- Estudio de Impacto Ambiental.
- Estimación de Costos y Programa de Construcción.
- Documentos Licitación en Proyectos de Líneas de Transmisión
- Pruebas Típicas de Puesta en Servicio de Líneas de Transmisión.

Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones y comentarios de este trabajo de título.

## **2. COMPONENTES BÁSICOS DE DISEÑO**

En este capítulo se revisarán los aspectos técnicos mínimos de diseño que se deben considerar en un proyecto de línea de transmisión de Alta Tensión. Al respecto, se supone que los aspectos de planificación y los estudios eléctricos básicos han sido previamente resueltos, por ejemplo, ya se han definido los requerimientos de flujos de potencia, se han realizado los estudios de estabilidad, flujos de potencia, cortocircuito, etc., y se ha definido el voltaje de transmisión. Los temas que aquí se revisan tienen relación con el diseño del trazado de la línea y los criterios técnicos utilizados para definir el tipo de conductor, la aislación y el diseño electromecánico de las estructuras (torres).

### **2.1 ESTUDIO DEL TRAZADO**

#### **2.1.1 INTRODUCCIÓN**

Si bien el trazado óptimo de una línea de transmisión matemáticamente es una recta que une los puntos de origen y término de la línea proyectada, en la práctica eso tiene una bajísima probabilidad de ocurrencia, y se debe principalmente a que debemos considerar aspectos ambientales, legales, de seguridad, constructivos y de propietarios del terreno, que generalmente limitan esta solución matemática y de bajo costo a primera vista.

En general, para el estudio del trazado de una línea de transmisión de alta tensión se deben considerar todos los aspectos que tienen relación con la economía y la seguridad de su instalación. En efecto, una buena elección de trazado debería considerar las cercanías de caminos existentes para disminuir los costos en la etapa de construcción y posteriormente en la etapa explotación durante el mantenimiento (costo de inversión y operación), evitar en lo posible el cruce con otras líneas de transmisión (seguridad), evitar cruzar áreas pobladas y de alta densidad de parcelación (costo servidumbres, trámites autorización y permisos), evitar cruzar en zonas de protección ambiental o cultural, como son los parques nacionales y áreas de protección indígena, áreas de patrimonio arqueológico y de interés turístico, son algunos ejemplos de aspectos a tener presente en la elaboración de un trazado. El “evitar” no siempre es posible, pero se deben hacer los esfuerzos para lograr obtener la parte más importante de un proyecto de línea de transmisión, que es su trazado.

### 2.1.2 RECOPIACIÓN DE ANTECEDENTES

Definidos los puntos de origen y término de la línea, la primera etapa del estudio topográfico consiste en la recopilación de la información de ayuda, necesarios para la ejecución del estudio del trazado, que generalmente se encuentra en alguno o varios de los siguientes antecedentes, sin descartar otros que pudiesen ser útiles:

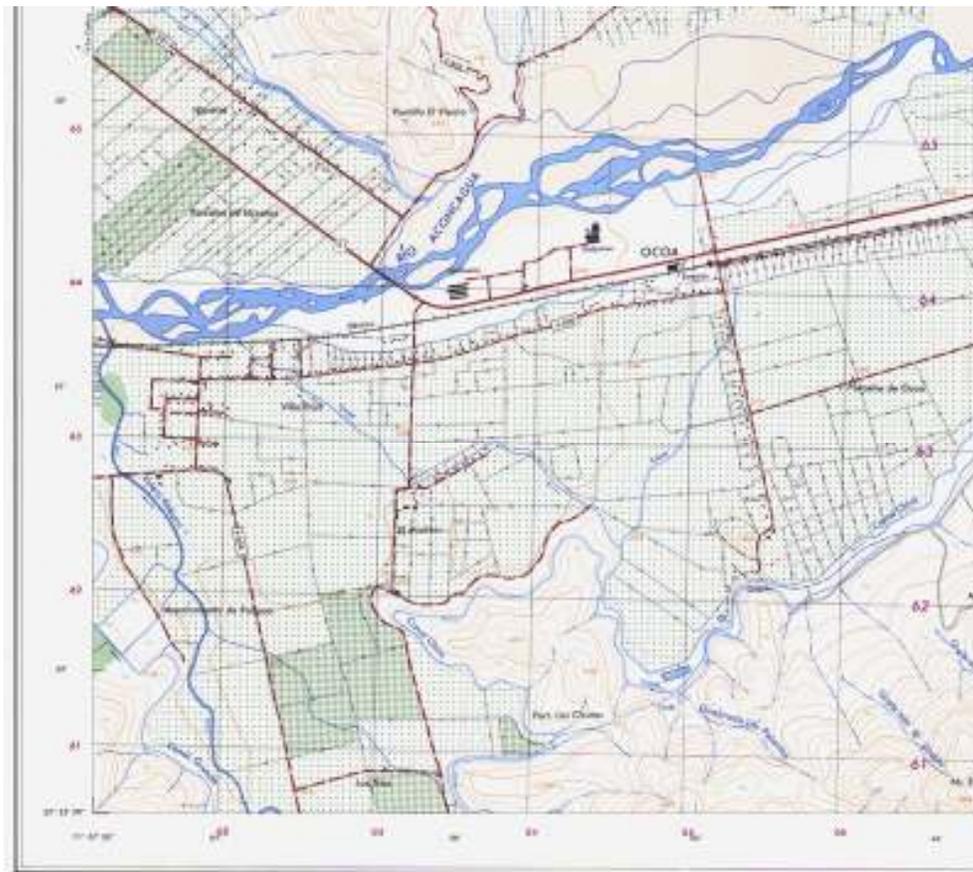
- Cartas del Instituto Geográfico Militar (IGM) a escalas 1:250.000, 1:50.000 y 1:25.000 de la zona en estudio, en formato digital (\*.DWG) o en imagen (\*.JPG).
- Fotografías Aéreas (por ejemplo del SAF, Servicio Aerofotogramétrico de la Fuerza Aérea de Chile).
- Levantamientos aerofotogramétricos del CIREN (Centro de Información de Recursos Naturales).
- Registros de los Conservadores de Bienes Raíces (CBR) existentes en el país, de los que se puede obtener información más precisa de las propiedades afectadas, sus deslindes y el nombre de los dueños de los predios atravesados por el trazado de la línea.
- Ortofotos de los organismos mencionados anteriormente o solicitados a empresas particulares (Forestales, Mineras, etc.).
- Ortofotos obtenidas de la cobertura satelital (LANDSAT 7, SPOT 5, IKONOS, QUICKBIRD, etc.)
- Planos Reguladores de Ciudades y Localidades (Municipalidades, Intendencias, etc).
- Software Google Earth, que es una herramienta computacional con origen “de libre acceso” y ha demostrado ser de gran utilidad en el diseño de trazados.
- Levantamientos topográficos mediante la tecnología LIDAR (Light Detection and Ranging ó Laser Imaging Detection and Ranging)

En las figuras siguientes se muestran dos ejemplos de este tipo de antecedentes:

**Figura 2.1.1** : Ejemplo de proyección de un trazado (en color rojo) con la información de imágenes aéreas satelitales obtenidas de Google Earth<sup>MR</sup>



**Figura 2.1.2** : Ejemplo de parte de una plancheta cartográfica del IGM a escala 1:50.000, formato imagen \*.JPG.



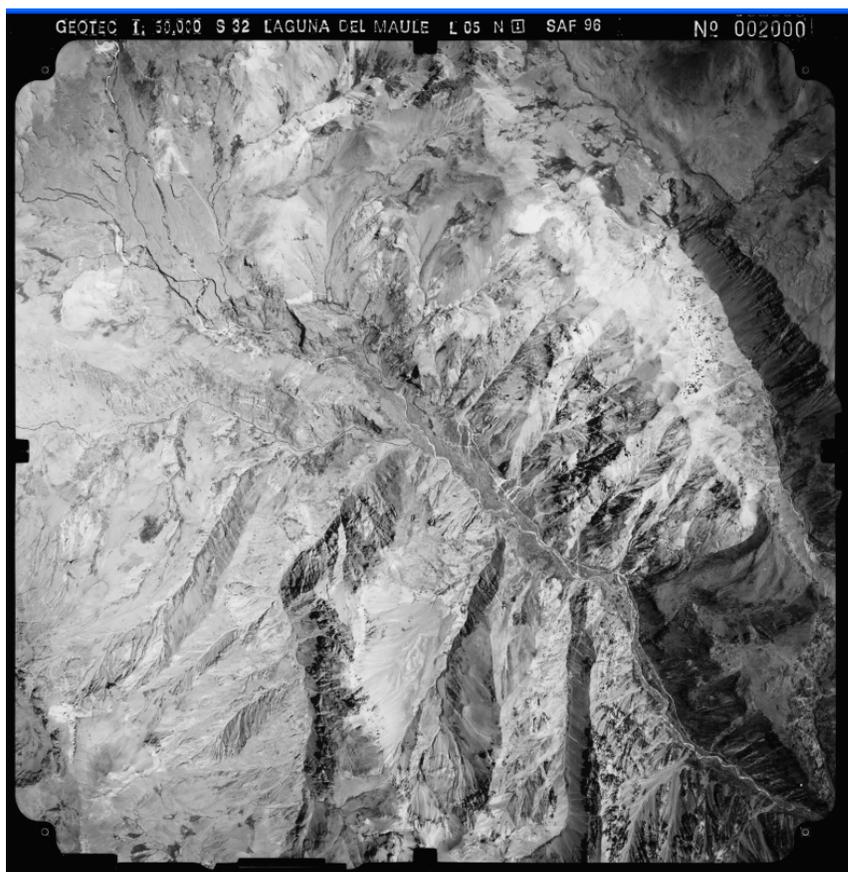
### 2.1.3 ESTUDIO DE ANTECEDENTES Y SELECCIÓN DEL TRAZADO

Tomando en cuenta algunos o varios de los antecedentes mencionados anteriormente, se obtiene una visión general del conjunto, donde se han señalado los puntos de origen y término de la línea. En dichas cartas se analiza un trazado preliminar que básicamente debe considerar en lo posible la menor longitud para el trazado, la existencia de caminos o huellas para facilitar la construcción y posterior mantenimiento de la línea, evitar centros poblados, cruces apropiados y de acuerdo con la legislación vigente para cruces de ríos, ferrocarriles, caminos, líneas eléctricas y de comunicaciones; evitar el paso por áreas protegidas, como son los Parques Nacionales, Comunidades Indígenas, zonas arqueológicas, etc.; evitar aproximaciones a aeródromos, entre otros.

Para indicar el trazado preliminar en la información cartográfica (ejemplo cartas IGM), se deberán señalar los probables puntos de quiebres o deflexiones de la línea (vértices), obteniendo a la vez, coordenadas aproximadas (**U**niversal **T**ransversal **M**ercator ó UTM, geográficas de latitud y longitud, de preferencia las primeras), como referencia para el posterior reconocimiento visual. En lo posible, con el objeto de minimizar los costos de la línea, se deberá evitar la cantidad de vértices en la línea.

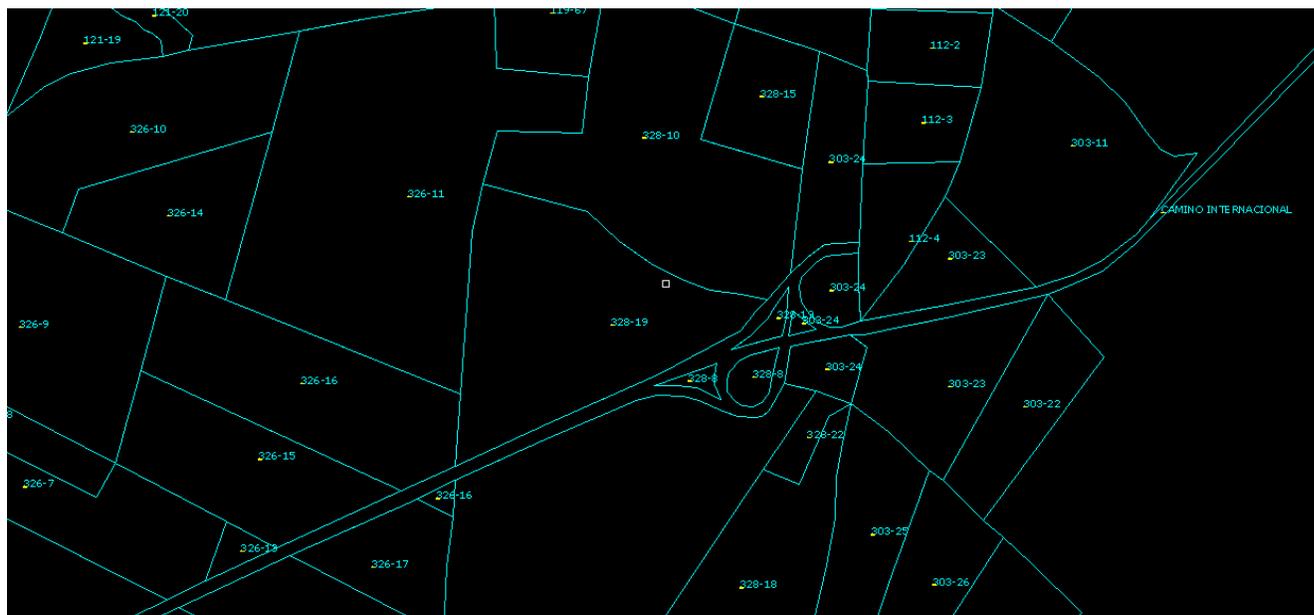
También es posible recurrir al estudio estereoscópico de fotografías aéreas tomadas especialmente para este tipo de trabajo (Ortofotos) ya que dadas sus características particulares de una proyección ortogonal del terreno, permiten extraer información valiosa acerca de la superficie del mismo (morfología). Aunque este último procedimiento está siendo reemplazado por la disponibilidad de imágenes de cobertura satelital y procesada con poderosos “softwares” o programas computacionales de cartografía.

**Figura 2.1.3 : Ejemplo de ortofoto tomada por el Servicio Aerofotogramétrico de la Fuerza Aérea de Chile (SAF).**



Por ejemplo, las fotografías o mosaicos de fotos del CIREN proporcionan la información referente al Rol de las propiedades o terrenos particulares y de Bienes Nacionales de una zona determinada, pudiendo el proyectista, por ejemplo, determinar la cantidad de propiedades que atraviesa un trazado o tentativa de trazado. Con esto se puede evaluar las dificultades que podrían encontrar los trámites para la negociación de la franja de servidumbre de la línea y también sirve de punto de partida para elaborar los listados de propietarios, uno de los documentos necesarios para solicitar la concesión eléctrica de la línea de transmisión ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Esta última información deber ser complementada necesariamente con un catastro de propietarios que se debe llevar a cabo en los Conservadores de Bienes Raíces (CBR) y con un trabajo de investigación en terreno.

**Figura 2.1.4 : Ejemplo de información CIREN con deslindes de propiedades e identificación del número de ROL de la propiedad**



Respecto de las cartas del IGM, se puede mencionar que la escala 1:250.000 se recomienda para mostrar una visión panorámica del trazado de la línea y conocer gráficamente el proyecto de una manera escueta. La escala 1:50.000 es la más utilizada para desplegar un proyecto de trazado y su uso está referido a la información de ubicación y localización de las vías de acceso, las características morfológicas y de planimetría (se pueden ver con mejor detalle curvas de nivel) del proyecto de trazado.

El uso de la escala 1:25.000 se enmarca en el nivel de detalle que se encuentra la información, facilidad de insertar detalles que se consideran importantes para el proyecto, ubicación de deslindes y tipificación del uso actual del suelo. Estas cartas las entrega el IGM en formato “papel” o digital (formato de imagen \*.JPG, ó curvas de nivel en 2D y 3D por ejemplo en formatos \*.DXF y \*.DWG).

Otro antecedente importante para determinar y evaluar trazados preliminares se refiere a los usos del suelo en el aspecto minero. El Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN) a través de peritos especializados y certificados por el mismo, mantiene actualizado un catastro de concesiones, solicitudes y pertenencias mineras que solicitan o tienen particulares o Empresas del Estado a través del

territorio nacional. Este antecedente es muy importante sobretodo cuando se están estudiando proyectos de líneas en el norte de Chile, zona minera por excelencia, ya que es muy difícil negociar o asumir los costos de servidumbre en estos casos.

Otra posibilidad de obtener información topográfica e información visual, que permita posteriormente proyectar un trazado, es la utilización de un levantamiento topográfico con tecnología LIDAR (Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging), tecnología que consiste en “escanear” la superficie del terreno mediante la aplicación de millones de pulsos “láser” sobre el terreno. Estos pulsos rebotan en la superficie del terreno y son capturados por un sensor que se encuentra instalado bajo una aeronave y son geo-referenciados mediante el sistema GPS (instalado en la aeronave) y el sistema de navegación inercial del mismo. Después de un procesamiento de información, se obtiene una fiel representación topográfica del terreno de gran precisión o un modelo digital del terreno (DTM: **D**igital **T**errain **M**odel). A esta información se suman fotografías aéreas orto-rectificadas, en donde se pueden apreciar los detalles en planta del terreno, como caminos, cursos de agua, otras líneas de transmisión, bosques, cultivos, edificaciones, incluso hasta deslindes de las propiedades. En general, se utiliza y prefiere un helicóptero para realizar este tipo de levantamientos LIDAR, ya que se puede controlar mejor la altura de vuelo y se obtienen mejores detalles y precisión topográfica, pero cuando se requieren levantamientos de grandes extensiones de terreno o bien cuando es necesario levantar sitios o zonas a gran altitud geográfica (altiplano por ejemplo), es necesario la utilización de un avión.

Finalmente, es conveniente reunir toda la información anterior en un Sistema de Información Geográfico (SIG), de forma de proporcionar un acceso rápido, ordenado y georeferenciado (ubicación espacial) de los antecedentes que se van incorporando al proyecto de trazado de una línea de transmisión.

#### **2.1.4 RECONOCIMIENTO VISUAL**

Una vez definido un trazado en la información cartográfica disponible, se efectúa un reconocimiento recorriendo la zona que comprende el estudio. Este recorrido normalmente se hace en forma terrestre, sin embargo, de acuerdo a la envergadura del proyecto y a las dificultades de acceso terrestre, éste puede incluir un recorrido aéreo, principalmente en helicóptero. El objetivo es confirmar los puntos singulares encontrados en los antecedentes de “escritorio”, definir en terreno la posición aproximada de

algunos de los vértices (siempre en terreno es posible ver las ventajas y desventajas de alguna zona del trazado, lo cual no siempre entregan los antecedentes de “escritorio”) y en general tomar conocimiento de las características de la morfología por donde pasará posteriormente la línea de transmisión. Asimismo, en esta visita o en una posterior, se pueden estimar las dificultades para la construcción de la línea, evaluar las posibilidades de acceso a algunos puntos singulares del trazado, también reconocer algunos tipos de suelo en forma básica, y en general para formarse una idea del tipo de terreno en que se estaría emplazando el proyecto de línea de alta tensión, por ejemplo, en zonas con alta densidad vegetal (bosques nativos o de explotación) o zonas con dificultades topográficas y de grandes desniveles (zonas montañosas).

En esta etapa también es necesaria la participación del personal profesional que evaluará los aspectos ambientales del proyecto del trazado de una línea de transmisión, en donde participan botánicos, arqueólogos, paisajistas, ingenieros forestales, entre otros, quienes levantarán la información base para la presentación de los estudios ambientales ante la autoridad, ya sea a través de una “Declaración de Impacto Ambiental” o la presentación de un “Estudio de Impacto Ambiental”, tema que se revisa con más detalle en el capítulo 5 de este trabajo de título. El reconocimiento en terreno de estos aspectos ambientales muchas veces define la forma que toma del trazado preliminar de una línea de transmisión.

#### **2.1.5 TRAZADO DEFINITIVO**

En esta etapa, teniendo como base el trazado preliminar y con la participación de personal de Topografía, se materializan en terreno, mediante estacas o construcción de monolitos, los vértices definitivos de la línea. En las siguientes fotografías se puede apreciar la confección de un monolito y su colocación en terreno:

**Foto 2.1.1 : Monolito típico para replanteo de vértices**



**Foto 2.1.2 : Monolito puesto en terreno**



Se debe tener presente, que se requerirá la autorización de los propietarios de los predios a atravesar para tener acceso a los lugares que se elegirán para posicionar los vértices, para posteriormente realizar el estudio topográfico completo con el objeto de determinar el perfil longitudinal y planimetría de la franja de servidumbre.

Cuando se vea que es imposible obtener permisos de acceso con los propietarios prediales para la colación de vértices, el proyectista de la línea deberá considerar la utilización de levantamientos topográficos con tecnología LIDAR, que proporciona la ventaja de levantar la topografía del trazado con gran precisión, en poco tiempo, sin necesidad de tener permisos de acceso (terrestres), pero muchas veces a un costo mayor que para un levantamiento con topografía tradicional, sobretodo cuando los trazados de líneas son de longitudes menores a 10 km.

Esta etapa no necesariamente significa la finalización del estudio del trazado, en efecto, muchas veces ocurre que por situaciones legales o de negociación complicada con algunos propietarios no es posible trazar la línea, y por lo tanto el mandante de la línea de transmisión está obligado a estudiar otras alternativas o variantes para salvar estos aspectos. Aquí cobra mucha importancia la incorporación de tecnología LIDAR, ya que de haber problemas con propietarios, se puede levantar topográficamente el trazado con esta tecnología con las ventajas de flexibilizar el estudio de variantes.

El trazado definitivo generalmente se entrega dibujado a escala en uno o varios planos de planta, indicando el propietario de la línea, la lista de coordenadas (casi siempre UTM), el dibujo del trazado con sus vértices y la firma de los responsables del estudio. Asimismo, como resultado del estudio topográfico se obtiene el levantamiento del perfil longitudinal que será fundamental para proyectar las posiciones de las estructuras de la línea.

A modo de ejemplo, en el Anexo 1 se muestra un plano típico para trazado de una línea de transmisión de 220 kV.

## 2.2. DETERMINACIÓN DEL CONDUCTOR

### 2.2.1 INTRODUCCIÓN

Para la transmisión de la energía eléctrica se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central. Los metales más utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer tres características principales:

- Presentar una baja resistencia eléctrica, y por lo tanto, bajas pérdidas Joule
- Presentar una elevada resistencia mecánica, de forma de ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o imprevistos.
- Costo limitado

Los metales que satisfacen estas condiciones son relativamente escasos, a saber:

- Cobre
- Aluminio
- Aleación de aluminio
- Combinaciones de metales (por ejemplo, aluminio-acero)

Pese a la menor resistencia eléctrica y superiores aptitudes mecánicas, el cobre ha dejado de ser utilizado en la construcción de líneas aéreas, esto es especialmente notado en alta y muy alta tensión, en especial por su elevado costo.

Hay cuatro tipos de conductores que se utilizan mayormente en líneas de transmisión:

- AAC (All Aluminum Conductor), conductor de aluminio.
- AAAC (All Aluminum Alloy Conductor), conductor de aleación de aluminio.
- ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), conductor de aluminio reforzado con

acero.

- ACAR (Aluminum Conductor Aluminum-Alloy Reinforced), conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio.

Las principales características de cada uno de estos tipos de conductores, se resume a continuación [Ref.1]:

#### Conductor de Aluminio (AAC):

El conductor de aluminio esta hecho de uno o más alambres de Aluminio 1350 de dureza H19. El aluminio 1350, anteriormente conocido como Grado EC (Electrical Conductor), tiene una conductividad mínima de 61,2% IACS. Debido a su relativamente baja razón resistencia mecánica-peso, el uso del AAC ha sido limitado a líneas de transmisión con vanos más bien reducidos (por su mayor flecha) o líneas de distribución rural. Pero presenta grandes ventajas en líneas urbanas dado el requerimiento de mejor conductividad y debido a que en estas zonas hay vanos cortos (menor flecha). Además, los conductores AAC tienen un buen comportamiento ante la corrosión, por lo que es una buena alternativa de conductor para usar en áreas costeras.

#### Conductor de Aleación de Aluminio (AAAC)

Estos conductores están hechos en base de aluminio contaminado con pequeñas cantidades de silicio y magnesio (0,5 a 0,6 % aproximadamente) y gracias a una combinación de tratamientos térmicos y mecánicos adquieren una resistencia mecánica que duplica a la del aluminio (haciéndolos comparables, en cuanto a resistencia, a los conductores de aluminio con alma de acero ACSR, pero más livianos que estos últimos). El nombre de esta aleación es 6201. Su conductividad es menor que la del aluminio (52,5% IACS), pero sus características de "flecha/tracción" los hace atractivos para los sistemas aéreos de tramos con longitudes normalmente más largos que en similares líneas con conductor de aluminio puro.

### Conductor de Aluminio Reforzado con Acero (ACSR)

Este conductor se ha utilizado muy ampliamente desde principios de 1900 (Europa y E.E.U.U.), consiste en un núcleo de alambres de acero galvanizado recubiertos con una o varias capas de alambres de aluminio 1350. El alma de acero asigna solamente resistencia mecánica del conductor y no es tenido en cuenta para la conductividad. Su utilización esta asociada a líneas con grandes vanos o para zonas de montaña con importantes sobrecargas de hielo. El núcleo de acero si bien reduce la resistencia a la corrosión del conductor, no presenta problemas en ambientes secos y no contaminados donde la lluvia es frecuente y bien distribuida.

### Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio (ACAR)

Los conductores ACAR combinan alambres de aluminio 1350 y alambres de aleación de aluminio 6201 otorgando un mejor balance de propiedades mecánicas y eléctricas. Este conductor consiste en una o más capas de alambres de aluminio 1350 trenzados helicoidalmente sobre una o más capas de alambres de aleación de aluminio 6201. El núcleo consiste en una o más alambres trenzados de aleación de aluminio 6201. Utilizado generalmente en líneas con largos vanos, especialmente si el tamaño de los conductores es considerable. Su buena resistencia a la corrosión los hace especialmente adecuados para el servicio en ambientes industriales y marítimos, ya que siendo materiales homogéneos, queda eliminada la posibilidad de corrosión galvánica.

## **2.2.2 CARACTERÍSTICAS MÁS IMPORTANTES DEL CONDUCTOR**

Dentro de las características más importantes que se deben tener en cuenta en la selección de un conductor está sus características mecánicas y eléctricas.

Los valores que caracterizan el comportamiento mecánico del conductor son el módulo de elasticidad (E) y el coeficiente de dilatación lineal ( $\alpha_L$ ), este último al disminuir la temperatura influye reduciendo la longitud del conductor y aumentando su tensión longitudinal.

Asimismo, el valor que caracteriza el comportamiento eléctrico de un conductor está en su resistencia eléctrica, que en general se encuentra en los catálogos en  $\Omega/\text{km}$  para 50 o 60 Hz y a 25°C, 50°C y 75 °C de temperatura.

### 2.2.3 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

La selección del tamaño óptimo y tipo del conductor para una línea determinada consiste en encontrar qué conductor hace que el valor presente del costo total de la línea a lo largo de toda su vida útil es menor para un material determinado (AAC, AAAC, etc). Esto significa que el conductor se selecciona con un criterio técnico-económico que considera minimizar los costos de inversión y de operación (pérdidas eléctricas) de la línea de transmisión, sujeto al cumplimiento de las limitaciones técnicas para una sección transversal mínima de conductor a utilizar.

En los ítems para el costo de inversión deben aparecer al menos los siguientes:

- Ingeniería y Estudio de Impacto Ambiental
- Gastos de Servidumbres
- Suministro de materiales
- Construcción y Montaje
- Administración e Inspección de la Construcción

El costo de operación, a su vez, debe contener al menos los siguientes ítems:

- Pérdidas de potencia por efecto Joule actualizadas
- Pérdidas de Energía por efecto Joule actualizadas
- Pérdidas por efecto Corona actualizadas

La función costo total ( $C_T$ ) se puede expresar como función de la sección del conductor (S), es decir:

$$C_T(S) = \text{INV}(S) + C_P(S) \quad [2.2.1]$$

En donde,

- $C_T(S)$  : Costo total de la línea en función de la sección, en US\$/km  
 $INV(S)$  : Inversión en función de la sección, en US\$/km  
 $C_P(S)$  : Pérdidas de transmisión en función de la sección, en US\$/km  
 $S$  : Sección del conductor, en  $mm^2$

A su vez cada término a la derecha de la expresión [2.2.1] se puede escribir como:

$$INV(S) = C_C(S) + C_A(S) + C_E(S) + C_{CM}(S) + C_O(S) \quad [2.2.2]$$

$$C_P(S) = C_{PE}(S) + C_{PP}(S) + C_{PC}(S) \quad [2.2.3]$$

En donde,

- $C_C(S)$  : Costo del conductor en función de la sección del mismo, en US\$/km  
 $C_A(S)$  : Costo de la aislación en función de la sección, en US\$/km  
 $C_E(S)$  : Costo de las estructuras en función de la sección, en US\$/km  
 $C_{CM}(S)$  : Costo de construcción y montaje en función de la sección, en US\$/km  
 $C_O(S)$  : Costo de los ítemes de ingeniería, estudio de impacto ambiental y administración e inspección de la construcción en función de la sección, en US\$/km  
 $C_{PE}(S)$  : Costo de las pérdidas de energía actualizadas en función de la sección, en US\$/km  
 $C_{PP}(S)$  : Costo de las pérdidas de potencia actualizadas en función de la sección, en US\$/km  
 $C_{PC}(S)$  : Costo de las pérdidas por efecto Corona actualizadas en función de la sección, en US\$/km

En la actualidad existen programas computacionales que prueban distintos tipos de materiales (AAC, AAAC, ACAR, ACSR, etc) para distintos vanos y ordenan las soluciones de menor a mayor costo total, considerando las restricciones técnicas de límite térmico y límite Corona, pudiéndose obtener curvas aproximadas del costo total  $C_T(S)$  versus la sección del conductor para cada tipo de material [Ref.2].

Una aproximación para la expresión [2.2.1] se puede obtener realizando los siguientes supuestos y simplificaciones:

- El costo de los aisladores  $C_A(S)$  depende solamente del voltaje de la línea, por lo cual puede ser expresado como una constante  $C_A$
- El costo de las estructuras  $C_E(S)$ , (si bien depende de la sección del conductor debido a que el peso de las estructuras depende, como se verá más adelante, de los esfuerzos transversales y longitudinales, que a su vez, tienen cierta dependencia con el tipo de conductor utilizado, es decir, su sección), se puede tomar como una constante para un rango de secciones, lo cual puede ser expresado como  $C_E$
- El costo de construcción y montaje  $C_{CM}(S)$  también se puede tomar como una constante para cierto rango de secciones del conductor, por lo que se puede expresar como  $C_{CM}$
- El costo de los otros ítems como ingeniería, estudio de impacto ambiental e inspección y administración de la construcción también pueden suponerse independientes de la sección del conductor, por lo cual este costo se puede expresar como una constante  $C_O$

Con estos supuestos y simplificaciones la expresión [2.2.2] del costo de inversión  $INV(S)$  puede ser expresada como:

$$INV(S) = C_C(S) + K_1 \quad [2.2.4]$$

en donde  $K_1$  es una constante que no depende de la sección del conductor  $S$ .

Si se determina que el diámetro (sección) mínimo permitido a fin de limitar las perturbaciones a las comunicaciones y transmisiones de radio que produce el efecto Corona, como también las pérdidas de

potencia y energía debido a este fenómeno, que se puede conseguir limitando el gradiente de voltaje en el conductor a un 90% del gradiente disruptivo del aire (21 kV/cm rms fase-tierra), podemos asumir que el costo por pérdidas Corona  $C_{PC}(S)$  es despreciable. Con este supuesto, la expresión [2.2.3] del costo de las pérdidas de transmisión queda como:

$$C_P(S) = C_{PE}(S) + C_{PP}(S) \quad [2.2.5]$$

Ocupando esta última expresión, podemos re-escribir entonces la expresión indicada en [2.1.1] como sigue:

$$C_T(S) = C_C(S) + K1 + C_{PE}(S) + C_{PP}(S) \quad [2.2.6]$$

Luego, la sección óptima  $S^*$  se puede obtener minimizando la función del costo total  $C_T(S)$  indicada en [2.2.6] como sigue:

$$\frac{\partial C_T}{\partial S} = \frac{\partial}{\partial S} (C_C(S) + C_{PE}(S) + C_{PP}(S)) = 0 \quad [2.2.7]$$

La función de costo del conductor  $C_C(S)$  puede expresarse como:

$$C_C(S) = C_{UC} * P_C(S) \quad [2.2.8]$$

En donde,

- $C_C(S)$  : Costo del conductor, en US\$/km
- $C_{UC}$  : Costo unitario del conductor, en US\$/Ton
- $P_C(S)$  : Peso del conductor, en kg/km

A su vez, el peso del conductor puede expresarse como:

$$P_C(S) = \delta * S * 10^3 \quad [2.2.9]$$

$\delta$  : Densidad del material del conductor, en kg/cm<sup>3</sup>

S : Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>

Luego,

$$C_C(S) = C_{UC} * \delta * S, \text{ en US\$/km} \quad [2.2.10]$$

El costo de las pérdidas de energía  $C_{PE}(S)$  en US\$/km actualizadas se puede escribir como:

$$C_{PE}(S) = F_R * R(S) * I^2 * 8760 * F_Q * C_{kWh} \quad [2.2.11]$$

En donde,

$F_R$  : Factor de recuperación de capital, adimensional.

$R(S)$  : Resistencia lineal del conductor, en [ $\Omega$  / m]

I : Corriente por fase para la potencia nominal máxima, en [A]

$F_Q$  : Factor cuadrático, adimensional

$C_{kWh}$  : Costo marginal de las pérdidas de energía, en US\$/kWh-año

Alguno de los términos anteriores se pueden calcular de acuerdo a las siguientes expresiones:

Para el factor de recuperación de capital:

$$F_R = \frac{((1+i)^n - 1)}{(i \times (1+i)^n)} \quad [2.2.12]$$

en donde,

- i : Tasa de interés, en %/1  
n : Vida útil de la línea, en años

Para la resistencia lineal del conductor en  $\Omega/\text{km}$  será:

$$R(S) = \frac{\rho}{S} \times 10^3 \quad [2.2.13]$$

en donde,

- $\rho$  : Resistividad del material del conductor, en  $[\Omega \text{ mm}^2/\text{m}]$   
S : Sección del conductor, en  $\text{mm}^2$

Para la corriente por fase, en [A]:

$$I = \frac{P_{mx} \times 10^3}{\sqrt{3} \times V \times \text{Cos}(\Phi)} \quad [2.2.14]$$

en donde,

- $P_{mx}$  : Potencia nominal máxima, en MW  
V : Voltaje fase-fase del sistema, en kV  
 $\text{Cos}(\Phi)$  : Factor de potencia, en %/1

El factor cuadrático se calcula como una función del factor de carga que es apropiada de acuerdo a las curvas de carga que se presentan en el Sistema Interconectado Central (SIC) en líneas de interconexión y corresponde a la transmisión en bloques [Ref.3]:

$$F_Q = F_C \times (0,66 + 0,34 * F_C)^2 \quad [2.2.15]$$

en donde,

- $F_C$  : Factor de carga de la línea, en %/1

El costo de las pérdidas de potencia  $C_{PP}(S)$  actualizadas se puede escribir como:

$$C_{PP}(S) = F_R * R(S) * I^2 * C_{kW} \quad [2.2.16]$$

En donde los argumentos  $F_R$ ,  $R(S)$  e  $I$  tienen el mismo significado que para la expresión [2.2.11], pero  $C_{kW}$  representa el costo marginal de las pérdidas de potencia en US\$/kW-año.

Finalmente, con todos estos antecedentes, podemos encontrar una expresión para la sección óptima del conductor  $S^*$  que es la que minimiza la ecuación [2.2.6] despejando  $S$  desde la expresión [2.2.7], quedando como sigue:

$$S^* = \sqrt{\frac{K \times \rho}{C_{UC} \times \delta}} \quad [2.2.17]$$

En donde  $K$  es una constante que resume varios términos relacionados con los costos marginales de las pérdidas por energía y potencia, a saber:

$$K = F_R \times I^2 \times 10^{-3} \times (C_{kW} + 8760 * F_Q * C_{kWh}) \quad [2.2.18]$$

Es decir, a través de la expresión [2.2.17] se puede estimar una sección óptima del conductor que depende del tipo de material ( $\rho$  y  $\delta$ ), de los costos marginales de las pérdidas de energía y de potencia actualizadas a través del factor  $F_R$ .

A modo de ejemplo, supongamos que deseamos estimar la sección transversal del conductor de una línea de 220 kV simple circuito, cuyos datos son los siguientes:

Potencia nominal máxima ( $P_{mx}$ )	:	60 MW
Factor de potencia ( $\cos\Phi$ )	:	0,9 /1
Factor de carga ( $F_C$ )	:	0,84 /1 (Consumo Minero, por ejemplo)

Vida útil de la línea (n)	:	30 años
Tasa de interés evaluación pérdidas	:	0,1 °/1 (10 %)
Costo marginal pérdidas de energía	:	0,0175 US\$/kWh-año
Costo marginal pérdidas de potencia	:	41 US\$/kW-año
Costo unitario del conductor	:	4.000 US\$/Ton

Ocupando la expresión [2.2.17] para cada uno de los materiales indicados en la siguiente Tabla 2.2.1, obtenemos que las secciones óptimas estimadas son:

**Tabla 2.2.1 : Ejemplo secciones óptimas para cada tipo de material línea 220 kV**

Tipo de Material	Resistividad $\rho$ en $\Omega \times \text{mm}^2 / \text{m}$	Densidad $\delta$ en $\text{kg} / \text{cm}^3$	Sección $S^*$ conductor en $\text{mm}^2$
AAC	29,80	0,00276	348,73
AAAC	34,35	0,00276	374,41
ACSR	33,80	0,00348	330,76
ACAR	32,40	0,00276	363,63

#### 2.2.4 VERIFICACIÓN DEL LÍMITE TÉRMICO

El calentamiento de los conductores es un proceso físico bastante conocido [Ref.22]. Las reglas a las que está sometido pueden resumirse diciendo que un conductor elemental, por ejemplo un trozo de longitud unitaria, recibe la influencia de fuentes calóricas que aumentan su temperatura respecto del medio ambiente, con lo que provoca inmediatamente una transmisión de esa energía calórica, motivada por la diferencia de temperatura entre el conductor y el medio ambiente.

Los fenómenos termodinámicos que esta diferencia provoca son principalmente dos: convección del aire alrededor del conductor y radiación al ambiente. El tercer fenómeno termodinámico, la conducción del calor, es despreciable en su magnitud frente a los otros dos.

La ecuación de equilibrio térmico, en este caso, es la siguiente:

$$Q_C + Q_R = Q_S + Q_J \quad [2.2.19]$$

En donde,

$Q_C$  : Pérdida de calor por convección forzada (viento)

$Q_R$  : Pérdida de calor por radiación

$Q_S$  : Calentamiento por radiación solar

$Q_J$  : Calentamiento por efecto Joule

Cada uno de los elementos de esta igualdad pueden calcularse de la siguiente manera:

a) Pérdida de calor por convección forzada (viento):

$$Q_C = 13,8 \times \Theta \times 10^{-4} \times (V \times \Phi)^{0,448} \quad (\text{W/cm}) \quad [2.2.20]$$

Donde,

$\Theta$  : Elevación de temperatura, en °C

$\Phi$  : Diámetro del conductor, en cm

$V$  : Velocidad efectiva del viento, en cm/s

A su vez, la velocidad efectiva del viento se calcula como:

$$V = V_R \times \delta \quad [2.2.21]$$

En donde,

$V_R$  : Velocidad real del viento, en cm/s

$\delta$  : Densidad relativa del aire, en °/1

Para efectos de estos cálculos es usual asumir que la velocidad real del aire es igual a 0,61 m/s.

b) Pérdida de calor por radiación:

$$Q_R = E \times K \times \pi \times \Phi \times (T_2^4 - T_1^4) \quad (\text{W/cm}) \quad [2.2.22]$$

En donde,

E : Factor de emisividad del conductor, que se considera igual a 0,5 para conductores en mediano estado de envejecimiento

K : Constante de Stefan – Boltzmann,  $5,7 \times 10^{-12} \text{ W/cm}^2$

$T_2$  : Temperatura absoluta del conductor, en °K

$T_1$  : Temperatura absoluta del aire, en °K

c) Calentamiento por radiación solar:

$$Q_S = \alpha_S \times S_i \times \Phi \quad (\text{W/cm}) \quad [2.2.23]$$

Donde,

$\alpha_S$  : Coeficiente de absorción, que se considera igual al de emisividad, es decir, 0,5

$S_i$  : Intensidad de la radiación solar, que se considera de  $0,1 \text{ W/cm}^2$

$\Phi$  : Diámetro del conductor, en cm

d) Calentamiento por efecto Joule:

$$Q_J = R(t_2) \times I^2 \quad (\text{W/cm}) \quad [2.2.24]$$

Donde,

$R(t_2)$  : Resistencia del conductor a la temperatura  $t_2$ , en  $\Omega/\text{cm}$

$I$  : Corriente máxima por el conductor, en A

La resistencia  $R$  para la temperatura  $t_2$  se puede expresar como:

$$R(t_2) = R_0 \alpha (1 + \alpha (t_2 - 20)) \quad [2.2.25]$$

Donde,  $\alpha$  es el coeficiente de aumento de la resistencia con la temperatura, en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$

La ecuación fundamental indicada en [2.2.19] se resuelve para el diámetro teniendo como dato la potencia máxima a transmitir por la línea (es decir, la corriente  $I$  es dato), por iteración, empleando el método de Newton-Raphson, partiendo de una solución aproximada:

$$\Phi = (I / K)^{0.8} \quad [2.2.26]$$

Donde,

$\Phi$  : Diámetro del conductor, en cm

$K$  : Constante que depende del material del conductor

$I$  : Corriente máxima por el conductor, en A

Para la constante  $K$  [Ref.3] se tienen algunos de los siguientes valores:

**Tabla 2.2.2 : Algunos valores para la constante K según tipo de material**

<b>Tipo de Material</b>	<b>Constante K</b>
AAC 1350	18.2
AAAC 6201	13.3
ACAR 30/7	14.5
ACSR 45/7	15.5

También es posible resolver la ecuación [2.2.19] considerando como datos el diámetro y tipo del conductor y calcular para ciertas condiciones de temperatura ambiente y temperatura admisible por el proyectista en el conductor, cual será la potencia (corriente) máxima admisible en esas condiciones. Esto último es lo más usual, por ejemplo, definido ya el material, diámetro del conductor, altitud de la línea, etc., por condiciones económicas, podemos verificar cual es la potencia máxima admisible.

A continuación en la Tabla 2.2.3, se muestra por ejemplo que para una línea de simple circuito en 220 kV con conductor AAAC Flint, considerando una temperatura ambiente de 35°C, una velocidad del viento de 0,61 m/s, una radiación solar de 0,1 W/mm<sup>2</sup> y aceptando que el conductor en estas condiciones alcance una temperatura de 50°C para la transmisión de potencia máxima nominal, la capacidad admisible de potencia (corriente) según la altitud sobre el nivel del mar es:

**Tabla 2.2.3 : Potencia admisible en Línea 220 kV v/s Altitud**

<b>Altitud m.s.n.m.</b>	<b>Potencia Admisible MVA</b>
100	126
500	123
1000	119
1500	116
2000	112
3000	105
4000	98
5000	91

### **2.2.5 VERIFICACIÓN DEL LÍMITE CORONA**

El efecto Corona incide en el proyecto de una línea de transmisión en dos aspectos fundamentales, a saber:

- Pérdidas de potencia en mal tiempo.
- Perturbaciones a las comunicaciones y transmisiones de radio.

El segundo aspecto es el más importante en líneas de extra alta tensión. En Chile no existe actualmente una reglamentación o criterio unificado al respecto, pero como criterio podemos pensar que el diámetro del conductor límite es aquel que produce un gradiente eléctrico superficial menor que el gradiente disruptivo del aire. El gradiente disruptivo del aire a nivel del mar es de 21,1 kV/cm (fase-tierra).

La expresión normalmente usada para determinar el radio mínimo por efecto Corona, es la expresión deducida por Peek, a saber:

$$V_o = E_o \times r \times \ln\left(\frac{DMG}{r}\right) \quad [2.2.27]$$

En donde,

- $V_o$  : Voltaje para el cual se inicia Corona, en kV (f-n)  
 $E_o$  : Gradiente de aparición Corona, en kV/cm  
DMG : Distancia media geométrica de las fases, en cm  
 $r$  : Radio del conductor, en cm.

Pero el gradiente de aparición Corona se expresa como:

$$E_o = 21,1 \times \delta \times m \times \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{\delta \times r}}\right) \quad [2.2.28]$$

En donde,

- $E_o$  : Gradiente de aparición Corona, en kV/cm rms (f-n)  
 $\delta$  : Densidad relativa del aire, en %1  
 $m$  : Coeficiente de rugosidad del conductor, en %1  
 $r$  : Radio del conductor, en cm.

Por ejemplo, para una línea de 220 kV (f-f) a una altura de 2.000 m.s.n.m. ( $\delta=0,80$  %1) y considerando un factor de rugosidad ( $m$ ) del conductor igual a 0,9, y suponiendo que el voltaje máximo f-n esperado es el 110% del voltaje del sistema, es decir  $V_o=139,72$  kV, el diámetro mínimo por efecto Corona solucionando la ecuación [2.2.28] para " $r$ " da un diámetro mínimo de 21,93 mm (se considera que  $DMG=630$  cm).

## **2.3. DETERMINACIÓN DEL CABLE DE GUARDIA**

### **2.3.1 INTRODUCCIÓN**

La necesidad de asegurar una calidad de servicio mínima para una línea de transmisión, depende, entre otros aspectos, de la protección que la línea tenga ante las descargas atmosféricas (rayos). Para cumplir con este objetivo de protección, en las líneas de transmisión usualmente se considera la instalación de uno o más cables de guardia, los cuales deberán ser dimensionados de forma que soporten una cierta magnitud de corriente de la descarga que se puede estimar según el número de perturbaciones conocidas para un área geográfica determinada.

Asimismo, la utilización del cable de guardia se justifica para mejorar el comportamiento del retorno por tierra en los cortocircuitos fase-tierra, lo que permite una correcta operación de las protecciones, además de proteger la aislación de la línea.

### **2.3.2 MATERIALES MÁS UTILIZADOS PARA CABLE DE GUARDIA**

Bajo el punto de vista técnico, se analizarán los materiales más usados para cable de guardia en líneas de transmisión, a saber:

- Cable formado por hebras de acero recubiertas con aluminio (Alumoweld)
- Cable de acero galvanizado de extra-alta resistencia mecánica (E.H.S.)
- Cable de Guardia tipo OPGW (Optical Ground Wire).

El cable tipo Alumoweld esta formado por hebras de acero recubiertas con una capa de aluminio. El cable de guardia de acero galvanizado esta formado por hebras de acero de alta resistencia mecánica (E.H.S.). En cuanto del cable tipo OPGW se debe destacar que es un cable con fibras ópticas integradas en su construcción, normalmente en el núcleo, pero sus alambres exteriores son normalmente de aluminio, aleación de aluminio o alumoweld. Respecto de este último material, en el Capítulo 3 se destacan sus aspectos más importantes como cable de comunicaciones.

### 2.3.3 SECCIÓN MÍNIMA POR CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO

La sección se calcula de forma que la elevación de temperatura en el cable no produzca rotura o daño en él debido a la corriente de cortocircuito. Esta capacidad debe ser resistida durante el tiempo de operación de las protecciones.

Para esto se deben conocer los valores admisibles de la energía entregada ( $J^2t$ ) por la corriente de cortocircuito para cada tipo de material, cuyos valores fueron obtenidos por Tanaka [Ref.4], en donde “J” es la densidad de corriente en  $A/mm^2$  y “t” es el tiempo que dura el cortocircuito, a saber:

**Tabla 2.3.1 : Valores de  $J^2t$  para cada tipo de material**

<u>Tipo de cable</u>	<u><math>J^2t</math> a 200°C</u>
Acero galvanizado	3.200
Alumoweld	6.600
OPGW (típico)	6.900

Para el cable tipo OPGW se deberán consultar los catálogos para obtener el valor de su capacidad en cortocircuito ( $J^2t$ ). En todo caso, normalmente es similar al cable de tipo Alumoweld.

La corriente de cortocircuito se puede calcular ocupando la expresión de Lagostana [Ref.5]:

$$I_f = \frac{1}{n} * I_g * \frac{R_p}{r + 2 * R_p + \sqrt{r * R_p}} \quad [2.3.1]$$

En donde,

- $I_f$  : Corriente de cortocircuito que circula por cada cable de guardia, en [A].
- $n$  : Número de cables de guardia por estructura.
- $I_g$  : Corriente de cortocircuito fase-tierra de la línea, en [A].
- $R_p$  : Resistencia de puesta a tierra de la estructura, en [ $\Omega$ ].

$r$  : Resistencia de la longitud de cable de guardia entre dos estructuras, en  $[\Omega]$ .

La tabla siguiente muestra, de acuerdo a la intensidad de corriente de cortocircuito " $I_g$ ", las secciones mínimas obtenidas para cada tipo de material suponiendo un tiempo de operación de las protecciones de 0,5 segundos y los valores típicos para " $R_p$ " y " $r$ " encontrados normalmente en líneas de transmisión:

**Tabla 2.3.2 : Secciones mínimas por cortocircuito según tipo de material**

$I_g$ (kA)	$R_p$ ( $\Omega$ )	$r$ ( $\Omega$ )	$n$ (c/u)	$I_f$ (kA)	Smín. E.H.S. (mm <sup>2</sup> )	Smín. Alumoweld (mm <sup>2</sup> )	Smín. OPGW (mm <sup>2</sup> )
3	1.000	1,5	1	1,47	18,4	12,8	12,5
5	1.000	1,5	1	2,45	30,6	21,3	20,9
7	500	1,0	1	3,42	42,8	29,8	29,1
10	500	1,0	1	4,89	61,1	42,6	41,6
15	500	1,0	1	7,33	91,6	63,8	62,4
20	100	1,0	1	9,48	118,5	82,5	80,7
20	100	1,0	2	4,74	59,3	41,3	40,4

Al respecto, se debe tener presente que los fabricantes de cables OPGW, en sus catálogos indican la capacidad de cortocircuito de sus cables.

#### **2.3.4 SECCIÓN MÍNIMA POR CAPACIDAD DE CORRIENTE DE DESCARGA ATMOSFÉRICA (RAYO)**

Primeramente se deberá conocer la intensidad de corriente de la descarga atmosférica. Se ha comprobado que el número de perturbaciones de una línea, por efecto de las descargas atmosféricas, es directamente proporcional al número de dichas descargas que caen sobre la línea. Para determinar dicho número se toma como dato de partida el nivel cerámico de la zona por donde pasa la línea (número de días al año en que se escucha el trueno), ya que es éste un registro normalmente recopilado por las estaciones meteorológicas. Al respecto, se ha encontrado la siguiente relación [Ref.6]:

$$N = \frac{T}{N_T} \quad [2.3.2]$$

En donde,

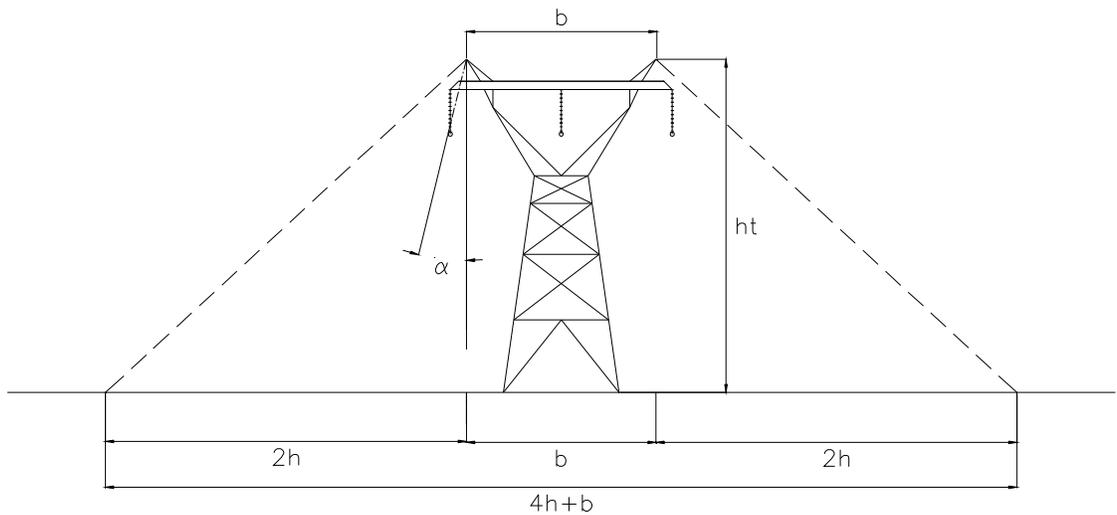
N = Número anual de descargas atmosféricas / km<sup>2</sup>.

T = Nivel ceráunico.

N<sub>T</sub> = Constante que varía entre 2,5 y 10.

El número de descargas atmosféricas interceptadas por la línea se puede determinar basándose en el ancho del terreno en que se supone que las descargas que caen en esa zona son atraídas por la línea (Ver Figura 2.3.1).

**Figura 2.3.1 : Ancho terreno influenciado por la ubicación de cables de guardia**



El ancho del terreno se determina de la siguiente manera:

$$\text{Ancho del terreno} = 4h+b \text{ (m)} \quad [2.3.3]$$

Donde,

$$h = h_t - 0.66 \times (h_t - h_c) \quad [2.3.4]$$

- $h$  : Altura media del conductor o cable de guardia en el vano.
- $h_t$  : Altura en la estructura de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta de ella (m).
- $h_c$  : Altura en el medio del vano, de los conductores o cables de guardia ubicados en la parte más alta de la estructura (m).
- $b$  : Distancia horizontal entre conductores o cables de guardia que están a la altura  $h_t$  en la estructura (m). Si se utiliza un solo cable de tierra ,  $b=0$ .

Por lo tanto se tiene:

$$N_L = \frac{T \times (4h + b)}{10 \times N_T} \quad [2.3.5]$$

En donde,

- $N_L$  : Número anual de descargas atmosféricas que caen sobre una longitud de 100 km de línea.

En el caso de nuestro país, el nivel cerámico (T) de la mayor parte del territorio es muy bajo, entre 1 y 5, excepto en algunas zonas de la cordillera donde, debido a la falta de datos y, de acuerdo a comparaciones

en otros países, se supone que debe ser mucho mayor. Por lo tanto se tiene que para la gran mayoría de las líneas construidas en la zona costera y en el valle central, el número anual de descargas por 100 km de línea, es también favorablemente bajo y, por consiguiente también lo es el número de perturbaciones anuales debido a tales descargas.

Al caer una descarga atmosférica sobre la línea con cable de guardia pueden presentarse dos situaciones que se manifiestan en dos tipos de perturbaciones, a saber:

- Caída directa de la descarga sobre los conductores.
- Descargas sobre las estructuras y/o cable de guardia.

Se tiene por tanto,

$$F = F_1 + F_2 \quad [2.3.6]$$

En donde:

F : Número de perturbaciones anuales por 100 km de línea.

F<sub>1</sub> : Número de perturbaciones anuales por 100 km de línea debidas a descargas directas sobre los conductores.

F<sub>2</sub> : Número de perturbaciones anuales por 100 km de línea debidas a descargas sobre las estructuras y cable de guardia.

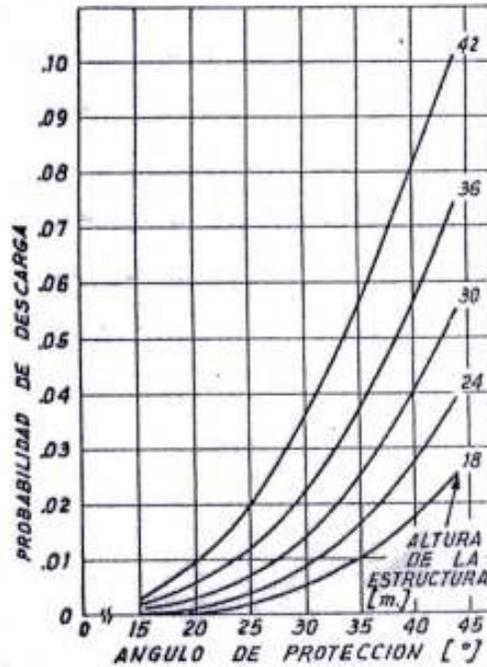
El valor de F se estima de acuerdo a la seguridad de servicio requerida para la línea. El valor de F<sub>1</sub> depende del nivel cerámico, del ángulo de protección del cable de guardia y también de la altura de la estructura.

Existen curvas que relacionan la probabilidad de descarga directa sobre los conductores respecto de los parámetros mencionados anteriormente, es decir,

$$F_1 = P_1 \times N_L \quad [2.3.7]$$

La probabilidad  $P_1$  depende del ángulo de protección del cable de guardia y de la altura de la estructura tal como se muestra en la Figura 2.3.2 siguiente:

**Figura 2.3.2 : Curvas de probabilidad de descarga directa sobre los conductores en función del ángulo de protección de los cables de guardia (ver [Ref 6] y [Ref 9])**



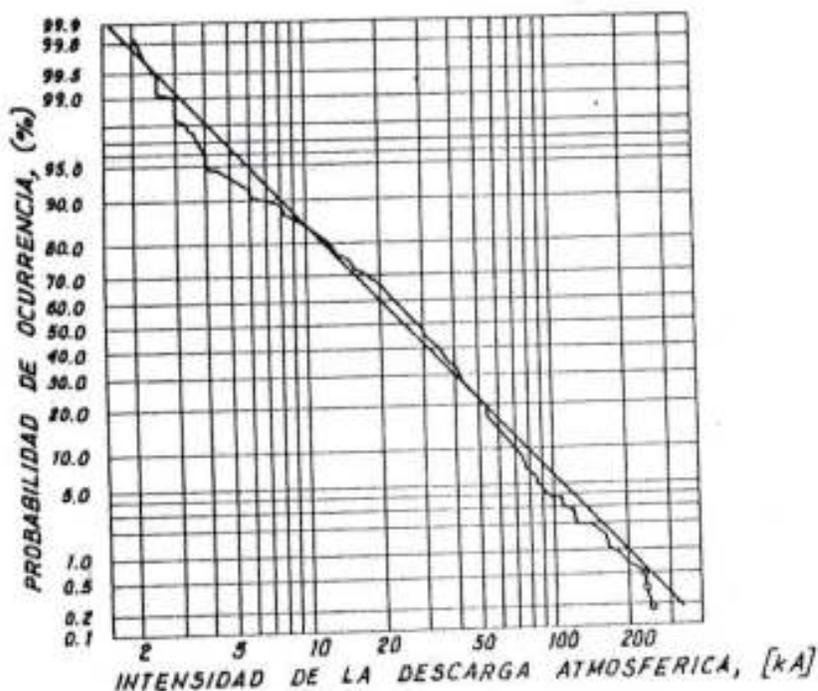
El valor de  $F_2$  se obtiene de acuerdo a una relación empírica a través de  $P_2$ , a saber:

$$P_2 = \frac{2,9 \times (F - F_1)}{N_L} \quad [2.3.8]$$

$P_2$  es la probabilidad de descargas que exceden el nivel de impulso de la aislación, en %/1.

Conociendo la probabilidad  $P_2$  y haciendo uso de la curva recomendada por la CIGRE (Grupo de Trabajo 33.01), que relaciona la probabilidad de ocurrencia de descarga atmosféricas de determinada intensidad de corriente (Ver Figura 2.3.3), se obtiene la corriente de descarga atmosférica o de rayo asociada a la probabilidad  $P_2$ .

**Figura 2.3.3 : Probabilidad de ocurrencia de descarga atmosférica de determinada intensidad de corriente, según CIGRE (ver Ref [9])**



A modo de ejemplo, en la tabla siguiente se muestran resultados para la corriente de descarga atmosférica (corriente de rayo) suponiendo que el número de perturbaciones anuales por 100 km de línea es igual a uno ( $F=1$ ), para distintos niveles cerámicos ( $T$ ), para una línea con torres de 30 metros de altura y con un ángulo de protección del cable de guardia de  $30^\circ$ , es decir, que la probabilidad  $P_1$  es igual a  $0,0013 \text{ } ^\circ/1$ :

**Tabla 2.3.3 : Corriente de descarga atmosférica**

T	2	3	5	10	15	20
NL	2,91	4,37	7,28	14,56	21,84	29,12
P <sub>2</sub> (°/1)	0,99	0,66	0,40	0,20	0,13	0,10
P <sub>2</sub> (%)	99	66	40	20	13	10
I <sub>Rayo</sub> (kA)	1	18	30	50	71	80

Lo habitual es suponer que la duración de la corriente máxima de la descarga sea de 0,001 segundos. Por otro lado, los valores de  $J^2t$  que producen fusión de los cables, según Tanaka, para la corriente de descarga atmosférica, son los siguientes:

**Tabla 2.3.4 : Valores de  $J^2t$  para fusión de cada tipo de material**

<u>Tipo de cable</u>	<u><math>J^2t</math> a 200°C</u>
Acero Galvanizado	10.500
Alumoweld	16.800

Para el cable de guardia tipo OPGW esta capacidad es similar al del Alumoweld, pero se recomienda consultar el catálogo. Se asume un factor de seguridad entre dos (2,0) y tres (3,0) para la densidad de corriente, de modo de no llegar a la fusión de los cables. En efecto, si consideramos que:

$$k = J^2t \quad [2.3.9]$$

en donde,

- k : Capacidad admisible de entrega de energía debida a la corriente de descarga atmosférica (rayo), en  $A^2s/mm^4$ , valores encontrados por Tanaka.
- J : Densidad admisible de corriente de rayo en  $A/mm^2$ .
- t : Duración de la corriente de rayo, en s.

Luego, si consideramos que F es el factor de seguridad para la densidad de corriente J, obtenemos que la sección mínima admisible resulta de :

$$S = \frac{I_{Rayo} \times F}{\sqrt{\frac{k}{t}}} \quad [2.3.10]$$

En donde,

S : Es la sección mínima obtenida para la corriente de descarga atmosférica (rayo), en mm<sup>2</sup>.

I<sub>Rayo</sub> : Es la corriente de rayo, en A.

Como ejemplo, si tomamos los valores para la corriente de rayo indicados en la Tabla 2.3.3 considerando los distintos materiales, obtenemos que las secciones mínimas admisibles por este concepto, considerando factores dos (F=2) y tres (F=3) para la densidad de corriente, se tiene que:

**Tabla 2.3.5 : Secciones mínimas por corriente de descarga atmosférica (rayo)**

I <sub>g</sub> (kA)	Smín. E.H.S. (mm <sup>2</sup> )		Smín. Alumoweld (mm <sup>2</sup> )	
	F=2	F=3	F=2	F=3
1	0,61	0,93	0,49	0,73
18	11,11	16,67	8,78	13,18
30	18,52	27,78	14,64	21,96
50	30,86	46,29	24,40	36,60
71	43,82	65,73	34,65	51,97
80	49,38	74,07	39,04	58,55

### **2.3.5 SECCIÓN NORMALIZADA**

Dependiendo de los resultados obtenidos para los cálculos de las secciones mínimas admisibles, ya sea por cortocircuito o descarga atmosférica, se deberá elegir un tipo de material considerando al menos:

- Sección normalizada según Normas ASTM mayor o igual a la mínima obtenida.
- Resistencia a la corrosión.
- Peso por metro.
- Diámetro.
- Costo por km.

En la mayoría de los casos la sección del cable de guardia queda determinada por la corriente de cortocircuito, excepto en zonas con alto nivel cerámico, en donde la sección mínima queda determinada por la corriente de rayo.

También se debe destacar que para una corriente determinada, ya sea de cortocircuito o de rayo, el Alumoweld permite una menor sección, es decir un menor diámetro, lo que influye directamente en el costo de las estructuras.

## **2.4 DETERMINACIÓN DE LA AISLACIÓN**

### **2.4.1 INTRODUCCIÓN**

El criterio básico para determinar la aislación de una línea de transmisión es tal que ésta sea la suficiente para que el número de perturbaciones o interrupciones de servicio sea el mínimo de acuerdo al grado de seguridad establecido para dicha línea, siendo compatible además con un costo mínimo de inversión inicial y de explotación de la línea de transmisión.

Es por lo tanto importante definir lo más exactamente posible el grado de seguridad que se pretende obtener para la línea, en base al cual se determina, no solamente su aislación sino que también sus otros parámetros principales: estructuras, fundaciones, conductores, etc.. Esto último se puede traducir a que es necesario aceptar un cierto número de fallas en la aislación de la línea, basándose entre otros aspectos, en la experiencia en la explotación de las líneas de transmisión existentes y en la repercusión que significaría dichas fallas en la operación de la línea.

En general, el estudio de la determinación de la aislación se divide en dos partes:

- Aislación en la estructura
- Aislación en el vano

En el primer caso, la aislación queda determinada fundamentalmente por el número de aisladores y por la distancia en aire. En el segundo caso, queda determinada por las distancias mínimas entre conductores y el suelo.

El objetivo de esta sección es abordar el primer caso, es decir, la determinación de la aislación en la estructura. Para el segundo caso, en el Capítulo 5 se menciona como determinarla de acuerdo a la reglamentación eléctrica vigente.

## 2.4.2 SOLICITACIONES ELÉCTRICAS DE LA AISLACIÓN

Una solicitud eléctrica aplicada a un elemento de aislación en aire puede dar lugar a diversos fenómenos que pueden estar presentes en mayor o menor medida, o no aparecer. El fenómeno más vistoso es aquel que se denomina “descarga” y que consiste en la ruptura completa de la aislación. De la misma forma, en el caso que una solicitud no produzca descarga en una aislación, se considera que dicha solicitud es “resistida” por la aislación. Se tiene así que una solicitud o produce una “descarga” o es “resistida” por la aislación. El valor crítico de la aislación  $V_C$  se define como aquel valor de la solicitud (voltaje) que produce un 50% de “descargas” en N aplicaciones, o que tiene un 50% de probabilidades de ser “resistido” por la aislación, más conocido como voltaje crítico  $V_{50}$ . Esto ha sido bastante estudiado y abordado en las bibliografías [Ref.6], [Ref.7] y [Ref.8].

La importancia de las condiciones meteorológicas en la aislación tienen gran influencia en la capacidad de resistir de una determinada aislación (espaciamento en aire o cadena de aisladores). Los principales factores que ejercen influencia son la densidad del aire, la humedad y la lluvia.

### 2.4.2.1 EFECTO DE LA DENSIDAD DEL AIRE

En este caso lo fundamental es que la capacidad de resistir de un elemento de aislación disminuye al disminuir la densidad del aire, o sea que un aumento de la densidad del aire es “favorable” para la aislación. Lo anterior puede expresarse de la siguiente manera:

$$V_C = V_S \times \delta^n \quad [2.4.1]$$

En que:

- $V_C$  : Voltaje crítico de la aislación para cierto valor de  $\delta$ , en kV.
- $V_S$  : Voltaje crítico de la aislación para condiciones meteorológicas normales ( $\delta=1$ ), en kV.
- $\delta$  : Densidad relativa del aire.
- $n$  : Exponente empírico de cada tipo de solicitud de la aislación,  $n \leq 1$ .

La densidad relativa del aire se puede obtener de la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad [2.4.2]$$

En donde,

- $\delta$  : Densidad relativa del aire .  
 $b$  : Presión barométrica, en cm de Hg.  
 $t$  : Temperatura ambiente, en °C.

Para las condiciones meteorológicas normales,  $b=76$  [cm Hg] y  $t=25$  [°C], resulta  $\delta =1,0$ .

Es importante conocer también una relación entre el valor de la presión barométrica  $b$  y la altitud de las instalaciones  $h$  (m):

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336} \quad [2.4.3]$$

#### 2.4.2.2 EFECTO DE LA HUMEDAD

La humedad es “favorable” para la aislación en aire, ya que, a medida que aumenta el número de moléculas de agua en el aire, aumenta también la probabilidad de capturar electrones. Esta captura evita la formación de avalanchas de electrones que inician la descarga. Lo anterior puede expresarse de la siguiente forma, en similitud al caso de la densidad del aire:

$$V_C = \frac{V_S}{H} \quad [2.4.4]$$

- $H$  : Factor de corrección por efecto de la humedad del aire. Los valores de  $H$  han sido establecidos por las Normas ANSI e IEC, las que han publicado las curvas correspondientes.

### 2.4.2.3 EFECTO DE LA LLUVIA

Básicamente la lluvia disminuye la capacidad de resistir de un elemento de aislación, lo cual ha sido comprobado experimentalmente. Esta disminución es a su vez mayor al aumentar la intensidad de la lluvia. Esto puede expresarse como:

$$V_C = V_S \times K_{LL} \quad [2.4.5]$$

En donde,

$V_C$  : Voltaje crítico de la aislación bajo lluvia, en kV.

$V_S$  : Voltaje crítico de la aislación en seco, en kV.

$K_{LL}$  : Factor de corrección debido al efecto de la lluvia y sus valores son menores que 1,0.

### 2.4.2.4 INFLUENCIA TOTAL

Al considerar la influencia total de los distintos factores atmosféricos se tiene, por lo tanto:

$$V_C = \frac{\delta^n \times K_{LL}}{H} \times V_S \quad [2.4.6]$$

## 2.4.3 SELECCIÓN DE LA AISLACIÓN FRENTE A LAS DISTINTAS SOLICITACIONES

### 2.4.3.1 CONTAMINACIÓN DE LOS AISLADORES

Esta solicitud es la que básicamente determina el número de aisladores de las cadenas de las líneas de transmisión en nuestro país. A través de la experiencia en la explotación de líneas de transmisión y en pruebas hechas en laboratorio en el extranjero se ha encontrado que, para una cantidad constante de contaminación, el voltaje máximo en condiciones normales que puede resistir un aislador es proporcional a su distancia de fuga.

De acuerdo a lo anterior se ha establecido para los distintos grados de contaminación que se pueden presentar en nuestro país, cuales deben ser las distancias de fuga unitarias mínimas que aseguren un buen comportamiento frente a la contaminación, tomando en cuenta las recomendaciones en otros países [Ref.24] y la experiencia en la explotación de líneas de transmisión en nuestro país:

**Tabla 2.4.1 : Distancias de fuga unitarias para distintos grados de contaminación**

Grado de contaminación	Distancia de fuga unitaria mínima, Dfo para densidad relativa del aire $\delta=1,0$ (Notas 1 y 2)	
	mm/kV fase a tierra	mm/kV entre fases
<i>Atmósfera clara sin contaminación</i>	21	12
<i>Atmósfera con poca contaminación, zonas con poca actividad agrícola, alejadas de la costa, con lluvias frecuentes</i>	26	15
<i>Atmósfera con contaminación intermedia, zonas con actividad agrícola, a más de 10 km de la costa, o con poca lluvia</i>	33	19
<i>Atmósfera con alta contaminación, a menos de 10 km de la costa, zonas industriales o sin lluvias</i>	43	25
<i>Atmósfera con muy alta contaminación, zonas a menos de 0,5 km de la costa o muy próximas a industrias (industrias químicas)</i>	52	30

**Notas:**

1. **Válida para cadenas simples verticales.**
2. **La distancia de fuga unitarias se refieren al voltaje nominal de la línea, valor efectivo.**

El número de aisladores necesarios  $N_{ais}$  para un cierto grado de contaminación se puede expresar por la siguiente expresión:

$$N_{ais} = \frac{V \times D_{fo}}{d_f \times \delta} \quad [2.4.7]$$

En donde,

- $D_{fo}$  : Distancia de fuga unitaria mínima requerida, en mm/kV efectivos entre fases.
- $V$  : Voltaje de la línea, valor entre fases, en kV.
- $\delta$  : Densidad relativa del aire.
- $d_f$  : Distancia de fuga de cada aislador, en mm.

En base a la expresión anterior se puede configurar la siguiente tabla en que se indica el número de aisladores necesarios para líneas de distintos voltajes, en función del grado de contaminación, válida para un valor de densidad relativa del aire de 0,90 y para cadenas verticales:

**Tabla 2.4.2 : Número de aisladores v/s grado de contaminación para diferentes niveles de voltaje**

(\*): El número de aisladores queda determinado por otras solicitaciones.

Grado Contaminación	mm/kV	Aislador Normal df=290 mm					Aislador Neblina df=431 mm				
		Voltaje del Sistema					Voltaje del Sistema				
		66	110	154	220	500	66	110	154	220	500
<b>Sin</b>	<b>12</b>	3	5	7*	10*	23*	2*	4*	5*	7*	16*
<b>Poca</b>	<b>15</b>	4	7	9	13	29	3	5	6*	9*	19*
<b>Intermedia</b>	<b>19</b>	5	8	11	16	36	3	6	8	11	25
<b>Alta</b>	<b>25</b>	7	11	15	21	48	4	7	10	14	32
<b>Muy Alta</b>	<b>30</b>	8	13	18	25	58	5	9	12	17	39

### 2.4.3.2 AISLACIÓN NECESARIA POR LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

Estos sobrevoltajes se producen por el cambio de configuración del sistema, al operar algún elemento de él, que provoque una conexión o desconexión de algún tramo, por ejemplo un interruptor. El valor y la forma de onda de estos sobrevoltajes dependen de las características del sistema, así como también de los elementos conectados a él y tienen una distribución probabilística. También depende, entre otros factores, de la longitud de la línea, de la potencia del cortocircuito, de las constantes del sistema y del tipo de equipos conectados. Por otra parte, los valores de estos sobrevoltajes varían como un fenómeno probabilístico, con muy baja probabilidad de que se alcance el valor máximo, ya que este depende además del estado del sistema y del instante en que se produce la conexión o desconexión frente a la onda sinusoidal del voltaje. Una aproximación bastante exacta consiste en aceptar que estos sobrevoltajes satisfacen la curva de distribución normal de Gauss. No hay consenso general para establecer el valor que debe adoptarse como el máximo sobrevoltaje susceptible de aparecer en un sistema determinado, sin hacer estudios

especiales en un analizador de fenómenos transitorios. Sin embargo, en una primera aproximación y, dado el mayor conocimiento que se tiene de este fenómeno, se puede considerar que este valor máximo no será superior a 2,5 a 3,0 veces el valor cresta del voltaje máximo de servicio fase a tierra. En caso que dicho valor máximo sea mayor, pueden emplearse algunos medios para reducirlo, tales como la pre-inserción de resistencia en los interruptores.

Para este objeto en primer lugar se debe establecer el valor del voltaje crítico requerido por la aislación en seco y bajo condiciones meteorológicas normales de acuerdo a:

$$V_s = \frac{1,1 \times \sqrt{2} \times K_t \times H \times V}{\sqrt{3} \times (1 - 0,05 \times k) \times \delta^n \times K_{LL}} \quad [2.4.8]$$

En donde,

- $V_s$  : Voltaje transiente crítico, en condiciones meteorológicas normales y en seco, en kV.
- $K_t$  : Factor de sobrevoltaje de maniobra.
- $H$  : Factor de corrección por humedad.
- $k$  : Número de desviaciones normales.
- $n$  : exponente empírico.
- $K_{LL}$  : Factor de corrección por lluvia

El valor de k corresponde a una determinada probabilidad de sobrevoltajes resistidos para una línea [Ref.6], considerando el número de estructuras de la línea. En la tabla siguiente se muestra el valor de "k" para diversos números de estructuras y de acuerdo a la probabilidad de seguridad de servicio:

**Tabla 2.4.3 : Valor de “k” según número de estructuras y grado de seguridad**

N° de estructuras	1	10	50	100	200	500	1000
k (para 97,70%)	2,0	2,8	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1
k (para 99,87%)	3,0	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8

En lo que respecta al valor de  $K_t$  este se puede considerar de 2,5 para líneas de hasta 220 kV y de 2,0 para líneas de 500 kV. El efecto de las condiciones meteorológicas, H y  $K_{LL}$ , y de la densidad relativa del aire  $\delta$  pueden reunirse en un solo factor cuyo valor, para la mayor parte del territorio nacional situado hasta 1000 m de altitud, puede estimarse en 1,20. En aquellas zonas en que no se disponga de suficiente información y siempre bajo 1000 m, este valor debiera ser 1,25.

En caso de que la línea de transmisión este emplazada en altitudes distintas de las mencionadas en el párrafo anterior, la influencia de las condiciones meteorológicas pueden ser calculadas considerando las relaciones experimentales encontradas [Ref.6] para el exponente “n” de la densidad relativa del aire, el factor de humedad H y el factor de lluvia  $K_{LL}$ .

Para la densidad relativa del aire se ha encontrado experimentalmente que el valor del exponente “n” de la ecuación [2.4.8] varía de acuerdo a la magnitud o tamaño del elemento de aislación, de acuerdo a la tabla siguiente:

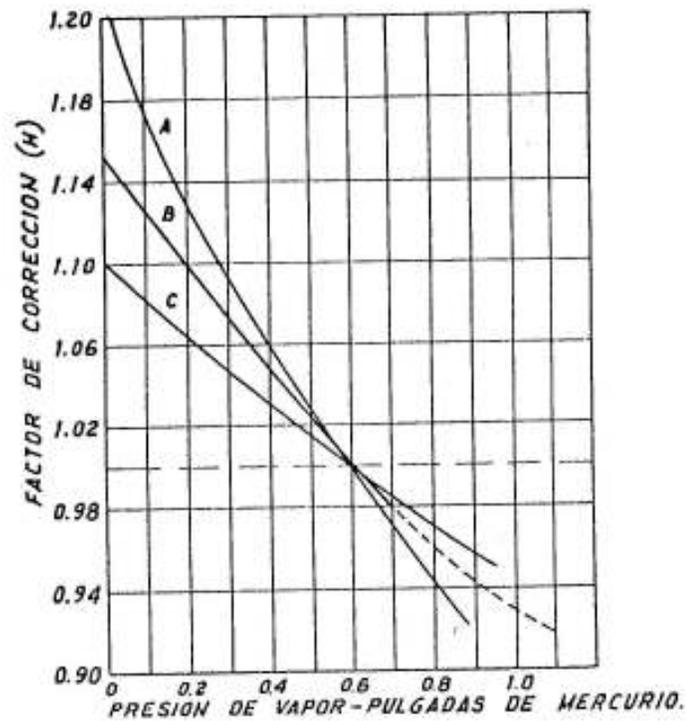
**Tabla 2.4.4 : Variación del exponente “n” según longitud del elemento aislación para sobrevoltajes de maniobra**

Longitud del elemento de aislación (m)	Valor del exponente “n” (°/1)
< 1,50	1,00
1,50 – 2,50	0,90
2,50 – 3,00	0,80
> 3,00	0,70

El factor de humedad H también se determinó en forma experimental y se encontró que la variación por humedad para los sobrevoltajes de maniobra era muy similar a la correspondiente a los sobrevoltajes de impulso normalizado, de acuerdo a la Figura 2.4.1.

Para el factor por efecto de la lluvia  $K_{LL}$  no se han obtenido resultados definitivos en los ensayos, pudiéndose mencionar solamente algunos promedios obtenidos al relacionar experiencias de distintos laboratorios, para una intensidad de lluvia de 5 mm/min de acuerdo a la Tabla 2.4.5.

Figura 2.4.1 : Curvas de factores de corrección por efecto de la humedad



Curva A: Frecuencia Industrial Longitudes Cortas

Curva B: Impulso

Curva C: Frecuencia Industrial Longitudes Largas

Tabla 2.4.5 : Factor por efecto de lluvia ( $K_{LL}$ ) (ver [Ref.9])

ELEMENTO DE AISLACIÓN	$K_{LL} = \frac{V_{CLL(+)} }{V_{CS(+)} }$	$K_{LL} = \frac{V_{CLL(-)} }{V_{CS(-)} }$
Espaciamiento en aire	0,98	1,20 ± 0,12
Cadena de aisladores	0,95 ± 0,15	0,97 ± 0,18

$V_{CLL}$  : Voltaje crítico bajo lluvia

$V_{CS}$  : Voltaje crítico en seco

Para determinar el número de aisladores de una cadena y el espaciamiento en aire se distinguen dos casos:

#### **2.4.3.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 KV O SUPERIORES**

Para este caso se hace uso de los resultados obtenidos en ensayos hechos en otros países, en los que se indica el voltaje maniobra crítico en seco y para condiciones meteorológicas normales  $V_S$  (kV) para cadenas con distintos números de aisladores y diversas configuraciones, teniendo como parámetro la relación  $L/D$ , donde  $D$  corresponde a la longitud de los aisladores que forman la cadena y  $L$  es la distancia mínima entre conductor o sus accesorios y la estructura para la cadena en posición vertical.

Estos ensayos se han efectuado solamente para configuraciones de aislación aplicables a líneas de 220 kV y superiores. Las Figuras 2.4.2 y 2.4.3 indican los valores de  $V_S$  para cadenas simples verticales y en "V" respectivamente, formadas por aisladores de disco de 146x254 mm (5 ¾" x 10"). Estos valores son válidos para cadenas interiores, por ejemplo la cadena central de una estructura tipo portal. Para cadenas exteriores los valores de  $V_S$  pueden aumentarse en 11% para cadenas verticales y en 5% para cadenas en "V" para un cierto número de aisladores. La presencia de anillos anticorona, usados generalmente en líneas de voltajes mayores que 220 kV, reduce el valor de  $V_S$ , esta reducción alcanza a un 10% para las cadenas verticales y un 5% para las cadenas en "V".

Para el espaciamiento en aire se hace uso de los resultados obtenidos en ensayos hechos en otros países, en los que se indica el voltaje de maniobra crítico en seco y para condiciones meteorológicas normales,  $V_S$  en kV, para el espaciamiento en aire, teniendo como parámetro la relación  $W/D$ , donde  $D$  corresponde a la distancia mínima entre el conductor y sus accesorios y la estructura y  $W$  es el ancho de la estructura, de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 2.4.4 .

Figura 2.4.2 : Voltajes de maniobra críticos para distintos números de aisladores en cadenas verticales en estructuras metálicas (ver [Ref.9])

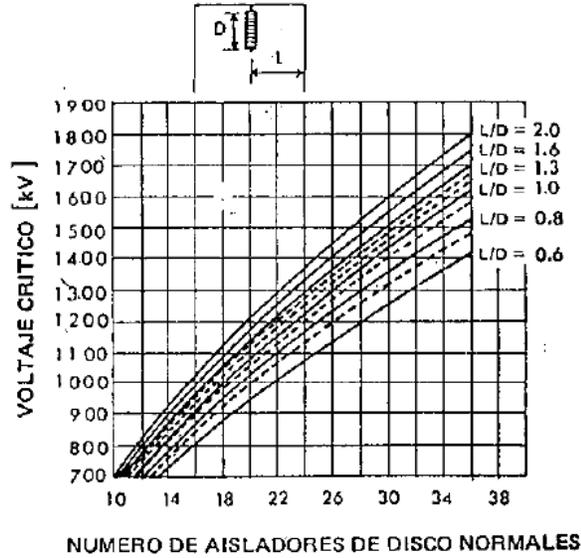


Figura 2.4.3 : Voltajes de maniobra críticos para distintos números de aisladores en cadenas en "V" en estructuras metálicas (ver [Ref.9])

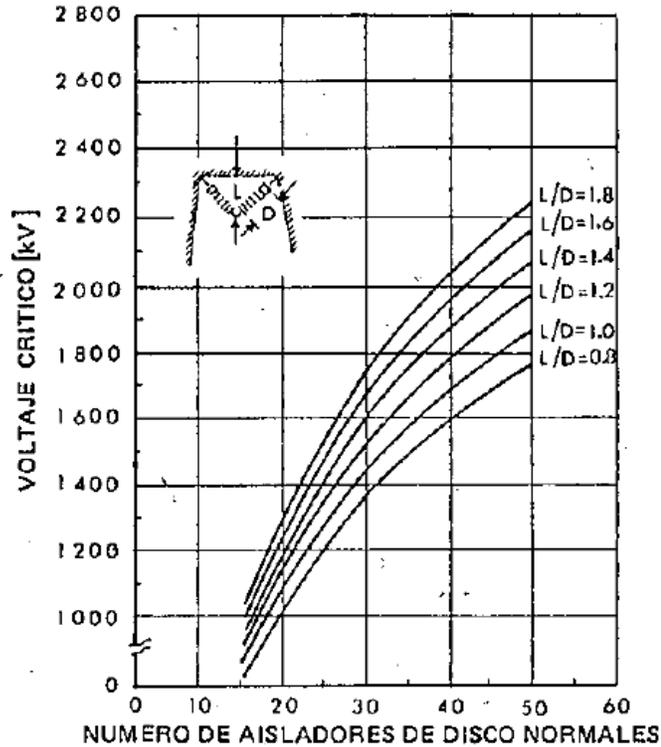
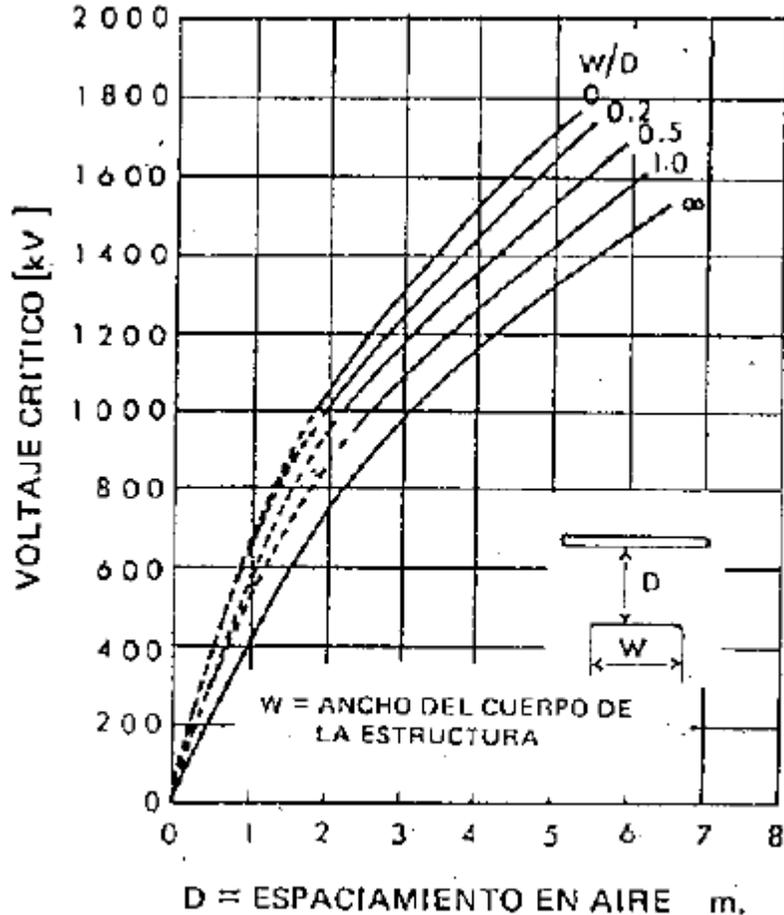


Figura 2.4.4 : Voltajes de maniobra críticos para el espaciamiento en aire entre conductor y estructura (ver [Ref.9])



#### 2.4.3.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON VOLTAJES NOMINALES MENORES QUE 220 KV

La práctica usual consiste en asimilar el sobrevoltaje de maniobra  $V_S$  a una onda de impulso del tipo  $1,2 \times 50 \mu s$  o  $1,5 \times 40 \mu s$ , multiplicándolo por un factor 1,15 para las líneas de 66 y 110 kV y de 1,20 para líneas de 154 kV y obtener el número mínimo de aisladores necesarios a partir de las tablas que indican los voltajes críticos de impulso en seco y bajo condiciones meteorológicas normales para cadenas formadas por distintos números de

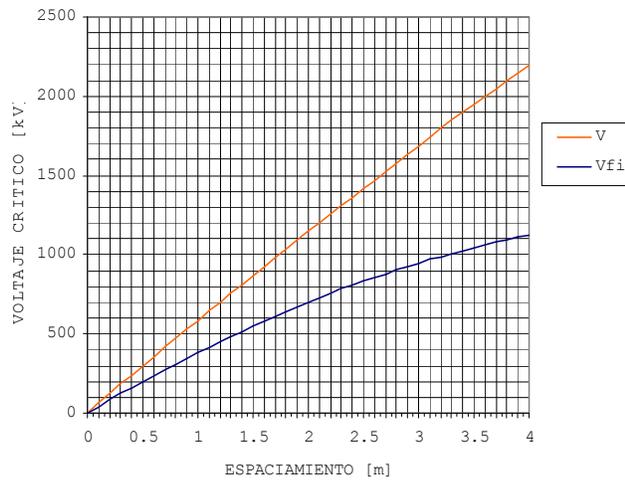
aisladores. En nuestro caso usaremos la Tabla 2.4.6, válida para aisladores de disco normales y tipo neblina de 146 mm de paso y 254 mm de diámetro, que son los más usados en líneas de transmisión. Los valores indicados en esta tabla corresponden a características eléctricas de cadenas ensayadas según la Norma IEC 274.

**Tabla 2.4.6 : Voltajes críticos de frecuencia industrial y de impulso de rayo**

VOLTAJES CRÍTICOS DE AISLADORES DE DISCO DE 146x254 mm								
(VALORES EXPRESADOS EN KV)								
Nº	AISLADORES NORMALES				AISLADORES TIPO NEBLINA			
	FRECUENCIA INDUSTRIAL		IMPULSO		FRECUENCIA INDUSTRIAL		IMPULSO	
	SECO	BAJO LLUVIA	+	-	SECO	BAJO LLUVIA	+	-
5	290	195	470	445	300	180	515	470
6	340	230	550	525	350	210	600	545
7	390	265	625	605	395	240	675	620
8	435	300	700	685	440	270	750	700
9	485	335	775	760	485	300	825	775
10	530	375	850	835	530	330	905	855
11	575	410	920	915	570	355	985	935
12	620	440	995	995	610	380	1055	1015
13	660	475	1065	1070	655	405	1130	1100
14	705	510	1140	1145	695	430	1210	1180
15	745	540	1210	1225	740	455	1290	1260
16	785	570	1280	1295	780	480	1360	1340
17	830	600	1355	1375	820	500	1440	1425
18	870	635	1425	1455	860	520	1515	1500
19	910	665	1500	1530	900	545	1590	1580
20	950	700	1570	1605	935	565	1665	1655
21	990	730	1640	1680	970	580	1735	1730
22	1030	760	1710	1755	1005	600	1810	1810
23	1070	790	1780	1830	1035	615	1880	1885
24	1110	820	1850	1905	1065	635	1950	1960

Para el espaciamiento en aire se procede similarmente que para la determinación del número de aisladores, a través de un voltaje de impulso equivalente, obteniendo el valor del espaciamiento mínimo mediante el empleo de la Figura 2.4.5 en que se indica el voltaje en seco y bajo condiciones meteorológicas normales para distintos espaciamientos [Ref.6].

**Figura 2.4.5 : Tensión crítica (50%) del espaciamiento en aire**



**V: Para ondas de impulso tipo 1,2x50  $\mu$ s, valores en kV cresta (fase-tierra)**

**Vfi: Para frecuencia industrial, 50 Hz, valores en kV efectivos (fase-tierra)**

Como ejemplo, se muestran en la tabla siguiente el número de aisladores y el espaciamiento en aire típicos encontrados por sobrevoltajes de maniobra para algunos voltajes de líneas de alta tensión en Chile:

**Tabla 2.4.7 : Número de aisladores normales de disco y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de maniobra**

	Voltaje de la línea en kV			
	66	110	154	220
N° aisladores	3	5	8	12
Espaciamiento (mm)	420	700	1050	1750

### 2.4.3.3 AISLACIÓN NECESARIA POR LOS SOBREVOLTAJES DE FRECUENCIA INDUSTRIAL

Estos sobrevoltajes se producen debido a fallas en el sistema, variaciones bruscas de cargas y efecto Ferranti. Se debe establecer primeramente el voltaje crítico requerido por la aislación bajo condiciones meteorológicas normales de acuerdo a :

$$V_{fi} = \frac{1,1 \times K_{fi} \times H \times V}{\sqrt{3} \times (1 - 0,02 \times k) \times \delta^n} \quad [2.4.9]$$

En donde,

$V_{fi}$  : Voltaje crítico de frecuencia industrial, en condiciones meteorológicas normales, en kV.

$K_{fi}$  : Factor de sobrevoltaje a frecuencia industrial.

$H$  : Factor de corrección por humedad.

$k$  : Número de desviaciones normales.

$\delta$  : Densidad relativa del aire, en °/1.

$n$  : Exponente empírico.

$V$  : Voltaje nominal de la línea entre fases, en kV.

El valor de k debe corresponder a una determinada probabilidad de voltajes resistidos para toda la línea, se considera k=2,0 y 3,0 para probabilidades de resistir de 97,70% y 99,87 % respectivamente, de acuerdo con el grado de seguridad de la línea. Para el valor de  $K_{\text{fi}}$  lo usual es considerar 1,50.

El efecto de la humedad H y de la densidad relativa del aire  $\delta$  puede reunirse en un solo factor cuyo valor, para la mayor parte del territorio nacional situado hasta 1000 m de altitud, puede estimarse en 1,20. En aquellas zonas en que no se disponga de suficiente información y siempre bajo 1000 m, este factor deberá ser 1,25.

Pero de igual forma que para los sobrevoltajes de maniobra, para altitudes distintas a las mencionadas en el párrafo anterior, los factores meteorológicos pueden estimarse.

Para la densidad relativa del aire, el valor del exponente “n” encontrado experimentalmente se muestra en la siguiente tabla, de acuerdo a la longitud del elemento de aislación:

**Tabla 2.4.8 : Variación del exponente “n” según longitud del elemento aislación para sobrevoltajes de frecuencia industrial**

Longitud del elemento de aislación (m)	Valor del exponente “n” (°/1)
< 1,50	1,00
1,50 – 3,00	0,70
3,00 – 5,00	0,50

Para el factor de humedad relativa del aire  $H$  se debe ocupar los mismos factores de la Figura 2.4.1 mostrado para los sobrevoltajes de maniobra.

El sobrevoltaje de frecuencia industrial no influye en la determinación del número de aisladores de la cadena. En todo caso, el número de aisladores puede obtenerse a partir de la Tabla 2.4.6, que indican los voltajes críticos a frecuencia industrial en condiciones meteorológicas normales para cadenas formadas por distintos números de aisladores.

El número de aisladores se debe obtener ubicándose en la condición de ensayo bajo lluvia de la Tabla 2.4.6, ya que en la determinación de  $V_{fi}$  de la ecuación [2.4.9] no se considera el efecto de la lluvia.

Si se quiere considerar el efecto de la lluvia, este debe ir en el denominador de la ecuación [2.4.9], y obtener el número de aisladores de la Tabla 2.4.6 en la condición en seco. En este caso, el factor  $K_{LL}$  se obtiene de la Tabla 2.4.9 siguiente, según la intensidad de la lluvia:

**Tabla 2.4.9 : Factor de lluvia  $K_{LL}$  para los sobrevoltajes de frecuencia industrial**

<b>Intensidad de la lluvia mm/min</b>	<b>Factor <math>K_{LL}</math></b>
0,0	1,0
1,27	0,83
2,50	0,77
3,80	0,73
5,10	0,71
6,30	0,68

El espaciamiento en aire se obtiene a partir de la Figura 2.4.5, indicada en la determinación de la aislación por sobrevoltajes de maniobra, observando la curva para el sobrevoltaje de frecuencia industrial en seco y bajo condiciones meteorológicas normales  $V_{fi}$ . De aquí nuevamente la utilidad de la ecuación [2.4.9] al no considerar el factor por efecto de lluvia, para así obtener el espaciamiento en aire de esta curva.

A modo de ejemplo, en la tabla siguiente se muestran el número de aisladores y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de frecuencia industrial :

**Tabla 2.4.10 : Número de aisladores y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de frecuencia industrial**

	Voltaje de la línea en kV			
	66	110	154	220
N° aisladores	2	4	5	8
Espaciamiento (mm)	200	330	480	700

#### **2.4.3.4 AISLACIÓN NECESARIA POR LOS SOBREVOLTAJES DE ORIGEN EXTERNO (RAYOS)**

Estos sobrevoltajes se producen por acción de las descargas atmosféricas que caen sobre la línea, ya sea directamente sobre los conductores, como indirectamente debido a las descargas que se pueden producir entre los conductores y la estructura . La forma de onda de estos sobrevoltajes es variable y de carácter probabilístico, sin embargo lo normal es considerarla como una onda de impulso del tipo  $1.2 \times 50 \mu s$ .

Una expresión sencilla para calcular el valor del sobrevoltaje producido por una descarga atmosférica es la siguiente [Ref.6] :

$$V = (1 - C) \times Z \times k \times I + e \quad [2.4.10]$$

En donde,

- V : Sobrevoltaje producido por la descarga, en kV.  
 C : Factor de acoplamiento entre conductores.  
 Z : Impedancia efectiva mirada desde el punto en que cae la descarga, en  $\Omega$ .  
 k : Factor que toma en cuenta el efecto de las reflexiones de la onda provocada por la descarga.  
 I : Intensidad de la corriente de la descarga, en kA.  
 e : Voltaje nominal de la línea, en kV.

El factor de acoplamiento se debe calcular generalmente para el caso que la línea esté provista de cables de guardia de acuerdo a la siguiente expresión:

$$C = \frac{50}{Z_n} \times \log\left(\frac{b}{a}\right) \quad [2.4.11]$$

En donde,

- $Z_n$  : Impedancia de onda del cable de guardia, valor que puede suponerse igual a 500  $\Omega$ .  
 b : Distancia entre conductor y la imagen del cable de guardia, en cm.  
 a : Distancia entre el conductor y el cable de guardia, en cm.

La impedancia efectiva Z mirada desde el punto en que cae la descarga se define como:

$$Z = \frac{1}{\frac{1}{Z_d} + \frac{2}{Z_n} + \frac{1}{R}} \quad [2.4.12]$$

donde,

$Z_d$  : Impedancia de onda de la descarga, que para fines prácticos se considera igual a  $400 \Omega$ .

$Z_n$  : Impedancia de onda del cable de guardia, valor que puede suponerse igual a  $500 \Omega$ .

$R$  : Resistencia de la puesta a tierra de la estructura, en  $\Omega$ .

El valor del voltaje nominal “e”, corresponde al valor instantáneo y su correspondiente polaridad en la fase, en el instante en que se produce la descarga. Para los efectos prácticos se supone  $e=0$ .

La corriente de descarga “I” es un parámetro cuyos valores tanto en intensidad como en el frente de onda son variables y de carácter probabilístico: son más probables las corrientes relativamente débiles y menos probables las de gran intensidad y con frentes de ondas más escarpados. Para calcular esta intensidad de corriente y su probabilidad asociada ver la sección 2.3 de este Capítulo “Determinación del cable de guardia”.

El factor “k” que toma en cuenta el efecto de la onda provocada por la descarga depende del valor de la resistencia de la puesta a tierra de la estructura, longitud de las luces (o vanos) de la línea y del tipo de onda de la descarga. A pesar que su valor es menor que 1, para efectos prácticos se considera igual a 1.

Conocido el valor del voltaje a ser resistido por la aislación “V” de la expresión [2.4.10], se puede calcular el voltaje crítico correspondiente, tomando en cuenta factores de corrección que consideren las condiciones meteorológicas distintas de las normales y el grado de seguridad de la línea, a saber:

$$V_s = \frac{V \times H}{\delta \times (1 - k \times 0,02)} \quad [2.4.13]$$

En donde,

$V_s$  : Voltaje crítico de la aislación en seco, en kV.

$\delta$  : Densidad relativa del aire, en  $^{\circ}/1$ .

H : Factor de humedad, ver Figura 2.4.1 .

k : Número de desviaciones normales.

El valor de “k” debe corresponder a una determinada probabilidad de sobrevoltajes resistidos para toda la línea, se considera k=2 y 3 para probabilidades de resistir de 97,7% y 99,87% respectivamente, de acuerdo al grado de seguridad de la línea.

El factor de humedad “H” y de la densidad relativa del aire “ $\delta$ ” puede reunirse en un solo factor cuyo valor, para la mayor parte del territorio nacional situado bajo 1.000 m de altitud, puede estimarse en 1,15. En aquellas zonas en que no se disponga de suficiente información y siempre bajo 1.000 m, este factor deberá ser 1,20.

Los elementos de la aislación se determinan de la siguiente manera:

Cadena de aisladores: El número de aisladores se determina a partir de la Tabla 2.4.6, que indica los voltajes críticos de impulso en condiciones meteorológicas normales para cadenas formadas por distintos números de aisladores.

Espaciamiento en aire: Se obtiene a partir de la Figura 2.4.5, que relaciona el espaciamiento con el voltaje crítico de impulso y corresponde al espaciamiento a que se produce la descarga para el voltaje de impulso determinado por el número de aisladores de la cadena considerando condiciones meteorológicas normales. Para la aplicación de este espaciamiento lo usual es suponer que la cadena es desviada por la acción del viento de presión  $\frac{1}{4}$  de la máxima, de acuerdo a la seguridad de servicio de la línea, con un ángulo mínimo de  $15^{\circ}$  sexagesimales.

A modo de ejemplo, en la tabla siguiente se muestran el número de aisladores y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de origen externo (rayo) :

**Tabla 2.4.11 : Número de aisladores y espaciamiento en aire típicos para sobrevoltajes de origen externo (rayo)**

	Voltaje de la línea en kV			
	66	110	154	220
N° aisladores	4	7	9	12
Espaciamiento (mm)	620	1020	1300	1720

## **2.5. DISEÑO BÁSICO DE LAS ESTRUCTURAS**

### **2.5.1 INTRODUCCIÓN**

El objetivo de esta sección es determinar las dimensiones principales y la forma (silueta) de la estructura, tales como la altura de la cruceta inferior, ancho de la cruceta, distancia entre fases, altura del canastillo del cable de guardia, estimación del peso de la estructura, estimación del volumen de fundación, entre otros aspectos. Para las distancias eléctricas en la estructura es necesario determinar con anterioridad la aislación de la línea de acuerdo al nivel de seguridad, determinado este último principalmente por el estudio de aislación y las tensiones mecánicas a que estarán sometidos los conductores, temas que se analizan en las secciones 2.4 y 2.6 de este Capítulo respectivamente.

### **2.5.2 SILUETA DE LA ESTRUCTURA**

No hay una regla general o una ley para determinar la forma o silueta de una estructura de una línea de transmisión. En efecto, un simple circuito puede ser implementado en una disposición vertical, triangular, horizontal u otra forma que cumpla con los requerimientos de distancias eléctricas, de seguridad y economía. Tampoco hay restricciones respecto del tipo de material en que deberán estar hechas las estructuras, de hecho, hoy en día podemos encontrar líneas de alta tensión en postes de madera o de concreto, en estructuras de acero reticuladas, en estructuras de acero tipo tubular, en materiales mixtos como madera-acero o concreto-acero, y últimamente estructuras de materiales poliméricos.

Lo que sí se puede establecer son algunos criterios mínimos para determinar la forma o silueta y el tipo de material que llevará una línea de transmisión y el proyectista deberá ser capaz de reconocer las variables más importantes que influyen en esa decisión y como ejemplo se mencionan los siguientes ejemplos:

Para la determinación de la silueta:

Si una línea es de simple o doble circuito y estamos atravesando con el proyecto en alguna área urbana o semi-urbana, el proyectista deberá considerar que el ancho de la franja de servidumbre lo limitará y deberá considerar que una disposición vertical de conductores lo favorecerá en ese sentido. El caso contrario puede ser que si línea tiene determinado un conductor o un haz de conductores de gran

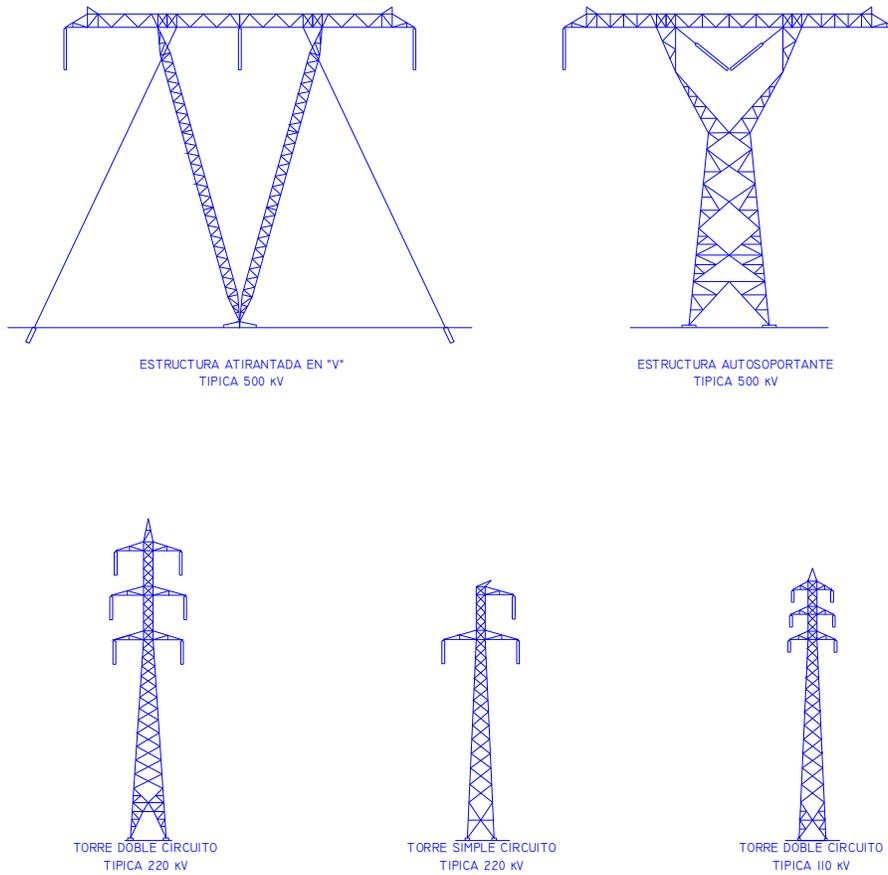
diámetro y peso, una disposición vertical de conductores hará que su diseño se encarezca enormemente tanto en estructura como en fundaciones al ser ésta disposición de mayor altura. También una disposición vertical de conductores puede ser desventajosa en el caso de líneas que atraviesan ciertas zonas de montaña en que la formación de hielo y viento puede provocar un aumento considerable del fenómeno de "Galloping" de conductores y que en disposición horizontal adecuada se podría evitar o aminorar su efecto (ver sección 3.1 en el Capítulo 3).

#### Para la elección del material:

Va a depender en general de la vida útil que se quiere dar a una línea de transmisión determinada, al grado de seguridad, a las opciones de mantenimiento y en algunos casos a la disponibilidad de algún tipo de material. Por ejemplo, una línea de transmisión puede ser implementada con postes de concreto y crucetas metálicas con el consiguiente ahorro de costo de inversión ya sea en fundaciones, montaje, y plazo de construcción respecto de una línea con estructuras de acero de forma tronco-piramidal. Pero la vida útil de un poste de concreto es mucho menor que el de una estructura de acero, por lo que se debería esperar un mayor aumento en los costos de mantenimiento por reemplazo de estos postes. Pero si en la zona o región en donde se emplaza la línea es sabido que hay una gran disponibilidad de troncos aptos para ser usados como postes de maderas para líneas de transmisión, quizás sea ventajoso utilizarlos en el proyecto por su bajo costo de inversión y de reemplazo

En resumen, existe una gran variedad de motivos para elegir la silueta y el tipo de material a utilizar en un proyecto de línea de transmisión determinado. En las referencias [Ref.7] y [Ref.8] están tabuladas las dimensiones y siluetas de estructuras más comunes para distintos niveles de voltaje de líneas utilizados en los Estados Unidos de América. Algunas de esas siluetas también las podemos encontrar en Chile en los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV y algunas de ellas se muestran en la Figura 2.5.1 siguiente:

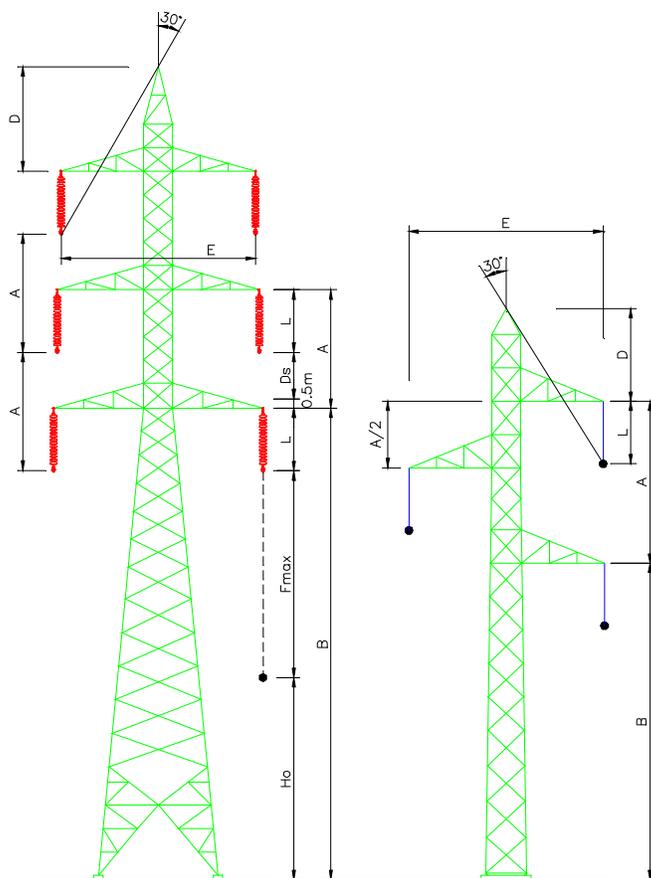
**Figura 2.5.1 : Algunas siluetas típicas de estructuras de 500, 220 y 110 kV usadas en Chile**



### **2.5.3 DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES BÁSICAS DE LA ESTRUCTURA**

Para efectos de mostrar la metodología de la determinación de las dimensiones básicas de la estructura nos referiremos a la Figura 2.5.2 siguiente:

**Figura 2.5.2 : Dimensiones básicas de la estructura**



Voladizo de la Cruceta (G):

Refiriéndose a la Figura 2.5.3, "G" queda determinado por la mayor de las siguientes distancias:

$$G_1 = L \times \text{Seno}(\alpha_{fi}) + D_{fi} \quad [2.5.1]$$

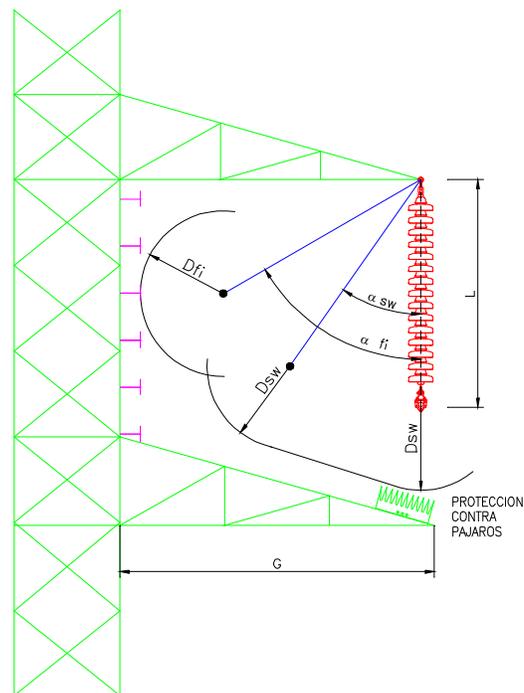
$$G_1 = L \times \text{Seno}(\alpha_{sw}) + D_{sw} \quad [2.5.2]$$

En donde,

- L : Longitud de la cadena de aisladores y su ferretería, en m.
- $D_{fi}$  : Espaciamento de sobrevoltaje de frecuencia industrial (ver sección 2.4), en m.
- $D_{sw}$  : Espaciamento de sobrevoltaje de maniobra, (ver sección 2.4), en m.

- $\alpha_{fi}$  : Ángulo desviación de la cadena de aisladores para sobrevoltaje de frecuencia industrial, en grados sexagesimales.
- $\alpha_{sw}$  : Ángulo desviación de la cadena de aisladores para sobrevoltaje de maniobra, en grados sexagesimales.

**Figura 2.5.3 : Determinación del voladizo “G”**



Dado que la cadena de aisladores puede oscilar con el viento, se supondrá que para vientos de intensidad no superior a  $\frac{1}{4}$  de la máxima, la distancia  $D_{sw}$  debe resistir los sobrevoltajes de maniobras o descargas atmosféricas. En el caso eventual, dado que la probabilidad de ocurrencia de sobrevoltajes y viento máximo simultáneamente es muy baja, la distancia  $D_{fi}$  sólo deberá resistir sobrevoltajes de frecuencia industrial.

Los ángulos de desviación  $\alpha_{fi}$  y  $\alpha_{sw}$  de la cadena de aisladores quedan definidos por las siguientes expresiones:

$$\tan(\alpha_{fi}) = \frac{N_{sc} \times L_v \times \phi \times Q_v \times 10^{-3} + T_{ang}}{N_{sc} \times L_p \times P_{cond}} \quad [2.5.3]$$

$$\tan(\alpha_{sw}) = 0,25 \times \tan(\alpha_{fi}) \quad [2.5.4]$$

En donde,

$\alpha_{fi}$  y  $\alpha_{sw}$ : Ángulos de desviación de la cadena de aisladores para sobrevoltajes de frecuencia industrial y de maniobra respectivamente.

$N_{sc}$  : Número de subconductores por fase.

$L_v$  : Vano de viento, en m.

$\Phi$  : Diámetro del subconductor, en mm.

$Q_v$  : Presión de viento, en  $\text{kg/m}^2$ .

$T_{ang}$  : Fuerza por efecto de ángulo de deflexión de la línea.

$L_p$  : Vano de peso, en m.

$P_{cond}$  : Peso unitario del subconductor, en  $\text{kg/m}$ .

A su vez, el vano de viento  $L_v$  no es más que la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura y el vano de peso  $L_p$  está definido por la distancia entre los vértices o puntos más bajos de las catenarias (ver sección 2.6 de este mismo capítulo) adyacentes de la estructura. Las siguientes expresiones se pueden usar para calcular estos vanos (Ver Figura 2.5.4):

$$L_v = \frac{1}{2}(L_1 + L_2) \quad [2.5.5]$$

$$L_p = L_v + a_1 \times \frac{h_1}{L_1} + a_2 \times \frac{h_2}{L_2} \quad [2.5.6]$$

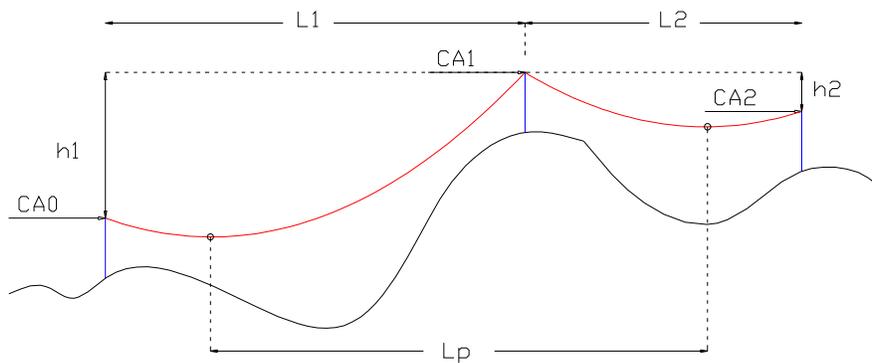
En donde,

$L_1$  y  $L_2$  : Vanos adyacentes de la estructura, en m.

$h_1$  y  $h_2$  : Desniveles adyacentes de la estructura, en m.

$a_1$  y  $a_2$  : Parámetros de las catenarias de los conductores adyacentes de la estructura, en m.

**Figura 2.5.4 : Vano de viento y de peso en una estructura**



$CA_0, CA_1, CA_2$  : Cotas puntos de apoyo conductores

$$h_1 = CA_1 - CA_0$$

$$h_2 = CA_1 - CA_2$$

La fuerza por efecto ángulo  $T_{ang}$  de la línea corresponde a la resultante de las tensiones mecánicas de los subconductores de ambos lados de la estructura y se calcula como:

$$T_{ang} = 2 \times N_{sc} \times T_c \times \text{sen}\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad [2.5.7]$$

En donde,

$T_c$  : Tensión mecánica de un subconductor, normalmente para la condición Every Day Stress (EDS) más la presión de viento de proyecto (ver sección 2.6), en kg.

$\beta$  : Ángulo de deflexión de la línea para la estructura, definido por el proyectista.

Distancia entre fases:

De acuerdo al “Reglamento de Corrientes Fuertes de Chile” la separación mínima entre dos conductores desnudos en el centro del vano para secciones superiores a 33 mm<sup>2</sup> (caso de líneas de alta tensión) es:

$$D = 0,36 \times \sqrt{F} + \frac{kV}{130} + 0,5 \times C \quad [2.5.7]$$

en donde,

- D : Distancia entre fases en el centro del vano, en metros.
- F : Flecha del conductor sin sobrecarga a 30°C, en metros.
- kV : Voltaje entre fases de la línea, en kilovolt.
- C : Longitud de la cadena de aisladores de suspensión, en metros. Cuando se trate de una cadena de anclaje, C = 0 metros.

Para tomar en cuenta la altitud de la instalación y corregir la distancia eléctrica por la densidad relativa del aire ( $\delta$ ), en la expresión [2.5.7] se debe reemplazar el término kV/130 por kV/(130x $\delta$ ).

Según la referencia [Ref.3], es recomendable usar el reglamento Alemán, que a través de la Norma VDE 0210 considera que la cadena se desvía con el viento y cuya expresión es la siguiente:

$$D = K \times \sqrt{F + L} + \frac{kV}{150} \quad [2.5.8]$$

en donde,

- D : Distancia entre fases en el centro del vano, en metros.
- K : Constante que depende del ángulo máximo de oscilación por efecto del viento.
- F : Flecha del conductor a 50°C, para la luz máxima, en metros.
- L : Longitud de la cadena de aisladores, en metros.
- kV : Voltaje entre fases de la línea, en kilovolt.

La norma VDE especifica dos series de valores de K en función del ángulo, una para fases de la misma altura y otra, de la cual resultan distancias mayores, para fases ubicadas una sobre otra, que se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 2.5.1 : Valores de “K” en función del ángulo de desviación de la cadena de aisladores “α” para fases ubicadas una sobre otra**

Rango de “α”	Valor de K en (°/1)
< 40°	0,60
40° < α < 55°	0,62
55° < α < 65°	0,65
α > 65°	0,70

Distancia entre fases en vertical (A):

De acuerdo a la Figura 2.5.2, la distancia queda definida por:

$$A = L + D_s + 0,5 \quad [2.5.9]$$

A : Distancia entre fases vertical, en m.

L : Longitud de la cadena de aisladores, en m.

D<sub>s</sub> : Distancia fase-tierra, en m.

Se agregan 50 cm para tomar en cuenta las dimensiones de la cruceta inferior más protección contra pájaros (peinetas). Esta distancia se compara con la distancia mínima de la norma VDE, seleccionando la que resulte mayor.

En caso de que el proyecto de línea considere el paso sobre zonas en que se pueda presentar “Galloping” (sección 3.1 del Capítulo 3), es recomendable chequear esta distancia en la etapa de diseño.

Distancia de la cruceta más baja al suelo (B):

Esta distancia se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$B = H_o + F_{mx} + L \quad [2.5.10]$$

$$H_o = 6 + 0,006 \times kV \quad [2.5.11]$$

Donde,

- B : Altura de la cruceta inferior, en m.
- H<sub>o</sub> : Altura mínima al suelo según reglamento chileno, en m.
- F<sub>mx</sub> : Flecha calculada con la temperatura máxima posible del conductor, en m.
- L : Longitud de la cadena de aisladores, en m.
- kV : Voltaje nominal entre fases de la línea, en kV.

Altura del cable de guardia o tierra (D):

El criterio general empleado es que el ángulo de protección no sea superior a 30°. Con este ángulo se tiene asegurado un nivel de protección aceptable, si la flecha del cable de guardia es menor que la de los conductores, entonces en el centro del vano se tendrá un ángulo menor, y por lo tanto mayor protección.

Para calcular la altura del cable de guardia sobre la cruceta superior se tiene la siguiente relación (ver Figura 2.5.2):

$$\tan(30^\circ) = \frac{0,5 \times E}{(D + L)} \quad [2.5.12]$$

luego,

$$D = 0,866 \times E - L \quad [2.5.13]$$

en donde,

- D : Altura del cable de guardia desde la cruceta superior, en m.
- E : Ancho de la torre, en m.

L : Longitud de la cadena de aisladores, en m.

Ancho de la torre (E):

El ancho de la torre depende de la dimensión del cuerpo de la torre a la altura de las crucetas, la cual, a su vez, queda determinada sólo en la etapa de proyecto final de las estructuras.

Se ha podido establecer que las dimensiones del cuerpo varía entre 1 y 2 metros, y que un valor de 1,5 metros parece un promedio aceptable. El ancho de la torre “E” queda determinado entonces como la mayor de las siguientes distancias:

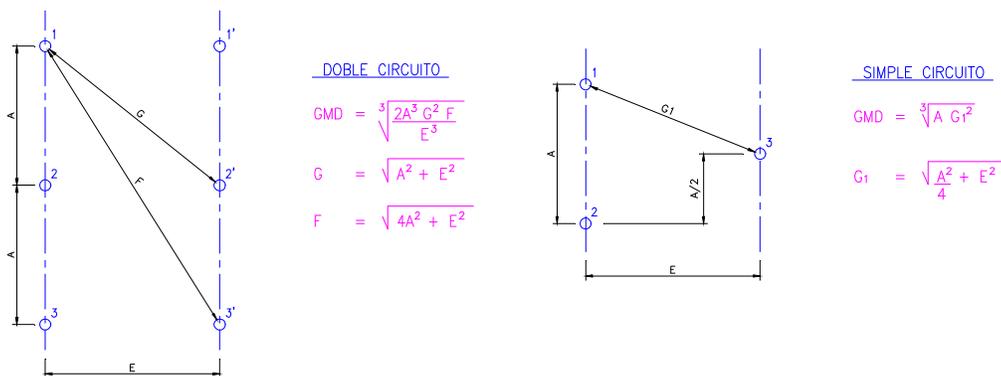
$$E1 = 2G + 1,5 \quad [2.5.14]$$

$$E2 = \text{Según Norma VDE} \quad [2.5.15]$$

Distancia media geométrica (GMD):

Esta distancia para líneas de simple y doble circuito se muestra en la Figura 2.5.5 siguiente:

**Figura 2.5.5 : Distancia media Geométrica (GMD)**



#### 2.5.4 ESTIMACIÓN DEL PESO DE LA ESTRUCTURA

La estimación del peso de las estructuras consiste en emplear fórmulas que han sido desarrolladas para tal efecto. Las fórmulas más conocidas son las de Ryle y la de Peterson, ambas son empíricas y su estructura es la siguiente:

Fórmula de Ryle:

$$W = C_1 \times H \times \sqrt{M} \quad [2.5.16]$$

En donde,

- W : Peso de la estructura de suspensión normal, en recta.  
C<sub>1</sub> : Constante que varía con el voltaje nominal, la forma de la torre y el vano.  
H : Altura total de la torre.  
M : Momento total con respecto a la base de las cargas transversales.

Fórmula de Peterson

$$W = C \times H_e \times \sqrt[3]{P^2} \quad [2.5.17]$$

En donde,

- W : Peso de la estructura de suspensión normal, en recta.  
C : Constante que varía con la forma de la torre y el voltaje nominal.  
H<sub>e</sub> : Altura equivalente, igual a la altura sobre el suelo a la cual la resultante P de las cargas máximas produce el momento total en la base.  
P : Resultante simple de las cargas transversales y longitudinales combinadas, en las condiciones máximas de carga de viento y cortadura.

Se usará la fórmula de Peterson ya que toma en cuenta las cargas longitudinales, que son de gran importancia en zonas sin hielo. Para el valor de la constante de Peterson se sugiere una corrección en función de la longitud de la cruceta [Ref.3].

La constante corregida es:

$$C = 0,01 + \frac{G}{150} \quad [2.5.18]$$

**A) Esfuerzo transversal máximo y momento en la base**

El esfuerzo transversal máximo y el momento en la base se calculan como sigue:

En conductores:

$$T_{COND} = 3 \times N_C \times N_{SC} \times \Phi_{COND} \times Q_V \times L_V \times FS \times 10^{-6} \text{ (Ton)} \quad [2.5.19]$$

$$M_{COND} = T_{COND} \times (B + 0,5 \times A \times N_C) \text{ (Ton x m)} \quad [2.5.20]$$

En cable de guardia:

$$T_{CG} = \Phi_{CG} \times Q_V \times L_V \times FS \times 10^{-6} \text{ (Ton)} \quad [2.5.21]$$

$$M_{CG} = T_{CG} \times H_T \text{ (Ton x m)} \quad [2.5.22]$$

En donde,

- $T_{COND}$  ,  $T_{CG}$  : Tensión transversal total para los conductores y cable de guardia respectivamente, en Ton.
- $N_C$  : Número de circuitos.
- $N_{SC}$  : Número de subconductores.
- $\Phi_{COND}$  ,  $\Phi_{CG}$  : Diámetro del conductor y cable de guardia respectivamente, en mm.
- $Q_V$  : Presión máxima de viento, en  $kg/m^2$ .
- $L_V$  : Vano de viento, en m.
- $FS$  : Factor de seguridad para cargas transversales, en  $^{\circ}/1$ .

- $M_{COND}$  ,  $M_{CG}$  : Momento en la base por esfuerzos transversales de los conductores y el cable de guardia respectivamente, en Ton x m.
- $B$  : Distancia de la cruceta más baja al suelo, en m.
- $A$  : Distancia entre fases vertical, en m.
- $H_T$  : Altura del canastillo del cable de guardia, en m.

**B) Esfuerzo longitudinal y momento en la base**

El esfuerzo longitudinal y el momento en la base se calculan como sigue:

$$L = CORT \times N_C \times N_{SC} \times 10^{-3} \times FLONG \quad (\text{Ton}) \quad [2.5.23]$$

$$M_L = (B + A \times N_C) \times L \quad (\text{Ton x m}) \quad [2.5.24]$$

En donde,

- $L$  : Tensión mecánica longitudinal total, en Ton.
- $CORT$  : Tensión de cortadura de un conductor, en kg.
- $FLONG$  : Factor de seguridad para la tensión de cortadura, en  $^{\circ}/1$ .
- $M_L$  : Momento total de los esfuerzos longitudinales, en Ton x m.

La tensión de cortadura  $CORT$  se calcula como:

$$CORT = T_N \times FCORT \quad [2.5.25]$$

En donde,

- $T_N$  : Tensión normal, en kg.
- $FCORT$  : Factor de cortadura, que es una fracción de la tensión normal de la fase que se considera como sollicitación de cortadura de conductores, en  $^{\circ}/1$ . Este factor permite tomar en cuenta una reducción de la sollicitación por efecto del uso de

dispositivos como las grampas deslizantes, fusibles mecánicos o bien la consideración de la desviación de las cadenas de aisladores.

**C) Peso de la torre de suspensión (W):**

La resultante de las solicitaciones P en (Ton), se puede expresar como sigue:

$$P = \sqrt{(T_{COND} + T_{CG})^2 + L^2} \quad [2.5.26]$$

El momento en la base M en (Ton x m), no es más que la suma de los momentos transversales y longitudinales, luego:

$$M = M_{COND} + M_{CG} + M_L \quad [2.5.27]$$

La altura equivalente  $H_e$  en (m) queda determinada entonces como:

$$H_e = \frac{M}{T_{COND} + T_{CG} + L} \quad [2.5.28]$$

Luego, el peso total de la estructura W se puede calcular usando la expresión [2.5.17] anterior.

### **2.5.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE FUNDACIÓN**

El tipo de fundación más usado es el de hormigón armado con vástago y zapata. Los diseños son semejantes a los de la normalización de la Electricité de France que se pueden encontrar en [Ref.3].

En dicha normalización aparecen series de fundaciones para dos tipo de terreno, de ellas se ha obtenido el volumen de hormigón y de excavación en función del esfuerzo de arrancamiento  $A_R$  en (Ton). Este esfuerzo se calcula como:

$$A_R = 2,5 \times P \quad [2.5.29]$$

Donde P tiene el mismo significado utilizado en la fórmula de Peterson (ver [2.5.17]). Con ayuda de expresiones obtenidas en la [Ref.3], se pueden estimar los volúmenes de hormigón, excavación y relleno de acuerdo al tipo de terreno (normal o blando) como sigue:

Terreno normal firme:

$$H = 3,4256 - 0,0784 \times A_R + 0,00385 A_R^2 - 0,00001 \times A_R^3 \quad [2.5.30]$$

$$E = 2,9698 + 0,0993 \times A_R + 0,00641 \times A_R^2 - 0,00002 \times A_R^3 \quad [2.5.31]$$

$$R = E - H \quad [2.5.32]$$

Terreno blando:

$$H = -1,802 + 0,4768 \times A_R + 0,00035 A_R^2 \quad [2.5.33]$$

$$E = 3,273 + 1,1664 \times A_R + 0,00809 \times A_R^2 \quad [2.5.34]$$

$$R = E - H \quad [2.5.35]$$

En donde,

$A_R$  : Esfuerzo de arrancamiento calculado según la expresión [2.5.27], en Ton.

H : Volumen de hormigón, en  $m^3$ .

E : Volumen de excavación, en  $m^3$ .

R : Volumen de relleno, en  $m^3$ .

## 2.5.6 TIPOS DE ESTRUCTURAS

Se deben diferenciar los tipos de estructuras según su funcionamiento mecánico. Su clasificación se puede dividir en los siguientes tipos [Ref.3] y [Ref.9]:

- Estructura de Suspensión.

- Estructura de Anclaje.
- Estructura de Remate.
- Estructuras Especiales.

#### Estructura de Suspensión:

Es la estructura que se emplea en tramos rectos de la línea o en ángulos de desviación pequeños, inferiores a 7° sexagesimales por lo general. Las cadenas de aisladores son verticales o ligeramente inclinadas en caso de haber ángulo.

#### Estructura de Anclaje:

Es la estructura que es capaz de soportar la cortadura de uno o más conductores en un mismo lado. Las cadenas de aisladores van ancladas horizontalmente a la estructura. Se la emplea en tramos rectos cada 12 a 16 estructuras de suspensión o cada 5 a 7 kilómetros de línea (el criterio final será responsabilidad del proyectista) para sectorizar la línea; en ángulos pronunciados y cuando hay vanos de peso negativos (up-lift).

#### Estructura de Remate:

Es la estructura que se coloca en los extremos de la línea y debe soportar el esfuerzo que significa la instalación de todos los conductores y cables de guardia en un solo lado.

#### Estructuras Especiales:

Son aquellas estructuras de diseño especial para realizar la transposición de conductores, el cruce de ríos y quebradas, derivaciones hacia otras líneas aéreas(Tap-Off), transiciones entre cables aéreos y subterráneos, etc.

### **2.5.7 SOLICITACIONES SOBRE LA ESTRUCTURA**

Las estructuras deberán diseñarse de modo que no se presenten deformaciones permanentes en ninguno de sus elementos, al ser sometidas a las solicitaciones y sus respectivas combinaciones, multiplicadas por los

correspondientes factores de sobrecarga que definirá el proyectista y sujetos estos factores a los indicados, al menos, en el Reglamento de Corrientes Fuertes.

Estas solicitudes pueden dividirse en las siguientes 7 grandes clasificaciones:

a) Cargas verticales:

Es el peso propio de la estructura y eventualmente el peso de un operario en cualquier parte de ella. Asimismo, en los apoyos (cruceas y canastillos de cable de guardia), se deberá considerar el peso de los conductores y cables de guardia de acuerdo a su vano de peso ( $L_p$ ), las cadenas de aisladores, contrapesos, amortiguadores, etc. Además, se deberá considerar eventuales sobrecargas verticales producidas, por ejemplo, en el montaje de los conductores, que en general se consideran como  $2xL_p$ .

También se deberá considerar el peso del manguito de hielo sobre los conductores o cables de guardia (ver sección 2.6) según corresponda, considerando su vano de peso para la condición de hielo que defina el proyectista.

b) Cargas de viento:

Se deberá considerar el efecto del viento sobre las estructuras, conductores, cables de guardia, aisladores y otros elementos sujetos a los anteriores. El viento se supondrá actuando en las siguientes direcciones:

b.1) En estructuras en recta:

- En la dirección normal de la línea.
- En la dirección de la línea.

b.2) En estructuras en ángulo:

- En la dirección de la bisectriz del ángulo de la línea.
- En la dirección normal a la bisectriz del ángulo de la línea.

El carga de viento sobre conductores y/o cables de guardia se calcula como:

$$F_Q = Q \times L_v \times (\phi + 2 \times e) \times 10^{-3} \quad [2.5.36]$$

En donde,

Q : Presión de viento sobre los conductores o cable de guardia, en kg/m<sup>2</sup>.

L<sub>v</sub> : Vano de viento, en m.

Φ : Diámetro del conductor o cable de guardia, en mm.

e : Espesor del manguito de hielo, en mm.

c) Efecto de ángulo:

El efecto de ángulo se deberá calcular como fuerzas horizontales aplicadas en los apoyos de suspensión o anclaje de los conductores y cables de guardia respectivamente. Esta fuerza se calcula tal como se muestra en la expresión [2.5.7], pero la tensión T<sub>C</sub> se debe considerar para las condiciones indicadas en cada hipótesis de sobrecarga sobre el conductor, es decir, con viento, hielo y viento o una combinación de esas sobrecargas en el conductor o cable de guardia, según corresponda.

d) Sobrecarga longitudinal:

Esta sobrecarga se produce por efecto de la cortadura de conductores o de cables de guardia, y ocurre en sólo uno de los vanos adyacentes a la estructura. Consiste en una fuerza horizontal, en la dirección del otro vano adyacente, aplicada en el punto o apoyo de suspensión o anclaje de los conductores o cables de guardia respectivamente.

En general esta fuerza se calcula considerando el tipo de estructura, de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 2.5.2 : Sobrecarga longitudinal según tipo de estructura**

<b>Tipo de Estructura</b>	<b>Solicitud sobre conductor</b>	<b>Solicitud sobre cable de guardia</b>
Suspensión	$0,70 \times T_N$	$T_N$
Anclaje y Remate	$T_{MAX}$	$T_{MAX}$

En donde,

$T_N$  : Tensión mecánica normal de la línea, en kg.

$T_{MAX}$  : Tensión mecánica máxima, en kg.

Por ejemplo, la tensión normal  $T_N$  puede ser la condición EDS (ver sección 2.6) y la tensión máxima  $T_{MAX}$  la que corresponda a la máxima sobrecarga sobre los conductores o cables de guardia, según corresponda, pudiendo ser con presión de viento máxima, con manguito de hielo o una combinación de éstas.

Esta fuerza se considera aplicada, en general, para un tercio del total de los conductores o cables de guardia, para cualquier combinación de ellos

e) Desequilibrio longitudinal:

Son fuerzas horizontales actuando hacia un mismo vano adyacente a la estructura. Estas fuerzas, para el caso de estructuras de suspensión representan las componentes de la tensión de los conductores y de los cables de guardia que pueden aparecer durante el montaje o reparación. Para el caso de las estructuras de anclaje, estas fuerzas representan las diferencias de tensiones de los conductores o cables de guardia de ambos vanos adyacentes a la estructura.

Estas fuerzas se consideran aplicadas simultáneamente en todos los conductores y cables de guardia, en dirección perpendicular al eje central de las crucetas. En general, el valor de estas fuerzas se calcula según el tipo de estructura de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 2.5.3 : Desequilibrio longitudinal según tipo de estructura**

<b>Tipo de Estructura</b>	<b>Solicitud sobre conductor</b>	<b>Solicitud sobre cable de guardia</b>
Suspensión	$0,15 \times T_N$	$0,15 \times T_N$
Anclaje y Remate	$0,50 \times T_{MAX} \times \text{Cos}(\beta/2)$	$0,50 \times T_{MAX} \times \text{Cos}(\beta/2)$

Las tensiones mecánicas  $T_N$  y  $T_{MAX}$  tienen el mismo significado que para la solicitud de desequilibrio longitudinal, y  $\beta$  es el ángulo de deflexión de la línea.

f) Remate:

Esta solicitud se calcula como fuerzas horizontales, en la dirección del vano, actuando hacia un mismo vano adyacente a la estructura, aplicadas en los puntos de anclaje de los conductores y de los cables de guardia respectivamente. El valor de esta fuerza será igual a la tensión mecánica del conductor o cable de guardia respectivamente para la combinación de solicitud de que se trate. Esta fuerza se considerará aplicada simultáneamente desde uno hasta el total de conductores o cables de guardias del mismo vano, en todas las combinaciones posibles.

g) Instalación de conductores y cables de guardia:

Esta solicitud incluye los esfuerzos derivados del empleo de las estructuras de anclaje como remate provisional. Se considera el remate de los cables de guardia y remate desde uno hasta el total de conductores correspondientes a un vano adyacente a la estructura, en todas las combinaciones posibles, y considerando que todos o ninguno de los conductores y cables de guardia pertenecientes al otro vano adyacente a la estructura están rematados a ella. El valor de las cargas de remate será igual a la tensión mecánica final de los conductores y cables de guardia respectivamente, para la combinación de solicitudes de que se trate. Las cargas de remate se considerarán como fuerzas horizontales en la dirección del vano, actuando hacia un mismo vano adyacente a la estructura, aplicada en los puntos de anclaje de los conductores y cables de guardia, respectivamente.

## 2.6 CALCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

### 2.6.1 INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión están sometidas a las acciones del viento, la nieve, el hielo y también a las variaciones de temperatura que se producen durante el día en las diversas estaciones del año y al propio calentamiento del conductor. Estas acciones influyen en la resistencia mecánica de los conductores, por lo tanto se deben adoptar medidas para que los esfuerzos sobre los conductores estén dentro de los límites de seguridad tolerados.

Las magnitudes de estos esfuerzos están establecidas en los reglamentos de instalaciones eléctricas de los diversos países de acuerdo a sus características climatológicas. En Chile, a través del Reglamento de Corrientes Fuertes (Ver Normativa Eléctrica en Capítulo 5), se establecen las cargas a que estarán sometidos los conductores dependiendo del lugar en que se emplaza el trazado de la línea.

### 2.6.2 ECUACIÓN DE LA CATENARIA

Antes de calcular los esfuerzos a que estarán sometidos los conductores y/o cables de guardia, debemos recordar la forma que describe un cable metálico suspendido entre dos puntos de apoyo (Ver Figura 2.6.1). La ecuación diferencial [Ref.10] que la describe es la siguiente:

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{1}{a} \times \sqrt{1 - \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \quad [2.6.1]$$

En donde “a” es el parámetro de la catenaria, con  $a=T/p$ , “T” es la tensión horizontal (en kg) y “p” es el peso por unidad de longitud del conductor (en kg/m), por lo tanto el parámetro estará expresado en metros.

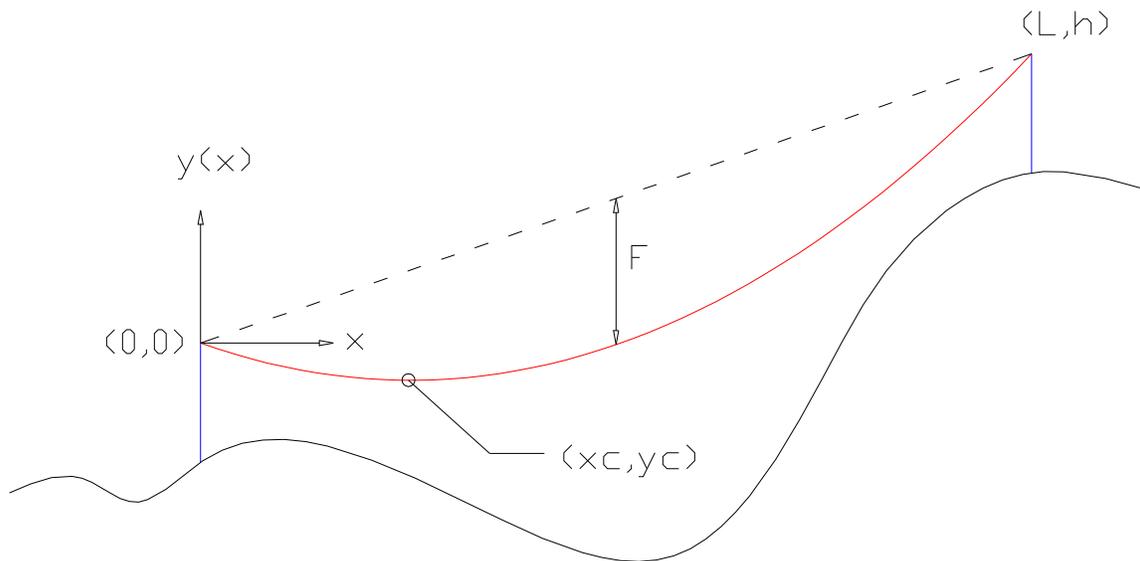
Se puede demostrar que la ecuación [2.6.1], de acuerdo al sistema de referencia puesto en el apoyo izquierdo y más bajo de la Figura 2.6.1, se reduce a:

$$y(x) = y_c + a \times (\cosh(\frac{x-x_c}{a}) - 1) \quad [2.6.2]$$

En donde,

- y(x) : Ordenada de un punto cualquiera de la catenaria para la distancia "x", en m.
- y<sub>c</sub> : Ordenada del punto más bajo de la catenaria, en m.
- x<sub>c</sub> : Abscisa del punto más bajo de la catenaria, en m.
- a : Parámetro de la catenaria, en m.

**Figura 2.6.1 : Catenaria de un conductor**



Se puede demostrar que el punto más bajo de la catenaria (x<sub>c</sub>, y<sub>c</sub>) está dado por las siguientes expresiones:

$$x_c = \frac{L}{2} + a \times \operatorname{senh}^{-1} \left( \frac{h}{a} \times \frac{\sqrt{e^{L/a}}}{1 - e^{L/a}} \right) \quad [2.6.3]$$

$$y_c = -a \times \left( \cosh\left(\frac{-x_c}{a}\right) - 1 \right) \quad [2.6.4]$$

En donde "L" y "h" son la distancia horizontal y el desnivel entre los apoyos respectivamente. Asimismo, la flecha "F", que es la máxima distancia entre algún punto de la recta que une los puntos de apoyo (0,0) y (L,h), y algún punto de la catenaria, se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$F = \frac{h}{L} \times \left[ x_c + a \times \operatorname{senh}^{-1}\left(\frac{h}{L}\right) \right] - \left[ y_c + a \times \frac{\sqrt{L^2 + h^2} - L}{L} \right] \quad [2.6.5]$$

Lo importante es destacar que la forma de la curva que forma el conductor (catenaria) depende principalmente de la tensión mecánica a que está sometido el conductor (T) y su peso por unidad de longitud (p), estas dos últimas variables definen a su vez el parámetro de la catenaria "a".

### 2.6.3 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Las variables o parámetros que influyen directamente sobre los esfuerzos producidos en los conductores se pueden clasificar en al menos los siguientes:

- Peso Propio
- Presión de viento
- Hielo

El peso propio se refiere al peso en kilogramos por metro lineal de cada conductor "p" que está dado en los catálogos, la presión de viento y el hielo es determinado por el proyectista considerando el reglamento vigente y otra información meteorológica que se tenga de la zona del trazado de la línea.

Reglamentariamente, la tensión mecánica máxima que se debe presentar en un conductor no debe sobrepasar el 50% de la tensión de rotura del mismo (Ultimate Tension Strength, abreviado como UTS). Pero cuanto se trata de líneas con importantes cargas de hielo y viento, las recomendaciones internacionales indican que dicho límite puede llegar hasta el 75% de UTS (ver [Ref. 19 y 20]).

Asimismo, la seguridad mecánica a las vibraciones requiere que en las condiciones más frecuentes la tensión del conductor (Every Day Stress, abreviado como EDS) no sobrepase un determinado porcentaje de UTS. Este porcentaje fue recomendado inicialmente por el comité del grupo N°23 de la CIGRE (Conference Internationale de Grands Reseaux Electriques) en 1967. Posteriormente y considerando a la experiencia de ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad), estos porcentajes para los diferentes materiales se pueden resumir en la siguiente tabla:

**Tabla 2.6.1 : Porcentajes recomendados para la condición EDS**

<b>Tipo de Material</b>	<b>% UTS para la condición EDS</b>
Cobre	Entre 26% a 33%
ACSR	Entre 18% a 20%
Aluminio y Aleación de Aluminio	18% Aleación de Aluminio 20% Aluminio

Los porcentajes anteriores se refieren a la condición EDS, es decir, sin sobrecarga en los conductores, y al empleo de amortiguadores y grampas de suspensión basculantes, etc. como medios de protección a fin de aumentar la tensión.

Carga debida al viento:

El viento se supone actuando transversalmente sobre los conductores, es decir, perpendicular y horizontalmente sobre la línea. En lo posible, el proyectista deberá obtener de las oficinas meteorológicas

los mejores datos en cuanto a frecuencia, dirección y velocidad de los vientos. En efecto, la presión del viento está asociada directamente con la velocidad del mismo [Ref.9], y para el caso de conductores se puede expresar como:

$$Q_v = 0,061 \times V^2 \quad [2.6.6]$$

En donde,

$Q_v$  : Presión del viento sobre el conductor, en  $\text{kg/m}^2$ .

$V$  : Velocidad del viento, en  $\text{m/s}$ .

El esfuerzo del viento sobre el conductor se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$F_v = Q_v \times \Phi \times 10^{-3} \quad [2.6.7]$$

En donde,

$F_v$  : Esfuerzo del viento sobre el conductor, en  $\text{kg/m}$ .

$Q_v$  : Presión del viento sobre el conductor, en  $\text{kg/m}^2$ .

$\Phi$  : Diámetro del conductor, en  $\text{mm}$ .

#### Carga debida al hielo:

La formación de hielo en conductores es el resultado de gotas de lluvia muy frías que golpean el conductor adhiriéndose a él. El hielo de esta forma toma densidades entre  $0,9$  a  $1 \text{ kg/dm}^3$ . Nuevamente, el proyectista debe adecuarse al RCF e informarse de las condiciones de hielo y nieve del lugar del trazado de la línea, cuando sea posible, para estimar el manguito de hielo sobre los conductores. Se recomienda, sobretodo para líneas de alta montaña, que un especialista en meteorología estudie la zona en cuestión.

La carga de hielo sobre el conductor es un esfuerzo vertical y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$P_H = \pi \times e \times (e + \Phi) \times 10^{-3} \times \delta \quad [2.6.8]$$

En donde,

- $P_H$  : Carga de hielo sobre el conductor, en kg/m.  
 $e$  : Espesor radial del manguito de hielo, en mm.  
 $\Phi$  : Diámetro del conductor, en mm.  
 $\delta$  : Densidad del hielo que se puede asumir igual a 1 kg/dm<sup>3</sup>.

La tensión normal del conductor se determina adoptando el valor más bajo que resulte entre la condición EDS y el valor calculado a partir de la condición máxima (50% UTS). Para ello debemos utilizar la ecuación de cambio de estado, que establece una relación entre la dilatación térmica y la elongación por esfuerzos mecánicos a que puede estar sometido el conductor, a saber:

$$\frac{\left(\frac{P_2 L}{S}\right)^2}{24\sigma_2^2} - \frac{\sigma_2}{E} - \frac{\left(\frac{P_1 L}{S}\right)^2}{24\sigma_1^2} + \frac{\sigma_1}{E} = \alpha(t_2 - t_1) \quad [2.6.9]$$

En donde,

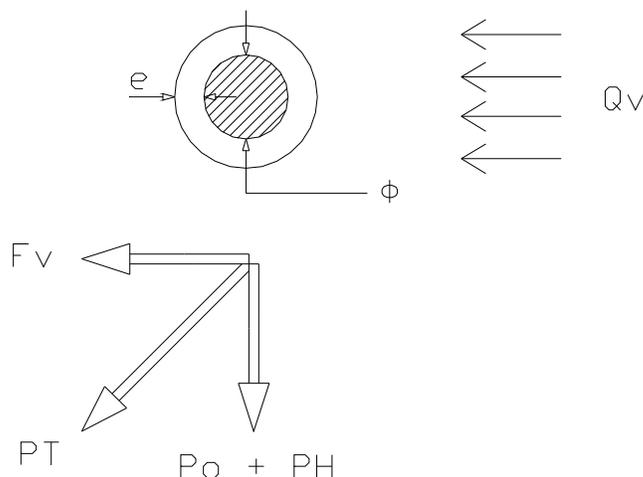
- $P_1$  : Peso conductor para condición de partida, en kg/m.  
 $P_2$  : Peso conductor para condición de llegada, en kg/m.  
 $\sigma_1$  : Fatiga para la condición de partida ( $T_1/S_1$ ), en kg/mm<sup>2</sup>.  
 $\sigma_2$  : Fatiga para la condición de llegada ( $T_2/S_2$ ), en kg/mm<sup>2</sup>.  
 $t_1$  : Temperatura del conductor para condición de partida, en °C.  
 $t_2$  : Temperatura del conductor para condición de llegada, en °C.  
 $E$  : Módulo de elasticidad del conductor desnudo, sin carga, en kg/mm<sup>2</sup>.  
 $\alpha$  : Coeficiente de dilatación térmica lineal del conductor, en °C<sup>-1</sup>.  
 $S$  : Sección transversal del conductor desnudo, sin carga, en mm<sup>2</sup>.

Esta ecuación se resuelve para  $\sigma_2$  (o bien  $T_2$ ) utilizando el método de Newton-Raphson. Entonces, si suponemos que la condición de partida es la condición EDS (conductor sin carga) y queremos verificar

que la tensión para la peor condición de carga (viento, hielo o una combinación de ellas) debemos entrar en la ecuación de cambio de estado con el peso  $P_1$  igual al peso del conductor desnudo y la tensión correspondiente según la Tabla 2.6.1. Luego de resuelta la ecuación que entrega la fatiga  $\sigma_2$  o bien la tensión  $T_2$ , se compara con la tensión máxima (50% UTS). Si esta tensión  $T_2$  resulta mayor que el 50% UTS, debemos partir al revés en la ecuación de cambio de estado y resolver para  $T_1$  partiendo del 50% UTS.

Cabe hacer notar que cuando el conductor está con carga, el peso del conductor es una composición vectorial de las expresiones [2.6.7] y [2.6.8] anteriormente mostradas, lo que puede graficarse en la Figura 2.6.2 siguiente:

**Figura 2.6.2 : Composición del peso del conductor con carga PT**



Luego, el peso total PT se expresa como:

$$PT = \sqrt{(Po + PH)^2 + Fv^2} \quad [2.6.10]$$

En donde,

PT : Peso del conductor con carga de hielo y viento, en kg/m.

Po : Peso del conductor desnudo, en kg/m.

- $P_H$  : Carga de hielo de acuerdo a la expresión [2.6.8], en kg/m.  
 $F_V$  : Carga de viento de acuerdo a la expresión [2.6.7], en kg/m.

#### 2.6.4 TENSIONES MECÁNICAS Y FLECHAS ADMISIBLES DEL CONDUCTOR

En general, las condiciones de cálculo típicas para los conductores, dependiendo del tipo de material, quedan establecidas para la condición EDS, que en gran parte de Chile se puede suponer para una temperatura ambiente de 15°C.

El proyectista deberá determinar todas las “condiciones de borde” a que en general estará sometido el conductor, teniendo en cuenta que los conductores, después de instalados, sufren un alargamiento plástico progresivo llamado “creep” (se verá en el punto siguiente), las que se pueden resumir, como ejemplo, en los siguientes apartados:

##### a) Condición de Tensión Normal (EDS):

- Temperatura : 15°C  
 Hielo : Sin Hielo  
 Presión de viento : Sin viento  
 Tensión conductor : 18% UTS (Conductores de Aluminio y/o Aleación de Aluminio)  
 20% UTS (Conductores ACSR)  
 Tensión cable guardia : Flecha del cable de guardia sea igual al 90% de la flecha del conductor en esta condición.

##### b) Tensión Máxima:

Verificar que para la peor condición de carga del conductor, la tensión máxima obtenida no supere el 50% UTS del mismo. A modo de ejemplo, se muestran las siguientes zonas del RCF:

	<u>Zona III RCF</u>	<u>Zona I RCF(1)</u>	<u>Zona I RCF(2)</u>
Temperatura :	-5°C	-10°C	-10°C
Hielo :	Sin Hielo	10 mm	Sin Hielo
Presión de viento :	40 kg/m <sup>2</sup>	20 kg/m <sup>2</sup>	60 kg/m <sup>2</sup>

En el caso de la Zona I del RCF, el proyectista deberá verificar la tensión máxima obtenida de una de las dos condiciones mostradas, la tensión del conductor no supere el 50% UTS.

c) Flecha Máxima de los Conductores:

En general, se considerarán dos condiciones que determinan las correspondientes flechas máximas finales de los conductores:

- c.1) Transmisión de la potencia nominal máxima de la línea.
- c.2) Transmisión de la potencia de emergencia de la línea.

Para la condición de transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, se considera la mayor de las flechas que resulten de las siguientes condiciones:

<u>Condición</u>	<u>Temperatura</u>	<u>Presión de Viento</u>	<u>Manguito de Hielo</u>
1	50°C	0 kg/m <sup>2</sup>	0 mm
2	T1°C	0 kg/m <sup>2</sup>	0 mm
3	-10°C	20 kg/m <sup>2</sup>	10 mm

La condición 3 se aplicará solamente para las zonas con hielo y se muestra para la Zona I del RCF. Las otras condiciones se deberían aplicar en cualquier otra Zona del RCF.

La temperatura T1 corresponde a la calculada para el conductor suponiendo la transmisión de la potencia nominal máxima de la línea, por ejemplo para un viento de 0,61 m/s (2 pie/s), temperatura ambiente de 35°C, efecto de sol de 0,1 w/cm<sup>2</sup>, emisividad de 0,5 y la cota máxima de la línea (ver sección 2.2 de este Capítulo).

Para la condición de transmisión de la potencia de emergencia de la línea se considerará la flecha que resulte para la siguiente condición:

<u>Temperatura</u>	<u>Presión de Viento</u>	<u>Manguito de Hielo</u>
T2°C	0 kg/m2	0 mm

Esta condición debería aplicarse para cualquier zona del RCF. La temperatura T2 corresponde a la calculada para el conductor suponiendo la transmisión de la potencia de emergencia de la línea, por ejemplo, para un viento de 0,61 m/s (2 pie/s), temperatura ambiente de 25°C, efecto de sol de 0,1 w/cm<sup>2</sup>, emisividad de 0,5 y la cota máxima de la línea. La condición de transmisión de potencia de emergencia debe entenderse como una condición eventual y que su duración debería limitarse a unas pocas horas. En general, para todos los conductores en base a aluminio o aleación de aluminio, el proyectista debería limitar la temperatura T2 a no más de 80°C y a aceptar una distancia mínima de los conductores al suelo inferior que para la condición de potencia máxima nominal.

d) Flecha de los Conductores y Cables de Guardia para determinar el vano de peso:

Para esta condición y en cualquier Zona del RCF el proyectista debe calcular la flecha correspondiente a la tensión (final) que servirá para evaluar el vano de peso de acuerdo, por ejemplo, a:

<u>Zona RCF</u>	<u>Temperatura</u>	<u>Presión de Viento</u>	<u>Manguito de Hielo</u>
I	-10°C	0 kg/m2	0 mm
II	0°C	0 kg/m2	0 mm
III	-5°C	0 kg/m2	0 mm

En general, el vano de peso se evalúa para el conductor a baja temperatura (catenaria “fria”), ya que para esta condición los vértices o puntos más bajos de las catenarias adyacentes de la estructura están más distanciados (Ver Figura 2.5.4 de la sección anterior).

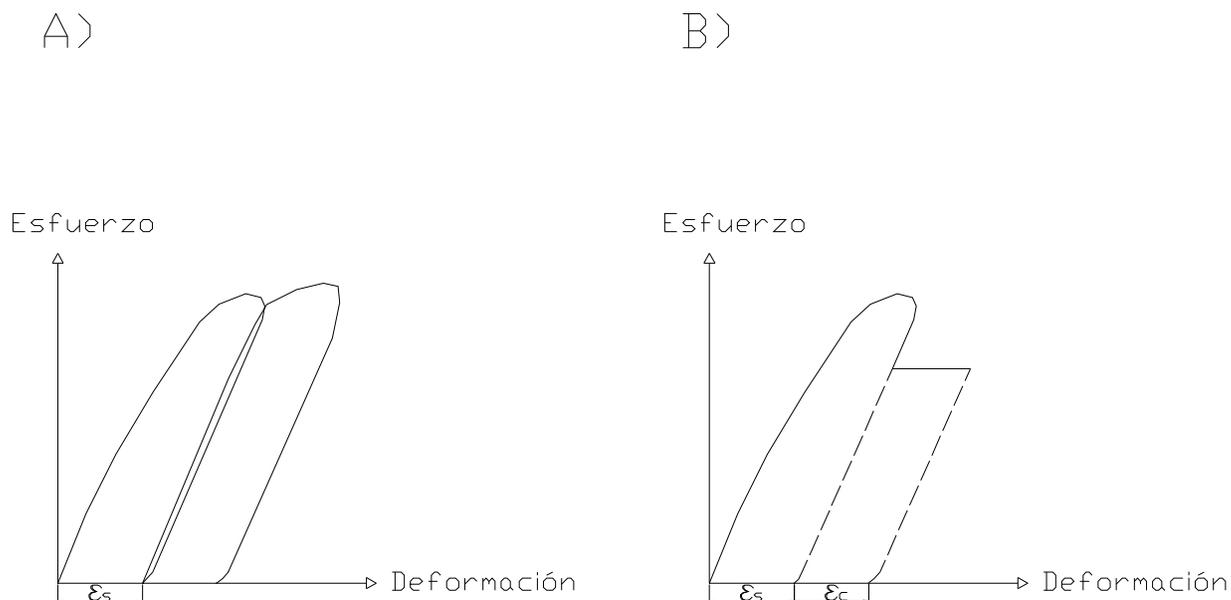
### **2.6.5 ESTIMACIÓN DEL CREEP**

Un aspecto también importante a considerar por el proyectista tiene que ver con el fenómeno de la elongación permanente que se produce en los conductores (creep) a través de la vida útil de la línea. Si bien es un fenómeno bien conocido, no siempre se han obtenido buenas soluciones para determinarlo o

predecirlo. En todo caso, uno de los trabajos, al respecto, que ha dado buenos resultados en la determinación del “creep” ha sido obtenido por el Grupo de Trabajo N°22.05 de la CIGRE, del cual se ha tomado el método [Ref.11] que se explica y resume en este punto.

Es bien conocido que para un conductor nuevo sujeto a una tensión mecánica en aumento por un tiempo relativamente corto responde a la curva de esfuerzo-deformación, tal como se muestra en la Figura 2.6.3 A). La deformación  $\epsilon_s$  depende de la máxima carga alcanzada. Si por otro lado, la carga aplicada es sostenida por un gran período de tiempo, encontramos que cuando el conductor se suelta o cede, se suma a la deformación  $\epsilon_s$  la cantidad  $\epsilon_c$  que depende no solo de la carga aplicada si no que depende también del largo período de tiempo que la carga ha sido aplicada, tal como se muestra en la Figura 2.6.3 B).

**Figura 2.6.3 : Curvas de esfuerzo – deformación de un conductor**

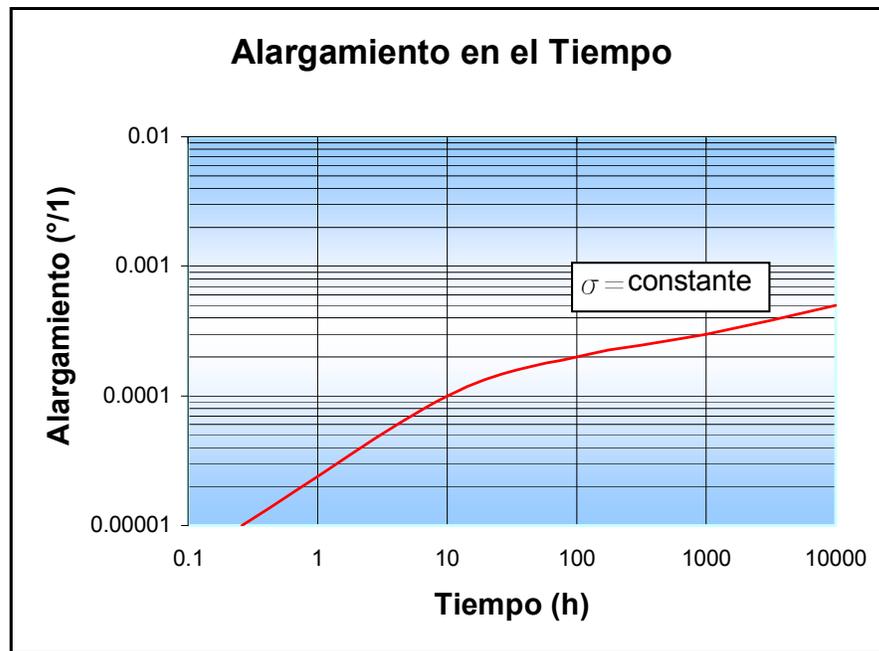


Si observamos la tendencia de la cantidad  $\epsilon_c$  como función del tiempo, se obtiene una curva similar a la mostrada en la Figura 2.6.4 en un diagrama a escala logarítmica. Las observaciones de las

experimentaciones permiten concluir que la elongación permanente tiene tres diferentes componentes, las que son:

- a) Elongación dependiente del tiempo para una carga determinada (Creep Metalúrgico).
- b) Elongación que depende de la carga aplicada (Creep por “asentamiento geométrico” de las hebras).
- c) Elongación debido a la tensión de los puntos de cruces de los alambres del conductor (Creep por asentamiento geométrico de las hebras).

**Figura 2.6.4 : Alargamiento (elongación) a través del tiempo para una carga constante**



Para el cálculo del “creep” se ha demostrado experimentalmente que los componentes a) y b) anteriores son los más importantes.

En efecto, para el “creep” metalúrgico es bien conocido que cuando un material está sujeto a una tensión mecánica por un extenso período de tiempo, un cambio permanente ocurre en su estructura molecular

interna. En el caso de materiales que forman un conductor sujetos a una tensión mecánica, encontramos una permanente elongación que es una directa consecuencia de las modificaciones moleculares internas en el metal. También, ha sido bien estudiado que cuando un conductor es sometido a tensión mecánica muestra una considerable elongación permanente aún cuando la carga ha sido aplicada durante un corto tiempo, por lo tanto, esta elongación depende de la carga mecánica. La explicación ha sido dada por numerosos investigadores. El proceso de trenzado (de las hebras o alambres) del conductor hace que los alambres no queden suficientemente apretados o juntos entre ellos, y cuando el conductor es estirado, cada alambre se asienta en su posición con respecto a los otros alambres, y este asentamiento es mayor, cuanto más capas de alambres tenga el conductor.

La elongación total puede expresarse mediante la siguiente forma:

$$\varepsilon_{TOT} = \varepsilon_s(T_{\max}) + \varepsilon_c [T(t), t, \tau] \quad [2.6.11]$$

En donde,

- $\varepsilon_{TOT}$  : Elongación permanente total.
- $\varepsilon_s$  : Elongación por asentamiento geométrico.
- $\varepsilon_c$  : Elongación por “creep” metalúrgico.
- $T_{\max}$  : Tensión mecánica máxima.
- $T$  : Tensión mecánica del conductor.
- $t$  : Tiempo.
- $\mathcal{T}$  : Temperatura.

Se ha demostrado experimentalmente que la ecuación anterior puede reunirse en un solo término que depende de factores externos como la carga mecánica, la temperatura; y factores internos que involucran las características del conductor como el tipo de material (composición química, estructura microscópica), tipo de conductor (formación geométrica y características) y métodos de manufactura del conductor. Esta ecuación es la siguiente:

$$\varepsilon_{TOT} = K \times t^{\phi} \times \sigma^{\alpha} \times \tau^{\mu} \quad [2.6.12]$$

En donde,

- $\varepsilon_{TOT}$  : Es la deformación o elongación (creep), en mm/km.
- $K, \Phi, \alpha, \mu$  : Coeficientes según tipo de conductor (ver tablas siguientes).
- $T$  : Temperatura para la tensión mecánica dada inicialmente al conductor, en °C.
- $\sigma$  : Fatiga inicial del conductor, en kg/mm<sup>2</sup>.
- $\mathcal{T}$  : Tiempo transcurrido para el “creep”, en horas.

La fatiga inicial  $\sigma$  se puede expresar como:

$$\sigma = \frac{T_i}{S} \quad [2.6.13]$$

En donde,

- $\sigma$  : Fatiga inicial del conductor, en kg/mm<sup>2</sup>.
- $T_i$  : Tensión inicial del conductor, en kg.
- $S$  : Sección transversal del conductor, en mm<sup>2</sup>.

La expresión anterior es válida para todo tipo de conductores ya sea de aluminio, aleación de aluminio, ACSR, etc. El valor de  $\varepsilon_{TOT}$  está dado en mm/km y los coeficientes dados en la ecuación [2.6.12] se muestran en las siguientes tablas, según el tipo de conductor (material) de que se trate:

**Tabla 2.6.2 : Constantes de “creep” para conductores de Aleación de Aluminio (AAAC)**

Tratamiento industrial de la barra de aleación de aluminio	Valor de los coeficientes			
	K	$\Phi$	$\alpha$	$\mu$
Laminado en caliente (Hot rolled)	0.15	1.40	1.30	0.16
Extrusión	-----	-----	-----	-----

**Tabla 2.6.3 : Constantes de “creep” para conductores de Aluminio (AAC)**

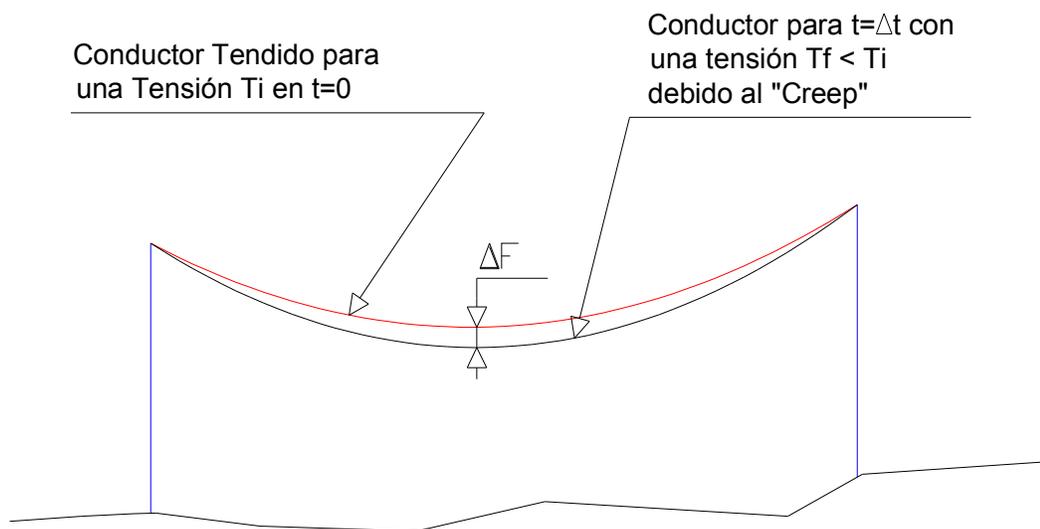
Tratamiento industrial de la barra de aleación de aluminio	Valor de los coeficientes						
	K (según número de hebras)				$\Phi$	$\alpha$	$\mu$
	7	19	37	61			
Laminado en caliente (Hot rolled)	0.27	0.28	0.26	0.25	1.40	1.30	0.16
Extrusión	0.18	0.18	0.16	0.15	1.40	1.30	0.16

**Tabla 2.6.4 : Constantes de “creep” para conductores ACSR**

Tratamiento industrial de la barra de aleación de aluminio	Valor de los coeficientes			
	K	$\Phi$	A	$\mu$
Laminado en caliente (Hot rolled)	-----	-----	-----	-----
Extrusión	$0,04+0,24 \times m / (m+1)$	1.40	1.30	0.16

El fenómeno del “creep” se comprueba cuando un conductor que se ha tendido sobre los apoyos de la estructura o ha estado en poleas por un determinado tiempo, presenta un aumento sustancial de la flecha, por lo tanto, una disminución de su tensión debido al aumento del largo del conductor por la elongación permanente que ha sufrido en ese tiempo para el vano en que ha sido instalado. La Figura 2.6.5 ilustra este proceso.

**Figura 2.6.5 : Aumento de la flecha del conductor por “creep”**



Entonces, se puede apreciar la diferencia que existe entre un conductor instalado al inicio del tendido para una cierta condición de tensión y temperatura, y el conductor después de haber sufrido el “creep”.

Luego, se deberá tener en cuenta que los conductores se comportan diferentemente según el tiempo transcurrido después de su instalación. Se acostumbra a nombrar a la tensión mecánica, cuando recién se tiende el conductor, como la “tensión inicial”; y luego de transcurrido un tiempo bastante mayor (generalmente 10 años), se dice que el conductor está en su condición de “tensión final”.

Entonces, mediante la estimación del “creep”, se deberá corregir la tensión y flecha definitiva que se dé a los conductores y tiene una gran importancia cuando se está realizando el templado de los mismos. En efecto, existen programas (softwares) que tienen en cuenta el “creep” de los conductores para confeccionar las tablas de tensado y que entregan por tanto, para una determinada condición de cálculo, las tensiones en “poleas”, tensiones “iniciales” y tensiones “finales” para distintas temperaturas de ambiente. Pero como sucede en la mayoría de los casos, no siempre cuando se tiende el conductor se realiza inmediatamente el engrampado del mismo, sino que pasa algún tiempo (24, 48, 72 o más horas) entre el tendido en poleas y el engrampado, por lo que en ese tiempo el conductor se deforma o toma “creep”.

Una manera de corregir esta situación, utilizando las mismas tablas de tensado en poleas, es desplazarse en la tabla en un  $\Delta T$  positivo de temperatura equivalente a la deformación  $\varepsilon_{TOT}$  dada en la ecuación [2.6.12], según la siguiente expresión:

$$\Delta T \times \alpha_L = \varepsilon_{TOT} \quad [2.6.14]$$

En donde,

$\alpha_L$  : Coeficiente de dilatación térmica del conductor, en  $1/^\circ\text{C}$ .

Es decir, se hace la equivalencia en el sentido que un incremento de la longitud del conductor por “creep” ( $\epsilon_{TOT}$ ) corresponde a la dilatación del conductor por un aumento de su temperatura en  $\Delta T$ .

De la expresión [2.6.14] se puede despejar  $\Delta T$  y escribirla de manera que la deformación  $\epsilon_{TOT}$ , que está dada en mm/km, sea adimensional, quedando como:

$$\Delta T = K \times t^\phi \times \sigma^\alpha \times \tau^\mu \times \frac{10^{-6}}{\alpha_L} \quad [2.6.15]$$

Los significados de las variables y coeficientes de la expresión [2.6.15] ya se han dado anteriormente. Podríamos decir que  $\Delta T$  es el “creep” equivalente en temperatura para el conductor, que es lo que usualmente se determina para corregir el tensado. Para entender este concepto usaremos el siguiente ejemplo:

#### **Ejemplo con conductor AAC Dahlia:**

Se tiene un conductor de aluminio AAC Dahlia tendido inicialmente al 15% de su tensión de rotura (UTS) a 15°C y se desea saber cuantos grados °C se debe desplazar en la tabla de tensado (creep), considerando que ha estado tendido por 72 horas.

Datos conductor:

Sección (S)= 282 mm<sup>2</sup>.

Coefficiente dilatación ( $\alpha_L$ ) = 23x10<sup>-6</sup> 1/°C

N° de alambres (hebras) = 19 c/u

Tensión de rotura (UTS) = 4.431 kg

Coefficientes para el “creep” : Ver Tabla 2.6.3 , laminado en caliente.

K = 0,28

$\Phi$  = 1,40

$$\alpha = 1,30$$

$$\mu = 0,16$$

Datos condición mecánica instalación:

Fatiga inicial :  $\sigma = (15/100)*4.431/282 = 2,36 \text{ kg/mm}^2$ . (Ecuación [2.6.13])

Temperatura instalación (t) = 15°C

Tiempo de tendido ( $\mathcal{T}$ ) = 72 horas

Resultado:

Utilizando la expresión [2.6.15], el "creep" resulta de  $\Delta T = 3,26 \text{ }^\circ\text{C}$ .

## **2.7 UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS**

### **2.7.1 INTRODUCCIÓN**

En esta etapa de diseño de detalle, el objetivo fundamental es distribuir las estructuras en el perfil longitudinal, este último obtenido mediante el estudio de topografía del trazado. En esta etapa ya se conocen los diseños y tipos de estructuras, sus prestaciones mecánicas, alturas y costos de cada uno de los tipos de estructuras definidos por el proyectista.

Dicha distribución de estructuras deberá realizarse de manera de minimizar el costo total de la línea y cumplir con los requisitos legales y de proyecto. Por tratarse de una actividad que involucra muchas variables técnicas y económicas, y que en algunos casos las líneas de transmisión son de gran longitud, el uso de programas o “softwares” especializados es fundamental.

Por lo tanto, en este capítulo se tratará de mostrar las principales variables que influyen en el diseño de ubicación de las estructuras, variables que deberán ser controladas de manera exitosa por el proyectista a fin de minimizar el costo de la línea.

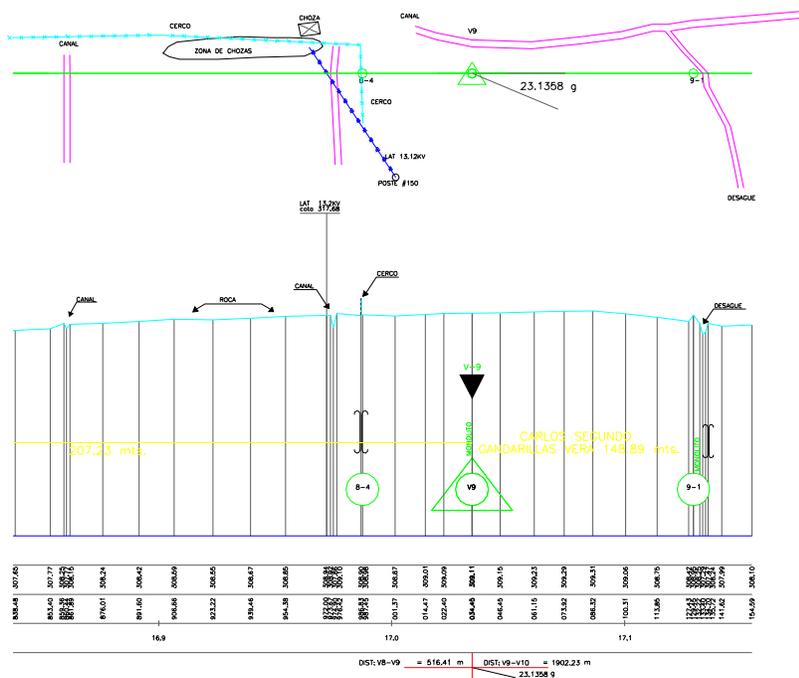
### **2.7.2 PERFIL LONGITUDINAL**

Una vez definido el trazado de la línea, el perfil longitudinal cumple un rol fundamental para que el proyectista ubique las estructuras. Las principales informaciones que debe entregar un perfil longitudinal deben ser al menos las siguientes:

- Distancia acumulada (Kilometraje)
- Cotas de terreno del perfil central.
- Cotas de terreno del perfil lateral (si existe).
- Ángulos de deflexión del trazado.
- Detalles representados en el perfil de todas aquellas instalaciones, caminos, líneas aéreas, cursos de aguas, cercos, etc., que cruzan el trazado de la línea.

En la Figura 2.7.1 se puede observar a modo de ejemplo, una parte de un perfil longitudinal de una línea de transmisión:

**Figura 2.7.1 : Parte de un perfil longitudinal con sus detalles**



### Datos del conductor:

Respecto del conductor, el proyectista deberá conocer las solicitaciones a que estará sometido para las diferentes condiciones mecánicas de forma de cumplir con las bases del proyecto. Las principales variables y parámetros a conocer son:

- Diámetro del conductor ( $\Phi$ ).
  
- Peso del conductor ( $P_0$ ).
  
- Tensión mecánica y flecha para la distancia mínima al suelo (DMS), generalmente para la condición en que la línea transmite la potencia máxima nominal ( $T_{DMS}$ ,  $F_{DMS}$ ).
  
- Tensión mecánica y flecha para calcular el vano de peso (LP), que se utilizará para evaluar la carga de peso de las estructuras ( $T_{LP}$ ,  $F_{LP}$ ).
  
- Tensión mecánica y flecha para calcular el vano de viento (LV), que se utilizará para evaluar la carga transversal de las estructuras ( $T_{LV}$ ,  $F_{LV}$ ).
  
- Tensión mecánica y flecha para calcular la desviación de la cadena de aisladores (swingover), que se utilizará para evaluar el ángulo de desviación de las cadenas de aisladores de suspensión ( $T_{LV}$ ,  $F_{LV}$ ).

### Datos de las Estructuras

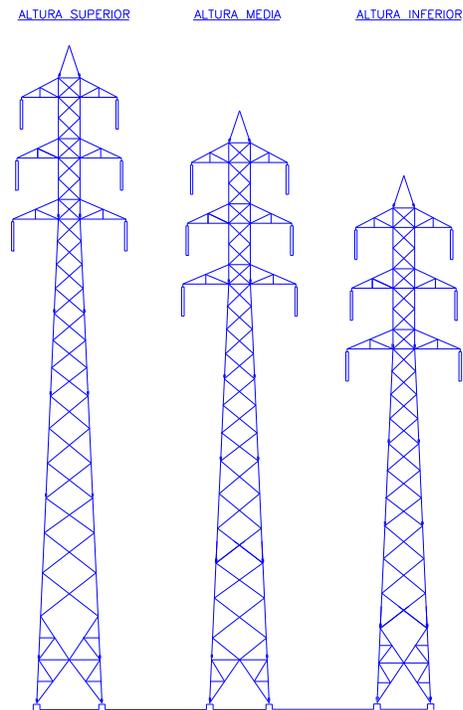
Respecto de las estructuras, el proyectista deberá conocer las siguientes características principales:

- Solicitación máxima transversal (H).
- Solicitación máxima vertical (V).
- Máximo ángulo de deflexión ( $\alpha$ ).
- Costo de cada tipo de estructura ( $C_E$ ).

- Máxima desviación de la cadena de aisladores en las estructuras de suspensión ( $\Phi$ ).
- Tipos de estructuras (suspensión, anclaje, etc.) y sus diversas alturas.

En relación a las diferentes alturas que pueda tener un determinado tipo de estructura, en general, se define una altura para el vano medio de la línea, y bajo o sobre ésta, otras alturas de forma que el proyectista pueda sortear las características irregulares del terreno. Es normal que se definan al menos tres o más tipos de alturas para la estructura más repetitiva de una línea (estructura de suspensión) tal como se muestra en la siguiente figura:

**Figura 2.7.2 : Distintos niveles de altura para una estructura de suspensión**



### Datos del Proyecto

Estos datos están determinados, en general, por el voltaje nominal de la línea (V), y se refieren a las distancias de seguridad y distancias eléctricas que se deben respetar. Por ejemplo, de acuerdo al

Reglamento de Corrientes Fuertes de Chile, las alturas de los conductores y las distancias entre los conductores en el medio del vano, están determinados por las siguientes expresiones:

Distancia Mínima al Suelo (DMS) para líneas categoría C:

$$\text{Regiones poco transitables} \quad : \quad \text{DMS} = 6,0 + 0,006 \times V \text{ (m)} \quad [2.7.1]$$

$$\text{Regiones transitables} \quad : \quad \text{DMS} = 6,5 + 0,006 \times V \text{ (m)} \quad [2.7.2]$$

donde V es el voltaje nominal entre fases, en kV.

Distancia mínima entre fases en medio del vano ( $D_{ef}$ ):

$$D_{ef} = 0,36 \times \sqrt{F} + \frac{kV}{130} + 0,5 \times C \quad [2.7.3]$$

La expresión anterior es válida para conductores con sección superior a 33 mm<sup>2</sup>, que se da de todas maneras en líneas de alta tensión.

Otras distancias verticales como laterales, como por ejemplo, la altura de los conductores sobre líneas férreas, otras líneas de alta tensión y líneas de comunicación (corriente débil) se deberá consultar el Reglamento de Cruces y Paralelismos (NSEG. 6.E.n.71). Asimismo, el proyectista deberá considerar otros reglamentos importantes que limitan las distancias de los proyectos de transmisión a otro tipo de instalaciones como obras del MOP (Ministerio de Obras Públicas), estaciones de combustibles, etc. consultando a las diversas organizaciones responsables de las instalaciones y obras, de acuerdo a lo que se presente en el trazado de la línea.

#### **2.7.4 MÉTODO ITERATIVO PARA COLOCACIÓN DE ESTRUCTURAS**

Antes debemos definir algunos términos importantes relacionados con este tema y que se muestran gráficamente en la figura 2.7.3. Estos términos son los siguientes:

Tramo: Es el sector de la línea con estructuras de suspensión que está comprendido entre dos estructuras de anclaje.

Vano medio: Es el vano promedio que se espera para toda la línea, y que de acuerdo a la experiencia, para líneas de transmisión en Chile, oscila en el rango de 300 a 450 metros.

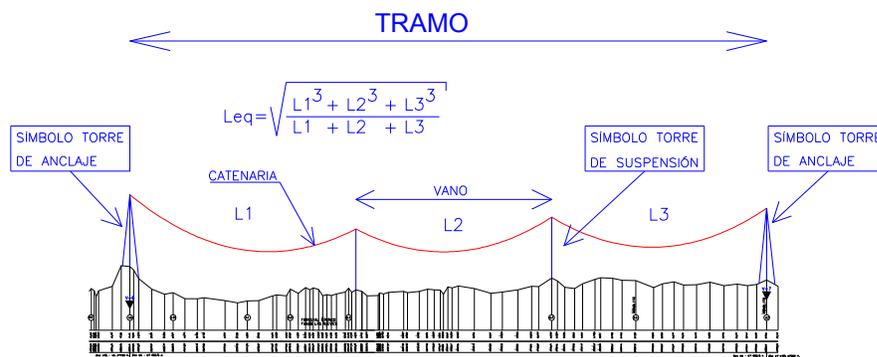
Vano normal: Es el vano que se alcanzaría entre dos estructuras iguales en terreno plano, manteniendo el conductor en el franco normal (distancia mínima al suelo).

Vano máximo: Es el vano máximo que se puede admitir entre dos estructuras del mismo tipo, y en general queda limitado por la separación de conductores en la estructura.

Vano equivalente: Es el vano que representa mecánicamente la condición del conductor para los distintos vanos y desniveles en un determinado “tramo” de la línea y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$L_{EQ} = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + \dots + L_n}} \quad [2.7.4]$$

**Figura 2.7.3 : Algunas definiciones para la ubicación de estructuras**



La representación más común de la ubicación de estructuras se realiza descontando a las alturas de las estructuras la distancia mínima al suelo (DMS) por reglamento, por lo que las catenarias en un dibujo de ubicación de estructuras deberán pasar, al menos, tangentes al perfil longitudinal. Esta “convención” es muy útil para evaluar a primera vista como se está respetando la distancia mínima al suelo, y la usaremos para ilustrar el método de ubicación de estructuras (ver Figura 2.7.4).

El método que se propone consiste en que dado un vano equivalente medio ( $L_{EQM}$ ), y después de haber fijado la altura de la primera estructura de la izquierda (ver Figura 2.7.4), se dispone de la “cercha” (catenaria con el parámetro correspondiente al vano equivalente medio) de modo que pasando la catenaria por el punto prefijado resulten respetadas las separaciones requeridas sobre el terreno y otras obras atravesadas, para luego determinar la posición de la siguiente estructura probando las diferentes alturas anteriormente definidas. Este proceso se repite con la siguiente estructura, pero almacenando el costo de cada combinación resultante del número de alturas y del número de estructuras por ubicar.

Para realizar esta optimización, se requiere que el proyectista defina el número de estructuras por ubicar ( $N_u$ ) y el número de estructuras a rechazar ( $N_r$ ), cuya diferencia  $N_u - N_r$  siempre deberá ser mayor que la unidad, de forma de que esta diferencia es el número definitivo de estructuras que va quedando en el proyecto.

Entonces, se almacenan los costos de todas las combinaciones posibles. Estas combinaciones se puede expresar matemáticamente como:

$$NC = Na^{N_u} \quad [2.7.5]$$

en donde,

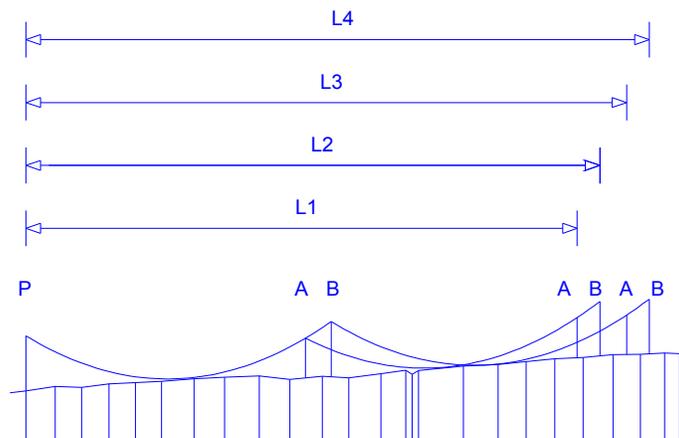
- NC : Número de combinaciones de posibles costos.
- Na : Número de alturas disponibles.

Nu : Número de estructuras a ubicar.

Luego, encuentra el costo mínimo de las NC combinaciones y almacena las Nu – Nr estructuras por ubicar dependiendo de cual combinación de alturas produjo dicho costo mínimo. Por ejemplo, si tenemos 3 alturas de estructuras en un proyecto determinado y el proyectista conviene en ubicar 4 estructuras y rechazar 2 estructuras como método de optimización, entonces se calculan los costos de las  $3^4 = 81$  combinaciones posibles y se elige la solución de menor costo, dejando en el proyecto sólo 2 estructuras de las 4 convenidas en un principio (criterio 4/2). Para evaluar el costo de cada combinación se deberá también considerar el avance en metros (o kilómetros) que deja cada combinación de alturas.

Para entender el procedimiento y considerando la Figura 2.7.4 siguiente, supongamos que hemos definido dos alturas ( $N_a = 2$ ) para un tipo de estructura de suspensión, por ejemplo A y B, con  $A < B$ , además se ha definido una estructura de comienzo de altura P, pero que no se tomará en cuenta para evaluar el método, pero su altura tendrá incidencia en los costos de las combinaciones. Cada una de estas estructuras tiene asociado un costo que va a depender del costo de construcción de sus fundaciones, de la cantidad de material (toneladas de acero), del costo de su montaje, etc. Sean estos costos  $C_A$  y  $C_B$ , y como  $A < B$  (alturas), entonces,  $C_A < C_B$ .

**Figura 2.7.4 : Esquema del proceso iterativo para ubicar estructuras**



Además, supongamos que se desean ubicar dos estructuras ( $N_u = 2$ ) y rechazar una ( $N_r = 1$ ). En este caso el número de combinaciones NC será 4. La Figura 2.7.4 ilustra estas 4 combinaciones de ubicación, y de acuerdo al criterio de ubicación 2/1 ( $N_u / N_r$ ), se deberán evaluar 4 costos por unidad de longitud de avance. Esto se resume en la Tabla 2.7.1 siguiente:

**Tabla 2.7.1 : Costos de las combinaciones para el ejemplo propuesto**

<b>Combinación</b>	<b>1ª estructura</b>	<b>2ª estructura</b>	<b>Avance</b>	<b>Costo por unidad de longitud</b>
1	A	A	L1	$2C_A / L1$
2	A	B	L2	$(C_A + C_B) / L2$
3	B	A	L3	$(C_B + C_A) / L3$
4	B	B	L4	$2C_B / L4$

Desde la tabla anterior se deberá escoger la combinación de menor costo, y para esa combinación ubicar las estructuras en el perfil longitudinal de acuerdo a  $N_u$  y  $N_r$ . Luego, la estructura P será la última ubicada en la iteración anterior y se repite el proceso.

Además, en cada proceso de iteración se deberán verificar las prestaciones de las estructuras de forma de cumplir con los vanos de viento y peso, cargas por efecto de ángulo, inclinación de las cadenas de aisladores (cuando corresponda), entre otros requisitos técnicos.

Como se puede apreciar, el proceso combinatorio implica realizar muchos cálculos, por lo que la programación o bien el uso de programas (softwares) ya disponibles es esencial. La experiencia en el uso de programas que utilizan este método ha demostrado que con un criterio de ubicación 4/3 se

obtienen muy buenos resultados, que difícilmente se puedan superar al hacer una ubicación manualmente trazando las catenarias en el perfil topográfico sin la ayuda de ningún software para este cometido. Obviamente, siempre habrá casos especiales en que la ubicación de estructuras deberá ser realizada manualmente o por el control absoluto del proyectista.

### **3. ASPECTOS DE DISEÑO ADICIONALES**

#### **3.1 GALLOPING Y ICE JUMPING EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN**

##### **3.1.1 GALLOPING EN CONDUCTORES**

En el fenómeno de “Gallopig” es una forma particular de vibración sobre los conductores que se caracteriza por ondas de gran amplitud, generalmente de varios metros y de baja frecuencia. Al respecto, el proyectista deberá considerar este “efecto”, sobretodo en líneas de transmisión cuyo trazado se emplaza en zonas donde la formación de hielo sobre los conductores es altamente probable, como por ejemplo, en zonas precordilleranas y cordilleranas de Chile. Su importancia radica en la determinación más exhaustiva o verificación de las separaciones o espaciamientos entre fases de los conductores, sobretodo cuando la disposición de ellos es de forma vertical.

En efecto, este movimiento violento puede producir [Ref.13]:

- a) Contacto entre los conductores de fases, o entre fases y cable de guardia, y como resultado podemos obtener la salida de servicio de la línea y la fusión, en algunos casos, de los mismos conductores.
- b) Rotura del conductor en los puntos de soporte debido al violento esfuerzo causado por el “galloping”.
- c) Posible daños en las estructuras.
- d) Excesiva flecha en el conductor debido al sobre-esfuerzo dado al conductor.

Si bien se ha investigado bastante sobre este fenómeno, siempre ha sido un problema para la operación de las líneas de transmisión, sobretodo en los países donde la presencia de hielo y nieve es común en los inviernos, como Estados Unidos, Canadá y la mayoría de los países de Europa.

Para llegar a estimar la magnitud de este fenómeno, usaremos las expresiones empíricas de A.E. Davison (Hydroelectric Power Commission of Ontario) y de L.W. Toye (Public Service Electric and Gas Co. of New Jersey) mostradas en la referencia [Ref.12].

### 3.1.2 EXPLICACIÓN DEL FENÓMENO DE “GALLOPING”

El fenómeno de “Galloping” (también llamado “dancing conductors”) ocurre cuando la temperatura del aire está en el punto de congelación del agua ( $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y en el momento en que la lluvia comienza a congelarse, más aún cuando el viento sopla perpendicularmente a la línea, la masa de hielo sobre la superficie del conductor aumenta en el lado de donde proviene el viento (barlovento). Después que una fina capa de hielo aparece sobre el conductor y la velocidad del viento se incrementa, el efecto del viento frío causa que la temperatura descienda aún más. La acumulación de hielo causa que la forma alrededor del conductor cambie a una forma irregular, incluso toma una forma casi aerodinámica. Cuando el viento sopla sobre esta forma irregular, produce un tirón hacia arriba y a su vez origina que el conductor se mueva (galopeo).

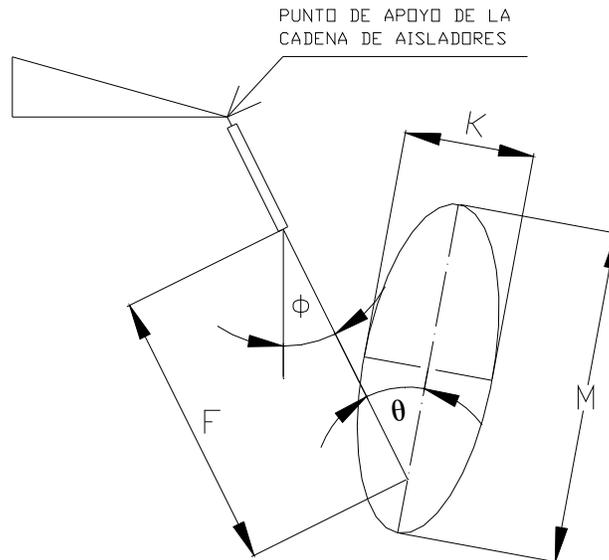
Durante el “galloping”, los conductores oscilan casi verticalmente en una o dos formas de onda por vano, con amplitudes verticales de varios metros. Algunas veces, aparecen dos formas de onda, superponiéndose en una única onda. La trayectoria del conductor es usualmente una elipse cuyo eje mayor forma un pequeño ángulo respecto de la vertical. En los casos en que la oscilación es simple, los estudios indican que el eje mayor puede ser algo más grande que la flecha en vanos bajo condiciones de carga, y el eje menor puede llegar a ser hasta un 40% del eje mayor de la elipse y se ha notado para los casos de ondas simples, que raramente sucede en los vanos sobre los 180 a 220 metros. Esto es una ventaja, debido a que podría ser impracticable mejorar más las distancias eléctricas en vanos largos para prevenir la posibilidad de contacto entre fases.

Las observaciones indican que en vanos más grandes el “galloping” usualmente forma dos tipos de oscilación por vano, con el máximo movimiento del conductor en los cuartos del vano ( $1/4L$ ,  $L/2$  y  $3L/4$ ,  $L$  es el vano). En estos casos, la amplitud de la oscilación, medida como el eje mayor de la trayectoria elíptica del movimiento, es más pequeña que la obtenida en los casos de oscilación simple para una misma longitud de vano.

### 3.1.3 ESTIMACIÓN DE LA AMPLITUD POR EFECTO GALLOPING

La trayectoria elíptica del “galloping” para un modo de oscilación (single loop), fue estudiado por A.E. Davison en la Hidroelectric Power Commission of Ontario. El diagrama de Davison que se muestra en la Figura 3.1.1 indica que la trayectoria elíptica tiene un eje mayor inclinado respecto de la vertical en un pequeño ángulo y toda la trayectoria esta desplazada del punto de apoyo del conductor. Las ecuaciones [3.1.1], [3.1.2] y [3.1.3] indican la trayectoria de “galloping” para una onda simple.

**Figura 3.1.1 : Trayectoria Elíptica del “Galloping”**



$$\Phi = \tan^{-1} \left( \frac{P_c}{W_c} \right) \quad [3.1.1]$$

$$M = \frac{5 \cdot F}{4} + 0.3048 \quad [3.1.2]$$

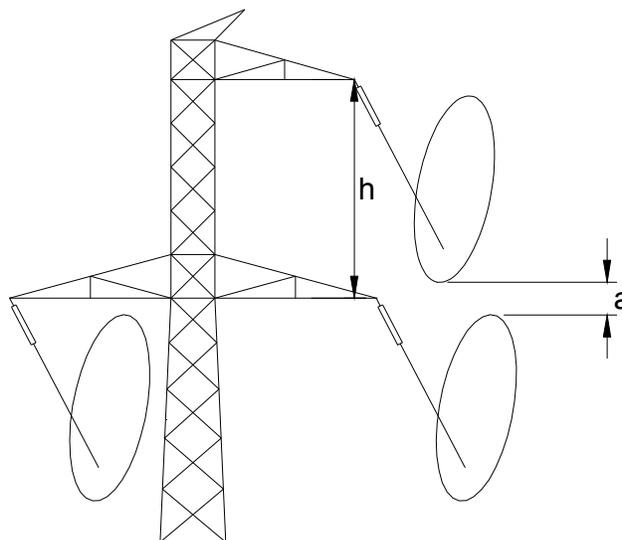
$$K = 0.4 \cdot M \quad [3.1.3]$$

en donde:

- $\Phi$  : Es el ángulo de desviación del conductor debido al viento, en  $^{\circ}$ . Asumir una presión de viento de  $9.77 \text{ kg/m}^2$ .
- $P_C$  : Es la carga de viento sobre el conductor con hielo, en  $\text{kg/m}$ .
- $W_C$  : Es el peso por unidad de longitud del conductor más  $12.7 \text{ mm}$  de espesor radial de hielo, en  $\text{kg/m}$ .
- $F$  : Flecha final del conductor con  $12.7 \text{ mm}$  de espesor radial de hielo, sin viento, a  $0^{\circ}\text{C}$ , en  $\text{m}$ .
- $M$  : Eje mayor de la elipse, en  $\text{m}$ .
- $K$  : Eje menor de la elipse, en  $\text{m}$ .

Las trayectorias elípticas y el diagrama de distancias para el “galloping” de conductores en dos modos de onda por vano (two loops) han sido desarrolladas por L.W. Toye de la Public Service Electric and Gas Co. Of New Jersey. Las ecuaciones para el diagrama de distancias de la Figura 3.1.2 son las siguientes:

**Figura 3.1.2 : Esquema de distancias para “Galloping” de dos modos de onda**



$$P = \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^2 + F^2} \quad [3.1.4]$$

$$M = 0,3048 + \sqrt{\frac{3 \times P \times \left( L + \frac{8 \times F^2}{3 \times L} - 2 \times P \right)}{8}} \quad [3.1.5]$$

$$\theta = \frac{3 \times \phi}{2} \quad [3.1.6]$$

$$K = \sqrt{(M+1)^2 - (M-1)^2} \quad [3.1.7]$$

$$h = (M + a + 0,3048) \times \cos(\theta) \quad [3.1.8]$$

en donde:

- L : Es el vano, en m.
- a : Es una distancia eléctrica de seguridad, que puede ser la distancia entre fases para una sobretensión de frecuencia industrial, en m.
- $\theta$  : Es el ángulo definido en la Figura 3.1 , en °.
- h : Es la separación vertical entre fases, en m.
- M, K y F : Variables definidas anteriormente.

A modo de ejemplo, supongamos que estamos diseñando una línea de 220 kV, que lleva un conductor tipo ACSR Bluejay por fase, y que su condición de cálculo es a 10°C la tensión EDS es el 20% UTS (2.708 kg). Las separaciones verticales entre fases por “galloping” para los vanos entre 70 a 450 metros se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 3.1.1 : Separación vertical entre fases requeridas por Galloping**

Vano (m)	Flecha (m)	Single Loop			Two Loops			
		M(m)	K(m)	h(m)	P(m)	M(m)	K(m)	h(m)
70	0.58	1.03	0.41	2.08	35.00	0.51	1.43	1.57
80	0.74	1.23	0.49	2.28	40.01	0.57	1.51	1.63
90	0.92	1.46	0.58	2.50	45.01	0.63	1.59	1.69
100	1.12	1.71	0.68	2.74	50.01	0.70	1.68	1.76
150	2.36	3.25	1.30	4.24	75.04	1.14	2.13	2.19
200	3.99	5.29	2.12	6.23	100.08	1.72	2.62	2.75
250	6.03	7.84	3.14	8.71	125.15	2.44	3.12	3.45
300	8.47	10.90	4.36	11.69	150.24	3.31	3.64	4.30
350	11.33	14.47	5.79	15.17	175.37	4.32	4.16	5.29
400	14.62	18.58	7.43	19.17	200.53	5.49	4.69	6.42
450	18.32	23.21	9.28	23.68	225.74	6.81	5.22	7.71

De la Tabla 3.1 se desprende que efectivamente las separaciones requeridas para el caso de un modo de oscilación por vano (single loop) son mayores que para las oscilaciones de dos modos de onda (two loops), pero afortunadamente para vanos mayores a 200 m, las observaciones indican que el movimiento por “Galloping” sucede en dos modos de onda, por lo que en la etapa de diseño es factible tanto económicamente como técnicamente cumplir con las distancias verticales indicadas.

En algunos casos, sobretodo si se requieren grandes vanos, el proyectista deberá estudiar la posibilidad de aumentar la tensión de los conductores, con el objeto de obtener flechas menores en las condiciones de “galloping”.

En el transcurso de la vida útil de la línea pudiese que estas “medidas en el diseño” no necesariamente eviten las fallas o cortes de suministro [Ref.12] por efecto “galloping”, y en ese caso de deberá recurrir, por ejemplo, a la instalación de separadores o separadores amortiguadores entre las fases, colocación de amortiguadores o péndulos especiales previo estudio y observación del fenómeno en cuestión en la zona en que se presentan problemas de “galloping”, y en algunos casos, se deberá recurrir a modificaciones estructurales complejas, como por ejemplo, modificación de los anchos de las crucetas con el fin de obtener una mayor separación entre fases.

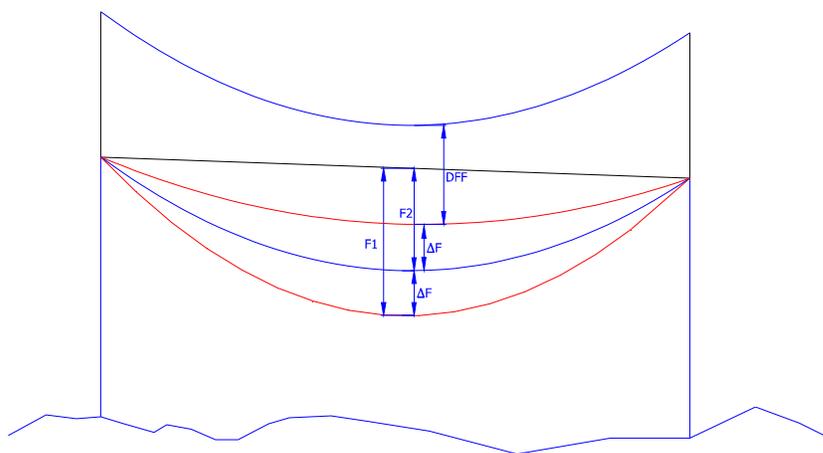
### 3.1.4 ICE JUMPING

Este fenómeno se produce cuando un conductor de fase o cable de guardia con un manguito de hielo depositado sobre él, repentinamente se desprende de parte de este hielo o de su totalidad en un vano determinado. Se produce un salto (jumping) del conductor hacia arriba y abajo, en pocas oscilaciones, pero que producen cortocircuitos bifásicos cuando se trata de conductores en fase en disposición vertical o cortocircuitos monofásicos cuando se trata entre la distancia vertical un cable de guardia y un conductor de fase. Este fenómeno es más recurrente que el “Galloping” y se debería verificar en el diseño de distancias eléctricas en la estructura.

Se calcula de la siguiente manera (ver figura 3.1.3)::

- Se calcula la flecha del conductor con hielo de diseño, que llamaremos F1.
- Luego, se calcula la flecha del conductor sin hielo, pero para la misma temperatura que se definió para el conductor con hielo. Esta flecha será F2.
- El diferencial de flecha  $\Delta F = F1 - F2$  se aplica hacia arriba y abajo y se verifica que la distancia con las fases superiores o inferiores, DFF, sea la permitida para la seguridad de la línea. Se repite en cada fase y en el cable de guardia.

**Figura 3.1.3 : Esquema para el cálculo del Ice-Jumping**



## **3.2 CAMPO ELÉCTRICO, EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA**

### **3.2.1 INTRODUCCIÓN**

Es importante que el proyectista procure conocer bien la influencia de los campos eléctricos y la radiointerferencia [Ref.7] producidos por las líneas de transmisión al ambiente. Si bien en Chile la Normativa Eléctrica y Ambiental (Ver Capítulo 5) no establecen niveles máximos permitidos para el campo eléctrico y la radiointerferencia, la regulación Chilena Ambiental indica que “de no haber regulación, aplica como norma de referencia la vigente en otros países que posean similitud en sus componentes ambientales con la situación nacional o local” [Ref.14]. Por lo tanto, es preciso al menos saber evaluar estas variables y compararlas con normativas de otros países que si definen valores para dichas variables.

El campo magnético en líneas de transmisión no será analizado ya que es sabido que su influencia es menor respecto de la magnitud del campo magnético natural del planeta y es de menor magnitud, en la mayoría de los casos, que los campos magnéticos generados, por ejemplo, en las figurillas magnéticas que algunas personas acostumbran a colocar en las puertas de los refrigeradores, siempre en relación a la distancia a que están las personas habitualmente de esas comunes fuentes de campos magnéticos.

Como es sabido, la influencia de estas variables es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia a que se están evaluando, por lo que natural pensar que su evaluación se haga en el límite de la franja de seguridad de la línea.

### **3.2.2 CAMPO ELÉCTRICO**

El campo eléctrico de una línea de alta tensión está influenciado por ciertos parámetros como son la geometría de la estructura, el número y diámetro de los conductores de fases, la distancia entre fases y la altura al suelo de los mismos y el voltaje del sistema.

El campo eléctrico se puede obtener por la superposición de campos [Ref.8] debido a cada uno de los conductores de fases. Este campo eléctrico es una función de los valores instantáneos de las cargas

distribuidas de la línea. Podemos utilizar el método de los coeficientes de potencial (Ver Figura 3.2.1), a saber:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \cdot & \cdot & P_{1N} \\ P_{21} & P_{22} & \cdot & \cdot & P_{2N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{N1} & P_{N2} & \cdot & \cdot & P_{NN} \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ Q_N \end{bmatrix} \quad [3.2.1]$$

En donde,

$V_i$  : Voltaje fase-tierra complejo del conductor i-ésimo.

$Q_i$  : Carga compleja del conductor i-ésimo.

Los coeficientes  $P_{ii}$  son los coeficientes de potencial de Maxwell, y se expresan como:

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \text{Ln} \left( \frac{2h_i}{r_i} \right) \quad [3.2.2]$$

$$P_{ik} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \text{Ln} \left( \frac{D_{ik}}{d_{ik}} \right) \quad [3.2.3]$$

En donde,

$\epsilon_0$  : Permisividad del vacío (constante dieléctrica), igual a  $8,85 \times 10^{-12}$  F/m.

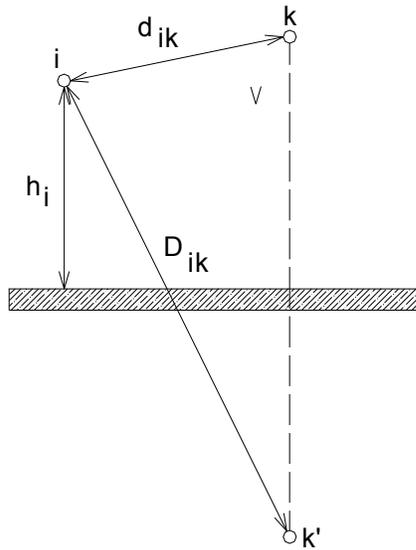
$r_i$  : Radio del conductor "i", en m.

$h_i$  : Altura del conductor "i" al suelo, en m.

$d_{ik}$  : Distancia del conductor "i" al conductor "k", en m.

$D_{ik}$  : Distancia del conductor "i" a la imagen del conductor "k", en m.

**Figura 3.2.1 : Esquema determinación coeficientes de Maxwell**



Para encontrar las cargas  $Q_i$  de la ecuación [3.2.1] debemos invertir la matriz de los coeficientes de potencial y resolver un sistema lineal para las cargas eléctricas de cada conductor. El campo eléctrico es un vector de campo fasorial que posee dos componentes  $\vec{E}_x$  y  $\vec{E}_y$ .

Para un determinado conductor de fase "a", cuyas coordenadas son  $(x_a, y_a)$  respecto de un sistema de referencia, obtenemos entonces que la carga se puede expresar de la forma compleja siguiente:

$$Q_a = q_{ra} + jq_{ia} \quad [3.2.4]$$

De esta forma podemos determinar el campo eléctrico en un punto cualquiera  $(x_n, y_n)$  debido a la carga de la fase "a" de acuerdo a sus componentes fasoriales como:

$$E_{xa} = \frac{(q_{ra} + jq_{ia}) \times (x_n - x_a)}{2\pi\epsilon} \left[ \left( \frac{1}{(x_a - x_n)^2 + (y_a - y_n)^2} \right) - \left( \frac{1}{((x_a - x_n)^2 + (y_a + y_n)^2)} \right) \right] \quad [3.2.5]$$

$$E_{ya} = \frac{(q_{ra} + jq_{ia})}{2\pi\epsilon} \left[ \left( \frac{(y_n - y_a)}{(x_a - x_n)^2 + (y_a - y_n)^2} \right) - \left( \frac{(y_n + y_a)}{(x_a - x_n)^2 + (y_a + y_n)^2} \right) \right] \quad [3.2.6]$$

Para las otras fases, se procede de la misma forma que para la fase “a” para determinar las componentes del campo eléctrico, luego, el campo eléctrico total será la suma algebraica de las componentes correspondientes, es decir:

$$\vec{E}_x = \vec{E}_{xa} + \vec{E}_{xb} + \vec{E}_{xc} + \dots \quad [3.2.7]$$

$$\vec{E}_y = \vec{E}_{ya} + \vec{E}_{yb} + \vec{E}_{yc} + \dots \quad [3.2.8]$$

Como las ecuaciones anteriores son fasores, podemos representarlas por una parte real y una imaginaria de la forma:

$$\vec{E}_x = E_{rx} + jE_{ix} \quad [3.2.9]$$

$$\vec{E}_y = E_{ry} + jE_{iy} \quad [3.2.10]$$

Entonces, el campo eléctrico total para el punto  $(x_a, y_a)$  debido a la influencia de todas las fases o conductores se puede expresar de la siguiente forma:

Para el campo eléctrico según el eje “x” :

$$E_x(x_n, y_n) = \sqrt{E_{rx}^2 + E_{ix}^2} \quad [3.2.11]$$

Para el campo eléctrico según el eje “y” :

$$E_Y(x_n, y_n) = \sqrt{E_{ry}^2 + E_{iy}^2} \quad [3.2.12]$$

Luego, el campo eléctrico total sobre el punto se puede expresar como:

$$E_{TOTAL}(x_n, y_n) = \sqrt{E_X^2 + E_Y^2} \quad [3.2.13]$$

Como información adicional [Ref.14], la Tabla 3.2.1 siguiente muestra los niveles máximos de exposición a los campos eléctricos y magnéticos para el público en general y la exposición ocupacional según algunas fuentes de reconocido prestigio:

**Tabla 3.2.1 : Niveles de exposición a los campos eléctricos y magnéticos**

Institución (Fuente)	Campo Eléctrico (kV/m)		Campo Magnético (mG)	
	Público General	Ocupacional	Público General	Ocupacional
IRPA / INIRC 1993	5 (24 h)	10 (hasta 8 h) a 30 (pocas horas)	10 <sup>3</sup> (24 h) a 10 <sup>4</sup> (pocas horas)	5x10 <sup>3</sup> (24 h) a 5x10 <sup>4</sup> (pocas horas)
NRPB-UK 1993	12 (50 Hz) 10 (60 Hz)	12 (50 Hz) 10 (60 Hz)	16x10 <sup>3</sup> (50 Hz) 13,3x10 <sup>3</sup> (60 Hz)	16x10 <sup>3</sup> (50 Hz) 13,3x10 <sup>3</sup> (60 Hz)
SUIZA	5	12,3	10 <sup>3</sup>	4x10 <sup>3</sup>
ESTADOS DE NEW YORK Y FLORIDA DE U.S.A.	1 – 3 (borde franja servidumbre)	-----	100 – 200 (borde franja servidumbre)	-----
AC GIH 1994	-----	25 <1 para personas con marcapasos	-----	10 <sup>4</sup> (60 Hz) 10 <sup>3</sup> (para personas con marcapasos)

### 3.2.3 EFECTO Y PÉRDIDAS CORONA

El fenómeno de ionización del aire en las cercanías inmediatas de los conductores se produce principalmente por la intensidad del campo eléctrico superficial en los mismos conductores, y se ve acentuado por la humedad relativa (sobretudo en condiciones de lluvia) y el estado de superficie de los conductores, entre otros. El efecto de esta ionización se manifiesta de diversas formas, las más comunes corresponden al ruido audible (acústico), luminosidad, generación de gases (ozono principalmente) y ruido a frecuencia de radio.

En la etapa de operación de las líneas de alta tensión, este fenómeno ocasiona pérdidas en la transmisión de potencia, por lo tanto el proyectista deberá tomar algunas medidas para reducir estas pérdidas. En la sección 2.2 del Capítulo 2, mediante la ecuación [2.2.27] se estableció el método general para determinar el radio mínimo del conductor para reducir el efecto Corona.

Para el cálculo de las pérdidas existen varios métodos [Ref.15], pero el método de Electricité de France [Ref.16] se destaca por su simpleza y por que ha habido mayor investigación para implementar las formulaciones empíricas.

Pérdidas Corona para condiciones de buen tiempo:

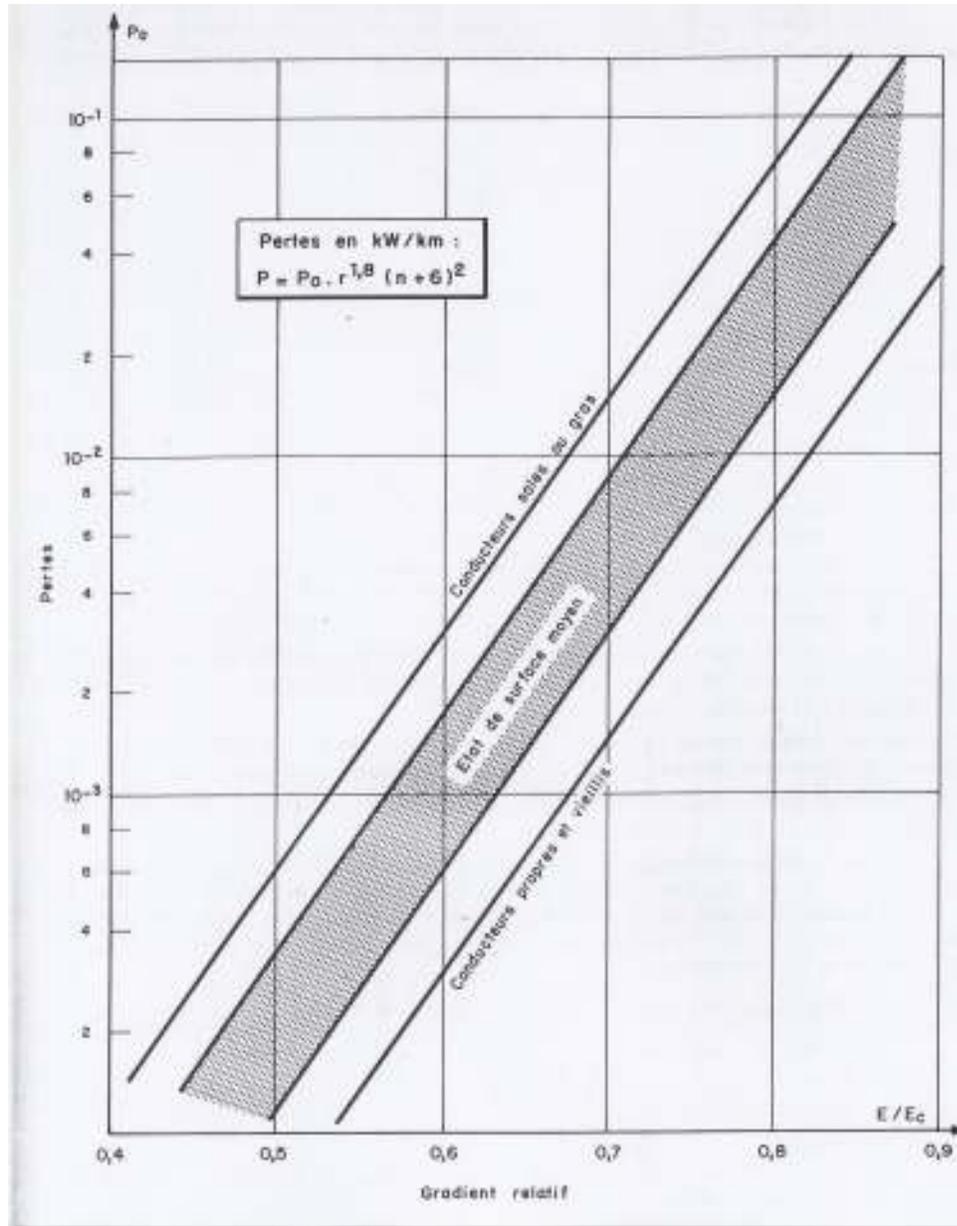
La expresión para evaluarlas es la siguiente:

$$P = P_o \times r^{1,8} \times (n + 6)^2 \quad [3.2.14]$$

en donde,

- P : Pérdidas Corona para buen tiempo, en kW/km por fase.
- P<sub>o</sub> : Pérdida específica Corona, se determina en ábaco de la Figura 3.2.2 que se adjunta.  
Depende del estado de superficie del subconductor y de la relación E/E<sub>c</sub>.
- r : Radio del subconductor, en cm
- n : Número de subconductores por fase, en °/1.

Figura 3.2.2 : Ábaco para determinar  $P_0$



Para entrar al ábaco anterior se deberá conocer el campo eléctrico superficial máximo (E) de cada fase y el campo eléctrico crítico de Peek ( $E_c$ ), los cuales se calculan como:

Para una fase con único conductor:

$$E = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \times \frac{1}{r} \quad [3.2.15]$$

Para una fase con varios subconductores:

$$E = \frac{Q}{2\pi\epsilon_0 \times n} \times \frac{1}{r} \times \left[ 1 + \frac{(n-1) \times r}{A} \right] \quad [3.2.16]$$

en donde,

- E : Campo eléctrico superficial máximo de la fase, en kV/cm.
- r : Radio del subconductor, en cm.
- n : Número de subconductores por fase, en °/1.
- q : Carga eléctrica de la fase con conductor único, en (m kV/ F), obtenidos para cada fase según método de los coeficientes de potencial mostrado anteriormente.
- Q : Carga eléctrica de la fase con varios subconductores, en (m kV/ F), obtenida según el método de los coeficientes de potencial mostrado anteriormente, pero resolviendo el sistema de ecuaciones [3.2.1] para Q considerando un radio equivalente para el haz de subconductores como  $R_C$ , que se calcula como:

$$R_C = A \times \sqrt[n]{\frac{n \times r}{A}} \quad [3.2.17]$$

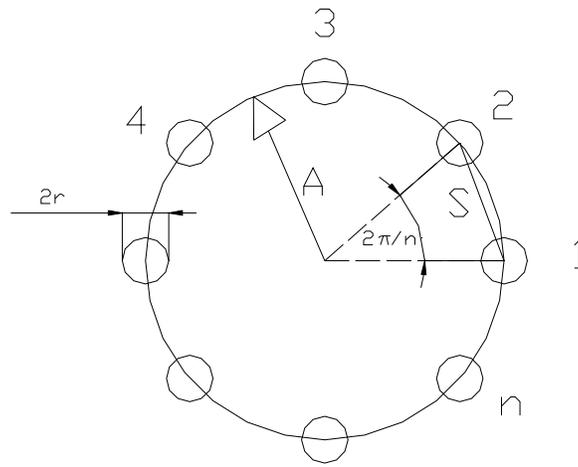
- A : Ancho medio del haz, en cm, y de acuerdo a la Figura 3.2.3, se expresa como:

$$A = \frac{S}{2 \times \text{sen}(\pi / n)} \quad [3.2.18]$$

- $\epsilon_0$  : Permisividad del vacío (constante dieléctrica), igual a  $8,85 \times 10^{-12}$  F/m.

El campo crítico de Peek ( $E_c$ ) se calcula usando la expresión mostrada en la ecuación [2.2.28] de la sección 2.2 del Capítulo II, suponiendo un conductor liso ideal.

**Figura 3.2.3 : Esquema para calcular A**



Pérdidas Corona para condiciones de mal tiempo:

La expresión para calcular las pérdidas bajo condiciones de mal tiempo (lluvia) es la siguiente:

$$P = P_n \times (n \times r \times \beta)^2 \times \frac{(2,52 - \log Rc) \times (\log \rho - \log Rc)}{2,52 - \log \rho} \quad [3.2.19]$$

en donde,

$P$  : Pérdidas Corona para condiciones de mal tiempo, en kW/km por fase.

$P_n$  : Pérdidas Coronas Reducidas, se obtiene del primer ábaco de la Figura 3.2.4 en función de  $E/E_c$ , en W/m.

$n$  : Número de subconductores por fase, en  $^{\circ}/1$ .

r : Radio del subconductor, en cm.

$\beta$  : Factor que incrementa el gradiente de Peek, y se calcula como sigue:

$$\beta = 1 + \frac{0,308}{\sqrt{r}} \quad [3.2.20]$$

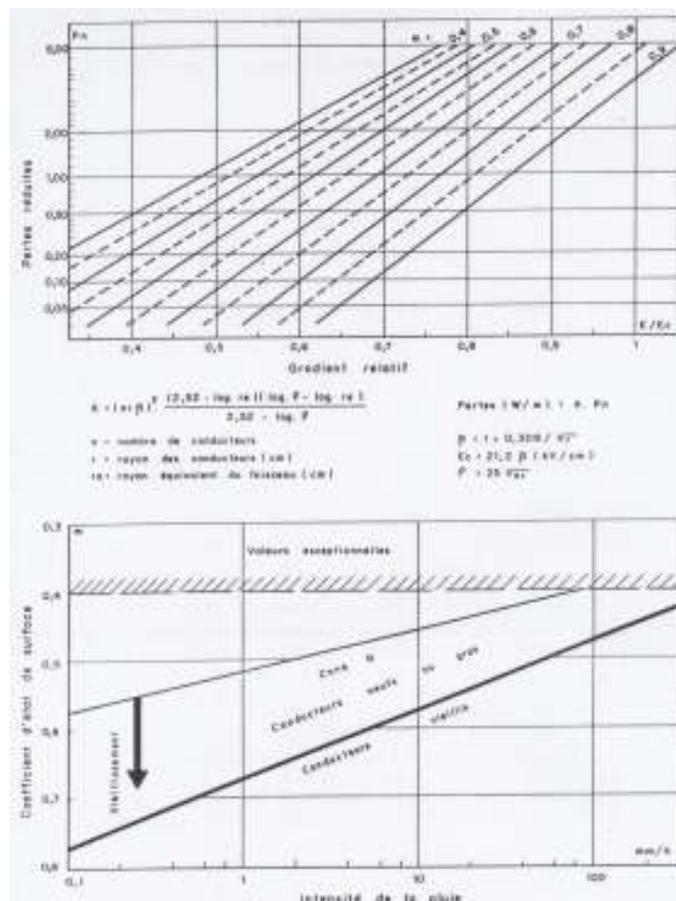
Rc : Radio equivalente de la fase cuando está formado por un haz de n conductores, en cm.

Se calcula de acuerdo a la expresión [3.2.17] mostrada anteriormente.

$\rho$  : Radio medio de migración de la carga eléctrica espacial, en cm, se calcula según la siguiente expresión:

$$\rho = 25 \times \sqrt{n \times r} \quad [3.2.21]$$

Figura 3.2.4 : Pérdidas Corona Reducidas en Función de E/Ec



Para entrar al primer ábaco de la figura anterior, se deberá estimar el estado superficial del conductor para determinar el parámetro “m”, que a su vez va a depender de la intensidad de la lluvia. Esto se puede evaluar mediante el segundo ábaco que se muestra en la misma figura.

La diferencia entre las pérdidas Corona de buen y mal tiempo puede ser apreciable, y dependiendo de la intensidad de la lluvia, las pérdidas de mal tiempo llegan a ser entre 25 a 100 veces las pérdidas Corona de buen tiempo.

Las expresiones para las pérdidas Corona son para una fase, por lo tanto, se deberá repetir el procedimiento para el resto de las fases si se quiere evaluar las pérdidas totales de la línea. Como estas pérdidas son calculadas en función del campo superficial de cada fase, es muy probable que en algunas fases se encuentre mayores pérdidas que en otras.

#### **3.2.4 RADIOINTERFERENCIA**

Una de las consecuencias de las descargas Corona en líneas de transmisión es la radiointerferencia. Se entiende por radiointerferencia a cualquier disturbio no deseado en la banda de radiofrecuencia de cualquier canal de un dispositivo radioeléctrico.

Estas perturbaciones se producen debido a que circulan corrientes eléctricas de alta frecuencia que fluyen por los conductores y por el espacio libre entre el conductor y el suelo. También se presenta este fenómeno en cadenas de aisladores y su ferretería, pero no se abordará en este trabajo.

Al igual que para el caso de la determinación de pérdidas Corona, existen varios métodos para estimar la radiointerferencia, en su mayoría estos métodos derivan de mediciones hechas en líneas de alta tensión existentes o en ensayos de laboratorios (por ejemplo, por la estación experimental de Renardieres, en Francia [Ref.16]).

El método propuesto corresponde al método empírico de la CIGRE, ya que los experimentos para encontrar la formulación fueron realizados en una gran cantidad de líneas de alta tensión, con voltajes nominales entre 200 a 765 kV.

Para líneas de un circuito, la fórmula empírica del nivel de radiointerferencia en dB relativo a 1 µV/m para buen tiempo para una fase, medido a una distancia horizontal de 15 m del conductor más externo y a una altura del suelo de 2 m, para una frecuencia de 0,5 MHz, es la siguiente:

$$IR = 3,5 \times E_{MAX} + 12 \times r - 30 - 33 \times \log\left(\frac{D}{20}\right) \quad [3.2.22]$$

en donde,

- IR : Nivel de radio interferencia de una fase, en dB.
- $E_{MAX}$  : Campo eléctrico superficial máximo de la fase, en kV/cm.
- r : Radio del conductor de fase, en cm.
- D : Distancia directa entre la fase y el punto en donde se quiere evaluar la radiointerferencia, en m.

Esta formula debe ser aplicada en cada fase, y de acuerdo con la Norma CISPR (Comité International Spécial des Perturbations Radiophoniques), si los valores de IR de las fases difieren en menos de 3 dB entre ellas, el valor característico de radiointerferencia para la línea debe calcularse como:

$$IR = \frac{IR_a + IR_b}{2} + 1,5 \quad [3.2.23]$$

en donde,  $IR_a$  e  $IR_b$  son las radiointerferencias de mayor valor entre las fases. El caso contrario, es decir, cuando los valores de IR difieren en más de 3 dB, se toma como valor característico de radiointerferencia el valor más alto que resulte entre las tres fases.

Para evaluar la radiointerferencia a otra frecuencia distinta de 0,5 MHz, se deberá sumar a la expresión [3.2.22] un factor de corrección por frecuencia, según se indica a continuación:

$$F_{FREC} (dB) = 20 \times \log \left[ \frac{1 + 0,5^2}{1 + f^2 [MHz]} \right] \quad [3.2.24]$$

Asimismo, el factor de corrección por altitud a sumar en la expresión [3.2.22] es:

$$F_{ALTURA} = \frac{h(m)}{300} \quad [3.2.25]$$

La calidad de recepción de señales de radiofrecuencia perturbadas por las radiointerferencias provocadas por líneas de alta tensión va a depender de la fuerza de la señal que se está recibiendo o midiendo y de la magnitud de las radiointerferencias para una determinada radiofrecuencia. Esta “evaluación” de la calidad se determina por la razón de “señal a ruido” (SNR, Signal-to Noise Ratio) y se expresa como:

$$SNR = S - N \quad [3.2.26]$$

en donde, S es la intensidad en dB de la señal de radiofrecuencia que se desea proteger y N (en dB) corresponde a la radiointerferencia provocada por la línea de alta tensión.

Valores de la razón señal a ruido (SNR) de acuerdo a la Norma CISPR se muestran en la tabla siguiente:

**Tabla 3.2.2 : Niveles de SNR según Norma CISPR**

Calidad de Recepción	SNR en dB
Enteramente satisfactoria	30
Perturbaciones apenas perceptibles	24
Satisfactoria	18
Lenguaje entendible	12
Lenguaje apenas entendible	6
Ruido total	0

Por otra parte, y a modo de ejemplo, el valor máximo de radiointerferencia (N) indicada en la regulación del Gobierno Federal de Canadá a 15 m de la fase externa, para líneas de 220 kV es de 53 dB. Esto significa que para una señal de radiofrecuencia sea escuchada satisfactoriamente de acuerdo con la Norma CISPR, su intensidad deberá ser al menos de 71 dB en la distancia indicada por las Normas Canadienses. Para otros voltajes de líneas de transmisión, ver tabla siguiente:

**Tabla 3.2.3 : Valores recomendados por la Asociación de Normas Canadienses y acogidas como Regulación del Gobierno Federal**

VOLTAJE NOMINAL FASE-FASE (KV)	NIVEL DE INTERFERENCIA DE RADIO (dB SOBRE 1 $\mu$ V/m)
Menos de 70	43
70 – 200	49
200 – 300	53

(\*) Valores indicados a 15 m de la fase exterior. Si en la zona las emisoras de AM tienen un señal sobre 72 dB, estos valores se pueden incrementar en 10 dB.

### **3.3 COMUNICACIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

#### **3.3.1 INTRODUCCIÓN**

Una línea de transmisión siempre va a estar asociada a un sistema eléctrico mayor, es decir, es un componente más del sistema eléctrico, como por ejemplo el SIC (Sistema Interconectado Central). Para coordinar la operación y protección del sistema eléctrico, necesariamente se tendrá que dotar con algún sistema de enlace de comunicaciones a las líneas de transmisión de alta tensión, con el objetivo de comunicar las señales de protección, comando y otras señales especializadas entre los extremos de dicha línea (o entre subestaciones).

El objetivo de esta sección será describir resumidamente los dos tipos de enlaces de comunicaciones más usados en Chile en líneas de alta tensión, y que generalmente usan como canal de comunicación los cables de guardia y los conductores de fases de las líneas, y que son los siguientes:

- Enlace por Onda Portadora (conductores de fases)
- Enlace por Fibra Óptica (cable de guardia tipo OPGW)

Se han escogido estos tipos de enlaces por estar directamente relacionados con los componentes básicos de una línea de alta tensión, como son los conductores y los cables de guardia, y que además se ha conservado esta tendencia como mayoritaria, en relación a los enlaces por micro-ondas y los radio-enlaces en general. Las ventajas y desventajas de uno u otra técnica de comunicación se pueden encontrar en la referencia [Ref.17].

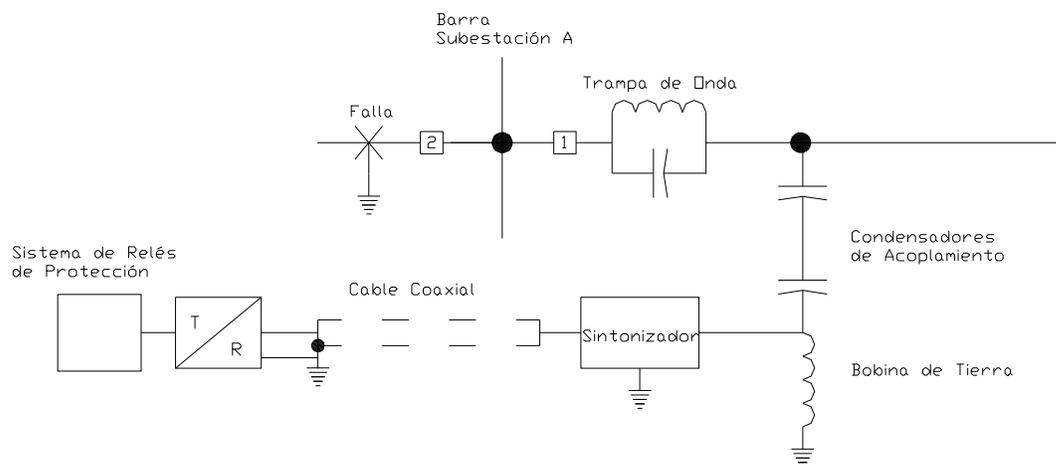
#### **3.3.2 SISTEMA DE ONDA PORTADORA (POWER LINE CARRIER)**

Este sistema de comunicaciones no es nuevo en las instalaciones de transmisión de potencia. En efecto, sus primeras aplicaciones se remontan a inicios del Siglo XX, en la ciudad de New York, USA, en que se usó una pequeña señal de 500 Hz para controlar el sistema de iluminación de las calles y avenidas de dicha ciudad.

Pero el mayor uso que se da a esta técnica, en líneas de transmisión de alta tensión, está en el control de los relés de protección de la línea [Ref.18]. Un canal PLC (Power Line Carrier) es usado en protección de distancia de modo que ambos extremos de la línea de un circuito son “despejados” a una alta velocidad para todo tipo de fallas, incluyendo la zona final de la falla. Un canal PLC también puede ser usado para proveer funciones de disparo (apertura / cierre) de interruptores de transformadores de protección, las protecciones de reactores “shunt” y relés remotos de interruptores. Otras funciones como son la transmisión de señales de teleprotección, voz y datos, son multiplexadas a nivel de frecuencias de audio (entre 1200 a 3000 Hz) sobre un único canal de radiofrecuencia (30 a 500 kHz).

Los principales componentes del Sistema de Onda Portadora se muestran en la Figura 3.3.1 siguiente:

**Figura 3.3.1 : Terminal Básico de Sistema de Onda Portadora (PLC)**



El sistema de Onda Portadora consiste básicamente en la colocación de una señal sobre el voltaje de la línea sin dañar el equipo portador. Una vez que dicha señal es puesta sobre la línea, ésta debe ser conducida en la dirección apropiada de forma de que sea recibida en un terminal remoto del sistema.

El funcionamiento de los principales componentes del sistema de onda portadora se resumen a continuación:

#### Trampa de Onda:

La trampa de onda tiene como principal función impedir que la señal portada (pequeña señal) siga camino al resto de la barra o subestación. Esta tarea es realizada mediante un circuito resonante que presenta una alta impedancia para la frecuencia de transmisión de la pequeña señal, es decir, el circuito resonante de la trampa de onda debe estar sintonizada para la frecuencia de la señal portadora. Asimismo, la trampa de onda debe presentar una baja impedancia para el flujo de potencia a la frecuencia industrial (50 Hz). Como el flujo de potencia es varias veces más grande que la potencia de la señal portadora, de aquí que las trampas de onda sean de gran tamaño físico. Lo anterior puede entenderse observando la ecuación siguiente:

$$Z_{TO} = j\omega L \quad [3.3.1]$$

En donde,

- $Z_{TO}$  : Es la impedancia de la trampa de onda, en  $\Omega$ .
- $\omega$  : Es la frecuencia angular, igual a  $2 \pi f$ ,  $f$  es la frecuencia.
- $L$  : Es la Inductancia de la bobina de la trampa de onda, en Hy.

A mayor frecuencia de la señal portadora, mayor será la impedancia que presentará la trampa de onda, por lo que la pequeña señal no podrá ingresar al resto del sistema. De aquí el nombre que recibe este dispositivo, no deja entrar las pequeñas señales de onda de alta frecuencia.

#### Condensador de acoplamiento:

De forma contraria al funcionamiento de la trampa de onda, el condensador de acoplamiento tiene por objeto conducir la pequeña señal al resto del equipo del sistema PLC, por lo que presenta una baja

impedancia para las frecuencias de ondas portadoras, no así para la frecuencia industrial (50 Hz). Esto se puede observar en la siguiente ecuación:

$$Z_{CA} = 1 / j\omega C \quad [3.3.2]$$

En donde,

$Z_{CA}$  : Es la impedancia que presenta el condensador de acoplamiento, en  $\Omega$ .

$\omega$  : Es la frecuencia angular, igual a  $2 \pi f$ ,  $f$  es la frecuencia.

$C$  : Es la capacitancia del condensador de acoplamiento, en F.

Contrariamente al funcionamiento de la trampa de onda, a mayor frecuencia de la señal portadora, menor será la impedancia que presentará el condensador de acoplamiento, por lo que la pequeña señal encuentra un camino de baja impedancia para ser conducida a la operación del sistema de relés de protección, por ejemplo.

#### Bobina de Tierra:

La función de la bobina de tierra tiene por objetivo presentar una alta impedancia de las pequeñas señales (de alta frecuencia) de la onda portadora para que no se dispersen a tierra y sean conducidas al sintonizador.

#### Sintonizador:

El objetivo del sintonizador en conjunto con los condensadores de acoplamiento es proveer un camino de baja impedancia para las pequeñas señales y una alta impedancia para las frecuencias industriales. La combinación sintonizador – condensadores de acoplamiento proporciona un camino de baja impedancia mediante la formación de un circuito resonante sintonizado a la frecuencia de la onda portadora. Por otra parte, la capacitancia de los condensadores de acoplamiento es una alta impedancia a la energía en la frecuencia industrial. Aún cuando el condensador de acoplamiento presenta una alta impedancia a la frecuencia industrial, este debe ser conectado a tierra de forma que el condensador pueda hacer este trabajo. Esta función es mejorada por la bobina de tierra, la cual está en la base del condensador de

acoplamiento. La bobina de tierra es diseñada para presentar una baja impedancia a frecuencia industrial no así para la frecuencia de onda portadora. La combinación de sintonizador – condensador de acoplamiento – bobina de tierra provee las herramientas necesarias para acoplar la energía de la onda portadora y bloquear la energía de potencia de la línea de transmisión. Una última función del sintonizador es mejorar el ajuste de la impedancia entre el cable coaxial, usualmente 50 a 75 Ohm, y la línea de transmisión, el cual presentará una impedancia de 150 a 500 Ohm.

#### Cable coaxial:

El cable coaxial es usado normalmente para conectar el sintonizador (ubicado en el patio de la subestación) y el equipo transmisor-receptor (ubicado en la sala de control de la subestación).

#### Equipo de transmisión-recepción (T/R):

Es el equipo encargado de recibir y enviar las señales de tele-protección, medida, telefonía, etc., que se transportan por los conductores de la línea de transmisión, usando técnicas de modulación, multiplexación, sintonización de señales, etc.

Como ventajas de este sistema de comunicación en líneas de transmisión se pueden mencionar su alta seguridad y confiabilidad. Entre las desventajas se puede mencionar que usa el mismo sistema de transmisión (conductores) como canal de comunicación y su baja capacidad de transmisión de datos comparados con otros sistemas (radio-enlace y fibra óptica principalmente).

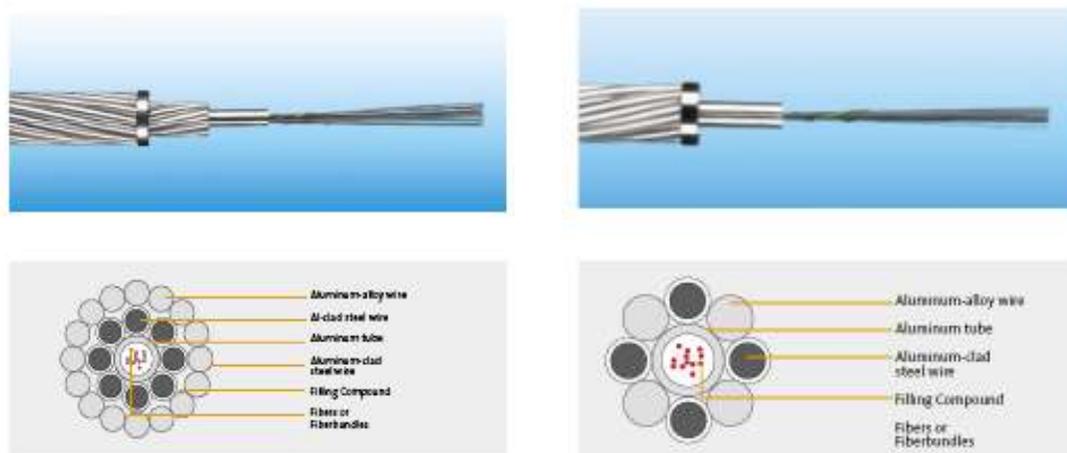
### **3.3.3 ENLACE POR FIBRA ÓPTICA (INTEGRADA EN EL CABLE DE GUARDIA)**

Este sistema de comunicaciones utiliza como canal de comunicación fibra óptica que está integrada al interior del cable de guardia. En los últimos 20 años el cable de guardia tipo OPGW (Optical Ground Wire) ha sido bastante utilizado en las líneas de transmisión en Chile, debido a sus capacidades de gran ancho de banda, a su inmunidad a los campos electromagnéticos y su baja atenuación óptica como guía de onda. Es decir, el cable de guardia cumple dos funciones: conectar en paralelo las puestas a tierra de las estructuras y dar mayor confiabilidad y sensibilidad al sistema de protecciones y proteger la línea contra

descargas de rayo (función original) y servir de medio de comunicación para las señales de teleprotección, datos, telefonía, etc. (segunda función).

En la figura siguiente, se observa un corte transversal típico de un cable tipo OPGW:

**Figura 3.3.2 : Cable tipo OPGW**



Como se puede apreciar de la figura anterior, las fibras ópticas van incorporadas en el núcleo del cable. Las hebras exteriores pueden ser una combinación de alambres de alumoweld (acero recubierto con aluminio) y alambres de aleación de aluminio. Dependiendo de la combinación de estas hebras, se puede controlar la tensión de rotura y la capacidad de cortocircuito que se requiera cumplir, dentro de los límites de este tipo de materiales.

Hay dos tipos de fibras ópticas que más se utilizan en los enlaces de comunicaciones con OPGW y que se describen a continuación:

- **Fibra multimodo**

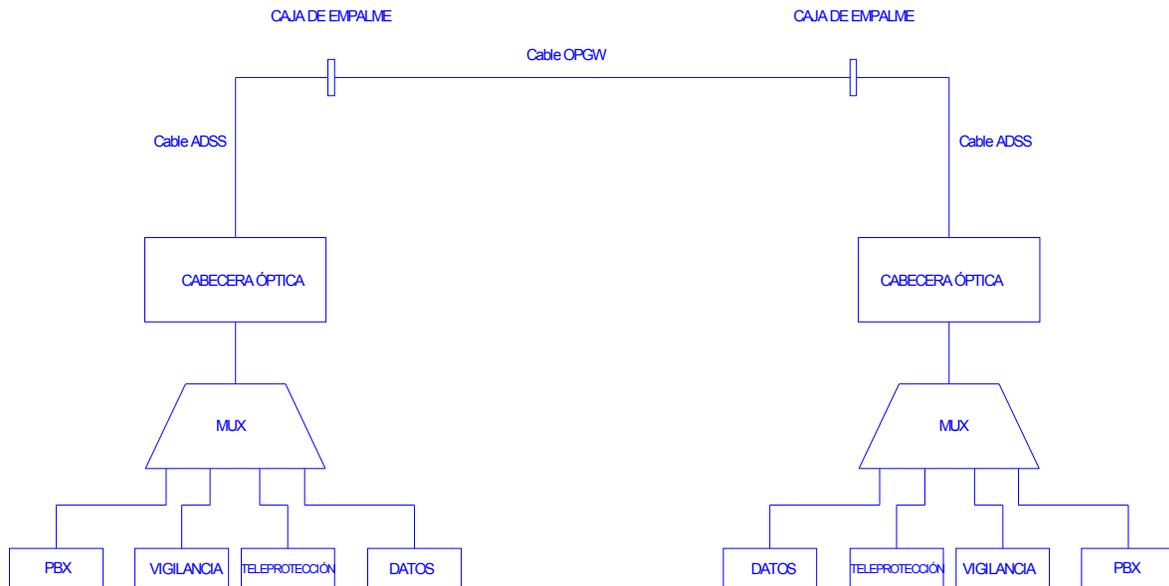
Una fibra multimodo es aquella en la que los haces de luz pueden circular por más de un modo o camino. Esto supone que no llegan todos los haces a la vez. Una fibra multimodo puede tener más de mil modos de propagación de luz. Las fibras multimodo se usan comúnmente en aplicaciones de corta distancia, menores a 1 km; es simple de diseñar y económico. Su distancia máxima recomendada para un enlace con este tipo de fibra óptica es de 2km. Se usan diodos láser de baja intensidad. El núcleo de una fibra multimodo tiene un índice de refracción superior, pero del mismo orden de magnitud, que el revestimiento. Debido al gran tamaño del núcleo de una fibra multimodo, es más fácil de conectar y tiene una mayor tolerancia a componentes de menor precisión.

- **Fibra monomodo**

Una fibra monomodo es una fibra óptica en la que sólo se propaga un modo de luz. Se logra reduciendo el diámetro del núcleo de la fibra hasta un tamaño de 8,3 a 10 micrones, que sólo permite un modo de propagación. Su transmisión es paralela al eje de la fibra. A diferencia de las fibras multimodo, las fibras monomodo permiten alcanzar grandes distancias (hasta 300 km máximo, mediante un láser de alta intensidad) y transmitir elevadas tasas de información (decenas de Gb/s).

La configuración típica de un enlace con cable OPGW es la siguiente:

**Figura 3.3.3 : Esquema enlace con cable tipo OPGW**



Los servicios de comunicaciones como Teleprotección, Telefonía (PBX), Vigilancia (Cámaras de Video Vigilancia) y Datos, son multiplexados (MUX) y conducidos por las fibras ópticas a una “Cabecera” que finalmente se conecta a un cable de tipo ADSS (con fibras ópticas en su interior, pero la carcasa del cable es de material plástico) que sirve de interconexión entre la “Cabecera” y la caja de empalme con el cable OPGW. La caja de empalme se ubica en la primera estructura o en el marco de líneas de la subestación. Dependiendo de la longitud de la línea y de modo que se puedan unir las fibras ópticas de cada carrete de cable OPGW instalado, pueden colocarse cajas de empalme en torres intermedias de la línea. El esquema de salida se repite en el extremo receptor/emisor.

### **Dimensionamiento óptico del cable OPGW**

La atenuación total de las fibras ópticas del cable OPGW, considerando reserva será:

$$A_T = L \times A_L + N_E \times A_E + N_C \times A_C + A_R \times L \quad [3.3.3]$$

En donde,

- L : Longitud del cable OPGW, en km.
- A<sub>L</sub> : Coeficiente de atenuación, en dB/km.
- N<sub>E</sub> : Número de empalmes.
- A<sub>E</sub> : Atenuación por empalme, en dB.
- N<sub>C</sub> : Número de conectores.
- A<sub>C</sub> : Atenuación por conector, en dB.
- A<sub>R</sub> : Reserva de atenuación, en dB/km.

La reserva de atenuación A<sub>R</sub> (margen de enlace), permite considerar una reserva de atenuación para empalmes futuros (reparaciones) y la degradación de la fibra en su vida útil. La magnitud de la reserva depende de la importancia del enlace y particularidades de la instalación, se adopta valores entre 0,1 dB/km y 0,6 dB/km. Las pérdidas en los empalmes se encuentran por debajo de 0,1 dB/km y no superan 0.5 dB/km.

En general, el enlace es proyectado para un margen de potencia igual a la máxima atenuación antes de ser necesario un repetidor, es:

$$PM = P_T - P_U \quad [3.3.4]$$

En donde,

- PM : Margen de potencia en dB (máxima atenuación permisible).
- P<sub>T</sub> : Potencia del transmisor en dB.
- P<sub>U</sub> : Potencia de umbral en dB (dependiente de la sensibilidad del receptor).

La potencia de salida del transmisor, es el promedio de la potencia óptica de salida del equipo generador de luz empleando un patrón estándar de datos de prueba. El umbral de sensibilidad del receptor para una tasa de error de bit (BER) es la mínima cantidad de potencia óptica necesaria para que el equipo óptico receptor obtenga el BER deseado dentro del sistema digital. En los sistemas analógicos es la mínima cantidad de potencia de luz necesaria para que el equipo óptico obtenga el nivel de señal a ruido (S/N) deseado.

Por lo tanto de la expresión:

$$A_T = PM \quad [3.3.5]$$

y,

$$A_L = \frac{PM - N_E \times A_E - N_C \times A_C - L \times A_R}{L} \quad [3.3.6]$$

fijan la máxima atenuación por km de línea para el cable seleccionado.

#### **Cálculo del margen**

La atenuación total en dB sin considerar reserva del cable será:

$$A_T = L \times A_L + N_E \times A_E + N_C \times A_C \quad [3.3.7]$$

Siendo,

$$PM = P_T - P_U \quad [3.3.8]$$

El margen de enlace  $M_E$  en dB será:

$$M_E = PM - A_T \quad [3.3.8]$$

Para una línea de 170 km aproximadamente, la atenuación total de las fibras es del orden de 40 dB. Dependiendo de la sensibilidad de los equipos, el margen del enlace  $M_E$  debería resultar mayor a 2 dB.

Hoy en día muchas empresas de transmisión ocupan el enlace por fibra óptica con cable OPGW como medio principal de sus comunicaciones, y como segunda alternativa o como una solución de respaldo, utilizan los enlaces de comunicaciones mediante PLC y Micro-Ondas.

#### **4. REVISIÓN DE LAS TÉCNICAS DE REPOTENCIAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES**

En este capítulo se revisarán las técnicas más utilizadas para repotenciar líneas de transmisión. La necesidad de repotenciamiento de líneas existentes nace de la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión en zonas en donde la demanda ha ido creciendo sostenidamente y donde también es muy difícil implementar nuevas líneas de transmisión debido a las dificultades de obtener servidumbres, nuevos corredores de líneas (espacio) o bien por el gran impacto económico que podría provocar expropiar áreas que ya han sido destinadas al asentamiento urbano.

En efecto, a medida que una ciudad en continua expansión va rodeando los corredores de líneas existentes y dejando las subestaciones de distribución encerradas en el casco urbano, se va haciendo difícil construir otras líneas paralelas a las existentes, debido a que la ciudad va tomando lugar alrededor de ellas.

Esta situación es muy fácil de comprobar en un paseo por Santiago y otras ciudades importantes de Chile, que han ido expandiéndose radialmente, ahogando y encerrando a las subestaciones de distribución y por ende, los corredores de líneas existentes.

Alternativas que se conocen para resolver el problema de aumento de capacidad de las líneas de transmisión, que llegan a los puntos de distribución o consumo, por nombrar las más conocidas y aplicadas, son las siguientes:

- a) Aumento de la temperatura de operación del conductor existente
- b) Aumento de la sección de los conductores de fase (cambio de conductor)
- c) Aumento del número de conductores de fase (adición de conductores por fase)
- d) Aumento del voltaje de la línea
- e) Reemplazo del conductor existente por un conductor que funcione a alta temperatura y baja flecha
- f) Implementación de líneas soterradas (cables de alta tensión enterrados)

En este capítulo se revisarán los casos a), b), c) y d) que asociaremos con soluciones que se pueden llamar “tradicionales” y el caso e) con una solución más tecnológica, que se conoce como “utilización de conductores de alta temperatura”. El caso f) no será incluido en esta revisión, porque no se trata de una solución con línea aérea y por que dicha solución, desde el punto de vista de costo de inversión, es extrema y se aplica generalmente cuando el resto de los casos son poco factibles de aplicar.

#### **4.1 REPOTENCIAMIENTO POR MÉTODOS TRADICIONALES**

Por soluciones de repotenciamiento de líneas con métodos tradicionales se debe entender porque han sido las soluciones que más se han utilizado a la hora de buscar un aumento de capacidad de transmisión de una línea aérea existente, pero el aumento de transmisión queda limitado generalmente a un 30% o 40% sobre la capacidad de transmisión original. Estas soluciones en general implican trabajos sobre las estructuras (refuerzos estructurales), inserción de estructuras en medio del vano, retensado de conductores, modificación de estructuras, aumento de altura de las estructuras, refuerzo de fundaciones o una combinación de algunas de ellas. También puede significar dejar fuera de servicio la línea a intervenir por horas o incluso algunos días, por lo que la programación de los trabajos de repotenciamiento debe realizarse con una buena coordinación con los centros de despacho de carga.

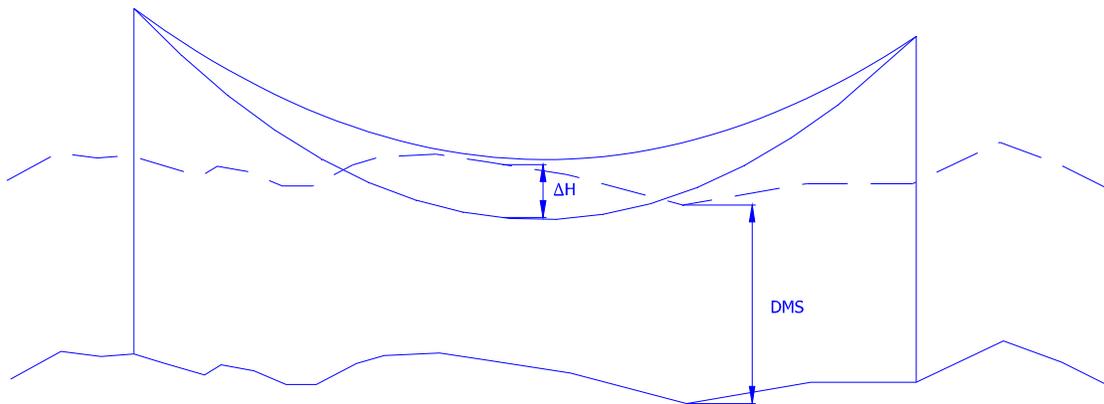
##### **4.1.1 Aumento de la temperatura del conductor existente**

Esta solución es posible siempre y cuando sea posible cumplir con el límite térmico del conductor para la condición de transferencia de potencia a que se desea llegar, limitada en general, a un aumento de potencia de alrededor del 30% respecto de la condición original.

Antiguamente en Chile, muchas líneas de transmisión se diseñaban para una temperatura de operación entre 50°C y 65°C para la flecha máxima, por lo que les queda un “gap”, desde el punto de vista del límite térmico de los conductores en base de aluminio (hasta 80°C), entre 15°C y 30°C de aumento de temperatura.

El problema que se genera en este caso, es un aumento de la flecha del conductor, por ende, una disminución de la distancia reglamentaria al suelo y a las instalaciones y obras (camino, ferrocarriles, etc.) existentes que se cruzan con la línea. Esta situación se puede visualizar en la figura siguiente:

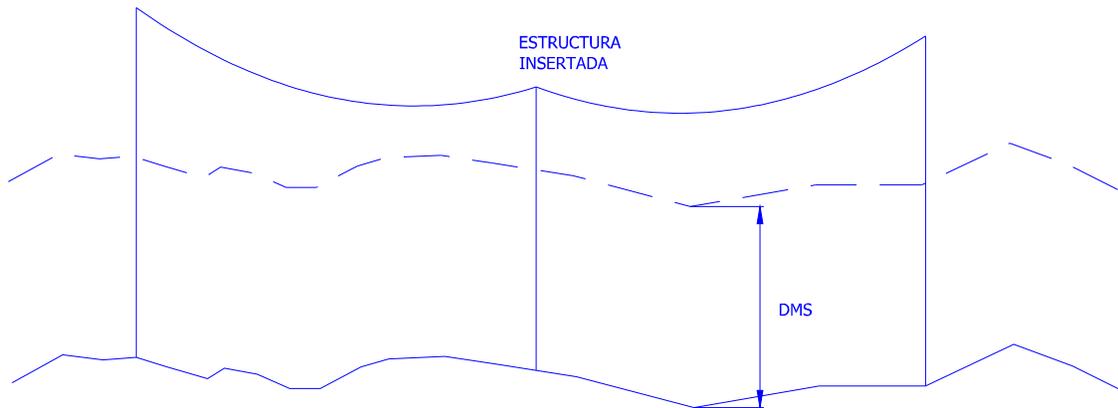
**Figura 4.1.1 : Aumento de la flecha por aumento de temperatura en el conductor**



Como se puede apreciar en la figura anterior, se produce un déficit de altura ( $\Delta H$ ) respecto de la situación original. Esta problemática se puede solucionar, de la manera tradicional, como sigue:

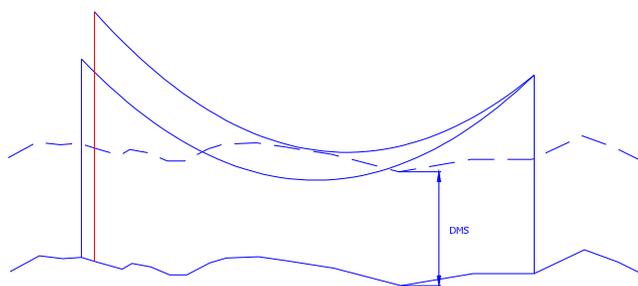
- Insertar una estructura en medio del vano
- Reemplazar una o ambas estructuras adyacentes del vano por estructuras de mayor altura
- Aumentar la altura de los puntos de apoyo del conductor sobre una o ambas estructuras adyacentes
- Retensar el conductor

**Figura 4.1.2 : Solución con inserción de estructura en medio del vano**



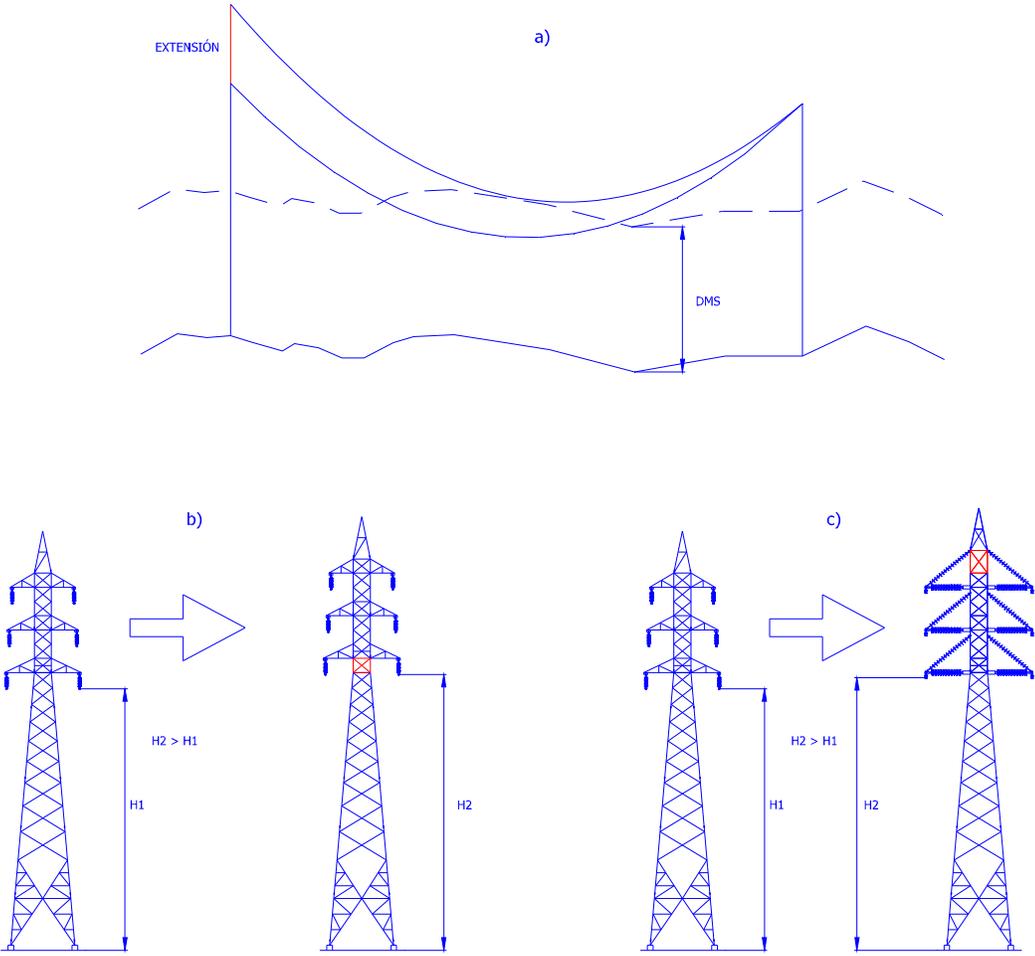
La primera solución (ver figura 4.1.2) genera un gran costo, ya que se debe insertar una nueva estructura (de tipo suspensión en la mayoría de los casos), con la desventaja del costo de indemnización que se deberá pagar al propietario afectado con esta nueva estructura, si es que se puede llegar a un acuerdo. Asimismo, esta solución no es muy amistosa con el medio ambiente, ya que significará un impacto visual negativo y generación de residuos y emisiones debido a la construcción y montaje de la nueva estructura; además del impacto visual y estético sobre el predio afectado. A esto se debe sumar el tiempo de interrupción de servicio de la línea y eventualmente la construcción de circuitos provisionales mientras se desarrolla las obras. Esta solución se utiliza cuando el déficit de altura  $\Delta H$  es de gran magnitud y no puede ser alcanzado con otros métodos tradicionales.

**Figura 4.1.3 : Solución con reemplazo de estructura existente**



La segunda solución (ver figura 4.1.3) implica por lo general, construir y montar una nueva estructura en una posición adyacente a la estructura existente que se requiere aumentar su altura. Tiene implicancias similares a la situación anterior. Se suma a los costos anteriores, la necesidad de desmontar la estructura existente y demoler buena parte de su fundación.

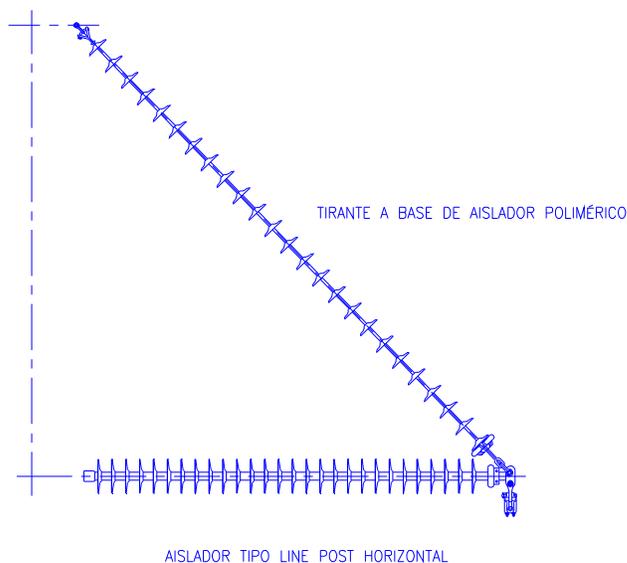
**Figura 4.1.4 : Solución con aumento de altura de los puntos de apoyo del conductor**



La tercera solución (ver figura 4.1.4 a) significa realizar modificaciones estructurales a las torres existentes para aumentar la altura de los puntos de apoyo del conductor, es decir, estudiar y diseñar nuevos cuerpos y refuerzos metálicos que permitan absorber las mayores sollicitaciones mecánicas debido al aumento del momento de las fuerzas en la estructura por la mayor altura de los puntos de apoyo (ver figura 4.1.4 b). Su desventaja radica en la intervención que se debe realizar sobre la estructura existente, que en general puede significar dejar fuera de servicio la línea por algunas horas o días, más aun si se trata de líneas de simple circuito.

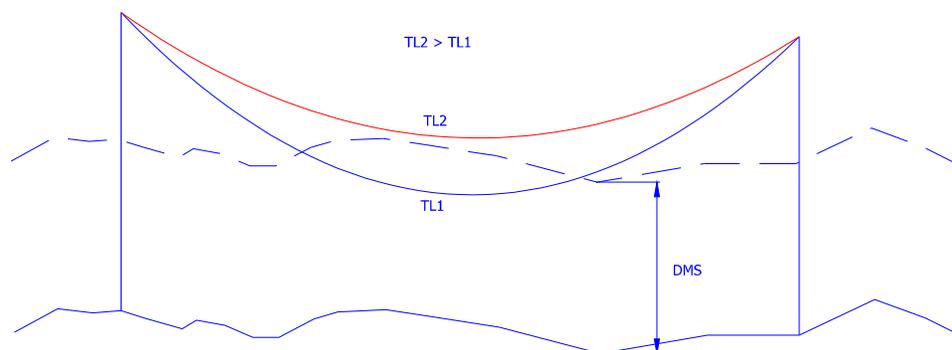
Una solución menos invasiva para la estructura y que se ha utilizado mucho en líneas del sector urbano de la ciudad de Santiago, consiste en instalar crucetas poliméricas a la misma altura de las crucetas existentes (ver figura 4.1.4 c), ganando una altura equivalente de la cadena de aisladores de suspensión, sin provocar mayores aumentos de momentos de las fuerzas en la estructura. En este caso, se requieren algunas pocas piezas adicionales de refuerzo. Las crucetas poliméricas consisten en la instalación de un line post horizontal soportado por un tirante compuesto por un aislador polimérico (ver figura 4.1.5).

**Figura 4.1.5 : Detalle cruceta polimérica**



La cuarta solución (ver figura 4.1.6), es decir, el retensado del conductor, consiste en aumentar la tensión longitudinal del conductor instalado, originalmente con una tensión  $TL_1$ , y aumentarla a una tensión  $TL_2$  ( $TL_2 > TL_1$ ). Esta solución presenta ventajas cuando en un tramo de tensión existen varios vanos con déficit de altura, pero de magnitudes menores a 0,5 m. La solución implica recortar parte del conductor instalado entre los extremos de las estructuras de anclaje del tramo, de forma de levantar el conductor en los vanos con déficit y cumplir con el requerimiento de altura mínima al suelo (DMS). Se deberán realizar estudios de verificación y refuerzo estructural de las torres (de anclaje en particular) por el aumento de la tensión longitudinal del conductor ( $TL_2 > TL_1$ ) y realizar un nuevo estudio y acomodación de amortiguación de la línea para la protección contra vibraciones eólicas.

**Figura 4.1.6 : Retensado del conductor**



#### **4.1.2 Aumento de la sección del conductor**

Este caso significa reemplazar el conductor existente de una línea de transmisión por uno de mayor sección, cumpliendo con la distancia mínima al suelo y a las distancias de cruces reglamentarias con otras instalaciones y caminos públicos, y manteniendo los estándares de seguridad y confiabilidad de la línea original.

El aumento de la sección del conductor significará, en muchos casos, los siguientes inconvenientes sobre la línea, a saber:

- Aumento del peso del conductor, por ende un aumento del vano de peso de las estructuras (solicitud vertical).
- Aumento del diámetro del conductor, por ende un aumento de las fuerzas por efecto del viento en los puntos de apoyo del conductor en las estructuras (solicitud horizontal)
- Aumento de la tensión mecánica longitudinal sobre las estructuras para mantener la misma flecha original de diseño de la línea.

Cada uno de los aspectos anteriores se puede ver afectado en mayor o menor medida dependiendo del tipo de conductor existente que se quiere reemplazar. Si la necesidad de repotenciamiento es de gran magnitud, esta solución no es la más adecuada, porque significará intervenir y reforzar gran parte de las estructuras, con todos los inconvenientes que ello puede significar. Esta solución es factible cuando el aumento del tamaño del conductor se limita hasta un 25% adicional de su sección transversal, obteniéndose repotenciamientos limitados que no superan un incremento del 20% en la capacidad de transmisión de potencia.

#### **4.1.3 Aumento del número de conductores por fase**

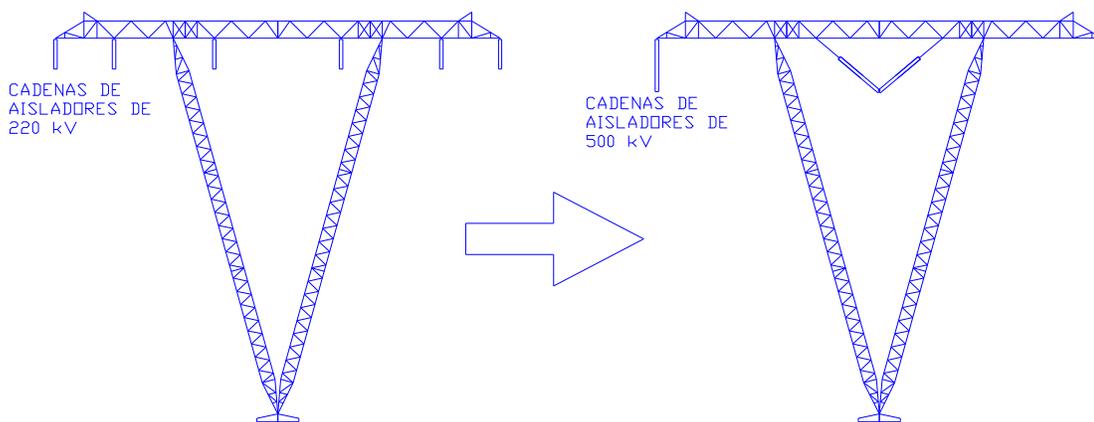
Esta solución es posible si las estructuras han sido diseñadas previamente para soportar un segundo conductor por fase, de lo contrario, las modificaciones estructurales serían de gran magnitud, incluyendo refuerzos a nivel de las fundaciones de las estructuras. Muchas veces este trabajo consiste en la instalación de nuevas estructuras en reemplazo de las existentes, es decir, es prácticamente construir una nueva línea de transmisión sobre la faja existente, además del desmontaje completo de la línea original.

#### **4.1.4 Aumento del voltaje de la línea**

Al igual que el caso anterior, esta solución es factible si es que las estructuras han sido diseñadas originalmente para el voltaje más alto esperado para la línea, o bien, si el aumento de voltaje no es de gran magnitud. En Chile hay varios casos de este tipo de repotenciamientos. Por ejemplo, por planificación de

largo plazo, la línea 2x220 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 operó por muchos años con un doble circuito de 220 kV en disposición horizontal, tal como se muestra en el lado izquierdo de la figura 4.1.7. Luego, cuando se presentó la necesidad de potenciar el sistema de 500 kV, dicha línea se transformó a un simple circuito de 500 kV, tal como se muestra en el lado derecho de la figura 4.1.7.

**Figura 4.1.7 : Aumento de voltaje de la línea**



#### **4.2 UTILIZACIÓN DE CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA (BAJA FLECHA)**

Estos conductores permiten aumentar la capacidad de transmisión de una línea, ya que los materiales que lo componen, pueden operar a temperaturas muy superiores a las de los conductores tradicionales de aluminio (80°C), pudiendo llegar incluso hasta 240°C. El uso de este tipo de conductor especial es ideal para repotenciar líneas de transmisión existentes, ya que generalmente el aumento de la potencia a transmitir por la línea, se puede lograr con un conductor de alta capacidad, de diámetro y pesos similares a las del conductor existente, obteniéndose las siguientes ventajas:

- Se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión, cuya implementación se puede ver dificultada por litigios con los propietarios o por aspectos medioambientales.
- Las flechas del conductor de alta capacidad son, generalmente, muy similares a las del conductor existente, por lo que se mantienen las distancias de seguridad al suelo.

- Los esfuerzos mecánicos sobre las estructuras, no se ven sobrepasados, ya que el nuevo conductor de alta capacidad generalmente tiene características físico-geométricas similares a las del conductor existente.

Con este tipo de conductores se puede hasta duplicar la capacidad de transmisión de potencia de una línea existente.

#### **4.2.1 Origen de los conductores de alta temperatura**

Desde la década de 1960, Japón comenzó a tener serios inconvenientes para satisfacer los importantes aumentos en la demanda por suministro eléctrico. En efecto, las líneas existentes comenzaron a llegar a sus límites térmicos, a la vez que los espacios disponibles para construir nuevas líneas de transmisión fueron cada vez más escasos, especialmente en un país pequeño y tan densamente poblado como Japón.

La solución del problema consistía necesariamente en aumentar la capacidad de transporte de las líneas existentes. Sin embargo, lo anterior no podía ser realizado con los conductores tradicionales de aluminio y aleación de aluminio, sin que significase un refuerzo y modificación importante de las líneas de transmisión, lo cual podía llevar a inconvenientes iguales o superiores a la construcción de una nueva línea. De esta manera, comenzaron las investigaciones con materiales en base a aleaciones de aluminio con otros metales (zirconio, por ejemplo), de manera que los conductores aéreos desnudos de las líneas, pudiesen trabajar a temperaturas muy superiores, del orden de 150°C a 200°C, y por consiguiente, aumentar la capacidad de transmisión.

El desarrollo de las investigaciones hasta la fecha, permiten disponer en el mercado, varias alternativas de conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha. En general, se trata de conductores compuestos por hebras exteriores termo-resistentes de una aleación especial de aluminio, capaces de trabajar a altas temperaturas y transmitir la corriente requerida, y un núcleo de acero u otros materiales especiales, con un bajísimo coeficiente de dilatación lineal. Esta combinación se traduce en un conductor que puede alcanzar temperaturas hasta 240°C, y con aumentos de flechas mucho menores a las de un conductor de aluminio o aleación de aluminio tradicional, para un mismo incremento de temperatura.

#### 4.2.2 Propiedades de las Aleaciones de Aluminio de Alta Temperatura

En la Tabla 4.2.1 siguiente, se informan de las principales características de las aleaciones de aluminio especiales, utilizadas en la fabricación de los conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha:

**Tabla 4.2.1 : Propiedades de las Aleaciones de Aluminio de Alta Temperatura**

	Description	Tensile Strength Mpa	Conductivity %IACS	Max. Operating Temperature °C
<b>KTAI</b>	High-Strength Thermal Resistant Aluminium Alloy	225–252	55	150
<b>TAI (60TA1)<sup>(1)</sup></b>	Thermal Resistant Aluminium Alloy	166–186	60	150
<b>ZTAI (UTA1)<sup>(2)</sup></b>	Ultra Thermal Resistant Aluminium Alloy	166-186	60	210
<b>XTAI</b>	Extra Thermal Resistant Aluminium Alloy	166–186	58	230
<b>1350-0</b>	Fully annealed Aluminium	95	61	250

Note: <sup>(1)</sup> 60TA1 and TAI are two different designations for the same alloy.

<sup>(2)</sup> UTA1 and ZTA1 are two different designations for the same alloy.

El índice “Conductivity %IACS” corresponde al porcentaje de la conductividad respecto a la del cobre.

#### 4.2.3 Descripción de los Conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha más utilizados en el mercado

A continuación se indica una breve descripción de los conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha, mayormente empleados en la actualidad:

##### a) Conductores tipo ACCC (Aluminum Conductor Composite Core)

Este conductor está compuesto por un núcleo hecho de fibras y resinas poliméricas, y hebras exteriores trapezoidales de aluminio 1350-0 (aluminio recocido). La elección de estos materiales permite que el conductor pueda operar hasta 200°C. A medida que se incrementa la temperatura del conductor, las hebras de aluminio recocido se estiran más rápidamente que el núcleo, hasta quedar prácticamente sin carga

mecánica. La carga total es resistida por el núcleo de fibra, el cual tiene un coeficiente de dilatación lineal mucho menor que el acero, además de una mayor relación esfuerzo/peso. Este efecto genera menores flechas a altas temperaturas.

**Figura 4.2.1 : Conductor Tipo ACCC**



**b) Gap type conductor GZTACSR (Gap Type Super (Z) Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Steel Reinforced)**

El conductor tipo GAP tiene un núcleo compuesto por alambres de acero de alta resistencia, rodeado por capas de hebras de aleación de aluminio especial. La capa más interna generalmente está compuesta por hebras con forma trapezoidal, y la capa más externa por hebras redondeadas. La capa más interna de hebras de aleación de aluminio forma una especie de tubo alrededor del núcleo de acero, generando un intersticio, espacio o “gap”, entre aquella capa y el núcleo, el cual se rellena con grasa termo-resistente. Este tipo de conductor puede trabajar en forma continua a temperaturas de 170°C, con la capacidad de una operación transitoria en un período corto de tiempo, a 210°C.

El funcionamiento de los conductores tipo GAP se basa en el aprovechamiento del menor coeficiente de dilatación lineal del alma de acero con respecto a las capas de aluminio. El tendido del conductor se hace tensando el alma de acero y dejando las capas de aluminio inertes.

En caso de utilizar este conductor en ambientes corrosivos, es recomendable que el núcleo de acero sea del tipo “aluminizado”, similar al tipo “alumoweld”, en que el acero es recubierto por una película delgada de aluminio.

**Figura 4.2.2 : Conductor Tipo GAP (GZTACSR)**



**c) Conductor tipo ACSS (Aluminum Conductor, Steel Supported)**

Este conductor está compuesto por un núcleo de hebras de acero rodeado por una o más capas de hebras de aluminio recocido 1350-0. Los conductores tipo ACSS permiten incrementar la capacidad de corriente en relación a un conductor tradicional tipo ACSR, ya que puede operar continuamente a 200°C, y hasta 250°C en condiciones transitorias.

Cuando el conductor tipo ACSS se calienta, los alambres de aluminio se estiran y rápidamente transfieren su carga al núcleo de acero. Este proceso continúa hasta que el conductor utiliza completamente sólo las propiedades del núcleo de acero (su resistencia mecánica, y su bajo coeficiente de dilatación lineal). Cuando la temperatura vuelve a descender, los alambres de aluminio permanecen alargados y no retornan a su longitud original.

En caso de utilizar este conductor en ambientes corrosivos, es recomendable que el núcleo de acero sea del tipo “aluminizado”, similar al tipo “alumoweld”, en que el acero es recubierto por una película delgada de aluminio.

**Figura 4.2.3 : Conductor Tipo ACSS**



**d) Conductor tipo ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) 3M<sup>MR</sup>**

El conductor tipo ACCR es un conductor no homogéneo, consistente en hebras de aleación de aluminio-zirconio, sobre un núcleo de un material compuesto.

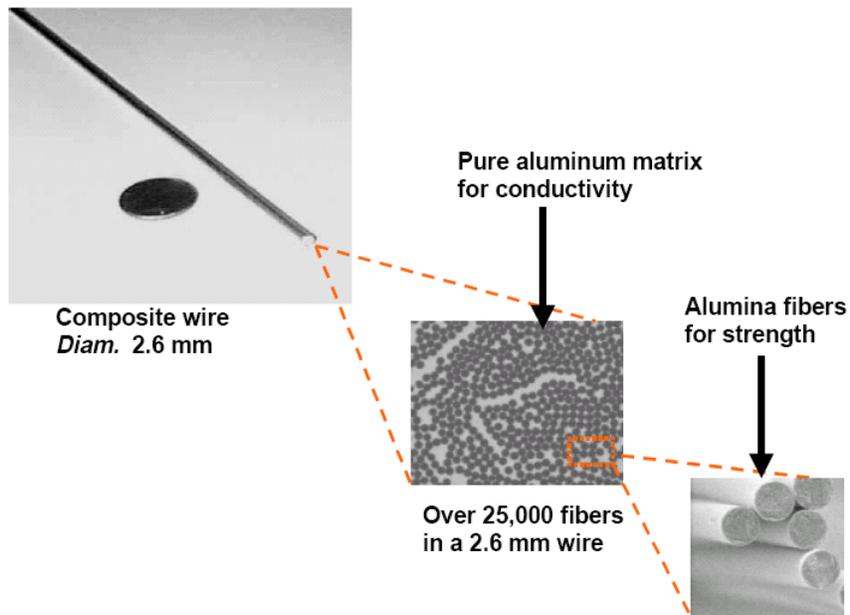
El núcleo está conformado por varias hebras de diámetros entre 1,9 a 2,9 mm; a su vez, cada una de las hebras del núcleo, está compuesta por más de 25.000 fibras de “alúmina”, un óxido de aluminio ( $Al_2O_3$ ) que permite obtener una alta resistencia mecánica. Las miles de fibras se encuentran embebidas en aluminio puro, para mejorar la conductividad eléctrica. En otras palabras, los materiales que componen el núcleo permiten obtener una combinación excelente de alta resistencia mecánica y baja resistencia eléctrica; a lo anterior se suma el hecho que este núcleo compuesto, presenta un bajo coeficiente de dilatación lineal, del orden del 50% del coeficiente del acero, y que se traduce en menores flechas de los conductores a altas temperaturas.

Por otra parte, las hebras exteriores están compuestas por una aleación de aluminio-zirconio (Al-Zr) que permite operar a altas temperaturas (210°C en forma continua, 240°C en emergencia). La aleación Al-Zr tiene propiedades mecánicas similares al aluminio estándar 1350-H19, con la gran diferencia que la primera puede resistir sin inconvenientes temperaturas superiores a 150°C.

Figura 4.2.4 : Conductor Tipo ACCR



Figura 4.2.5 : Composición de una hebra del núcleo Conductor tipo ACCR



**e) Conductor tipo TACSR (Thermal Resistant Aluminum-Alloy Conductor Steel Reinforced)**

Estos conductores son similares a los tradicionales ACSR, en que las hebras de aluminio 1350-H19 son reemplazadas por hebras de aleaciones de aluminio resistentes a las altas temperaturas. El conductor TACSR puede operar continuamente a 150°C, y son el tipo de conductor de Alta Capacidad y Baja Flecha, más utilizado en Japón.

**Figura 4.2.6 : Conductor Tipo TACSR**



**f) Conductor tipos ZTACIR y XTACIR (Ultra y Extra Termal Alloy Conductor INVAR Reinforced)**

Estos conductores está compuestos por un núcleo de hebras de una aleación de Hierro-Níquel denominada INVAR, que se caracteriza por tener un coeficiente de dilatación lineal aproximadamente 1/3 del acero, lo que permite menores flechas que los tradicionales ACSR.

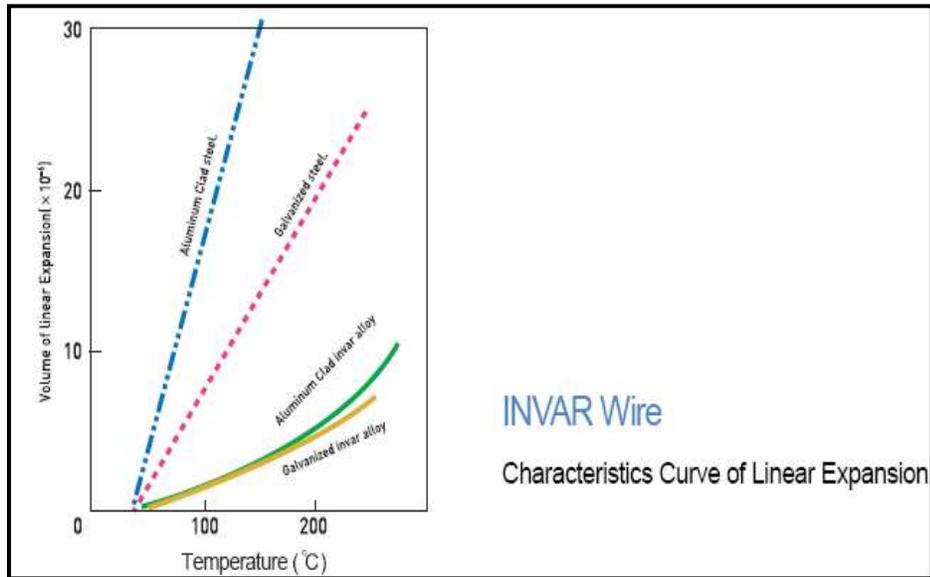
Sobre el núcleo, se trenzan capas de hebras de aleaciones de aluminio extra (XTACIR) o ultra (ZTACIR) resistentes, dependiendo de los requerimientos de temperatura necesarios para el conductor. Cuando éste se calienta, los alambres de aleación de aluminio se estiran, transfiriendo su carga al núcleo de INVAR, el cual sufre elongaciones muy pequeñas debido a su bajo coeficiente de dilatación lineal. De esta manera, las flechas de los conductores XTACIR y ZTACIR pueden ser iguales a las flechas de los conductores tradicionales ACSR, en una condición de operación continua de 210° a 230°C.

En caso de utilizar este conductor, en zonas de ambiente corrosivo (por ejemplo, cerca del mar), las hebras de INVAR pueden ser recubiertos por capa de aluminio (aluminum-clad).

**Figura 4.2.7 : Conductor Tipo XTACIR (configuración similar del ZTACIR)**



**Figura 4.2.8 : Características generales de la aleación INVAR**



**INVAR Wire**

Item	Tensile Strength (kg/mm <sup>2</sup> )	Coefficient of Linear Expansion (x10 <sup>6</sup> /°C)	Modulus of Elasticity (kg/mm <sup>2</sup> )	Applied Conductors
Galvanze INVAR Wire	105~110	2.8	16,500	STACIR
Al-clad INVAR Wire	105~110	3.7	15,500	STACIR/AW
High-Strength Al-clad INVAR Wire	120~125	3.7	15,500	HI-STACIR/AW

En la Tabla 4.2.2 siguiente, se muestra un resumen de las configuraciones de los conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha, en función del tipo de aleación de aluminio termo-resistente de las hebras exteriores, y del tipo de núcleo:

**Tabla 4.2.2 : Clasificación de los Conductores de Alta Capacidad y Baja Flecha, según Tipos de Hebras Exteriores y Núcleos**

		Core Material					
		Metal Matrix Composite	Galvanized Steel	Aluminium Clad Steel	Galvanized Invar Steel	Aluminium-Clad Invar Steel	Composite Fibreglass Wire
Aluminium Alloy	TAl (60TAl)	ACCR	TACSR	TACSR/AC			
	KTAl		KTACSR	KTACSR/AC			
	ZTAl (UTAl)		ZTACSR GZTACSR	ZTACSR/AC	ZTACIR		
	XTAl					XTACIR	
	1350-0		ACSS/GA	ACSS/AW			ACCC

#### 4.2.4 Capacidades de transmisión de potencia de los conductores de alta temperatura

Para algunas de las tecnologías de conductores de alta temperatura indicadas anteriormente, se puede calcular el aumento de la capacidad de transmisión de potencia comparado con conductores tradicionales. Al respecto, a través de la empresa de ingeniería INGENDESA fue posible obtener información de algunos conductores de alta temperatura y la utilización del software de diseño de líneas PLS-CADD Versión 10.24x64, para realizar las comparaciones entre los conductores tradicionales y los de alta temperatura.

Para la comparación, se debe tomar en cuenta que si queremos repotenciar la línea sin realizar mayores intervenciones (refuerzos estructurales, refuerzos de fundaciones, etc.), el conductor de alta temperatura a utilizar debe tener características físicas y geométricas similares al conductor convencional que se requiere reemplazar. En efecto, para mantener los esfuerzos transversales en la estructura por efecto del viento sobre los conductores, se debe verificar que los diámetros sean similares. De igual forma, para mantener los esfuerzos verticales en la estructura, los pesos de los conductores deben ser similares.

A continuación, en la tabla 4.2.3, se presentan las características de tres conductores tradicionales de materiales más usados en Chile y de características similares:

**Tabla 4.2.3 : Conductores tradicionales**

<b>Característica</b>	<b>AAAC Flint</b>	<b>ACSR Grosbeak</b>	<b>AAC Nasturtium</b>
Diámetro (mm)	25,16	25,15	24,76
Sección (mm <sup>2</sup> )	375,35	375,0	363,0
Peso (kg/m)	1,035	1,302	1,0

De acuerdo a la disponibilidad de información de conductores de alta temperatura en INGENDESA, se encontraron los siguientes:

**Tabla 4.2.4 : Conductores de alta temperatura**

<b>Característica</b>	<b>ACCR Grosbeak</b>	<b>ACCC Grosbeak</b>	<b>G(Z)TACSR-435</b>
Diámetro (mm)	25,17	25,15	26,63
Sección (mm <sup>2</sup> )	374,84	465,48	434,8
Peso (kg/m)	1,052	1,214	1,366

Como se puede apreciar, los conductores tradicionales de la tabla 4.2.3 son de similares características a los conductores de alta temperatura de la tabla 4.2.4, por lo que se puede realizar una comparación entre ellos.

Al respecto, se calculan las corrientes admisibles con el software PLS CADD, que tiene incorporada una rutina en base al método para el cálculo térmico de conductores desnudos según la publicación IEEE Std. 738-2006, para distintas temperaturas de operación de los conductores. Se realiza la comparación de un conductor tradicional de la tabla 4.2.3 con cada uno de los conductores de la tabla 4.2.4. Asimismo, también mediante la utilización del software PLS CADD se calculan las flechas de los conductores para las distintas temperaturas de operación, fijando una misma condición de cálculo mecánico y suponiendo un vano de 350 metros, obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla 4.2.5 : Comparación del conductor ACSR Grosbeak (tradicional) con conductores de alta temperatura**

Temperatura (°C)	ACSR Grosbeak		ACCR Grosbeak (3M)		ACCC Grosbeak (CTC)		G(Z)TACSR-435	
	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)
50	11,55	287,3	9,77	291,9	9,87	165,0	10,07	312,4
60	11,88	479,0	10,06	486,6	10,24	492,2	10,23	528,0
70	12,22	607,7	10,17	617,2	10,61	669,7	10,39	671,7
80	12,42	709,2	10,28	720,2	10,97	804,4	10,55	784,9
130	----	----	10,83	1065,3	11,18	1248,7	11,38	1164,4
150	----	----	11,04	1165,2	11,23	1378,6	11,70	1274,6
170	----	----	11,26	1254,0	11,27	1495,2	12,03	1372,4
200	----	----	11,57	1372,6	11,33	1653,4	----	----
210	----	----	11,68	1409,4	----	----	----	----

Para el cálculo de las corrientes admisibles de todos los conductores de la tabla 4.2.5, se ha supuesto una temperatura ambiente de 35°C, una altitud de 1000 msnm, una velocidad del viento de 0,61 m/s, ubicación geográfica a 30° de latitud sur y un factor de emisividad de 0,5.

Por ejemplo, el conductor tradicional ACSR Grosbeak a 60°C tiene una capacidad de corriente admisible de 479 A. y eroga una flecha de 11,88 m para el vano de 350 m. Si utilizamos un conductor de alta temperatura del tipo ACCR y lo operamos a 130 °C, se obtiene que su capacidad de corriente admisible es de 1065,3 A, erogando una flecha de 10,83 m para el mismo vano indicado anteriormente. Viendo los resultados de la tabla 4.2.5, la conclusión inmediata es que hemos más que duplicado la capacidad de corriente (potencia) admisible en 2,2 veces y por otro lado, la flecha obtenida aún es de menor magnitud que la del conductor tradicional. Esa es la ventaja de los conductores de “Alta Temperatura y Baja Flecha”.

Resultados similares se obtienen al comparar otros conductores tradicionales con los conductores de alta temperatura. En la tabla 4.2.6 se muestran los resultados comparativos entre el conductor tradicional AAAC Flint y los conductores de alta temperatura de la tabla 4.2.4.

**Tabla 4.2.6 : Comparación del conductor AAAC Flint (tradicional) con conductores de alta temperatura**

Temperatura (°C)	AAAC Flint		ACCR Grosbeak (3M)		ACCC Grosbeak (CTC)		G(Z)TACSR-435	
	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)
50	11,82	286,1	9,77	291,9	9,87	165,0	10,07	312,4
60	12,23	478,2	10,06	486,6	10,24	492,2	10,23	528,0
70	12,62	608,0	10,17	617,2	10,61	669,7	10,39	671,7
80	13,01	711,0	10,28	720,2	10,97	804,4	10,55	784,9
130	----	----	10,83	1065,3	11,18	1248,7	11,38	1164,4
150	----	----	11,04	1165,2	11,23	1378,6	11,70	1274,6
170	----	----	11,26	1254,0	11,27	1495,2	12,03	1372,4
200	----	----	11,57	1372,6	11,33	1653,4	----	----
210	----	----	11,68	1409,4	----	----	----	----

De la tabla anterior, para el conductor AAAC Flint operando a su máxima capacidad térmica (80°C) se obtiene una transmisión de 711 A. Dicha capacidad es posible duplicarla con los conductores de alta temperatura, además de obtener flechas menores. El mismo resultado se puede comprobar al comparar un conductor tradicional del tipo AAC con los conductores de alta temperatura.

En la tabla siguiente, se muestra la comparación entre un conductor tradicional tipo AAC Nasturtium con los conductores de alta temperatura:

**Tabla 4.2.7 : Comparación del conductor AAC Nasturtium (tradicional) con conductores de alta temperatura**

Temperatura (°C)	AAC Nasturtium		ACCR Grosbeak (3M)		ACCC Grosbeak (CTC)		G(Z)TACSR-435	
	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)	Flecha (m)	Corriente (A)
50	11,81	301,1	9,77	291,9	9,87	165,0	10,07	312,4
60	12,22	500,4	10,06	486,6	10,24	492,2	10,23	528,0
70	12,62	634,5	10,17	617,2	10,61	669,7	10,39	671,7
80	13,01	740,4	10,28	720,2	10,97	804,4	10,55	784,9
130	----	----	10,83	1065,3	11,18	1248,7	11,38	1164,4
150	----	----	11,04	1165,2	11,23	1378,6	11,70	1274,6
170	----	----	11,26	1254,0	11,27	1495,2	12,03	1372,4
200	----	----	11,57	1372,6	11,33	1653,4	----	----
210	----	----	11,68	1409,4	----	----	----	----

#### 4.2.5 Comparación de costos conductores

A través de INGENDESA, fue posible obtener los costos referenciales de los conductores de alta temperatura analizados anteriormente. A modo de comparación con los conductores tradicionales, la tabla siguiente muestra las diferencias:

**Tabla 4.2.8 : Comparación costos conductores de alta temperatura**

Tipo de Conductor	Costo (US\$/km)	Relación con respecto al conductor tradicional (°/1)
ACCR	50.000	11,1
ACCC	30.000	6,7
G(Z)TACSR	11.000	2,4
Tradicional (ACSR, AAC, AAAC, ACAR)	4.500	1,0

#### **4.2.6 Conclusiones**

En conclusión, se ha verificado que con conductores de alta temperatura es posible hasta duplicar la capacidad de transmisión de una línea existente con conductores tradicionales (AAC, AAAC, ACSR, ACAR), con importantes ventajas a la hora de implementar este tipo de tecnologías, como son la minimización del trabajo sobre la línea y evitando complejidades como los permisos de construcción, permisos municipales, permisos ambientales, indemnización a propietarios, molestias a la población, etc. Con este tipo de tecnología, el trabajo se reduce a retirar el conductor tradicional e instalar o tender el conductor de alta temperatura, utilizando muchas veces el conductor tradicional como “cable piloto” para instalar el conductor tecnológico.

En todo caso, el proyectista de la línea deberá considerar otros aspectos en la etapa evaluación de repotenciamientos de líneas existentes con conductores con alta temperatura, como son la valoración del costo de las pérdidas joule (a más alta temperatura, la resistencia eléctrica del conductor se eleva) y valorar el costo final de la solución tecnológica y compararla con una solución tradicional, incluyendo en esta última sus desventajas administrativas (permisos), de indemnización a propietarios y ambientales.

## **5. ASPECTOS REGLAMENTARIOS Y DE PROYECTO**

En este capítulo se abordan aspectos reglamentarios y de proyecto, que si bien no están relacionadas con el diseño, son de vital importancia para ejecutar y llegar a concretar físicamente la construcción de una línea de transmisión de alta tensión.

El proyectista de una línea de alta tensión debe estar bien familiarizado con los aspectos normativos, es decir, conocer las normas y reglamentos que fijan las disposiciones técnicas para la ejecución de instalaciones eléctricas en Chile, entre ellas, las líneas aéreas de transmisión de alta tensión, que se indican en la sección 5.1 de este capítulo.

Asimismo, el proyectista deberá conocer los aspectos legales que permitan obtener la concesión eléctrica de una línea de transmisión, instrumento jurídico que si bien no es obligatorio, otorga al peticionario, derechos y deberes para permitir su construcción y operación de la línea de transmisión y la imposición de servidumbres para la ocupación de suelo ajeno, cuyos detalles se tratan en la sección 5.2 de este capítulo.

Por otra parte, de acuerdo a la normativa ambiental vigente en Chile, todos los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, deben someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, entre ellas, las líneas de transmisión eléctricas (ver referencia [23]). Al respecto, en la sección 5.3 de este capítulo, se indican los aspectos y actividades relacionadas con la construcción y operación de una línea de transmisión que en general provocan un impacto ambiental y se indica las formas de mitigarlas.

En la sección 5.4 se vera resumidamente como obtener la estimación de costos directos de construcción de una línea y como estimar su programa de construcción.

Un aspecto importante que debe conocer el proyectista de una línea de transmisión, tiene relación con la documentación que deberá preparar para licitar una obra de este tipo. En la sección 5.5 se revisan estos aspectos resumidamente.

Por último, en la sección 5.6 se indican las pruebas típicas de puesta en servicio de líneas de transmisión que se deben realizar para la energización de la misma.

## **5.1                   NORMATIVA ELÉCTRICA CHILENA**

### **5.1.1   MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO**

El marco regulatorio del sector eléctrico chileno se compone de los siguientes cuerpos normativos [Ref.21]:

- Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N°1, 1982.
- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Decreto Supremo (DS) N°327, 1998.
- Ley N° 18.410, Creación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC. 1985.
- Decreto Ley N° 2.224, Creación de la Comisión Nacional de Energía, 1978.

El DFL N°1 fue reformado por la Ley N° 19.940, que introdujo una serie de reglamentos especiales, entre los más importantes:

- DS N° 181/2004, Panel de Expertos.
- DS N° 233/2004, Financiamiento del Estudio de Transmisión Troncal.
- DS N° 229/2005, Reglamento de Valorización y Expansión de Sistemas Medianos.
- DS N° 244/2006, Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación.
- Resolución Exenta N°9/2005, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, modificada por la Resolución Exenta N°40/2005.

Para el proyectista de una línea de transmisión de alta tensión, los reglamentos que más influencia tienen en el diseño de una línea, corresponden a las normas técnicas de la SEC. En efecto, las disposiciones para la ejecución de instalaciones eléctricas en Chile, en especial, la de las instalaciones eléctricas de corrientes fuertes (entiéndase como las instalaciones que sirven para generar, transportar, convertir, distribuir y utilizar la energía eléctrica), están contenidas en el “Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes”, más conocida como la Norma NSEG 5.E.n.71 y en el “Reglamento de Cruces y Paralelismos de Líneas Eléctricas”, Norma NSEG 6.E.n.71.

Las disposiciones más importantes de los reglamentos anteriores que regulan los aspectos y requerimientos mínimos para una instalación de línea de transmisión (aérea), se comentan y analizan a continuación:

#### **5.1.2 DISPOSICIONES PARA LÍNEAS AÉREAS**

De acuerdo con la NSEG 5.E.n.71, las instalaciones de corrientes fuertes se clasifican en instalaciones de baja y alta tensión. A su vez, las instalaciones de baja tensión se definen como aquellas cuya tensión nominal no exceda los 1.000 volts; y por otra parte, serán instalaciones de alta tensión aquellas cuya tensión nominal sobrepase los 1.000 volts.

Por otra parte, se fijan las tensiones nominales de las instalaciones (indicada en la Norma SEC NSEG 8.E.n.75) y la frecuencia nominal de los sistemas de corriente alterna, que en Chile se fija en 50 ciclos por segundo (o bien 50 Hz). También se fijan las variaciones del voltaje en los sistemas de distribución dentro de las zonas obligatorias de servicio, aunque fuera de ellas, la Superintendencia fija los límites de variación admisible.

Pero para nuestros fines, nos concentraremos en el Capítulo VI de la Norma NSEG 5.E.n.71, que dice relación respecto de las “Líneas Aéreas”.

A continuación se muestran las disposiciones generales más importantes para considerar en el proyecto de una línea de alta tensión, de acuerdo con el Reglamento NSEG 5.E.n.71.

### 5.1.2.1 CATEGORÍAS

Se designan las líneas aéreas por las siguientes categorías:

- Categoría A :Las líneas de baja tensión o sea aquellas cuyo voltaje nominal entre conductores no excede de 1.000 volts
- Categoría B :Las líneas aéreas de alta tensión cuyo voltaje nominal entre conductores no exceda de 25.000 volts.
- Categoría C :Las líneas aéreas de alta tensión cuyo voltaje nominal entre conductores sea superior de 25.000 volts.

En Chile, los voltajes nominales más utilizados para los sistemas de transmisión de potencia, de acuerdo con el tamaño de las instalaciones, son de 66, 110, 154, 220 y 500 kV. Por lo tanto, estos voltajes nominales corresponden a la Categoría C.

### 5.1.2.2 CONDUCTORES Y AISLACIÓN

La Norma establece que el material o combinación de materiales para los conductores es tal que no sufra corrosión excesiva respecto de las condiciones ambientales. Asimismo, fija que conductores de sección superior a 25 mm<sup>2</sup> deberán ser cableados. Para la categoría C los conductores deberán tener por lo menos 10 mm<sup>2</sup> de sección y 350 kg de tensión de ruptura. En la realidad, y si se trata de líneas de transmisión de alta y extra-alta tensión, estos valores de sección y tensión de rotura son mucho más altos, en efecto, las secciones de los conductores están en el rango de 60 a 900 mm<sup>2</sup> y las tensiones de rupturas entre 4.000 y 14.000 kg.

Respecto a las uniones del conductor, en un mismo vano se establece que no deberá haber más de tres uniones, prohíbe el uso de soldaduras como elemento resistente en uniones y fija que la resistencia de ruptura de dicha uniones no deberá ser inferior que el 90% de la tensión de rotura del conductor.

Sobre los aisladores indica que éstos deberán soportar las acciones climáticas y ofrecer una resistencia suficiente a las sollicitaciones mecánicas y eléctricas. En relación con las distancias eléctricas (aislación) en conductores entre sí y entre conductores y soportes (estructura) deberá ser tal que no haya peligro de formación de arco.

Las distancias mínimas entre un conductor y la estructura para líneas aéreas de la categoría C es la siguiente:

$$D \text{ (cm)} = 8 + 0,6*(kV-10) \quad [5.1.1]$$

En donde,

- D : Es la distancia mínima entre un conductor y la estructura, en cm.  
kV : Corresponde a la tensión nominal entre fases de la línea, en kV rms.

La fórmula anterior no toma en cuenta en efecto de la altitud de la instalación ni el tipo de sobrevoltaje a que se debe aplicar, por lo que el diseñador de la línea deberá utilizar la metodología de cálculo de espaciamiento eléctrico propuesta en la sección 2.4 del Capítulo II y compararlo con el valor corregido de [5.1.1], es decir,  $D'=D/d$ , donde  $d$  es la densidad relativa del aire.

Quando los conductores están suspendidos con cadenas de aisladores, el reglamento indica que la distancia anterior deberá mantenerse para la desviación máxima que se pueda esperar para la cadena. La desviación que se considere no será inferior a 30° de la vertical. Al respecto, el reglamento para estos efectos no indica para qué tipo de sobrevoltaje se debe cumplir esta condición. Lo recomendable, de acuerdo a la experiencia nacional e internacional, es evaluar el balanceo (swingover) de las cadenas de suspensión asumiendo que para el sobrevoltaje de

frecuencia industrial se presentará la presión máxima de viento de diseño y para el sobrevoltaje de maniobra una presión de viento reducida (ver sección 2.5 del Capítulo II y [Ref.21]).

El reglamento indica que para la separación mínima que se admitirá entre dos conductores desnudos, medida en el centro del vano, será la siguiente:

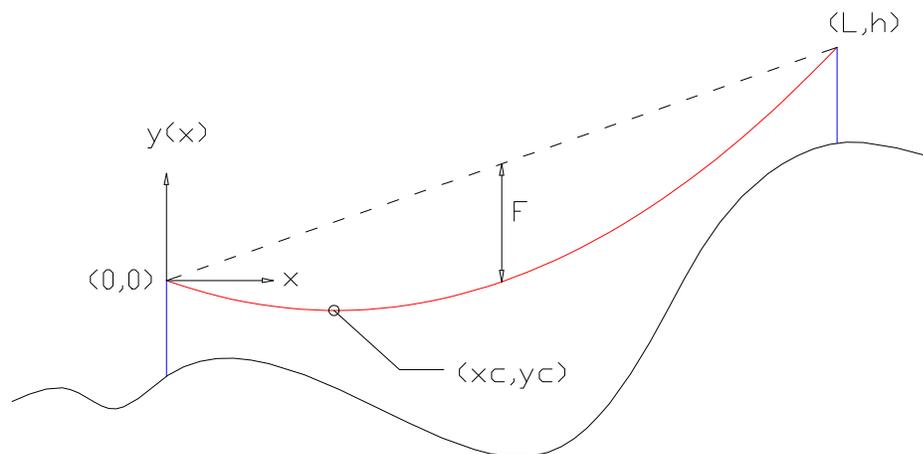
$$D_{ef} = 0,36 \times \sqrt{F} + \frac{kV}{130} + 0,5 \times C \quad [5.1.2]$$

En donde,

- Def : Es la distancia entre conductores (fases), en m.  
 F : Es la flecha aparente del conductor a 30°C de temperatura y sin sobrecarga, en m.  
 C : Es la longitud de la cadena de aisladores, en m.

El reglamento establece que la flecha F no será inferior a un metro. Por flecha aparente se entiende la distancia entre la línea de los apoyos del conductor y la tangente al conductor paralela a ella (ver Figura N°5.1.1)

**Figura 5.1.1 : Flecha del Conductor (F)**



La ecuación [5.1.2] es válida para conductores de sección igual o superior a 33 mm<sup>2</sup>. Para conductores de sección inferior a 33 m<sup>2</sup> (caso muy raro en líneas de alta tensión), se utiliza la siguiente expresión:

$$D_{ef} = 0,60 \times \sqrt{F - 0,6} + \frac{kV}{130} + 0,5 \times C \quad [5.1.3]$$

En ninguna de las dos fórmulas del reglamento se hace una corrección por efecto de la altitud de la instalación, por lo que el diseñador debería afectar las expresiones [5.1.2] y [5.1.3] con la densidad relativa del aire en el denominador del término kV/130, quedando la corrección como kV/(130xd), donde “d” es la densidad relativa del aire (ver sección 2.5 del Capítulo 2).

### 5.1.2.3 DISTANCIA MÍNIMA AL SUELO

El reglamento indica que la altura mínima de los conductores al suelo, a una temperatura de 30°C y el conductor sin sobrecarga, debe ser la siguiente (líneas de categoría C):

**Tabla 5.1.1 : Porcentajes recomendados para la condición EDS**

<b>Lugar</b>	<b>Distancia mínima al suelo DMS (m)</b>
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables)	6 + 0,006 por kV
Regiones transitables (localidades, caminos principales, calles y plazas públicas)	6,5 + 0,006 por kV
En cruces de caminos y calles	6,5 + 0,006 por kV

Al respecto, el reglamento no considera que la temperatura de operación o de diseño del conductor de una línea de transmisión pudiese ser superior a los 30°C, por lo que se recomienda

que el diseñador de la línea, para estos efectos, utilice la temperatura de operación normal o de diseño del conductor, que en general, está en el rango de 50 °C a 80°C.

#### **5.1.2.4 DISTANCIA DE SEGURIDAD A LAS EDIFICACIONES**

El reglamento indica que para las líneas de categoría C, la distancia horizontal de seguridad ( $D_s$ ) entre los conductores y las edificaciones deberá ser como mínimo la siguiente:

$$D_s = 2,5 + 0,01 \times (kV - 26) \quad [5.1.4]$$

En donde kV es el voltaje fase-fase rms de la línea en kV. También se indica que esta distancia de seguridad se aplica considerando los conductores desviados por efecto del viento como mínimo 30° respecto de la vertical. Al respecto, el reglamento no deja claro para qué condición de flecha del conductor se debe aplicar esta expresión, es decir, que temperatura del conductor se debería considerar. Esto es importante cuando se trata de calcular la franja de seguridad de una línea, ya que finalmente se debe pagar por ella en la etapa de negociación de servidumbres. También, no indica explícitamente qué presión de viento se debe considerar, si la máxima de diseño o una reducida. Las interpretaciones que se consideran en este punto para el diseño de la línea son la peor que resulte de las siguientes:

- Aplicar el viento máximo de diseño al conductor, con su flecha calculada para la temperatura que se obtenga de aplicar el viento sobre él. Se entiende que, dependiendo de la magnitud del viento, éste enfriará el conductor. Se debe aplicar la ecuación de equilibrio térmico indicada en la sección 2.2 del Capítulo 2 (ver también [Ref.22]) para obtener la temperatura del conductor considerando la transmisión de potencia nominal.
- Aplicar la desviación de 30° respecto de la vertical, asumiendo la temperatura del conductor de diseño (entre 50° y 80° generalmente).

### 5.1.2.5 CONDICIONES DE SOBRECARGA DE LOS CONDUCTORES Y SOPORTES

Al respecto, para efectos de verificación de las solicitaciones mecánicas sobre los conductores y soportes de las líneas aéreas, se hace una división en cuatro zonas, a saber:

- Zona I : Zona Cordillera, que comprende las regiones ubicadas a una altura en metros superior a dada en la tabla siguiente:

**Tabla 5.1.2 : Zona I, Cordillera**

Entre los paralelos de:	Altitud (msnm)
Puerto Montt y Los Ángeles	600
Los Ángeles y San Felipe	1.000
San Felipe y Copiapó	1.500
Al norte de Copiapó	2.000

- Zona II : Comprende una faja costera de 20 km de ancho entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt.
- Zona III : Resto del país al norte del paralelo de Puerto Montt.
- Zona IV : Resto del país al sur del paralelo de Puerto Montt.

Las hipótesis de sobrecarga en cada zona son las siguientes:

**Tabla 5.1.3 : Hipótesis de Sobrecarga en Conductores, según el RCF**

<b>Zona</b>	<b>Presión de Viento (kg/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Espesor radial de la capa de hielo (mm)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
I	20	10	-10
	60	0	-10
II	50	n/a	0
III	40	n/a	-5
IV	No se especifica	No se especifica	No se especifica

También el reglamento indica, que para las hipótesis anteriores, el conductor deberá limitar su tensión máxima longitudinal al 50% de la tensión de rotura del mismo. Al respecto, la experiencia y recomendaciones internacionales demuestran que este límite puede ser superior cuando hay condiciones de hielo y viento extremos. En efecto, en estos casos, se acepta hasta entre 70% y 75% de la tensión de rotura del conductor (ver referencias [19] y [20]). Es recomendable, en particular en líneas que prescriban carga de hielo, que el diseñador de la línea lleve a cabo un estudio de meteorología con expertos del tema, que permita estimar de mejor manera el manguito de hielo y la presión de viento. La experiencia en el diseño de líneas en la zona montañosa central de Chile, demuestra muchas veces que el manguito de hielo de 10 mm que se especifica en la Zona I es insuficiente, los mismo sucede con la magnitud de la presión de viento de 20 kg/m<sup>2</sup> simultánea con el hielo.

Cabe hacer notar que el reglamento no establece parámetros de sobrecarga para la Zona IV, seguramente por la falta de datos o información, en todo caso indica que los parámetros o hipótesis de cálculo deberán justificarse. Toma mucha relevancia, por ejemplo, en el proyecto de las líneas de transmisión de interconexión de las Centrales de Aysén (Baker-Pascua) y para el proyecto de línea de corriente continua entre Cochrane - Santiago, en la undécima y décima

regiones. En efecto, lo correcto sería medir el manguito de hielo en la zona, como también realizar mediciones de la velocidad del viento, además de levantar un registro de temperaturas.

#### **5.1.2.6 SOPORTES**

El reglamento establece una clasificación para los tipos de soporte y una descripción de su funcionamiento. La clasificación es la siguiente:

- Portantes o de Suspensión
- Anclaje
- Remates
- Especiales

Una descripción más detallada de su funcionamiento se muestra en la sección 2.5 del Capítulo 2. También, en el reglamento se indica las hipótesis de cálculo y como se calculan sus esfuerzos, entre los más importantes son:

- Cargas debida al peso de los conductores, la estructura y otros elementos.
- Cargas debidas a la presión de viento sobre los conductores, la estructura y otros elementos.
- Cortadura de conductores.

El proyectista de los soportes o las estructuras, en general, corresponde a un profesional de la disciplina civil-estructural.

## **5.2 CONCESIÓN ELÉCTRICA Y SERVIDUMBRES**

De acuerdo con la referencia [21], la “Concesión” es, en primer término, un acto de la “Administración”, en cuya virtud el Estado crea a favor de un particular derechos y le impone obligaciones, en este caso, el derecho para establecer líneas de transporte de alta tensión.

La concesión de transporte otorga el derecho a emplazar instalaciones de transmisión de energía desde los centros de producción (centrales generadoras) o de transformación (subestaciones) a los de consumo, ocupando en su trazado bienes nacionales de uso público o bienes privados. El concesionario deberá soportar el “libre acceso” a sus instalaciones; esto es, deberá permitir que los interesados en transportar energía y potencia a través de sus líneas de transporte hacia los centros de comercialización o consumo lo hagan sin restricción.

En la industria eléctrica, es decir, en los mercados de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el que requiere imperativamente de la concesión eléctrica es el segmento de distribución. En lo que respecta al segmento de transmisión o transporte de energía eléctrica, la legislación no exige imperativamente la existencia de una concesión para transportar energía, siendo sin embargo útil contar con un título concesional a efectos de lograr en forma expedita la ocupación del suelo ajeno y la imposición de las servidumbres.

### **5.2.1 TIPOS DE CONCESIONES**

Las concesiones eléctricas, según su permanencia en el tiempo, pueden ser provisionales o definitivas.

Las **concesiones provisionales** son otorgadas por la SEC por un plazo máximo de dos (2) años contados desde su otorgamiento. Su objetivo es posibilitar el estudio en terreno de los proyectos de obras, es decir, permisos para practicar en terrenos fiscales, municipales o particulares, las mediciones y estudios que sean necesarios para la preparación del proyecto definitivo de las obras comprendidas en su concesión. No crea el derecho a imponer servidumbres.

Las **concesiones definitivas** se otorgan por plazo indefinido, mediante decreto supremo expedido por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”

Las concesiones provisionales no constituyen un requisito previo para obtener la concesión definitiva y tampoco obligan a solicitar esta última. Por lo tanto, ambos tipos de concesiones son independientes.

### **5.2.2 DERECHOS QUE OTORGAN LAS CONCESIONES**

En la tabla siguiente (Ref. [21]), se muestran los derechos y obligaciones de los concesionarios según su tipo:

**Tabla 5.2.1 : Derechos y Obligaciones de los Concesionarios**

<b>Tipo de Concesión</b>	<b>Derechos</b>	<b>Obligaciones</b>
Provisional	<p>Obtener permiso del Juez de Letras de Mayor Cuantía respectivo, para practicar en terreno las mediciones y estudios necesarios para la preparación del proyecto definitivo de las obras.</p>	<p>Si el Juez lo establece, debe pagar indemnizaciones a los afectados por los perjuicios que el permiso les provoque.</p>
Definitiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar bienes nacionales de uso público.</li> <li>• Imponer servidumbres sobre heredades y postaciones y líneas eléctricas.</li> <li>• Imponer servidumbres de tránsito, de ocupación temporal de terrenos para el establecimiento de caminos provisorios, talleres, depósitos de materiales, etc.</li> <li>• Cobrar tarifa por la venta de su producto (transmisión de energía y potencia).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Concesionarias obligadas a aceptar empalmes entre sí.</li> <li>• Construir las obras sujetas a los planos, salvo modificaciones menores comunicadas previamente a la SEC.</li> <li>• Derecho a cobrar la tarifa o el precio fijado por la venta de su producto o la prestación de servicio.</li> <li>• Cumplir la legislación vigente respecto a la calidad y seguridad de servicio.</li> <li>• Acatar las órdenes e instrucciones emanadas de la autoridad fiscalizadora (SEC).</li> <li>• Cumplir las órdenes de coordinación de la operación interconectada que establezca el respectivo CDEC.</li> <li>• Sujeto al régimen de acceso abierto.</li> </ul>

### **5.2.3 PROCEDIMIENTOS PARA OBTENER UNA CONCESIÓN ELÉCTRICA DEFINITIVA**

Para ambos tipos de concesiones eléctricas, existen diferentes etapas o procedimientos para obtener la misma. Ambos procedimientos se encuentran regulados en el DFL N°1 de 1982 y su reglamento DS327 de 1997, y en lo no contemplado en ellos rige supletoriamente la Ley N°19.880 sobre Bases de los Procedimientos Administrativos.

Como se ha explicado anteriormente, es ventajoso para un proyecto de línea de transmisión presentar una concesión definitiva, cuyo procedimiento para su obtención es la siguiente (etapas):

**A Solicitud y su publicación. Notificación de los planos de servidumbres:** Se presenta ante el Ministerio de Economía, éste la remite a la SEC en un plazo máximo de 15 días. La SEC recibe la solicitud y sus antecedentes, y efectúa un examen de admisibilidad (15 días). La solicitud deberá incluir las siguientes indicaciones y antecedentes:

- a) Identificación del peticionario.
- b) La clase de concesión que se solicita y el servicio a que estará destinada.
- c) Plano general de las obras y una memoria explicativa de las mismas. Los planos generales de las obras deberán indicar en forma precisa las características de las instalaciones, la cantidad y tipo de equipos, los materiales empleados, ubicación y forma de instalación. En los mismos planos o en un anexo se deberán dibujar con claridad las áreas en que se produzca superposición de concesiones entre la solicitada y otra previamente otorgada.
- d) Asimismo, se señalará el trazado de la línea de transmisión, con indicación de caminos, calles y otros bienes de uso público que se ocuparán y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán.
- e) Plazos para la iniciación de trabajos, para su terminación por etapas, secciones, y para la terminación total de las obras.
- f) Presupuesto del costo de las obras.

- g) Planos especiales de las servidumbres que se impondrán. Estos planos deben ser confeccionados mediante topografía en terreno (tradicional o LIDAR) o topografía obtenida mediante de antecedentes aerofotogramétricos, a una escala adecuada que permita obtener la información en forma fácil y precisa.
- h) Líneas eléctricas u otras obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas.
- i) Plazo de la concesión.

Si los antecedentes anteriores han sido recibidos conformes por la SEC, ésta ordenará su publicación por una sola vez en el Diario Oficial. Esta publicación es de cargo del interesado, y deberá efectuarse siempre que previamente el petionario haya publicado dos veces consecutivas un extracto de la solicitud en un diario de circulación nacional.

Los planos presentados que contemplen servidumbres en terrenos privados o heredades, serán puestos en conocimiento de los afectados por la SEC, a través de la Intendencia, Gobernación, Municipalidad o Juzgado de Letras competente, según lo solicite el interesado. En caso de que las servidumbres afecten a terrenos fiscales, será la propia SEC la que comunicará dicha circunstancia al Ministerio de Bienes Nacionales y en caso de que la línea competa servidumbres de terrenos limítrofes, la SEC deberá solicitar la autorización a la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado.

Sin perjuicio de lo anterior, y con el objeto de hacer más expedita la diligencia de notificación de los planos de servidumbre, la ley y el reglamento autorizan que la referida notificación se efectúe por intermedio de un notario público, quién extiende una certificación, debiendo al efecto utilizarse el formato que elabore la SEC en que conste haberse puesto en conocimiento de los afectados los planos de servidumbres y que deberá ser firmada por los afectados. La certificación notarial deberá extenderse en la misma fecha en que dichos planos sean puestos en conocimiento del afectado, la que no podrá ser anterior a la fecha de presentación de la solicitud de concesión.

La autoridad tiene un plazo de 120 días, contados desde la fecha en que se efectuó la solicitud de concesión, para pronunciarse sobre este trámite.

**B Observaciones y oposiciones de los afectados:** De acuerdo a la ley, los afectados tienen un plazo de 30 días a contar de la fecha de notificación, para que formulen las observaciones y oposiciones que fueren del caso. El contenido de las observaciones debe decir relación sólo con derechos afectados de dueños de propiedades que ocupen o atraviesen las obras que se instalarán. No procede otro tipo de observaciones. Por ejemplo, las edificaciones no quedan sujetas a servidumbres, así como los parques, jardines, huertos que dependen de esas edificaciones.

**C Informe de la SEC:** El informe de la SEC debe emitirse con al menos 20 días de anticipación antes de la expiración del plazo de 120 días que tiene la autoridad para pronunciarse. El Informe de la SEC versará sobre las observaciones y oposiciones que se hubieren formulado a la solicitud de concesión y sobre cuestiones técnicas relevantes. En este informe la SEC recomienda la otorgación o la denegación de la concesión. El trámite culmina exitosamente para el peticionario cuando el Ministerio de Economía, mediante la dictación de un decreto supremo otorga la concesión y constituye el título habilitante para que puedan efectivamente imponerse servidumbres (ocupación de terrenos públicos o privados).

A continuación, se presenta una tabla resumen con detalles para el procedimiento de la concesión definitiva:

**Tabla 5.2.2 : Procedimientos Concesión Definitiva**

<b>Etapas</b>	<b>Detalles Gestiones</b>
Solicitud de Concesión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentación solicitud ante Ministerio de Economía, éste la remite a la SEC en un plazo máximo de 15 días.</li> <li>• SEC recibe la solicitud y sus antecedentes, y efectúa examen de admisibilidad en un plazo de 15 días.</li> </ul>
Publicación de Solicitud	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interesado publica extracto de la solicitud dos veces consecutivas en diario de circulación nacional.</li> <li>• Interesado publica solicitud en Diario Oficial, el día 1° o 15 del mes, o día hábil siguiente si aquéllos fueron feriados.</li> </ul>
Notificación de los planos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Notificación de los planos especiales de servidumbres a los afectados (privados, Ministerio de Bienes Nacionales, DIFROL).</li> </ul>
Observaciones y oposiciones de afectados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Afectados por servidumbres formulan sus observaciones y oposiciones en un plazo de 30 días desde la notificación.</li> <li>• SEC comunica al peticionario las observaciones de los afectados, para que éste emita informe a su respecto o introduzca modificaciones al proyecto (plazo máximo de 30 días)</li> </ul>
Informe de la SEC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de la SEC que se pronuncia sobre todas las oposiciones, sobre cuestiones técnicas relevantes y recomienda fundadamente el otorgamiento o denegación de la concesión en un plazo de 20 días antes de la expiración del plazo que tiene el Ministerio de Economía para emitir un decreto supremo que se pronuncia sobre la solicitud de concesión.</li> </ul>
Decreto supremo que otorga o deniega concesión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autorización de la DIFROL, si hay terrenos fronterizos involucrados.</li> <li>• Dictación del decreto supremo del Ministerio de Economía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fundadamente, otorga o deniega la concesión (plazo de 120 días contados desde la fecha en que se efectuó la solicitud de concesión). Este decreto se notifica al peticionario por carta certificada.</li> <li>• Decreto supremo que otorga la concesión se publica en el Diario Oficial en un plazo de 30 días desde la fecha total de su tramitación y se reduce a escritura pública en un plazo de 30 días de su publicación. Una copia de esta escritura se remite a la SEC en un plazo de 15 días desde su otorgamiento.</li> </ul>

Cabe hacer notar que una concesión definitiva otorgada puede ser caducada antes de entrar en explotación, con efectos sancionatorios que extinguen la titularidad concesional y los derechos nacidos en su amparo, desde la enajenación de la instalación o su retiro: Las causales de caducidad son las siguientes:

- Por no reducir a escritura pública el decreto supremo que otorga la concesión dentro del plazo de 30 días desde su publicación en el diario oficial.
- No iniciar los trabajos dentro de los plazos señalados en el decreto de concesión.
- No haber ejecutado por lo menos 2/3 de las obras dentro de los plazos establecidos en el decreto de concesión y no mediare fuerza mayor.

#### **5.2.4 SERVIDUMBRES**

La naturaleza jurídica de una servidumbre se define como un gravamen impuesto sobre un predio (denominado predio dominante) en utilidad de otro predio (denominado predio sirviente) de distinto dueño. El predio dominante no es una heredad o predio propiamente tal, sino que una instalación eléctrica, como una línea de transmisión eléctrica. Si el predio sirviente se divide, el gravamen no varía y lo seguirá afectando en aquella parte en que la servidumbre se ejercía. Las definiciones anteriores están indicadas en el Código Civil. Las servidumbres “eléctricas” se tipifican en el DFL N°1 y por tanto son servidumbres legales (forzosas), consagradas en virtud de exigencias que derivan de la utilidad pública de su establecimiento y son ineludibles para el predio sirviente. El predio sirviente también puede ser otra instalación eléctrica.

La constitución de una servidumbre puede ser “administrativa” o “voluntaria”. La **administrativa** se refiere al acto administrativo que cierra el procedimiento de concesión eléctrica a través del decreto supremo del Ministerio de Economía, según los planos detallados y aprobados de solicitud de servidumbres. Es la más usual en el ámbito eléctrico. Éstas quedan regidas por el estatuto que determina el DFL N°1, en lo que se refiere a la ocupación material del suelo, su ejercicio, el pago de indemnizaciones y cualquier conflicto que se genere; sin perjuicio de que se aplica también la legislación civil (normativa general y común a todo tipo de servidumbres). En la práctica, ocurre

frecuentemente que servidumbres constituidas administrativamente también lo han sido por la vía voluntaria, lo que es útil para fijar indemnizaciones.

En la servidumbre **voluntaria (o convencional)**, el propietario del predio sirviente puede voluntariamente aceptar la constitución de una servidumbre legal eléctrica, por medio de un título (escritura pública) y mediante la suplección del título (reconocimiento expreso del dueño del predio). En este tipo de servidumbres, las partes convienen el modo de ejercicio de la servidumbre, el pago de indemnizaciones, etc. Quedan regidas en general por el Código Civil.

Los efectos de una servidumbre eléctrica constituida administrativamente son los siguientes:

- a) El titular de una servidumbre puede ejercer en el terreno, determinado por los planos aprobados, los siguientes derechos: ocupación de los terrenos que se necesiten para las obras, tender líneas de transporte en propiedades ajenas, ingresar personal y materiales necesarios para efectuar trabajos de reparación, establecer caminos de acceso si no existieren las vías adecuadas para la unión del camino público o vecinal más próximo con el sitio ocupado por las obras y ocupar temporalmente los terrenos municipales o particulares necesarios para el establecimiento de caminos provisorios. Talleres, almacenes, depósitos de materiales y cualesquiera otros servicios que se requieran para asegurar la expedita construcción de las obras de una concesión.
- b) Para el dueño del predio sirviente, soportar las servidumbres eléctricas constituidas administrativamente, no hacer construcciones ni plantaciones que perturben el libre acceso a las servidumbres. Asimismo, tiene el derecho a ser indemnizado por el valor de los terrenos ocupados por las obras eléctricas, por los perjuicios que ocasione el ejercicio de la servidumbre por el tránsito que el concesionario cuando hace sus mantenciones a sus instalaciones y por todo otro terreno que quede inutilizado para su natural aprovechamiento.

En caso de no producirse mutuo acuerdo para el pago de la indemnización entre el titular de la servidumbre y el dueño del predio sirviente, el avalúo lo efectúa una Comisión de Hombres Buenos, compuesta por tres profesionales designados por decreto del Ministro de Economía, Fomento y

Reconstrucción. El valor de este avalúo de indemnización es puesta en conocimiento de las partes por la SEC mediante carta certificada. Tanto el titular de la servidumbre como el dueño del predio afectado pueden reclamar la tasación pericial de la Comisión de Hombres Buenos en un plazo de 30 días desde la fecha de la notificación por la SEC.

En el Anexo 2, se muestra un plano típico de solicitud de concesión eléctrica con los detalles de la franja de servidumbre que afecta al dueño de un predio en particular.

### **5.3 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (E.I.A.)**

#### **5.3.1 INTRODUCCIÓN**

Desde 1997 en Chile, todos los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Entre estos proyectos o actividades se cuentan las líneas de transmisión eléctrica de alta tensión como se indica en la letra b) del Artículo 10 de la Ley N° 19.300, Ley de Bases del Medio Ambiente.

La trascendencia del SEIA en el proyecto de una línea de transmisión deberá ser considerada por el encargado del proyecto, sobretodo a lo que se refiere al tiempo necesario para hacer la declaración o estudio de impacto ambiental (que más adelante se describen), a los plazos involucrados para su aprobación y su inclusión en el programa de actividades del proyecto (Carta Gantt).

#### **5.3.2 EL SISTEMA DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL**

La aplicación del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es obligatoria desde abril de 1997 y establece las disposiciones (a través de un Reglamento) por las cuales se regirá la validación ambiental del proyecto y la Participación de la Comunidad en él.

El SEIA es un instrumento de gestión diseñado para introducir la dimensión ambiental en el diseño y ejecución de proyectos o actividades que se realicen en el país. Se trata de asegurar que los proyectos del sector público y del sector privado sean sustentables desde el punto de vista ambiental.

La responsabilidad de implementar y coordinar el funcionamiento del SEIA radica en CONAMA (Comisión Nacional del Medio Ambiente), la que debe realizar las siguientes acciones específicas, en coordinación con las demás instituciones del Sistema Nacional de Gestión Ambiental: consolidar el sistema administrativo de otorgamiento de permisos ambientales a través de la ventanilla única del SEIA; administrar y dar seguimiento a los procesos de evaluación de impacto ambiental de aquellos proyectos o actividades ingresados al sistema; y desarrollar y perfeccionar las herramientas que sean necesarias para la adecuada marcha del sistema en Chile.

Asimismo, CONAMA debe procurar el fortalecimiento de las capacidades técnicas en regiones; el desarrollo de normativas para crear criterios y procedimientos homogéneos; la definición de criterios de referencia; y la precisión de aquellos términos legales relacionados con la valoración del patrimonio ambiental, con miras a perfeccionar el sistema.

#### **5.3.3 DIFERENCIAS ENTRE UN ESTUDIO Y UNA DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL**

Ley N° 19.300, Ley de Bases del Medio Ambiente, establece que todo titular de un proyecto deberá presentar una “Declaración de Impacto Ambiental” o elaborar un “Estudio de Impacto Ambiental”. La diferenciación es la siguiente:

Se requiere presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) cuando el proyecto o actividad, incluidas sus obras y/o acciones asociadas:

- Considera la remoción, destrucción, excavación, traslado, deterioro o modificación de algún Monumento Nacional.
- Considera la extracción, explotación o manejo de especies de flora y fauna que se encuentren en peligro de extinción, vulnerables o insuficientemente conocidas.
- Considera el desplazamiento y reubicación de personas que habitan el lugar de emplazamiento del proyecto.
- Considera afectar la realización de ceremonias religiosas u otras manifestaciones propias de la cultura o folklore del pueblo, comunidad o grupo humano.
- Considera afectar negativamente la presencia de formas asociativas en el sistema productivo, o el acceso de la población, comunidades o grupos humanos a recursos culturales y servicios y equipamientos básicos.
- Considera afectar la presencia de población, comunidades o grupos humanos protegidos por leyes especiales.
- Considera la intervención de zonas con valor paisajístico o turístico, y/o de un área declarada zona o centro de interés turístico nacional.
- Generan efectos adversos significativos debido a la relación entre las emisiones de los contaminantes generados y la calidad ambiental de los recursos naturales renovables.
- Generan efectos adversos significativos sobre la calidad de los recursos naturales renovables, considerando los efectos de la evaluación su capacidad de dilución, dispersión, autodepuración, asimilación y regeneración.
- Intervienen o explotan vegetación nativa.
- Intervienen o explotan recursos hídricos en zonas de humedales que pudieran ser afectados por el ascenso o descenso de los niveles de aguas subterráneas o superficiales, cuerpos de aguas subterráneas que contienen aguas milenarias y/o fósiles, y/o lagos o lagunas en que se generen fluctuaciones de niveles.
- Intervienen o explotan recursos hídricos de una cuenca o subcuenca hidrográfica transvasada a otra.
- Introducen al territorio nacional alguna especie de flora o fauna, u organismos modificados genéticamente o mediante otras técnicas similares.
- Generan aumentos o cambios significativos de los índices de población total, distribución urbano rural, de la población económicamente activa, y/o distribución por edades o sexo.
- Producen obstrucción de la visibilidad a zonas con valor paisajístico.
- Alteran algún recurso o elemento del medio ambiente de zonas con valor paisajístico o turístico.
- Generan una obstrucción del acceso a los recursos o elementos del medio ambiente de zonas con valor paisajístico o turístico.

- Generan o presentan alteración de los monumentos, sitios con valor arqueológico, antropológico, histórico y , en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

Además, los titulares de los proyectos deben considerar o proponer en el EIA las medidas de mitigación pertinentes.

En cambio, los titulares de los proyectos o actividades que no requieren elaborar un EIA, es decir, no contravienen con ninguno de los puntos anteriores, deben presentar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) bajo la forma de una declaración jurada, en la cual expresarán que éstos cumplen con la legislación ambiental vigente. No obstante lo anterior, la DIA podrá contemplar compromisos ambientales voluntarios, no exigidos por la ley. En tal caso el titular estará obligado a cumplirlos.

Como se puede apreciar, difícilmente un proyecto nuevo de línea de transmisión de alta tensión puede quedar exento de un EIA, en efecto, hoy en día es poco probable no afectar la vegetación (bosques nativos o protegidos), el paisaje, a la población, etc., cuando se construye una línea de alta tensión.

#### **5.3.4 ANTECEDENTES QUE SE DEBEN PRESENTAR EN UN EIA**

El proyectista deberá hacerse de los siguientes antecedentes para presentar el EIA de un proyecto de línea de transmisión de alta tensión, a saber:

a) Antecedentes Generales:

Se deben describir los antecedentes del titular del proyecto, indicando al menos, nombre, domicilio, RUT, representante legal e indicación del tipo de proyecto.

b) Descripción del proyecto o actividad:

Se debe indicar al menos: localización (mediante un plano o mapa a escala adecuada, generalmente a escala 1:50.000), definición de sus partes, acciones y obras físicas, que en nuestro caso pueden ser al menos las siguientes:

- Etapa de levantamiento de información
  - Levantamiento topográfico del terreno.
  - Estudios de mecánica de suelos.
  - Estudios de resistividad.
  - Procesos de permisos y obtención de la concesión eléctrica.
- Etapa de Construcción
  - Instalación de faenas.
  - Caminos de acceso a las estructuras.
  - Acopio de materiales.

- Construcción de Fundaciones.
- Montaje de estructuras.
- Instalación de conductores.
- Puesta en servicio.
- Etapa de operación y mantenimiento del proyecto
  - Mantenimiento preventivo básico.
  - Mantenimiento correctivo programado.
  - Mantenimiento contra fallas.
  - Reparaciones de emergencia.
- Etapa de abandono del proyecto
  - Retiro de conductores y cables de guardia.
  - Desmontaje de estructuras.
  - Desmantelamiento de fundaciones.
- Monto estimado de la Inversión
- Vida útil del proyecto
- Cronograma programado de actividades en las distintas etapas mencionadas anteriormente.
- Mano de obra utilizada en cada etapa del proyecto

c) Línea Base Ambiental: Consiste en un levantamiento de la información ambiental y la probable intervención, a lo largo del trazado de la línea, de los impactos que generaría el proyecto. Debe tomar en cuenta la fauna terrestre (reptiles, mamíferos, aves, etc.), la vegetación y flora terrestre, el paisaje (zonas de interés turístico por ejemplo) y el patrimonio cultural (zonas o sitios arqueológicos, comunidades indígenas, etc.). Esta actividad dentro del proyecto es fundamental para la presentación del EIA, por lo que se aconseja que el proyectista de la línea de transmisión se haga asesorar por un equipo de trabajo multidisciplinario compuesto de botánicos, arqueólogos, paisajistas, ingenieros forestales, biólogos, etc., o bien, subcontrate esta actividad, mejor aún, la confección del EIA completo con empresas especialistas en este tipo de temas.

d) Principales emisiones, descargas y residuos del proyecto: Se refiere a las emisiones de contaminantes por el traslado de equipos y personas, polvo en suspensión de los caminos de tierra, descargas de aguas servidas, etc.

e) Medidas de mitigación: Se deberá describir las actividades que realizará el mandante de la línea de transmisión para mitigar el impacto ambiental, como por ejemplo: reforestación de las especies vegetales intervenidas, el control del polvo en suspensión en caminos de tierra mediante la aplicación de humedad en el mismo, rescate del patrimonio arqueológico encontrado, disposición del personal en alojamientos disponibles en las ciudades para evitar la construcción de campamentos, etc.

## 5.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN

### 5.4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de esta sección es mostrar los aspectos más importantes que deben ser considerados para la evaluación de los costos de una línea de transmisión de alta tensión y la secuencia de actividades que deben ser consideradas en un programa de construcción de la misma.

### 5.4.2 ESTIMACIÓN DEL COSTO

El costo de una línea de transmisión de alta tensión se puede dividir en los siguientes ítems:

- Costo de los Suministros de Materiales:
- Costo de Construcción y Montaje:
- Costo de la Ingeniería
- Costo de la Inspección y Administración de la Construcción
- Costo del Estudio de Impacto Ambiental.
- Costo de las Servidumbres.

#### A Costo de los suministros de materiales

Los suministros están compuestos de los siguientes materiales:

1. Estructuras y sus accesorios: Se determina por el tonelaje de estructuras metálicas (torres) presentes en el proyecto de la línea. Es fuertemente dependiente del precio del acero, según el indicador de la “Bolsa de Metales de Londres” o LME “London Metal Exchange”. El precio FOB del acero estructural es alrededor de 2500 US\$/Ton. Los accesorios de una estructura son generalmente las placas de numeración y peligro de muerte (entre 20 y 30 US\$ FOB por unidad), las peinetas de protección contra pájaros (entre 60 y 100 US\$ por unidad) y los accesorios antitrepadados (entre 100 y 200 US\$ FOB por unidad).
2. Conductor: Se determina por el tonelaje del conductor presente en la línea. Se obtiene del producto del peso lineal del conductor por la longitud que se requiere para la línea. Se agrega generalmente un exceso de 4% a 5% para efectos de considerar despuntes y por el efecto “flecha” del conductor. Por ejemplo, para una línea de  $L$  kilómetros de longitud de trazado, de simple circuito y con un conductor de peso  $P_o$  Ton/km, la cantidad de conductor requerida será de  $3xLxPox1,04$ . Si la línea

es de doble circuito, entonces la cantidad de conductor será de  $6 \times L \times P \times 1,04$ . El costo se obtiene de multiplicar las cantidades anteriores por el precio del conductor en US\$/Ton. El precio de referencia del aluminio o aleación de aluminio es de aproximadamente 4.000 US\$/Ton FOB.

3. Cable de guardia: Similar al conductor. Si la línea tiene un cable de guardia, la cantidad será de  $L \times P \times 1,04$ . Para materiales de acero galvanizado, el precio es aproximadamente de 2.000 US\$/Ton FOB. Si es del tipo OPGW, su precio se conoce en US\$/km y es de aproximadamente 4.500 US\$/km FOB.
4. Conjuntos de suspensión y anclaje para el conductor (cadenas de aisladores y sus ferreterías): Dependerá del tipo de aislador, del voltaje de la línea y el número de conductores por fase. El voltaje y el grado de contaminación del proyecto, determina el número de aisladores por cadena. Por ejemplo, un aislador de vidrio o porcelana normal tiene un precio entre 15 y 18 US\$ FOB por unidad. Un aislador de tipo neblina tiene un precio entre 20 y 22 US\$ FOB por unidad. Una línea de 110 kV típica (zona central) tiene entre 8 y 9 aisladores por cadena de suspensión. Una línea de 220 kV entre 13 y 15 aisladores por cadena de suspensión. Al costo anterior, se debe sumar el costo de la ferretería (herrajes), que dependerá si la fase está compuesta por uno o más conductores.
5. Conjuntos de suspensión y anclaje del cable de guardia: Para un conjunto de suspensión se puede considerar 100 US\$ FOB por unidad. Para un conjunto de anclaje 130 US\$ FOB por unidad.
6. Accesorios para el conductor y cable de guardia (amortiguadores, esferas de señalización diurna, etc.): Un amortiguador tipo "Stockbridge" tiene un costo entre 30 y 40 US\$ FOB por unidad. Una esfera de señalización aérea diurna tiene un costo entre 70 y 100 US\$ FOB la unidad. Un empalme de compresión para el conductor, entre US\$70 y US\$130 por unidad.

## **B Costos de construcción y montaje**

Los costos de construcción y montaje están compuestos generalmente por los siguientes ítems:

1. Instalación de Faenas: Depende de la magnitud de la obra y de las características de los patios de acopios de materiales, y obviamente del valor del arriendo del terreno en donde se requiere implementar estas instalaciones. Es difícil dar un valor de referencia, pero dependiendo de la

magnitud del proyecto, una instalación de faenas compleja puede llegar a costar hasta 1 MUS\$, sobre todo cuando se deben implementar campamentos para dormitorios del personal.

2. Caminos de acceso a las estructuras: Dependerá de las dificultades topográficas en donde se debe construir la huella o camino de acceso, del tipo de suelo y de las cercanías (o lejanías) de los caminos o huellas existentes. Este valor también es difícil estimar, por lo que es conveniente realizar una ingeniería de caminos de acceso para determinar el monto de inversión de este ítem. Para proyectos de líneas de transmisión que se construyen teniendo una buena red vial existente en las cercanías, el valor de acceso a cada estructura puede rondar entre los US\$3.000 y US\$15.000 por estructura. Para proyectos complejos, este valor de forma global, puede alcanzar un porcentaje importante del proyecto de construcción de la línea, por ejemplo, entre un 25% y 50% del costo de construcción y montaje de la línea. Cuando se presentan importantes complejidades para la construcción de caminos o huellas de acceso para la línea (pueden aparecer complejidades ambientales también), es conveniente evaluar la construcción de la línea mediante la utilización de helicópteros, evitando la construcción de caminos de acceso.
3. Replanteo de estructuras: Esta actividad consiste en determinar topográficamente la posición de la estructura en terreno, teniendo en cuenta las distancias horizontales de proyecto respecto de los vértices adyacentes y su alineación con el eje del trazado. Su costo dependerá de la facilidad (o dificultad) de acceso a la ubicación de la estructura, del valor de una cuadrilla topográfica (compuesta al menos por un profesional geomensor y al menos dos ayudantes) y de los factores de escala que se puedan encontrar en el proyecto. Este costo puede oscilar entre US\$ 400 y US\$600 por cada estructura, considerando la construcción de una línea de transmisión de fácil a mediana dificultad.
4. Fundaciones de las estructuras: Esta actividad consiste en la construcción de las bases embebidas en el terreno que posteriormente soportarán a la estructura propiamente tal. En general, estas bases se conocen como fundaciones y se construyen de hormigón armado con enfierraduras. Su costo depende fuertemente del tipo de suelo en donde se construirá la fundación y del tamaño y peso de las torres que deban soportar. Suelos con baja cohesión o baja capacidad de soporte, significarán fundaciones de gran tamaño, viceversa, sucederá lo contrario. En general, en líneas aéreas compuestas por torres metálicas, se construye una fundación independiente para cada pata de la

torre. Las profundidades de estas fundaciones oscilan entre 1,5 y 4 m. Como costo de referencia, se puede considerar un valor de US\$600 por cada m<sup>3</sup> de fundación. Cuando las estructuras por razones del proyecto queden ubicadas en lechos de ríos o cursos de aguas, es altamente probable que se requiera la construcción de fundaciones especiales para la estructura, conocidas como pilotes, que en la práctica consiste en una fundación de gran profundidad (sobre 10 m de enterramiento) que permite sostener la estructura cuando se produce la erosión, debido al crecimiento del cauce de agua. Este tipo de fundación es mucho más costosa que una fundación tradicional, cuyo costo puede oscilar entre US\$60.000 y US\$200.000 por cada estructura.

5. Instalación de la malla de puesta a tierra: Esta actividad consiste en la construcción de la malla de puesta a tierra de la estructura, que tiene como objetivo difundir la corriente de falla (cortocircuito) y de rayo (descargas atmosféricas) de la línea, además de mejorar el comportamiento de las protecciones eléctricas. En general, en líneas aéreas de alta tensión se utilizan pletinas de acero soldadas a las barras de fundación de las estructuras y se extienden radialmente en el terreno, enterradas generalmente a 0,6 m de profundidad desde el nivel del terreno natural. Su costo depende de la resistividad del terreno, que afecta la cantidad de pletina a instalar. Por metro lineal, el costo de instalación incluyendo el costo de material, ronda el rango entre 15 US\$ y 30 US\$. Por ejemplo, una estructura de 220 kV en un terreno de resistividad media (< 300 Ohm x m), puede significar instalar entre 20 a 30 metros de pletina para su malla de puesta a tierra.
6. Montaje de las estructuras: Actividad que consiste en el montaje de las estructuras, que en una línea de transmisión son generalmente estructuras metálicas de forma tronco-piramidal formadas por perfiles de acero angulares. Su costo de montaje dependerá de la altura y peso de las estructuras, de las facilidades (o dificultades) de acceso y de la altitud de la instalación respecto del nivel del mar (es más dificultoso para el hombre trabajar sobre 2.500 msnm). En general, este costo se obtiene por la cantidad de kilos de fierro estructural a montar y varía, dependiendo de lo expuesto, entre 1 a 2 US\$/kg.
7. Tendido del conductor y cable de guardia: Esta actividad consiste en instalar los conductores (y cable de guardia) en los tramos de línea. El tendido se realiza por cada tramo de tensión, es decir, entre estructuras de anclaje. Se lleva a cabo mediante la colocación de poleas en las cadenas de las estructuras de suspensión, que permiten el paso del conductor con facilidad. El conductor se tira

mediante un equipo de tracción que se llama “huinche” en un extremo del tramo, controlando su tiro mediante un equipo de “freno” que se instala en el extremo opuesto. La coordinación y control de ejecución de este trabajo se lleva a cabo mediante la comunicación por radiocomunicaciones entre los extremos del tramo y la utilización de las tablas de tensado del proyecto, que determinan las condiciones mecánicas de instalación del conductor. Esta actividad incluye también el armado e instalación de las cadenas de suspensión y anclaje de las estructuras, y los empalmes del conductor. Su costo depende del número de circuitos que se requiere tender y de las dificultades de acceso en general. Oscila entre 4500 US\$ y 6000 US\$ por kilómetro para un simple circuito y entre 8000 US\$ y 14000 US\$ por kilómetro para un doble circuito. Para un cable de guardia, su costo oscila entre 2500 US\$ y 3500 US\$ por kilómetro.

8. Remates: Se refiere a todas las actividades de instalación de accesorios y materiales menores de la línea, por ejemplo, la instalación de amortiguadores, la instalación de esferas de señalización aérea diurna, la instalación de las placas de numeración y peligro de muerte de las estructuras, la instalación de protecciones antitrepado, etc.. Por ejemplo, la instalación de un amortiguador tiene un costo referencial entre 20 US\$ y 30 US\$ por unidad, el mismo valor para la instalación de una placa de numeración y/o de peligro de muerte.
9. Puesta en servicio: Esta actividad tiene por objeto verificar que la línea se encuentre en condiciones de ser energizada (ver detalles en sección 5.6 de este capítulo). Su costo depende de la longitud de la línea que se deba inspeccionar para estos efectos. Un costo referencial para una línea de 30 km de longitud es de US\$30.000.
10. Desmovilización de faenas: Esta actividad consiste en el desarme de las instalaciones de faenas del contratista de construcción. Como valor de referencia, su costo puede llegar hasta el 35% del costo de la instalación de faenas.

### **C Costos de Ingeniería:**

Esta actividad representa entre un 2% a 7% del costo directo de los suministros, construcción y montaje de una línea. Sus actividades principales son las siguientes:

- Bases de diseño

- Memorias de cálculo para la determinación del conductor, la aislación y el cable de guardia.
- Estudios topográficos
- Estudios de mecánica de suelos
- Estudios de resistividad del terreno
- Diseño electromecánico de las estructuras
- Planos de diseño y fabricación de las estructuras
- Planos de construcción de fundaciones
- Planos de ubicación de estructuras en el perfil topográfico
- Planos de detalle electromecánico (señalización aérea, cruces con otras instalaciones, etc.)
- Tablas de tensado

**D Costos de inspección y administración de la construcción:**

Esta actividad comprende la administración del contrato de construcción y montaje de las obras, de acuerdo a los plazos y costos definidos contractualmente entre la empresa mandante de la línea y el contratista de construcción. La inspección técnica de obra en terreno (ITO) tiene por objetivo verificar que la construcción y el montaje de la línea se realiza bajo los estándares de seguridad y calidad definidos para el proyecto. Su costo referencial está en el rango de 7% y 15% del costo directo de construcción de la línea.

**E Costo del Estudio de Impacto Ambiental:**

Dependerá del grado de impacto ambiental generado por el proyecto, de los estudios de líneas bases (ver sección 5.3), de la cantidad de profesionales y especialistas que participarán de estos estudios y de la cantidad de series de preguntas y respuestas entre la autoridad ambiental y el peticionario para obtener finalmente la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) positiva para dar inicio a la construcción de las obras. Su costo estimado ronda entre un 5% a 15% del costo directo de construcción y montaje de la línea.

## **F Costo de las Servidumbres:**

Este costo es sumamente difícil de estimar, debido a su volatilidad para llegar a acuerdos con el valor de las indemnizaciones que se pagarán a los propietarios de los predios afectados. Es altamente recomendable realizar estudios de tasación de predios para tener una buena idea de cuánto dinero se deberá desembolsar por este concepto. Valores de referencia fluctúan entre US\$ 10.000 y US\$100.000 por kilómetro de trazado de línea.

### **5.4.3 ESTIMACIÓN DEL PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN**

El programa de construcción se determina en función de las actividades en que se puede dividir una obra de este tipo y las relaciones típicas de dependencia o independencia entre ellas. Dependerá de los recursos comprometidos, de la disponibilidad de materiales y equipos, de las obras de infraestructura que se deban habilitar y de la factibilidad de construcción en una determinada época del año (por ejemplo, algunas zonas del país quedan aisladas en invierno, por lo que no es posible trabajar), que se conoce como la estacionalidad del proyecto de construcción.

Las actividades más importantes son las que ya se han anunciado en el numeral anterior, a saber:

- Suministro de Materiales
- Instalación de Faenas
- Caminos o Huellas de Acceso
- Construcción de Fundaciones
- Instalación de las mallas de puesta a tierra
- Montaje de estructuras
- Tendido de conductores y cable de guardia.
- Remates
- Puesta en servicio
- Desmovilización de las faenas

## **A Suministro de materiales**

El plazo de fabricación depende de las capacidades de las fábricas y plantas con que se ha llegado a acuerdo de suministro y de la disponibilidad de materiales del mercado. La tabla siguiente muestra plazos referenciales típicos de fabricación de materiales de líneas en función de la longitud de la misma:

**Tabla 5.4.1: Plazos referenciales de fabricación de materiales en función de la longitud de la línea (L)**

Material	L < 30 km	30 km < L < 100 km	100 km < L < 200 km
Conductor o Cable de Guardia	1 a 2 meses	3 a 4 meses	4 a 6 meses
Estructuras	2 a 4 meses	3 a 6 meses	6 a 9 meses
Ferretería y Aislación	3 a 4 meses	4 a 6 meses	6 a 9 meses

## **B Instalación de faenas**

Consiste en la habilitación de campamentos de alojamiento del personal, oficinas, talleres e instalaciones para disponer los materiales de las obras. Esta actividad en general se lleva a cabo mediante la utilización de contenedores habitables que presentan la ventaja de su rápida instalación en terreno, que son ocupados como oficinas y alojamiento para el personal de construcción. Respecto del patio para la disposición de materiales, aparte del espacio, no se requiere de grandes instalaciones, más bien se necesita ubicar un terreno regular y plano. Cuando la construcción de una línea cuenta con ciudades cercanas que puedan absorber el alojamiento del personal, en general se opta por esta última modalidad. El plazo referencial de implementación es de 1 a 3 meses, dependiendo de la magnitud de las obras.

## **C Caminos o huellas de acceso**

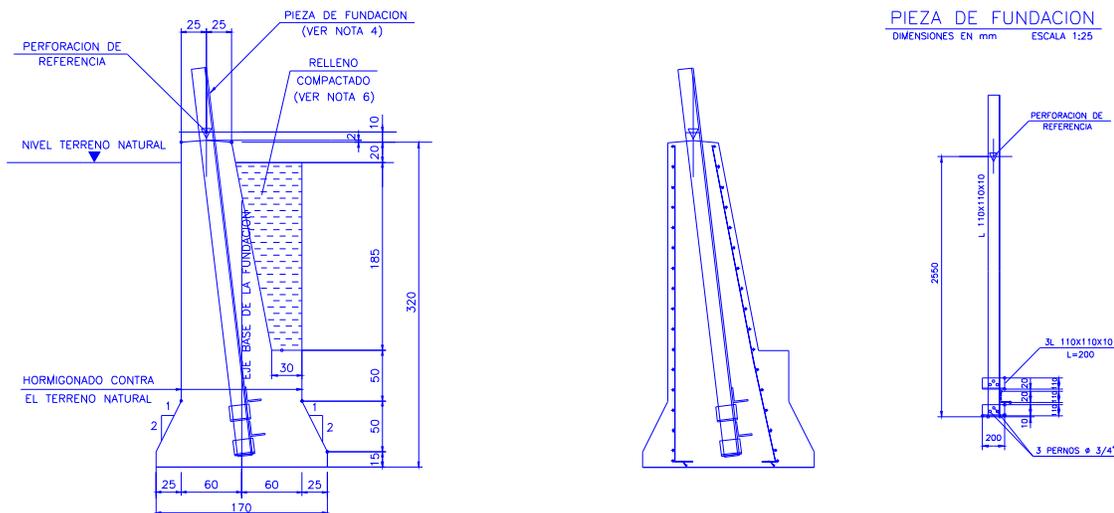
Esta actividad se desarrolla casi desde un comienzo, ya que de ella depende la construcción de la línea. El plazo de implementación de esta actividad puede variar entre un mes (líneas cortas y con facilidades de acceso existentes) hasta un año (líneas de gran longitud y dificultad de construcción).

## D Construcción de fundaciones

Depende del número de estructuras de la línea, de la cantidad de recursos disponibles (cuadrillas de personal de fundaciones), de la disponibilidad de hormigón prefabricado (de lo contrario se deberán implementar plantas de hormigón en puntos estratégicos de la línea) y de las dificultades de acceso principalmente. Se comienza excavando, por métodos manuales o mecánicos, la posición de las patas de la estructura, se sigue con la colocación de las barras de fundación, las enfierraduras y los moldajes, para luego verter controladamente el hormigón en cada pata de la torre. Esta actividad la puede desarrollar una cuadrilla especializada entre 6 a 12 días por cada torre. Por lo tanto, el plazo está fuertemente ligado al número de cuadrillas de fundación que se destinen para la obra.

La figura 5.4.1 muestra la forma típica de una fundación de una pata de torre. Observar el detalle de colocación de la barra de fundación, que corresponde a la parte estructural de la torre (cantонера) que queda embebida en el hormigón armado:

**Figura 5.4.1 : Fundación típica de una pata de torre**

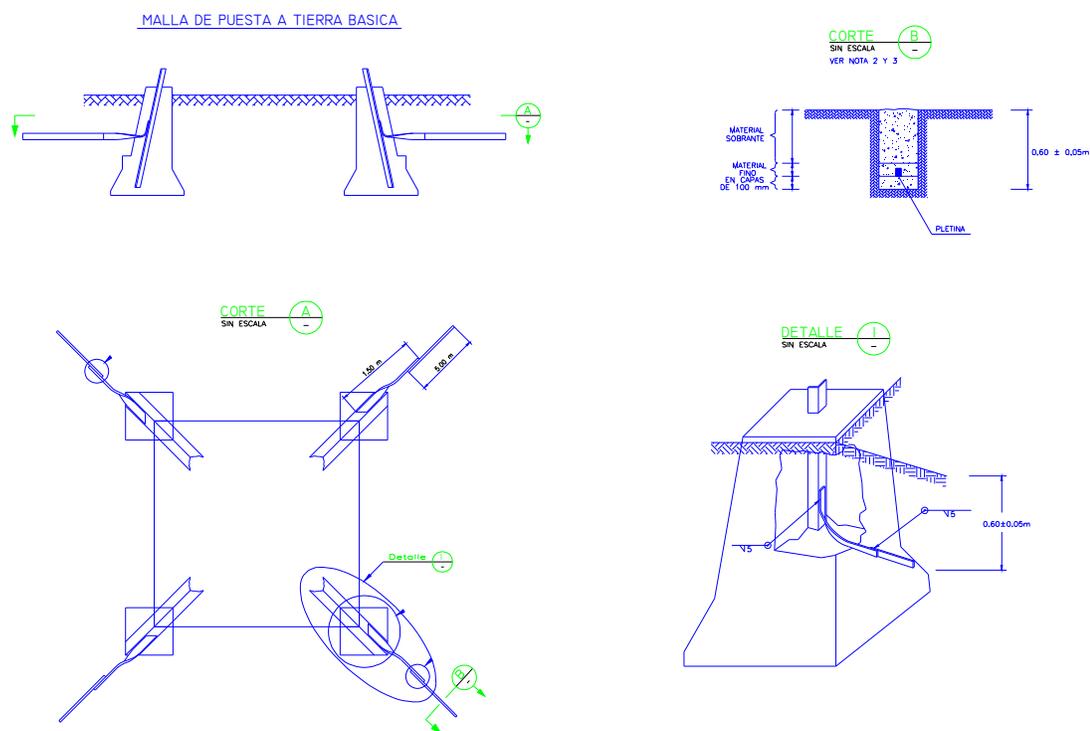


Se puede comenzar oportunamente con esta actividad si se cuenta de antemano con las barras de fundación de las estructuras, que se puede solicitar al fabricante de estructuras como una primera entrega de material en el contrato de fabricación de torres.

### E Instalación de las mallas de puesta a tierra

Consiste en la construcción de pequeñas zanjas de hasta 0,6 m de profundidad que permitan alojar en ellas las pletinas de acero galvanizado, que a su vez van soldadas a las barras de fundación de las estructuras. El plazo referencial para esta actividad es de 2 a 4 días por malla de puesta a tierra. En la figura 5.4.2 se observan algunos detalles de su construcción:

**Figura 5.4.2 : Detalles de construcción de malla de puesta a tierra**



## **F Montaje de estructuras**

Esta actividad se puede comenzar una vez que la fundación de la estructura se encuentre ya construida y se la pueda “cargar”, es decir, comenzar el montaje al menos siete días después de la construcción de la fundación, tiempo necesario para que el hormigón tome su capacidad mínima de resistencia. A medida que pasa el tiempo, el hormigón va mejorando su capacidad de resistencia hasta los 28 días en donde alcanza su máximo. El montaje se puede llevar a cabo mediante el armado de cuerpos pre-armados en terreno y levantados con grúas o bien tejiendo la red de perfiles angulares a medida que se avanza en altura. Como referencia, una torre de doble circuito de 220 kV puede ser armada entre 4 a 7 días por una cuadrilla especializada de montaje de este tipo de estructuras.

## **G Tendido de conductores y cable de guardia**

Esta actividad puede comenzar una vez que se dispongan tramos de línea ya montados. Se entiende por tramo de línea, a las estructuras de suspensión contenidas entre estructuras de anclaje. En general, un tramo se limita a un máximo de 6 a 7 km de longitud de línea. El plazo de ejecución depende de la longitud de la línea, el número de circuitos y número de cables de guardia, el número de tramos y obviamente de la cantidad de recursos disponibles (personal y equipos). Esta actividad, a modo referencial, demora entre 1 a 2 semanas por tramo para el tendido de un tramo de doble circuito.

## **H Remates**

Esta actividad se describió en 5.4.2, y para una línea de doble circuito de 30 km de longitud demora alrededor de un mes.

## **I Puesta en servicio**

Esta actividad se describe en la sección 5.6 de este capítulo y su plazo de ejecución es de alrededor de un mes.

## **J Desmovilización de las faenas**

Esta actividad consiste en el retiro de oficinas, campamentos y talleres del contratista de construcción. Su plazo de ejecución depende del número de instalaciones a desmontar y retirar a lo largo de la línea, pero típicamente puede tener una duración de entre 1 a 2 meses.

Si bien las actividades anteriores (A a J), en una primera instancia, se piensa que son actividades consecutivas, en la realidad en algún momento, dependiendo del número de tramos de la línea, se pueden estar ejecutando a un mismo tiempo. Por ejemplo, a medida que se van liberando los accesos a las estructuras, es posible comenzar con la construcción de fundaciones y a medida que se avanza en esta actividad, se puede ir montando estructuras. A medida que se van completando tramos montados de estructuras dentro de la línea, es conveniente comenzar con el tendido de conductores, y a medida que se completan tramos tendidos de conductores o cables, se puede comenzar hacer sus terminaciones (remates).

En el Anexo 3 se muestra un cronograma típico para el suministro, construcción y montaje de una línea de transmisión de simple circuito de 220 kV de 100 km de longitud que muestra la situación comentada.

## **5.5 DOCUMENTOS DE LICITACIÓN**

### **5.5.1 INTRODUCCIÓN**

Para el “Mandante” (Cliente o Dueño) del proyecto de la línea de transmisión será necesario establecer las bases administrativas, técnicas y comerciales, lo que se llama comúnmente “Documentos de Licitación” para que las empresas “Contratistas” sean invitadas en la presentación de “Ofertas” para la construcción de la línea.

El objetivo de esta sección es indicar los requerimientos mínimos a considerar en la confección de los documentos de licitación para el suministro, construcción y puesta en servicio de una línea de transmisión de alta tensión. Entre los documentos más importantes que el proyectista deberá preparar, están los siguientes:

- Instrucción a los proponentes.
- Bases Administrativas.
- Especificaciones Técnicas.
- Bases de Medición y Pago.

### **5.5.2 INSTRUCCIÓN A LOS PROPONENTES**

En este documento debieran integrarse todas las instrucciones, alcances de los trabajos, requisitos, entre otros aspectos; para la construcción de la línea de transmisión de forma que los Proponentes u Oferentes puedan elaborar sus Ofertas Técnicas y Económicas de una forma ordenada y armónica.

En este documento se deberían incluir al menos los siguientes aspectos:

a) Cronograma de Licitación:

Con el fin de indicar los plazos para la entrega de documentos por parte de los Oferentes (Proponentes) y los hitos de parte del Mandante (Cliente), como por ejemplo: oferta técnica, oferta económica, serie de preguntas y respuestas, adjudicación y orden de proceder.

b) Requisitos que deben cumplir los Proponentes u Oferentes:

Se deberá definir que se entiende como Oferente en cuanto a su personalidad jurídica, posibilidad que puedan ser Consorcios, posibilidad de integración de subcontratistas, su capacidad económica y representación ante el Mandante (Cliente).

c) Documentos de Licitación:

Son todos aquellos documentos que los Oferentes deberán considerar en la presentación de sus Ofertas. Por lo tanto el Cliente debería entregar un listado de éstos, tal como se indica en el numeral 5.5.1 de esta sección. Se deberá aclarar a los Proponentes que estos documentos son confidenciales y son exclusivamente utilizables para la presentación de las Ofertas.

d) Aclaraciones y Modificaciones a los Documentos de Licitación:

Para dar cabida a las discrepancias, omisiones en los documentos, entendimiento de los mismos, y aclaraciones en general, el Cliente deberá establecer plazos para entrega de “Preguntas”, con sus fechas claramente detalladas para recepción y entrega de las mismas. Estos documentos se conocen como “Serie de Preguntas y Respuestas” acerca de los documentos de Licitación. El Cliente además podrá entregar “Apéndices” en los que podrá modificar o entregar antecedentes adicionales a los documentos de licitación.

e) Visitas y conocimiento del terreno:

En general, siempre se requiere que los Oferentes conozcan en terreno las características y se formen la idea de las dificultades con que se podrían encontrar en la construcción de la línea. Esta actividad casi siempre es obligatoria para los Oferentes o sus representantes y de su exclusivo costo.

f) Presentación de la Oferta:

En esta sección el Cliente debería establecer los siguientes aspectos:

- Posibilidad que los Oferentes puedan presentar Ofertas alternativas en algunos aspectos, como por ejemplo, de diseño de las estructuras (calidad de aceros, cambios de escuadrías, etc.)
- Establecer el número de ejemplares originales y copias, formatos y cualquier otro aspecto para la presentación de las Ofertas. En general se entregan “sobres”, con las Ofertas Comerciales, Técnicas y las Garantías de la seriedad de las Ofertas en sobres separados.
- El idioma en que deben ser entregadas las Ofertas.
- Presentación de cada sección del formulario de la Oferta. En general, se incluyen los siguientes documentos:
  - Resumen de la Oferta, con identificación del proponente y su compromiso de ejecución de las obras en caso de adjudicación, precio total de la Oferta en moneda a definir por el

cliente (US\$, Unidad de Fomento, pesos Chilenos, etc.) y las declaraciones obligatorias del Oferente.

- Oferta Comercial detallada en resúmenes, cuadros de precios y anexos al cuadro de precios. También, en general, se solicitan los programas de previsión de pagos, anticipos.
- Análisis de Costos y Justificación de Precios en algunos ítems que sean de importancia para el análisis y comparación de las Ofertas para el Cliente. Se podría pedir detallar los costos de mano de obra, costos de utilización de equipos, costos indirectos y gastos generales e imprevistos.

g) Oferta Técnica:

En esta sección los Oferentes deberán entregar los siguientes aspectos relacionados con la organización y planificación de la construcción de la línea de transmisión:

- Organización para la ejecución de las obras, que debería incluir el organigrama general, la organización para el suministro de materiales, la organización para la ejecución de las obras en terreno y los currículos del personal ofrecido en la Oferta.
- Planificación y programación de las obras, en que se deberían incluir al menos el programa general para la ejecución de las obras, los métodos de trabajo, el programa general de suministros, programa de utilización de recursos (curva ocupacional y programa de utilización de equipos de construcción) y el proyecto de instalaciones de faena.
- Materiales y equipos ofrecidos para las obras del contrato de acuerdo a listas de fabricantes calificados por el Cliente, características técnicas garantizadas e información técnica garantizada de los suministros del Contrato. También se deberá dar cabida a las discrepancias técnicas e información adicional que podrían entregar los Oferentes.
- Representante ante el Cliente o Mandante.

h) Vigencia de las Ofertas:

El Cliente o Mandante deberá establecer la vigencia que tendrán las Ofertas de los Proponentes, generalmente establecido en semanas o algunos meses.

i) Garantía de seriedad de las Ofertas:

En general el Cliente deberá solicitar una garantía por la seriedad de la Oferta, expresada a través de una boleta de garantía bancaria de cierta duración y monto a determinar por el Cliente.

j) Apertura de las Ofertas:

El Cliente deberá establecer una fecha y hora precisa para el acto de apertura de las Ofertas. Se deberá asimismo establecer quienes podrán asistir por parte de los Oferentes, la secuencia de apertura de los sobres (Comercial, Técnica y Garantía), y la generación de un acta de aperturas de las Ofertas con los Proponentes presentes invitados anteriormente a participar en ella. También en ese mismo acto, el Cliente puede tener la facultad de declarar desierta una licitación, por ejemplo, si se presenta un único Proponente.

k) Estudio y Evaluación de las Ofertas:

En esta etapa el Cliente o Mandante, después de la apertura de las Ofertas, revisará los aspectos formales y hará una evaluación de las Ofertas. Para la evaluación de las Ofertas se fijará en los aspectos relacionados con los requerimientos técnicos de los suministros, el programa de previsión de pagos, la planificación y programación general de las obras, la organización, los subcontratistas propuestos y los aspectos legales.

l) Adjudicación del Contrato, Firma del Contrato y Notificación del Resultado de la Licitación:

El Cliente o Mandante, de acuerdo a la evaluación de las Ofertas, adjudicará el Contrato a uno de los Proponentes o podrá declarar desierta la Licitación. En caso de adjudicación, se dará aviso por escrito al proponente seleccionado, y podrá pedir antecedentes adicionales si se requiere. Esta etapa constituye generalmente la fecha de inicio del Contrato y dará la notificación del resultado de la licitación a todos los proponentes que han participado en la Licitación.

### **5.5.3 BASES ADMINISTRATIVAS**

En estos documentos el Cliente o Mandante establece cláusulas específicas que regirán la relación contractual entre el Cliente y el Contratista durante el desarrollo del Contrato. En este documento se fijan, en general, los siguientes aspectos:

- a) Tipo de Contrato: se deberá establecer si se trata de un contrato a suma alzada, por serie de precios unitarios, etc.
- b) Seguros: Se establecen los tipos de seguros que el contratista deberá adquirir como parte del contrato, que permitan proteger a los trabajadores por accidentes personales, a la propiedad del

- contratista, aseguren la integridad de transporte de los equipos y materiales de la obra, aseguren el riesgo contra todo riesgo de la construcción y montaje, etc.
- c) Multas y Sanciones: Se establecen las multas por incumplimiento de plazos intermedios y de término de la obras, multas por la demora en la entrega de información fundamental del proyecto, multas por el reemplazo de las personas originales comprometidas en el organigrama de construcción sin consulta al cliente, además de establecer retenciones en los estados de pago del contratista por incumplimiento de algunos de los aspectos anteriores.
  - d) Atención Médica: Se establecen las condiciones y exigencias mínimas para los sistemas de primeros auxilios del personal de obra y de traslado de accidentados.
  - e) Seguridad e Higiene Industrial: Se establecen procedimientos y normas que deberá cumplir el contratista para efectos de la seguridad de su personal y el tratamiento y obligaciones que deberá cumplir para mantener la higiene y el aseo industrial de las faenas de construcción.
  - f) Organización y personal del contratista: Se establece la forma y tipo de organización que el cliente requiere del contratista para la ejecución de las obras. Se deben definir los cargos claves principales y los requisitos profesionales y de experiencia que debe cumplir cada uno de ellos. En una obra de línea de transmisión, en general, se define un Administrador del Contrato y bajo él, Jefes de Frente de Obra y un Jefe de la Oficina Técnica, además de los Encargados de la Prevención de Riesgos y del Medio Ambiente.
  - g) Garantías: Se fija el monto y plazo de la garantía por el buen cumplimiento del contrato y la correcta ejecución de las obras por parte del contratista de la línea.
  - h) Plazos y Fechas Programadas: Se establecen los hitos relevantes de las obras que deberá cumplir el contratista de construcción de la línea.
  - i) Formas de Pago: Se establecen los procedimientos y plazos que deberá cumplir el contratista de las obras para la presentación de los estados de pago ante el Cliente.
  - j) Sistema de aseguramiento de calidad: Se fijan los aspectos mínimos que deberá incluir el Manual de Calidad para el Aseguramiento de Calidad de las Obras por parte del Contratista.
  - k) Inspección de los ensayos y pruebas de materiales: Se fijan los alcances y plazos del programa de inspección y ensayo de materiales de las obras entre el cliente y el contratista de construcción.

- l) Protección del Medio Ambiente: Se fijan las obligaciones y responsabilidades que deberá cumplir el contratista de las obras para la protección del medio ambiente.

#### **5.5.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

Estos documentos contienen los alcances y requerimientos técnicos que deberán cumplir las obras civiles, el suministro, el montaje, las pruebas de equipos y materiales y la puesta en servicio de la línea de transmisión.

Consta de una descripción del proyecto, de las obras incluidas en el contrato, los límites del contrato, las normas y reglamentos aplicables, las condiciones ambientales y las estipulaciones generales y particulares para el suministro de equipos y materiales de las obras de una línea de transmisión de alta tensión. Respecto de este último tema, por cada tipo de material de la línea, se deberán definir al menos, los siguientes aspectos:

- Alcances
- Normas técnicas aplicables
- Requisitos de fabricación
- Características técnicas del suministro
- Pruebas y Ensayos

A modo de ejemplo, en la tabla siguiente, se detallan los aspectos más importantes a considerar en las normas técnicas, características y ensayos mínimos que se exigen para la fabricación de las estructuras, los conductores, el cable de guardia y las cadenas de aislación:

**Tabla 5.5.1 : Requisitos mínimos para materiales de líneas de transmisión**

<b>Aspecto</b>	<b>Conductor</b>	<b>Cable Guardia</b>	<b>Conjuntos de Aislación</b>	<b>Estructuras (torres)</b>
Normas Técnicas	ASTM B398 y B399 para conductores AAAC; ASTM B230 y B231 para conductores AAC; ASTM B232 y ASTM B498 para conductores ACSR y ASTM B524 para los conductores ACAR.	Si es acero galvanizado ASTM A475; si es de alumoweld ASTM B145 y B416; si es OPGW adicionar las normas ITU.	IEC-60383 para aisladores de vidrio o porcelana; IEC 601109 para aisladores poliméricos; IEC60120, IEC60372 y IEC60120 para la ferretería.	NCh203; ASTM A36; ASTM 572; ASTM A394; ASTM A193; EN 10025 y AWS.
Características técnicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tipo de material</li> <li>Sección transversal</li> <li>Diámetro</li> <li>N° de hebras</li> <li>Peso</li> <li>Resistencia Eléctrica</li> <li>Tensión de rotura</li> <li>Módulo de elasticidad</li> <li>Coef.Dilatación Térmica</li> <li>Elongación</li> </ul>	<p>Idem anterior, más características ópticas de las fibras en el caso del OPGW:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud de onda</li> <li>Atenuación media</li> <li>Dispersión cromática</li> <li>Diámetro revestimiento</li> <li>Diámetro recubrimiento</li> <li>Diámetro campo modal</li> <li>Pérdidas de inserción por empalme</li> <li>Protección contra la humedad</li> <li>Etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Material del aislador</li> <li>Tipo (normal o neblina)</li> <li>Diámetro</li> <li>Espaciamiento unitario</li> <li>Distancia de fuga</li> <li>Tipo de acoplamiento</li> <li>Resistencia electromecánica</li> <li>N° de aisladores por cadena</li> <li>Características de la Ferretería</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Materiales</li> <li>Tolerancias de fabricación</li> <li>Pernos y arandelas</li> <li>Marcas</li> <li>Soldaduras</li> <li>Protección anticorrosión</li> <li>Pernos de anclaje</li> </ul>
Pruebas y ensayos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calidad de las materias primas</li> <li>Apariencia</li> <li>Paso del cableado</li> <li>Dimensiones</li> <li>Pruebas de rotura</li> <li>Pruebas de conductividad</li> <li>Embalajes y marcas (carrete)</li> </ul>	Idem anterior, más pruebas ópticas a las fibras	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dimensión y ensamble de las cadenas</li> <li>Pruebas eléctricas de impulso y de frecuencia industrial</li> <li>Comportamiento termomecánico</li> <li>Pruebas de galvanizado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Armados de prueba</li> <li>Pruebas de carga</li> </ul>

### 5.5.5 BASES DE MEDICIÓN Y PAGO

En este documento se establecen las formas de pago de cada una de las partes de las obras del contrato de suministro, construcción y montaje de una línea de transmisión, es decir, se establecen las unidades de medida para cada uno de los ítems del contrato y el alcance de cada uno de ellos.

En la tabla siguiente, se muestran las unidades de pago de algunos ítems más importantes de una línea de transmisión, a saber:

**Tabla 5.5.2 : Unidades de pago más habituales**

<b>Ítem</b>	<b>Unidad de Pago Usual</b>
Conductor y cable de guardia	km
Cadenas de aisladores	Por cada una (c/u)
Estructuras	c/u por tipo ó por Toneladas (Ton)
Accesos a las estructuras	Por c/u ó por km de acceso
Fundaciones	Por c/u ó por m <sup>3</sup> de excavación, hormigón, rellenos; más kg de enfierraduras
Malla de puesta a tierra	Por c/u ó por m lineal de malla
Montaje de Estructuras	Por c/u ó por Ton de estructura montada
Tendido de conductor o cable de guardia	Por km de circuito tendido o por km de cable tendido

## 5.6 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

El proyectista de una línea de transmisión debe conocer las pruebas típicas de puesta en servicio para este tipo de instalaciones. Este proceso de pruebas está destinado a verificar que la línea se encuentre en condiciones de ser energizada. Esta actividad generalmente la desarrolla el mismo contratista de las obras de construcción y montaje de la línea, bajo la inspección técnica que eventualmente pudiese colocar el mandante de la línea.

Las pruebas para la puesta en servicio son las siguientes:

- Inspección visual a través de un recorrido pedestre del estado de la línea
- Verificación del retiro de todas las puestas a tierra provisionales.
- Resistencia de aislación: Deberá verificarse la resistencia de aislación entre cada fase y tierra, y entre fases en todas sus combinaciones.
- Medida de resistencia y continuidad del conductor: El valor de la resistencia del conductor no podrá superar en 5% el valor teórico de dicha resistencia.
- Secuencia y correspondencia de fases: La medición de secuencia y correspondencia de fases, destinada a obtener una verificación final de que todas las transposiciones y abatimientos de los conductores han sido ejecutados de acuerdo a los planos de la ingeniería, se efectuará aplicando tensiones de valor reducido y haciendo lecturas y verificaciones en las subestaciones terminales. Esta prueba se efectuará después de verificar la resistencia de aislación de la línea y la continuidad del conductor.

Es conveniente que esta actividad se realice manteniendo las áreas de pruebas iluminadas, eliminando cualquier condición insegura que se origine durante las pruebas. Si cualquier prueba origina algún peligro para las personas o equipos, tal actividad deberá ser inmediatamente interrumpida. Luego de adoptar todas las medidas de seguridad, se podrá proseguir los controles o pruebas.

El encargado de las pruebas deberá contar con todos los equipos, instrumentos, dispositivos, instrumentos patrones o subpatrones y, en general, de todos los elementos y materiales de consumo que se requieran para ejecutar las pruebas de puesta en servicio. Cada instrumento que se emplee será calibrado previamente. Muchas veces es conveniente solicitar los certificados de calibración de los instrumentos.

Antes de iniciar las pruebas, se deberán retirar todas las conexiones a tierra que se hayan colocado en la línea y verificar que no habrá impedimentos para su energización. Durante este período de pruebas, no es recomendable ejecutar ningún tipo de trabajo en las estructuras ni en altura, limitándose sólo a efectuar trabajos a nivel del suelo.

Estas pruebas de puesta en servicio son aprobadas por el mandante de la línea luego de conocer los resultados de las mediciones o ensayos, que se plasman en algún informe técnico que debería contener, como mínimo, la siguiente información:

- Identificación del sistema.
- Valores medidos, valores especificados, resultados y tolerancias.
- Esquema del conexionado del instrumental de prueba.
- Instrumentos y elementos empleados, con su identificación y características técnicas.
- Condiciones ambientales: temperatura ambiente, temperatura del objeto, humedad relativa, presión barométrica (cuando corresponda).
- Conclusiones.
- Fecha y hora de la prueba.
- Nombre y firma del personal del contratista responsable de la prueba.

## 6. CONCLUSIONES

Primeramente, debemos recordar las causas que motivaron la preparación de este trabajo de título (ver capítulo 1), que se basó en el crecimiento de la demanda eléctrica, que impulsa el crecimiento de los sistemas de transmisión en los países en vías de desarrollo, en particular las líneas de transmisión de alta tensión aéreas en Chile; sumado a la necesidad de contar con una guía práctica y rápida para introducirse en el diseño de líneas de alta tensión; se ha intentado por lo tanto, presentar de una forma ordenada, metódica y resumida los aspectos y variables más importantes que tienen relación con el diseño y proyecto de una línea aérea de transmisión de alta tensión, de forma que un lector profesional del área eléctrica o incluso de otra especialidad, que desconozca los aspectos de diseño de una línea de transmisión, pueda entender rápidamente cuales variables y qué aspectos son los que gobiernan el diseño de este tipo de obras. De alguna forma, se ha entregado un buen punto de partida para quien nada sabe de este tema en un comienzo.

En los capítulos 2 y 3, a través de varias secciones, se trató de dar un énfasis en las principales actividades que se deben definir como parte del diseño de una línea de transmisión. La primera (sección 2.1), tiene relación con el estudio del trazado, por lo que se han presentado distintas fuentes de informaciones cartográficas y legales, que permitan ubicar espacialmente el trazado de una línea de transmisión asociada con su componente predial, que es muy importante de conocer a la hora de gestionar la concesión eléctrica de la línea y tramitar su servidumbre. Se recomendó realizar siempre un reconocimiento visual del trazado, ya que se pueden encontrar aspectos no cubiertos por las fuentes de información. Asimismo, se recomendó también manejar el proyecto de trazado en un sistema de información geográfico (SIG), ya que proporcionará flexibilidad y rapidez a la hora de hacer modificaciones o actualizaciones del estudio del trazado.

En las secciones 2.2 a 2.7 se presentaron los aspectos básicos y puramente técnicos para determinar los elementos principales de una línea de transmisión aérea de alta tensión, como son: el conductor, el cable de guardia, la aislación y el dimensionamiento electromecánico de las estructuras. Al respecto, se propusieron metodologías y criterios para su dimensionamiento, lo que permite diseñar una línea con un estándar mínimo de seguridad y confiabilidad para permitir una operación exitosa de la línea. Las

metodologías, criterios y fórmulas indicadas para determinar los distintos parámetros y variables de diseño, se basan en las consultas a normas, publicaciones y recomendaciones nacionales e internacionales, además de la experiencia y participación activa del memorista en el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en empresas de ingeniería nacionales.

En las secciones 3.1 a 3.3 del capítulo 3, se presentan aspectos de diseño adicionales que merecen ser revisados por el proyectista de una línea de alta tensión, y que tienen incidencia en el diseño de líneas complejas, como son las líneas de alta tensión que se trazan en zonas con hielo, en donde es posible que puedan ocurrir fenómenos como el galopeo de conductores (conocido como Galloping) o el desprendimiento de hielo en los mismos, fenómeno que puede ser más recurrente que el Galloping y que se conoce como Ice Jumping. Ambos aspectos tienen incidencia en la verificación o rediseño de los espaciamientos eléctricos de las estructuras. Las metodologías de cálculo allí indicadas provienen de la experiencia empírica obtenida en países desarrollados en el estudio de estos fenómenos. También se han propuesto metodologías para estimar el campo eléctrico, las pérdidas corona y la radio-interferencia de líneas de transmisión eléctricas de alta tensión, con el objeto de evaluar la compatibilidad electromagnética de la línea con el medio ambiente, por lo que también se han presentado recomendaciones internacionales para los valores tolerables de campo eléctrico y radio-interferencia, que la legalidad ambiental adopta en Chile y que el proyectista de una línea de transmisión necesariamente debe conocer. Adicionalmente, en la sección 3.3 se han revisado, sutilmente, dos tecnologías para los sistemas de comunicaciones de una línea de transmisión, que tienen por objetivo comunicar los extremos de la línea para efectos de coordinación de sus protecciones eléctricas, señales de comando, transmisión de datos y telefonía principalmente, que son necesarias para la operación y gestión de una línea de alta tensión. Se revisó el funcionamiento de un enlace de comunicaciones con Onda Portadora (PLC por sus siglas del inglés Power Line Carrier), que es de antigua data y el enlace con fibras ópticas incorporadas al cable de guardia, llamado por sus siglas en inglés OPGW (Optical Ground Wire).

En el capítulo 4 se revisaron las técnicas que se aplican, en general, para el aumento de la capacidad de transmisión de líneas existentes (repotenciamiento de líneas de alta tensión). Las motivaciones para haber revisado este tema, dice relación con la imposibilidad cada vez mayor que se presenta en la

construcción de nuevas líneas de transmisión en Chile, en especial, la implementación de nuevas líneas en los cascos urbanos de las ciudades que están en continuo crecimiento o expansión radial, que producen la reducción de corredores o fajas para nuevas líneas y encierran el acceso a las subestaciones de distribución de energía eléctrica. Al respecto, se revisaron dos tipos de repotenciamientos: el primero que se llamó tradicional, en base a técnicas que intervienen directamente al conductor (tradicional) o su recambio, pero que significan algunas veces grandes intervenciones en la línea existente, con las problemáticas que ello acarrea, como por ejemplo: indisponibilidad de la línea, problemas para la obtención de los permisos de construcción (permisos municipales), costos de indemnización a los propietarios y grandes impactos ambientales. Para cada uno de los métodos tradicionales, se explicaron sus alcances, ventajas y desventajas. El segundo método de repotenciamiento, tiene relación con un avance tecnológico en la fabricación de nuevos materiales para ser usados como conductores eléctricos, pero que presentan mayores capacidades de transmisión a altas temperaturas, produciendo bajas flechas, comparados con los conductores tradicionales. Estos conductores conocidos como de Alta Temperatura y Baja Flecha, presentan ventajas significativas a la hora de repotenciar una línea existente. Se han revisado algunos de los tipos de conductores de alta temperatura existentes en el mercado y se han obtenido comparaciones de capacidad de transmisión, flechas y costos relativos respecto de los conductores tradicionales.

En el capítulo 5 se han revisado los temas que permiten implementar y llevar a cabo un proyecto de línea de transmisión, los cuales deben estar en conocimiento del profesional encargado de llevar adelante un proyecto de este tipo. En las secciones 5.1; 5.2 y 5.3 se revisó la legalidad vigente que se debe cumplir para proyectar y construir una línea de transmisión de alta tensión, temas que están relacionados con el cumplimiento de la normativa eléctrica, las etapas para obtener la concesión eléctrica, los aspectos legales de las servidumbres y los alcances que debiera tener el estudio de impacto ambiental de una línea de transmisión. Asimismo, en las secciones 5.4; 5.5 y 5.6 se revisaron los temas relacionados con la estimación de costos de una línea, los documentos que permiten licitar una obra de este tipo y las pruebas de puesta en servicio que se deben tener en cuenta antes de la energización de la línea.

## **BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS**

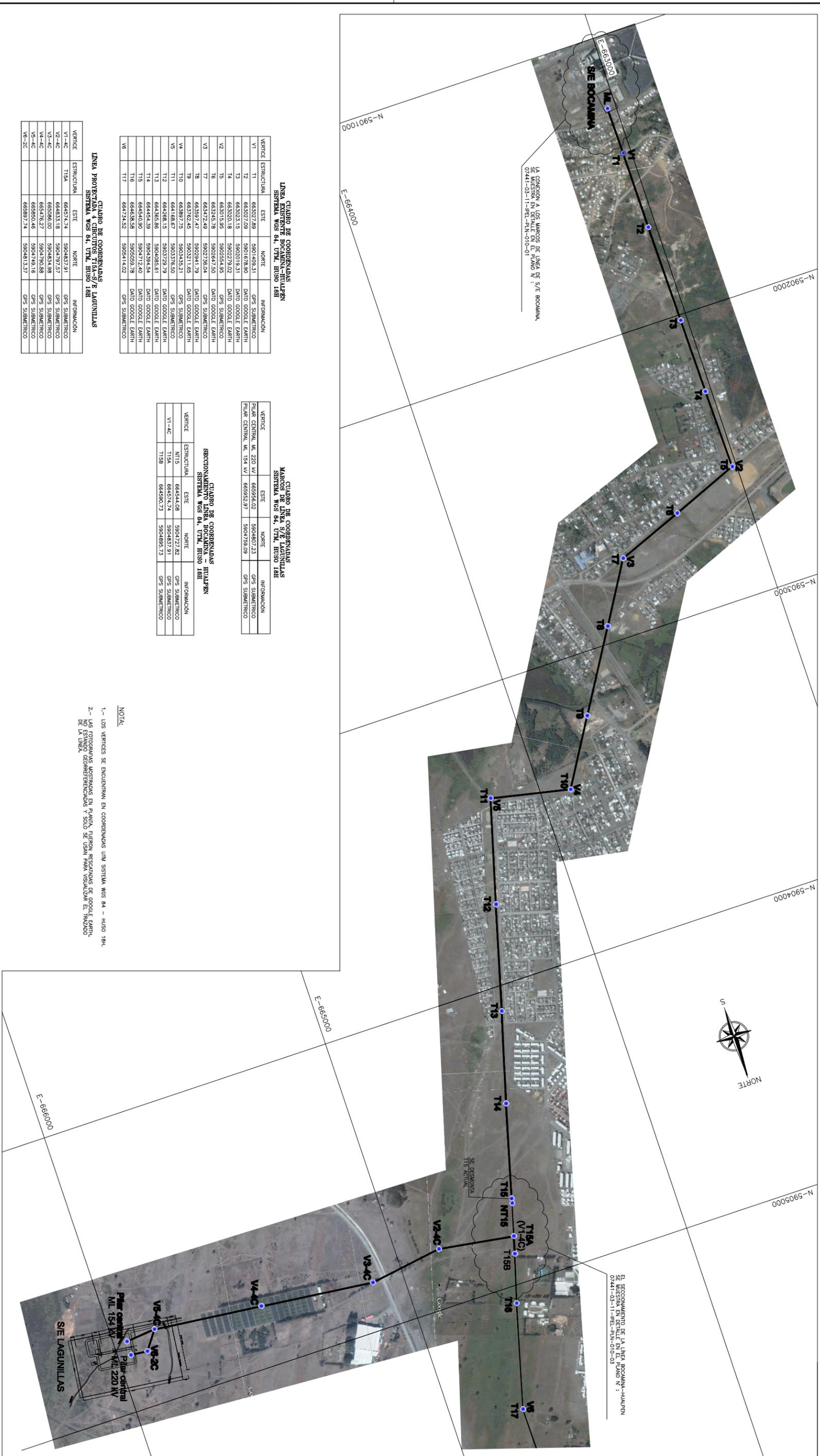
- [Ref.1] : Conal C.A., Catálogo de Conductores 1987.
- [Ref.2] : Diego Cornejo B., Diseño de una línea de transmisión de 220 kV. Uso de aisladores poliméricos. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Diciembre 2000.
- [Ref.3] : Jaime Gonzalez V., Estudio de un programa de computación para determinar parámetros básicos en el anteproyecto de líneas de transmisión. Universidad Técnica del Estado. Septiembre 1970.
- [Ref.4] : Tanaka y Numajari. Short circuit current carrying capacity of aluminium clad steel wires. 1965.
- [Ref.5] : Lagostana, Magagnoli, Noferi, Marsi y Vitali. Effetti delle correnti di corto circuito nelle linee ad altissima tensione. 1966.
- [Ref.6] : Arturo Gajardo V., Curso de líneas de transmisión para profesionales. Determinación de la aislación en la estructura de líneas de transmisión. Tema N°4 publicado en Endesa-Chile. 1974.
- [Ref.7] : Edison Electric Institute. EHV Transmission Line Reference Book. 1968.
- [Ref.8] : Electric Power Research Institute. Transmission Line Reference Book 345 kV and Above. 1979.
- [Ref.9] : Endesa. Redes de Energía Eléctrica. Segunda Parte: Líneas de Transmisión. 1982.
- [Ref.10]: Alcoa Sag10 White Papers. Appendix J: Inclined Span Module. Información contenida en el software Sag10 de Alcoa.
- [Ref.11]: Electra N°75. Working Group 22.05 of Study Committee N°22. Permanent elongation of conductors. Predictor equation and evaluation methods. 1981.
- [Ref.12]: Alcoa Aluminium Co. Overhead Conductor Engineering Data. Section 4, Overhead Conductor Vibration.

- [Ref.13]: Rural Utility Services (RUS). Bulletin 1724E-200. Section 6. Clearances between conductors and between conductors and overhead ground wires.
- [Ref.14]: HQI-TRANSELEC Chile S.A., Campos eléctricos y magnéticos. Una descripción del estado actual del tema "Efectos de los Campos Electromagnéticos producidos por líneas de transmisión en las personas". Enero 2003.
- [Ref.15]: Nelson Morales O., Apuntes del Curso EM-719 Ingeniería de Alta Tensión. Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- [Ref.16]: Claude Gary, Marcel Moreau. L'effet de Couronne en tension alternative. Direction des Etudes et Recherches d' Electricité de France (EDF). 1976.
- [Ref.17]: Especificación del Proyecto de Monitoreo de Enlaces de Comunicaciones Asociadas a la S/E Hualpén. Luis A. Osorio Sch. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Santiago de Chile. Septiembre 2000.
- [Ref.18]: Power Line Carrier Channel & Application Considerations For Transmission Line Relaying. Miriam P. Sanders, Roger E. Ray. Pulsar Technologies, Inc. Document Number C045-P0597.
- [Ref.19]: Overhead Power Lines. Planning, Design, Construction. F. Kiessling, P. Nefzger, J.F. Nolasco, U. Kaintzyk. Springer-Verlag. Septiembre 2002.
- [Ref.20]: Norma Internacional IEC 60826, Design criteria of overhead transmission lines.
- [Ref.21]: Derecho Eléctrico. E. Evans E., M. Seeger C. Editorial LexisNexis, Segunda Edición, Enero 2007.
- [Ref.22]: Norma Internacional IEEE Std. 738, Calculating the current-temperature of bare overhead conductors.
- [Ref.23]: Ley 19.300 Sobre Bases Generales del Medio Ambiente, CONAMA.
- [Ref.24]: Norma Internacional IEC60815, Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions.

## ANEXOS

- ANEXO A1 : EJEMPLO DE PLANO DE TRAZADO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
- ANEXO A2 : EJEMPLO DE PLANO DE SERVIDUMBRE PROPIETARIO INDIVIDUAL
- ANEXO A3 : EJEMPLO DE PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

**ANEXO A1 : EJEMPLO DE PLANO DE TRAZADO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**



LA CONEXION A LOS MARCOS DE LINEA DE S/E BOCANAMA SE MUESTRA EN DETALLE EN EL PLANO N° : 07441-03-11-PEL-PLN-010-01

SE RECOMIENDA DE LA LINEA BOCANAMA-HUALPEN 07441-03-11-PEL-PLN-010-03 UNO N° 1

**CUADRO DE COORDENADAS LINEA EXISTENTE BOCANAMA-HUALPEN SISTEMA WGS 84, UTM, HUSO 18H**

VERTICE	ESTRUCTURA	ESTE	NORTE	INFORMACION
V1	T1	665027.89	5901409.31	GPS SUBMETRICO
T2		665027.09	5901678.90	DATO GOOGLE EARTH
T3		665023.15	5902019.31	DATO GOOGLE EARTH
T4		665020.18	5902279.02	DATO GOOGLE EARTH
V2	T5	665015.95	5902544.59	GPS SUBMETRICO
T6		665245.78	5902847.50	DATO GOOGLE EARTH
T7		665472.49	5902738.04	DATO GOOGLE EARTH
T8		665917.47	5902941.79	DATO GOOGLE EARTH
T9		665927.42	5903114.67	DATO GOOGLE EARTH
V4	T10	664168.42	5903378.50	GPS SUBMETRICO
V5	T11	664168.42	5903378.50	GPS SUBMETRICO
T12		664298.15	5903729.79	DATO GOOGLE EARTH
T13		664365.86	5904086.61	DATO GOOGLE EARTH
T14		664464.39	5904394.54	DATO GOOGLE EARTH
T15		664540.20	5904712.40	DATO GOOGLE EARTH
T16		664638.58	5905059.78	DATO GOOGLE EARTH
V6	T17	664734.52	5905414.02	GPS SUBMETRICO

**CUADRO DE COORDENADAS MARCOS DE LINEA S/E LAGUNILLAS SISTEMA WGS 84, UTM, HUSO 18H**

VERTICE	ESTE	NORTE	INFORMACION
PIER CENTRAL ML 220 W	665956.02	5904807.23	GPS SUBMETRICO
PIER CENTRAL ML 154 W	665952.97	5904759.09	GPS SUBMETRICO

**CUADRO DE COORDENADAS SECCIONAMIENTOS SISTEMA WGS 84, UTM, HUSO 18H**

VERTICE	ESTRUCTURA	ESTE	NORTE	INFORMACION
V1-4C	T15A	664544.08	5904727.82	GPS SUBMETRICO
V1-4C	T15A	664547.74	5904837.91	GPS SUBMETRICO
T15B		664590.73	5904895.73	GPS SUBMETRICO

- NOTA:
- 1.- LOS VERTICES SE ENCUENTRAN EN COORDENADAS UTM SISTEMA WGS 84 - HUSO 18H.
  - 2.- LAS FOTOGRAFIAS MOSTRAN EN PLANTA, FUERON RESCALOS DE GOOGLE EARTH, NO ESTAN GEORREFERENCIADAS Y SOLO SE USAN PARA VISUALIZAR EL TRAZADO DE LA LINEA.

**LINEA PROYECTADA 4 CIRCUNTOS T15A-S/E LAGUNILLAS SISTEMA WGS 84, UTM, HUSO 18H**

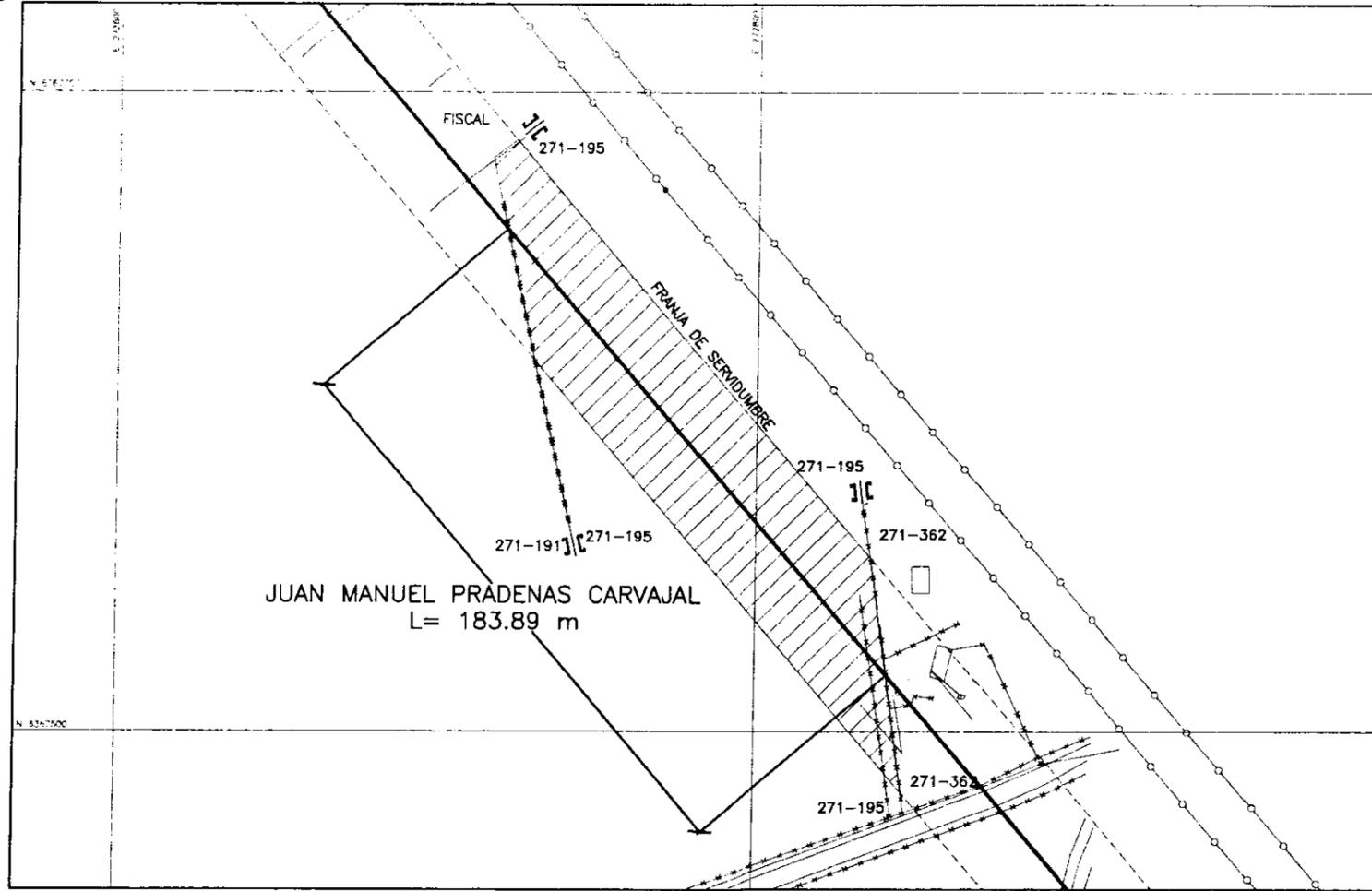
VERTICE	ESTRUCTURA	ESTE	NORTE	INFORMACION
V1-4C	T15A	664574.74	5904837.91	GPS SUBMETRICO
V2-4C		664833.18	5904797.57	GPS SUBMETRICO
V3-4C		665096.00	5904834.98	GPS SUBMETRICO
V4-4C		665478.27	5904790.88	GPS SUBMETRICO
V5-4C		665850.46	5904749.18	GPS SUBMETRICO
V6-2C		665897.74	5904813.37	GPS SUBMETRICO

<b>Ingandes</b>		PROYECTO		CONTRATO PRT-716		DETALLE		TRANSACCION GENERAL		FECHA		N° ARCHIVO																																			
UNIDAD	SECCION	CANTO	REVO	ANEXO	FECHA	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO																																		
PEL	J.O.B	R.D.	J.N.M.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.	J.A.B.																																		
PLANO N° 07441-03-01-PEL-PLN-001				VERSION	A	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO	LIBRO																																		
PLANS				AFINES				MODIFICACIONES				ELEC				REV				APR				DEB				PROY				CONTR				APR				FECHA				N° ARCHIVO			
												PLANO N°																																			

**ANEXO A2 : EJEMPLO DE PLANO DE SERVIDUMBRE  
PROPIETARIO INDIVIDUAL**



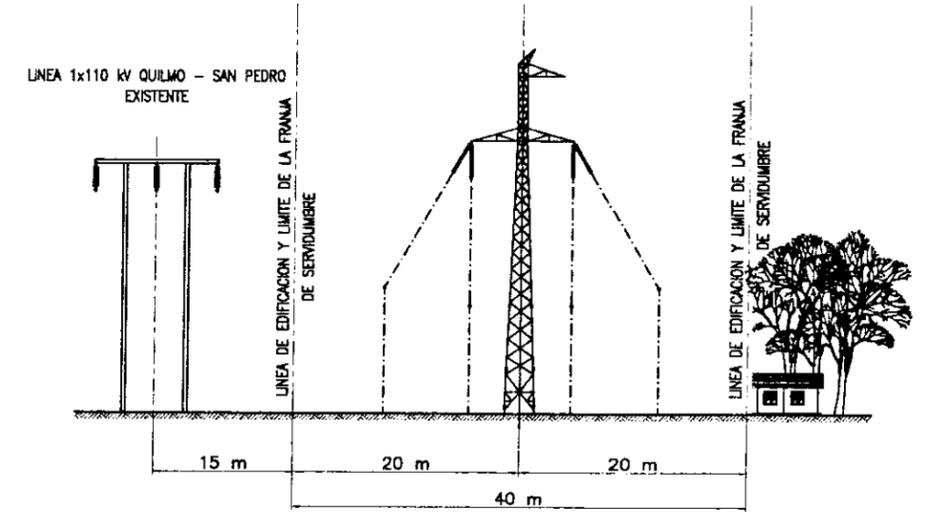
**PLANTA**  
ESCALA 1:2000



**SIMBOLGIA**

- FRANJA DE SERVIDUMBRE
- LIMITE PREDIAL
- SERVIDUMBRE
- LINEA 1x220 KV PROYECTADA

**LINEA 1 x 220 kV QUINTERO - SAN LUIS**  
**TORRE DE SUSPENSION TYPICA**



ROL	271 - 195
NOMBRE PROPIETARIO	JUAN M. PRADENAS CARVAJAL
REPRESENTANTE LEGAL	JUAN PRADENAS VASQUEZ (HIJO)
N° SEGÚN LISTA DE PROPIETARIOS	20
NOMBRE DEL PREDIO	PARCELA 15-A, VALLE ALEGRE
LONGITUD SERVIDUMBRE	183,89 m
SUPERFICIE AFECTA A SERVIDUMBRE	0,727 ha
USO DE SUELO	PASTIZAL
DESTINO DEL SUELO	AGRICOLA

REGION	QUINTA REGION
PROVINCIA	VALPARAISO
COMUNAS	QUINTERO

<b>ingendesa</b>						LÍNEA 1x220 kV QUINTERO - SAN LUIS		<b>endesa</b> chile E
DISEÑO M.L.H.	SUPERVISOR N/A	DISEÑO M.L.H.	REVISOR J.P.R.	APROBADO J.M.V.	FECHA ABRIL 08	REPRESENTANTE DE LA EMPRESA MARIO RICARDO SAEZ SANCHEZ INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA U.C.	DETALLE PLANO DE SERVIDUMBRE ROL 271-195	
PLANO N° 06549-04-02-IPEL-PLN-002			VERSION C	LAMINA 012	UNIDAD DIM: m			

**ANEXO A3 : EJEMPLO DE PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN  
DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

