



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

**ESTIMACIÓN DEL PRESUPUESTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN
ÓPTIMA A NIVEL DE PREFACTIBILIDAD**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

DIEGO JOAQUÍN ORELLANA LINEROS

**PROFESOR GUÍA:
PABLO ANDRÉS MEDINA COFRÉ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO ERNESTO EDUARDO PALMA BEHNKE
ARIEL ANTONIO VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: DIEGO ORELLANA LINEROS
FECHA: 22/04/2013
PROF. GUÍA: SR. PABLO MEDINA

ESTIMACIÓN DEL PRESUPUESTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ÓPTIMA A NIVEL DE PREFACTIBILIDAD

La presente memoria tiene por objetivo desarrollar una herramienta que permita estimar de forma simple y relativamente rápida el costo de un proyecto de línea de transmisión, dejando registrados en este documento los planteamientos matemáticos del problema de optimización que se modela, y los códigos computacionales usados en la herramienta. Para realizar la estimación se toman supuestos como, por ejemplo, el hecho de que la topografía de cada tramo de suspensión es similar a los demás, permitiendo “repetir” el tramo estudiado a lo largo de la ruta; además se supone que la línea no presenta singularidades en su trazado.

Sirven al programa principal diversas rutinas computacionales menores que solucionan problemas geométricos, equilibrios térmicos en los conductores, cambios de estados mecánicos, además de otras rutinas específicas. En relación al modelo de cambio de estado, cabe mencionar que, para realizar estudios básicos de líneas de transmisión se suele ocupar el método del *ruling span*. Sin embargo, éste solo arroja resultados correctos para terrenos planos. En esta memoria, el modelo de cambio de estado utilizado es adecuado para todo tipo de terrenos y resulta ser una de las funciones más importantes dentro de la herramienta principal, ya que permite verificar las restricciones de distancias mínimas a tierra, las tensiones mecánicas máximas sobre los conductores en las condiciones climáticas más adversas, etc. En la memoria se valida el método de cambios de estado programado con el método del *ruling span* sobre un terreno plano bajo hipótesis idénticas arrojando un error de 0.035%.

La herramienta desarrollada es probada mediante un análisis de sensibilidad para estudiar su comportamiento. Sobre el caso base (terreno plano, sin carga de hielo) las pruebas de sensibilidad corresponden a: terreno irregular, disminución del factor de seguridad de las torres y manguito de hielo de 20 mm² de espesor alrededor del conductor. Se muestra cómo, cambiando sólo la forma del terreno, la herramienta desplaza 25 m la posición de una torre para salvar las distancias de seguridad; cuando se aumenta la capacidad de las torres (disminuyendo su factor de seguridad) se logra usar conductores de mayor sección disminuyendo las pérdidas y el costo en valor actual del proyecto; y cuando se tiene carga de hielo las pérdidas aumentan un 10% y se debe usar un conductor de menor sección.

Como trabajo futuro se propone el estudio del uso de algoritmos de inteligencia computacional para explorar el espacio de soluciones factibles, y también se propone modificar la aplicación simplificando el modelo mecánico de cambio de estados en caso de que se requieran estudiar proyectos en terrenos exclusivamente planos.

A Daniela y a Poly

Agradecimientos

Quiero agradecer primero que todo a Jehová, mi Dios, por haberme ayudado a terminar esta etapa de mi vida con éxito. Durante muchos momentos esta memoria fue un dolor de cabeza. Pese a eso, la memoria salió adelante. Agradezco toda la ayuda que me brindó mi profesor guía. Siempre pudo hacerse un tiempo dentro de su apretada agenda para responder mis interrogantes, fuera en el Kanela, donde la Sonia o en el patio de Eléctrica... Un 7.

Quiero agradecer a mi amada novia, Daniela, por haberme apoyado en este largo camino, donde hubo altos y bajos, días buenos y días malos, días de pena y días de alegría, pero estando juntos siempre pudimos y podremos salir adelante.

Queridos hermanos, Manito y Polillita, les agradezco la comprensión que siempre me han demostrado y las risas que siempre me sacan, están hechos de lo mismo que yo e inevitablemente los amo mucho. Mamá, te doy las gracias por todo lo que has hecho por mí y por la paciencia que me has tenido, disculpa las veces que te he hecho rabiar. Papá, gracias por haberte descreestado para darme la oportunidad de estudiar esta carrera que amo.

Debo mencionar a mis compañeros de la salita de memoristas: Fallo, Emilio, Ale, Tati, Pato y Chino. Ustedes hicieron amenos los más de 6 meses de encierro. ¡Cómo olvidar las partidas de cacho al final de cada almuerzo!

Y aunque tal vez pensaban que los olvidaba... ¡No! Mandolino y Tamagol, mis dos más *grandes amigos* de universidad, gracias por los buenos momentos que compartimos juntos (que comenzaron en primavera de 2009). Por último quiero agradecer a todos mis amigos de la congregación por amenizar cada semana del año, por haberme mostrado tanto cariño.

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN	1
1.2. OBJETIVO PRINCIPAL.....	1
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.4. ALCANCES	2
1.5. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	3
CAPÍTULO 2 ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS	4
2.1. INTRODUCCIÓN.....	4
2.2. ESTRUCTURAS	4
2.2.1. <i>Tipos de estructuras [3]</i>	4
2.2.2. <i>Partes de una torre de una línea de transmisión eléctrica</i>	6
2.2.3. <i>Árboles de carga</i>	7
2.2.4. <i>Familia de torres</i>	8
2.3. FUNDACIONES DE LAS ESTRUCTURAS	8
2.4. CÁLCULO TÉRMICO DE CONDUCTORES [5].....	9
2.4.1. <i>Cálculo en estado permanente</i>	9
2.4.2. <i>Unidades y símbolos</i>	10
2.4.3. <i>Fórmulas</i>	11
2.4.4. <i>Ecuaciones para las propiedades del aire, ángulos solares y flujo de calor solar</i>	12
2.5. NORMA CHILENA DE CORRIENTES FUERTES NSEG 5	14
2.5.1. <i>Distancias mínimas entre un conductor y la estructura</i>	14
2.5.2. <i>Distancias mínimas entre dos conductores desnudos</i>	14
2.5.3. <i>Distancias entre conductores y el suelo</i>	15
2.5.4. <i>Verificación de solicitudes mecánicas</i>	15
2.6. RELACIÓN PRESIÓN – VELOCIDAD DEL VIENTO	16
2.7. CURVA CATENARIA EN LOS CONDUCTORES [8].....	17
2.7.1. <i>Determinación de la posición de los apoyos en el sistema de referencia de la catenaria</i>	20
2.7.2. <i>Fuerzas transversales</i>	20
2.7.3. <i>Flechas</i>	21
2.8. CAMBIO DE CONDICIONES	22
2.8.1. <i>Ecuación típica de cambio de condiciones</i>	22
2.8.2. <i>Ruling Span</i>	23
2.8.3. <i>Tensiones y flechas en un tramo de suspensión [10]</i>	24
2.9. HIPÓTESIS DE CÁLCULO	30
2.10. VIBRACIONES EÓLICAS EN CONDUCTORES AÉREOS	31
2.10.1. <i>Turbulencia como una función del terreno</i>	32
2.10.2. <i>Tensiones seguras ante vibraciones eólicas</i>	33
2.11. UPLIFT EN SUSPENSIONES.....	35
2.12. ESTIMACIÓN DEL PESO DE LA ESTRUCTURA.....	35
2.12.1. <i>Esfuerzo transversal máximo y momento en la base</i>	36
2.12.2. <i>Esfuerzo longitudinal y momento en la base</i>	36
2.12.3. <i>Peso de la torre de suspensión</i>	37
2.13. ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE LAS FUNDACIONES.....	37
2.14. EFECTO CORONA	38
2.14.1. <i>Fórmula de Peek</i>	39
2.14.2. <i>Cálculo de gradiente superficial</i>	39
2.15. MATEMÁTICAS FINANCIERAS	40
CAPÍTULO 3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	42
3.1. METODOLOGÍA.....	42
3.2. CARACTERIZACIÓN DE CONDUCTORES AAC Y AAAC MEDIANTE SU SECCIÓN.....	43
3.2.1. <i>Resultados AAC</i>	43

3.2.2. Resultados AAAC	44
3.2.3. Módulos de elasticidad y coeficientes de expansión lineal.....	45
3.3. VALIDACIÓN DEL MODELO PRESENTADO EN [10] CON RESPECTO AL RULING SPAN	46
3.4. OPTIMIZACIÓN DE UN TRAMO DE SUSPENSIÓN	47
3.4.1. Variables de optimización	48
3.4.2. Función objetivo	48
3.4.3. Restricciones.....	53
3.4.4. Selección de la mejor combinación de patas	60
3.5. IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL.....	60
CAPÍTULO 4 PRUEBAS Y RESULTADOS.....	64
4.1. PRUEBA EN TERRENO PLANO. CASO BASE	64
4.1.1. Sección v/s número de torres de suspensión	64
4.1.2. Pérdidas v/s número de torres de suspensión.....	65
4.1.3. Espacio entre torres por vientos transversales	67
4.2. SENSIBILIDAD CON TERRENO IRREGULAR	67
4.3. SENSIBILIDAD CON AUMENTO DE CAPACIDAD DE LAS TORRES	70
4.4. SENSIBILIDAD CON MANGUITO DE HIELO	70
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES	73
CAPÍTULO 6 BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXO A HOJAS DE DATOS DE CONDUCTORES DE ALUMINIO.....	77
A.1. HOJA DE DATOS DE LOS CONDUCTORES AAC DE ALCAN	77
A.2. HOJA DE DATOS DE LOS CONDUCTORES AAAC DE ALCAN	79
ANEXO B DATOS DE INVERSIÓN EN LÍNEAS TRANSMISIÓN DE BHP BILLITON.....	80
ANEXO C PARÁMETROS PARA LAS PRUEBAS DEL CAPÍTULO 4	81
C.1. PARÁMETROS GENERALES.....	81
ANEXO D PARÁMETROS DE LA FAMILIA DE TORRES USADAS EN LAS PRUEBAS DEL CAPÍTULO 4	83
ANEXO E CÓDIGOS DE MATLAB	84
E.1. SISTEMA NO LINEAL DE ECUACIONES PARA EL CAMBIO DE CONDICIONES DE UN TRAMO DE SUSPENSIÓN.....	84
E.2. CÁLCULO DE LA FUERZA DE ARRANCAMIENTO.....	86
E.3. ESTIMACIÓN DE VOLUMEN DE FUNDACIÓN	87
E.4. RESISTENCIAS ELÉCTRICAS PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO.....	87
E.5. CARGA DE ROTURA DE CONDUCTORES DE ALUMINIO	88
E.6. PESO DE CONDUCTORES AAC Y AAAC.....	88
E.7. CÁLCULO CORONA	88
E.7.1. Factores dij'	89
E.7.2. Gradiente crítico rms	89
E.7.3. Cálculo de coeficientes de potencial pii y pij	89
E.7.4. Método de Markt & Mengele.....	89
E.8. CÁLCULO TÉRMICO	91
E.8.1. Cálculo de las características del aire	91
E.8.2. Pérdidas de calor por convección	91
E.8.3. Pérdidas por calor radiado	92
E.8.4. Tasa de calor radiado	92
E.8.5. Resistencia a distintas temperaturas.....	93
E.8.6. Cálculo estacionario de temperatura	93
E.8.7. Parámetros solares	95
E.9. CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD	96
E.9.1. Curva de catenarias en un tramo de suspensión.....	96
E.9.2. Flecha aparente	97
E.9.3. Curva del terreno	97
E.9.4. Distancia mínima entre conductor y tierra	98
E.10. PROGRAMA PRINCIPAL.....	98

<i>E.10.1. Restricciones</i>	103
<i>E.10.2. Función objetivo</i>	108

Índice de tablas

Tabla 2.1 Cuadro de cargas soportadas bajo diferentes hipótesis.....	8
Tabla 2.2 Unidades y símbolos	10
Tabla 2.3 Tabla de distancias mínimas entre conductor y estructura.....	14
Tabla 2.4 Tabla de distancias mínimas entre conductor y tierra	15
Tabla 2.5 Tabla de altitudes para la zona I	16
Tabla 2.6 Hipótesis de sobrecarga y temperatura desfavorables.....	16
Tabla 2.7 Recomendaciones del Panel EDS para tensiones de diseño seguras en % de UTS.....	32
Tabla 2.8 Valores típicos de intensidad de turbulencia	32
Tabla 2.9 Tipos de conductores en los cuales las recomendaciones aplican	33
Tabla 2.10 Tensiones de diseño seguras recomendadas con respecto a las vibraciones eólicas [16].....	34
Tabla 2.11 Valores de m para diferentes condiciones del conductor	39
Tabla 2.12 Interpretación del VAN	41
Tabla 3.1 Resultados de los ajustes por mínimos cuadrados a conductores AAC	43
Tabla 3.2 Resultados de los ajustes por mínimos cuadrados a conductores AAAC	44
Tabla 3.3 Hipótesis para validación del modelo	46
Tabla 3.4 Resultados de la validación.....	47
Tabla 3.5 Variables de optimización y sus símbolos	48
Tabla 3.6 Parámetros generales	62
Tabla 3.7 Datos de la combinación ASSA.....	63
Tabla 4.1 Resultados caso base	66
Tabla 4.2 Resultados de pruebas en terreno irregular	69
Tabla 4.3 Resultados de prueba con aumento de capacidad de las torres.....	71
Tabla 4.4 Resultado de prueba con manguito de hielo de 20 mm de espesor.....	72

Índice de figuras

Figura 2.1 Torre de suspensión.....	4
Figura 2.2 Torres de Anclaje	5
Figura 2.3 Torre de remate.....	5
Figura 2.4 Partes de una torre de transmisión de energía aérea	6
Figura 2.5 Plano típico de una estructura de suspensión.....	7
Figura 2.6 Diagrama de las fuerzas que actúan sobre la estructura	7
Figura 2.7 Diagrama de cuerpo libre para deducción de la catenaria	17
Figura 2.8 Fuerza transversal ejercida por el viento.....	21
Figura 2.9 Esquema para deducir la fórmula de la flecha aparente	21
Figura 2.10 Catenaria con apoyos fijos	23

Figura 2.11 Catenaria con apoyos móviles	24
Figura 2.12 Clamp de suspensión.....	25
Figura 2.13 Nomenclatura de algunos elementos del modelo	28
Figura 2.14 Cambios en el vano por el movimiento de los aisladores. Equilibrio de fuerzas	29
Figura 2.15 Peso aparente.....	31
Figura 2.16 Fenómeno de <i>Uplift</i>	35
Figura 3.1 Metodología para la resolución del problema.....	42
Figura 3.2 Distintas formas de considerar la sección de un conductor con hebras.....	43
Figura 3.3 Periodicidad supuesta de los tramos de suspensión a lo largo de la línea	47
Figura 3.4 Cadenas de aislación sin y con desviaciones	58
Figura 3.5 Diagrama de flujo del método de elección de la mejor combinación de patas	60
Figura 4.1 Ejemplo de acortamiento de los vanos de viento	67
Figura 4.2 Distancias fase tierra en distintos terrenos.....	68

Índice de Gráficos

Gráfico 3.1 Líneas de tendencia para las variables masa por unidad de largo y carga máxima de rotura de un conductor AAC en función de su sección.....	44
Gráfico 3.2 Resistencias a 25°C y 75°C de un conductor AAC en función de su sección.....	44
Gráfico 3.3 Líneas de tendencia para las variables masa por unidad de largo y carga máxima de rotura de un conductor AAAC en función de su sección.....	45
Gráfico 3.4 Resistencias a 25°C y 75°C de un conductor AAAC en función de su sección	45
Gráfico 4.1 Sección del sub conductor v/s número de suspensiones	65
Gráfico 4.2 Pérdidas de potencia vs número de suspensiones.....	65

Capítulo 1 Introducción

1.1. Motivación

El sector eléctrico en Chile crece a pasos agigantados en los últimos años debido al crecimiento de la demanda de este insumo. De acuerdo con [1], el consumo de energía eléctrica en nuestro país entre 2002 y 2005 se incrementó en 9.274 GWh, lo que equivale a un crecimiento promedio anual de 6,7%. De este nivel de aumento el 34,4% corresponde a una mayor demanda del sector industrial y el 26,0% al consumo del sector minero. Obviamente, al aumentar la demanda de energía y potencia en el sistema se hacen necesarias nuevas inversiones en generación. Lo anterior es razón para la inversión en nuevas líneas de transmisión, ya sea para que una central nueva pueda inyectar al sistema o para que grandes consumos puedan realizar retiros hacia sus faenas.

Por lo tanto, tener una aproximación lo más cercana a la realidad respecto del costo que tendría cierto proyecto de línea de transmisión de forma rápida y a nivel de pre factibilidad, es algo muy deseable para organismos reguladores del sector eléctrico, generadores, transmisores, grandes clientes libres y empresas de ingeniería y construcción, ya que permite tener una primera aproximación del impacto económico de dicha obra además de poder comparar diferentes soluciones. Partiendo de la base de que ninguna línea es igual a otra, y en ello inciden por lo menos los siguientes factores como, por ejemplo: distintas condiciones ambientales, diferentes topografías de los terrenos, distintas potencias a transmitir, entre otros; sería ideal contar con una herramienta para estimar el presupuesto de un proyecto de línea de transmisión aérea.

El presente trabajo presenta un modelo para estimar el costo de línea de transmisión tomando en cuenta factores ambientales (como por ejemplo temperaturas de la zona de emplazamiento), aspectos normativos (presentes en el reglamento de instalaciones eléctricas de corrientes fuertes de la SEC) y restricciones físicas y de diseño. Esto se materializa en una aplicación del software Matlab.

1.2. Objetivo Principal

El objetivo principal de este trabajo es poder desarrollar una herramienta que permita estimar de forma simple y relativamente rápida el costo de un proyecto de línea de transmisión, dejando registrados en este documento todos los planteamientos matemáticos y los códigos de las rutinas computacionales de forma detallada para poder, si se desea más adelante, complementar este trabajo. Junto con esto se busca que esta herramienta sirva como la base para futuros desarrollos en el tema ya que, como todo trabajo, podría ser mejorado.

La aplicación deberá tomar como entrada lo siguiente:

- Una muestra representativa del terreno sobre el cual se emplazará la línea.
- Parámetros ambientales.
- Parámetros de las torres a utilizar.

Las salidas de la aplicación serán:

- La configuración óptima de alturas de las torres que se debería utilizar en el tramo en dicho tipo de terreno.
- La sección del conductor óptima.
- El número óptimo de torres en el largo del tramo ingresado.
- Los largos de los vanos.

1.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta memoria son:

- Realizar una revisión bibliográfica sobre algunos de los aspectos más importantes a considerar para el diseño de líneas de transmisión.
- Incorporar modelos mecánicos para los tramos de suspensión de una línea de transmisión.
- Optimizar tramos de suspensión incorporando restricciones físicas, normativas y de diseño.
- Generar un método de solución al problema de estimación del presupuesto de línea de transmisión óptima a nivel de pre factibilidad.
- Realizar pruebas del modelo generado y analizar los resultados obtenidos.

1.4. Alcances

Para la solución del problema planteado, el presente trabajo supone, a modo de simplificación, que los tramos de suspensión son similares a lo largo de la ruta de la línea así como también la topología del terreno, por ello, la optimización se realiza principalmente en un tramo de suspensión¹. Por otra parte, no se consideran todas las hipótesis de los cuadros de carga², sino que se considera sólo un valor para las fuerzas transversales, verticales y horizontales en cada punto de apoyo de conductores sobre la estructura. Este valor es el que se encuentra en la hipótesis de cortadura de conductores, que es la condición que suele representar mayor esfuerzo para las estructuras debido al desbalance de fuerzas.

Las simplificaciones tienen sentido ya que no se busca *diseñar* una línea de transmisión, sino tener una aproximación a nivel de *prefactibilidad* de los costos involucrados en la obra. En este contexto, el trabajo pretende ser una herramienta para evaluar la sensibilidad en el costo de la línea al variar parámetros como el espesor del maguito de hielo que pudiera formarse alrededor del conductor o la seguridad extra³ que se quiera dar a las estructuras.

¹ Los tramos de suspensión se definen en la sección 2.2.1.2.

² Los cuadros de carga se definen en la sección 2.2.3. Sin embargo, se adelanta que corresponde a las diferentes combinaciones de fuerzas aplicadas en distintos puntos de la estructura, soportadas con algún factor de seguridad.

³ Se entiende por seguridad extra, el hecho de aumentar el factor de seguridad con el cual fueron calculados los cuadros de carga.

Cabe mencionar que no está dentro del alcance de esta memoria la búsqueda de valores exactos de los costos de los insumos del proyecto de línea de transmisión. Es por ello que para las pruebas del capítulo 4 estos son supuestos.

1.5. Estructura de la memoria

Este trabajo está dividido en cinco grandes capítulos de acuerdo a lo sugerido por el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile [2]. El presente capítulo da a conocer la motivación del trabajo y su utilidad como herramienta. Además, muestra los objetivos generales y específicos, y los alcances del mismo.

En el capítulo 2 se muestran aspectos básicos para el diseño de líneas de transmisión aéreas. Entre estos se pueden mencionar aspectos mecánicos, eléctricos, financieros y prácticos; así como también se mencionan los artículos de la norma chilena de instalaciones de corrientes fuertes que “golpean” el diseño de líneas aéreas. Este capítulo sirve de base teórica para el desarrollo de las siguientes secciones del trabajo.

El capítulo 3 muestra la forma en que se aborda el problema y se explica la propuesta de solución. Se formula matemáticamente el problema de optimización de tramos de suspensión con el objetivo de encontrar el mejor número de torres de suspensión, su respectiva ubicación dentro del tramo, la sección óptima del conductor, la tensión mecánica en “*every day stress*” (corresponde a la máxima tensión mecánica a la cual un conductor puede estar sometido, a la temperatura que ocurrirá por el periodo más largo de tiempo, sin riesgo alguno de daño debido a vibraciones eólicas) y las patas⁴ adecuadas para las torres.

El capítulo 4 corresponde a la ejecución de pruebas sobre la herramienta desarrollada bajo diferentes hipótesis de carga y sobre distintos tipos de terreno. Se muestran, comentan y discuten los resultados obtenidos.

En el capítulo 5 se enuncian las conclusiones del trabajo y el trabajo futuro que se podría desarrollar tomando como base lo que se ha expuesto aquí.

La bibliografía del trabajo se encuentra en el capítulo 6. Le siguen los anexos donde se muestran las hojas de datos de conductores que fueron utilizados en la memoria, los valores de los parámetros utilizados en las pruebas de sensibilidad y se dan a conocer los códigos de las rutinas computacionales que fueron utilizadas para desarrollar la herramienta.

⁴ Este concepto se define en la sección 2.2.2.

Capítulo 2 Aspectos a considerar para líneas de transmisión aéreas

2.1. Introducción

El presente capítulo aborda todos los aspectos que se deben tener presentes a la hora de diseñar una línea de transmisión aérea: los tipos de estructuras que conforman una línea, el cálculo térmico de conductores y aspectos de normativa entre otros. También se muestra un poco de teoría en cuanto a la curva que describe cualquier cable o alambre suspendido entre dos puntos; además se muestra cómo se puede resolver el problema de cambio de estado⁵ de un conductor aéreo.

2.2. Estructuras

2.2.1. Tipos de estructuras [3]

Los tipos de estructuras que conforman las líneas de transmisión aéreas son básicamente tres:

- Torres de suspensión
- Torres de anclaje
- Torres de remate

2.2.1.1. Torres de suspensión

Están principalmente diseñadas para soportar el peso de los conductores, cadenas de aisladores y herrajes, más el viento transversal. Cabe señalar que éstas no están diseñadas para soportar grandes cargas longitudinales. Corresponden a estructuras livianas en comparación con los otros tipos de torres.



Figura 2.1 Torre de suspensión

⁵ El problema de cambio de estado de un conductor aéreo consiste en poder predecir tensión mecánica horizontal del conductor cuando se pasa de una temperatura y carga inicial a otra temperatura y carga conocida.

2.2.1.2. Torres de anclaje

La función principal de estas estructuras es proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando por cualquier causa se corte un conductor o falle una estructura de suspensión. Están diseñadas para soportar los desbalances de tensiones en caso de falla de alguno de los componentes de la línea. Por otra parte, son estas torres las que definen los tramos de suspensión, que corresponde al conjunto de torres de suspensión y el conductor que es soportado entre dos torres de anclaje. En general, estas torres son necesariamente más robustas que las de suspensión y poseen una apertura mayor en sus patas para poder soportar el momento de vuelco generado por las cargas mecánicas.



Figura 2.2 Torres de Anclaje

2.2.1.3. Torre de Remate

Corresponden a aquellas que se instalan al inicio y al final de la línea de transmisión, soportan una carga longitudinal muy grande que genera un momento de vuelco sobre la estructura, lo que hace que estas torres sean generalmente las más robustas de la línea y se deba tener especial cuidado en sus fundaciones. Estas estructuras permiten que los conductores que ingresan a las subestaciones lo hagan con tensiones mecánicas reducidas. Son el punto de anclaje de mayor resistencia.



Figura 2.3 Torre de remate

2.2.2. Partes de una torre de una línea de transmisión eléctrica

Las torres de alta tensión poseen diferentes topologías, sin embargo, la más típica es la que se muestra en la Figura 2.4.

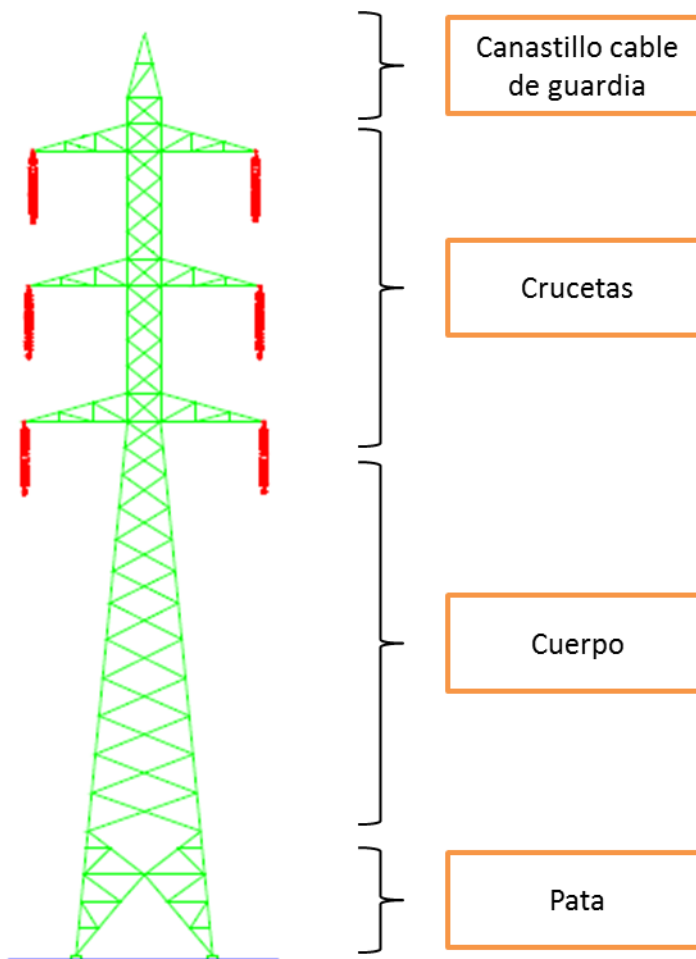


Figura 2.4 Partes de una torre de transmisión de energía aérea

A continuación se describen las partes de la torre que se muestran en la figura.

- **Canastillo para el cable de guardia:** es el lugar donde descansa el cable de guardia que protege la línea de descargas atmosféricas.
- **Cruquetas:** son estructuras metálicas en voladizo, que permiten mantener los conductores a potencial a distancias adecuadas, de tal forma, que no se produzcan arcos eléctricos.
- **Cuerpo:** es la parte encargada de dar sustentabilidad mecánica a la estructura y transmitir los esfuerzos mecánicos de la torre.
- **Pata:** corresponde a una estructura metálica que permite aumentar o disminuir la altura de la torre. El tener esta capacidad (aumentar o disminuir la altura) entrega mayor libertad de diseño en un proyecto, lo que se puede traducir en una disminución de costos si se eligen bien las patas para cada torre.

2.2.3. Árboles de carga

Todas las estructuras metálicas de torres de transmisión aéreas tienen asociado un árbol o cuadros de cargas para distintas hipótesis de carga. Estos cuadros, son el resultado del estudio de la resistencia de las estructuras ante diferentes sollicitaciones mecánicas.

Las hipótesis más usadas para la confección de los árboles de carga corresponden a condiciones con o sin carga de viento, con o sin carga de hielo y la cortadura de alguno de los conductores. Además, se consideran hipótesis de cargas para el momento del tendido del conductor.

A continuación se muestra parte de un plano típico de una estructura de suspensión para un circuito simple.

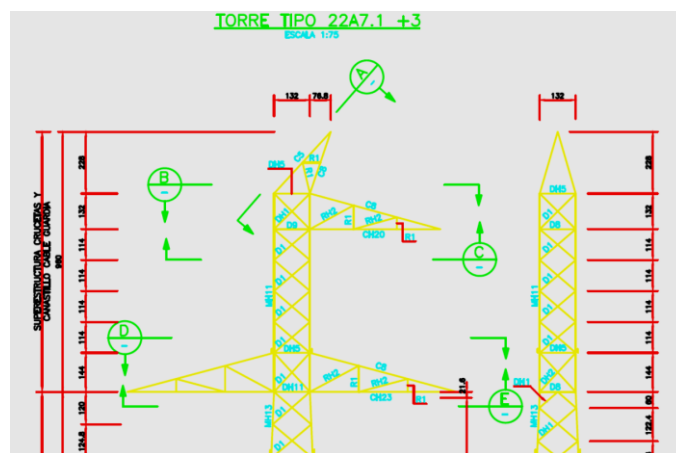


Figura 2.5 Plano típico de una estructura de suspensión

En la Figura 2.6 se muestran los puntos sobre los cuales se ejercen las fuerzas en la torre (numerados del 0 al 3, donde el 0 corresponde al cable de guardia y el resto a los conductores de fase). Se muestran tres vectores en cada punto que representan las fuerzas longitudinales (L), transversales (T) y verticales (P).

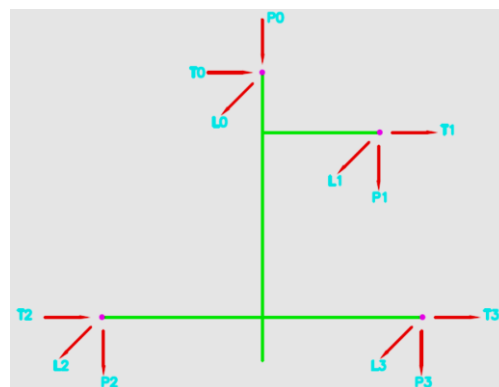


Figura 2.6 Diagrama de las fuerzas que actúan sobre la estructura

Finalmente, se muestra un árbol de cargas típico de una torre de suspensión, donde se aprecian distintos estados de carga que es capaz de soportar la estructura con los factores de seguridad indicados. Por ejemplo, los estados 4A, 4B y 4C corresponden a las hipótesis de cortadura de algún conductor de fase, ya que cuando esto sucede las estructuras que se encuentren a ambos lados del punto de corte quedan soportando un desbalance longitudinal de fuerzas.

Tabla 2.1 Cuadro de cargas soportadas bajo diferentes hipótesis

ESTADOS DE CARGA	CARGAS DE TRABAJO (kg)												VTO. SOBRE ESTRUCT. kg/m ²		F.S.
	P0	P1	P2	P3	T0	T1	T2	T3	L0	L1	L2	L3	TRANS.	LONG.	
1	365	1265	1265	1265	420	1090	1090	1090	-	-	-	-	100	-	1.5
2	365	1265	1265	1265	165	410	410	410	75	210	210	210	-	100	1.5
3A	365	2435	1265	1265	185	460	460	460	-	-	-	-	25	-	1.2
3C	715	1265	1265	1265	185	460	460	460	-	-	-	-	25	-	1.2
4A	365	1265	1265	1265	130	195	335	335	-	1550	-	-	100	-	1.2
4B	365	1265	1265	1265	130	335	195	335	-	-	1550		100	-	1.2
4C	365	1265	1265	1265	130	335	335	195	-	-	-	1550	100	-	1.2
4D	365	1265	1265	1265	70	335	335	335	925	-	-	-	100	-	1.2
5A	365	1265	1265	1265	120	145	285	285	-	1600	50	50	-	100	1.2
5B	365	1265	1265	1265	120	285	140	285	-	50	1600	50	-	100	1.2
5C	365	1265	1265	1265	120	285	285	140	-	50	50	1600	-	100	1.2
5D	365	1265	1265	1265	60	285	285	285	925	50	50	50	-	100	1.2
6A	365	1265	1265	1265	75	200	200	200	140	335	335	335	25	-	1.2
6B	365	1265	1265	1265	75	200	200	200	140	335	-	335	25	-	1.2

2.2.4. Familia de torres

Se conoce con este nombre a torres de suspensión, anclaje y remate (pueden existir dentro de una familia otras estructuras especiales) que comparten el mismo espaciamiento entre fases y poseen las mismas alturas con los distintos tipos de patas existentes en la familia.

2.3. Fundaciones de las estructuras

La referencia [4] define las fundaciones como bases embebidas en el terreno que posteriormente soportarán a la estructura propiamente tal. Generalmente, estas bases se construyen de hormigón armado con enfierraduras. Su costo depende fuertemente del tipo de suelo donde se construirá la fundación y del tamaño y peso de las torres que deban soportar. Suelos con baja cohesión o baja capacidad de transporte, significarán fundaciones de gran tamaño. Por el contrario, suelos con alta capacidad de transporte significarán fundaciones de menor tamaño. En general, en líneas aéreas compuestas por torres metálicas, se construye una fundación para cada pata de la estructura. Las profundidades de estas fundaciones oscilan entre 1.5 y 4 metros.

2.4. Cálculo Térmico de conductores [5]

En líneas aéreas de alta tensión, los conductores deben ser dimensionados de forma tal que al estar en operación no se sobrepase una cierta temperatura máxima admisible para el conductor. La temperatura en la superficie del conductor depende de los siguientes factores:

- Propiedades del material del conductor
- Diámetro del conductor
- Condiciones de la superficie del conductor
- Condiciones ambientales
- Corriente eléctrica transmitida por el conductor

El modelo para el cálculo de ampacidad que se presenta a continuación fue extraído del IEEE Standard 738. Se supondrán constantes las condiciones atmosféricas impuestas.

2.4.1. Cálculo en estado permanente

2.4.1.1. Cálculo de corriente nominal

Para un conductor desnudo trenzado, si la temperatura del conductor (T_c) y las condiciones ambientales permanentes son conocidas, entonces las pérdidas de calor por convección y radiación (q_c y q_r), la ganancia de calor solar (q_s), y las pérdidas Joule pueden ser calculadas con las fórmulas de la sección 2.4.3. La corriente (I), cuyas pérdidas Joule asociadas produjeron la temperatura de conductor seleccionada ante las condiciones ambientales elegidas puede ser encontrada mediante la ecuación de balance de calor en estado estacionario. Aunque este cálculo puede realizarse sobre cualquier temperatura de conductor y cualquier condición ambiental, se suele utilizar una temperatura máxima admisible (por ejemplo, entre 75°C y 150 °C para no perder las propiedades mecánicas del material) y condiciones ambientales “conservadoras” (por ejemplo, entre 0,6 m/s y 1,2 m/s de velocidad del viento; y entre 30°C y 40°C de temperatura ambiental en verano) para calcular la corriente nominal para una temperatura dada en la superficie del conductor.

2.4.1.2. Cálculo de la temperatura de un conductor en estado permanente

Como la radiación y las tasas de pérdidas de calor por convección y radiación no son linealmente dependientes con la temperatura del conductor, la ecuación de balance de calor presentada en la sección 2.4.3.1 se resuelve para una temperatura del conductor en función de la corriente y las variables ambientales mediante un proceso iterativo. Esto es: dado una corriente en el conductor,

- a) Una temperatura en el conductor es supuesta
- b) Se calculan las pérdidas de calor correspondientes
- c) La corriente del conductor que provocaría esta temperatura es calculada con la ecuación de balance de calor
- d) La corriente calculada es comparada con la corriente dada
- e) La temperatura del conductor es aumentada o disminuida hasta que la corriente calculada sea igual que la corriente dada.

2.4.2. Unidades y símbolos

A continuación se presenta una tabla con las unidades y símbolos que se utilizan en las siguientes ecuaciones referentes al cálculo térmico y sus respectivas unidades.

Tabla 2.2 Unidades y símbolos

Símbolo	Descripción	Unidades en el SI
A'	Área proyectada del conductor por unidad de longitud	m^2/m
C	Constante solar azimutal	Grados
C_{pi}	Calor específico del i -ésimo material conductor	$J/(kg \cdot ^\circ C)$
D	Diámetro del conductor	mm
H_c	Altitud del sol	Grados
H_e	Elevación del conductor sobre el nivel del mar	m
I	Corriente del conductor	A
I_i	Corriente inicial antes de cambio en escalón	A
I_f	Corriente final después de cambio en escalón	A
K_{angle}	Factor de dirección del viento	-
K_{solar}	Factor de corrección de la altitud solar	-
k_f	Conductividad térmica del aire temperatura T_{film}	$W/(m \cdot ^\circ C)$
Lat	Grados de Latitud	Grados
mC_p	Capacidad calorífica total del conductor	$J/(kg \cdot ^\circ C)$
m_i	Masa por unidad de longitud del conductor i	kg/m
N	Día del año	-
$q_{cn}, q_{c1}, q_{c2}, q_c$	Tasa de pérdida de calor por convección por unidad de longitud	W/m
q_r	Tasa de calor radiado por unidad de longitud	W/m
q_s	Tasa de ganancia de calor desde el sol	W/m
Q_s	Tasa de flujo total de calor radiado por el sol	W/m^2
Q_{se}	Tasa de flujo total de calor radiado por el sol corregido por altura	W/m^2
$R(T_c)$	Resistencia AC del conductor a temperatura T_c	Ω/m
T_a	Temperatura ambiente	$^\circ C$
T_c	Temperatura del conductor	$^\circ C$
T_f	Temperatura final del conductor después de escalón de	$^\circ C$
T_i	Temperatura inicial del conductor antes de escalón de corriente	$^\circ C$
T_{film}	$(T_c + T_a)/2$	$^\circ C$
T_{low}	Temperatura mínima del conductor para la cual se especifica su	$^\circ C$
T_{high}	Temperatura máxima del conductor para la cual se especifica su	$^\circ C$
V_w	Velocidad del viento cerca del conductor	m/s
Z_c	Ángulo azimutal del sol	Grados
Z_l	Ángulo azimutal de la línea	Grados
Δt	Paso de tiempo para cálculo de transiente	s
ΔT_c	Incremento de la temperatura para Δt	$^\circ C$
α	Absorción solar (0,23 a 0,91)	-
δ	Declinación solar (0 a 90)	Grados
ϵ	Emisividad (0,23 a 0,91)	-
τ	Constante térmica del conductor	s
ϕ	Ángulo entre el viento y el eje del conductor	Grados
ρ_f	Densidad del aire	kg/m^3
θ	Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares	Grados
μ_f	Viscosidad dinámica del aire	Pa-s
ω	Horas desde el mediodía multiplicadas por 15	Grados
χ	Variable azimutal solar	-

2.4.3. Fórmulas

2.4.3.1. Equilibrio de calor en régimen permanente

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c) \quad (2.1)$$

Equilibrio de calor en estado no estacionario

$$q_c + q_r + m \cdot C_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c) \quad (2.2)$$

2.4.3.2. Tasa de pérdida de calor por convección forzada

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,0372 \cdot \left(\frac{D \rho_f V_W}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (2.3)$$

$$q_{c2} = \left[0,0119 \cdot \left(\frac{D \rho_f V_W}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (2.4)$$

La tasa de pérdidas de calor q_{c1} aplica a bajas velocidades de viento pero es incorrecta para altas velocidades de viento. La tasa de pérdidas de calor q_{c2} aplica a altas velocidades de viento, pero es incorrecta a bajas velocidades de viento. A cualquier velocidad de viento, se usa la mayor de las dos tasas.

La tasa de pérdida de calor por convección es multiplicada por el factor de dirección del viento, K_{angle} , donde ϕ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor (ver expresión 2.5).

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194 \cdot \cos(2\phi) + 0,368 \cdot \sin(2\phi) \quad (2.5)$$

2.4.3.3. Convección Natural

Con velocidad de viento nula ocurre la convección natural, donde la tasa de pérdida de calor es la mostrada en la expresión 2.6

$$q_{cn} = 0,0205 \cdot \rho_f^{0,5} \cdot D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25} \quad (2.6)$$

Según [5], se recomienda que sólo la mayor entre la tasa de pérdida de calor por convección forzada y de natural sea usada para velocidades de viento bajas.

2.4.3.4. Tasa de pérdida de calor por radiación

$$q_r = 0,0178 \cdot D \cdot \epsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (2.7)$$

2.4.3.5. Tasa de ganancia de calor solar

$$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \sin(\theta) A' \quad (2.8)$$

Donde

$$\theta = \arccos(\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l)) \quad (2.9)$$

2.4.3.6. Resistencia eléctrica del conductor

La resistencia eléctrica de un conductor trenzado desnudo varía con la frecuencia, la densidad de corriente promedio y la temperatura. Sin embargo, en el estándar IEEE 738 se calcula la resistencia solamente como función de la temperatura como se expone en la expresión (2.10). Por ello, los valores de las resistencias a las temperaturas T_{high} y T_{low} deben incluir el efecto de la frecuencia.

$$R(T_c) = \frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \quad (2.10)$$

Los valores de la resistencia del conductor a las temperaturas T_{high} y de T_{low} pueden ser obtenidos de tablas o por cualquier otro método válido. La norma afirma concluyentemente que el uso de datos de resistencia para temperaturas de 25°C y 75°C obtenidas de *Aluminum Electrical Conductor Handbook* es adecuada para cálculos gruesos de ampacidades en régimen permanente y transitorio hasta temperaturas de 175°C.

2.4.3.7. Capacidad calorífica de los conductores

La capacidad calorífica de un conductor se define como el producto del calor específico y la masa por unidad de longitud. Si el conductor consiste en más de un material, entonces la capacidad específica del núcleo y de las hebras exteriores es definida de esta forma.

$$mC_p = \sum m_i C_{pi} \quad (2.11)$$

2.4.4. Ecuaciones para las propiedades del aire, ángulos solares y flujo de calor solar

En la norma IEEE 738 se realizó una regresión polinomial de mínimos cuadrados sobre datos para conductividad térmica, flujo total de calor y para la corrección de calor por elevación.

2.4.4.1. Viscosidad dinámica del aire

La viscosidad dinámica del aire se determina mediante la siguiente expresión.

$$\mu_f = \frac{1,458 \cdot 10^{-6} (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4} \quad (2.12)$$

Donde $T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2}$

2.4.4.2. Densidad del aire

La densidad del aire se determina con la siguiente expresión.

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \cdot 10^{-4} H_e + 6,379 \cdot 10^{-9} H_e^2}{1 + 0,00367 \cdot T_{film}} \quad (2.13)$$

2.4.4.3. Conductividad térmica del aire

La conductividad térmica del aire puede ser calculada mediante la siguiente expresión.

$$k_f = 2,424 \cdot 10^{-2} + 7,477 \cdot 10^{-5} T_{film} - 4,407 \cdot 10^{-9} T_{film}^2 \quad (2.14)$$

2.4.4.4. Altitud del sol

La altitud del sol, H_c , está dada por la expresión 2.15.

$$H_c = \arcsin[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(Lat) \sin(\delta)] \quad (2.15)$$

El ángulo horario, ω , es el número de horas desde el mediodía multiplicado por 15° (Ejemplo:, para las 11 am, $\omega = -15^\circ$).

La declinación solar, δ , se calcula con la siguiente ecuación, donde el argumento de la función seno está en grados.

$$\delta = 23,4583 \left[\frac{284 + N}{365} \cdot 360 \right] \quad (2.16)$$

2.4.4.5. Ángulo azimutal del sol

El ángulo azimutal solar se calcula según la siguiente expresión.

$$Z_c = C + \arctan(\chi) \quad (2.17)$$

Donde

$$\chi = \frac{\sin(\omega)}{\sin(Lat) \cos(\omega) - \cos(Lat) \tan(\delta)} \quad (2.18)$$

2.4.4.6. Flujo de calor total por superficie a nivel del mar

La densidad total de flujo de calor a nivel del mar es independiente de la altitud solar y de la claridad atmosférica. Esta se representa en la norma mediante la regresión que se muestra a continuación, cuyos parámetros se encuentran en la norma para dos condiciones atmosféricas (estas son: atmósfera clara y atmósfera industrial).

$$Q_s = A + B H_c + C H_c^2 + D H_c^3 + E H_c^4 + F H_c^5 + G H_c^6 \quad (2.19)$$

2.4.4.7. Factor de corrección del flujo total de calor

Como el factor anterior es correcto para alturas sobre el nivel del mar, la norma da a conocer un factor, K_{solar} , tal que la densidad total de calor corregida es igual al producto del factor de corrección multiplicado por el flujo de calor total a nivel del mar.

$$K_{solar} = 1 + 1,148 \cdot 10^{-4} \cdot H_e - 1,108 \cdot 10^{-8} \cdot H_e^2 \quad (2.20)$$

2.5. Norma Chilena de corrientes fuertes NSEG 5

La norma chilena de corrientes fuertes establece lo siguiente para líneas de transmisión.

2.5.1. Distancias mínimas entre un conductor y la estructura

De acuerdo al artículo 105, las distancias mínimas entre un conductor y la estructura deben ser las que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.3 Tabla de distancias mínimas entre conductor y estructura

Tensión de la línea	Distancia en centímetros
Hasta 250 Volts entre conductor y tierra	3
Más de 250 Volts entre conductor y tierra, Y hasta 1.000 Volts entre dos conductores	5
Más de 1.000 Volts, hasta 10.000 Volts entre conductores	8
Para tensiones más elevadas	8 + 0,6 por cada 1.000 Volts sobre 1.000 Volts

En el caso de conductores suspendidos en cadenas de aisladores, las distancias anteriores deben mantenerse para la desviación máxima que se le pueda esperar a lo largo de la cadena. La desviación que se considere no será en ningún caso inferior a 30° de la vertical.

2.5.2. Distancias mínimas entre dos conductores desnudos

De acuerdo al artículo 106, en las líneas aéreas la separación mínima que se admitirá entre dos conductores desnudos, medida en el centro del tramo, será la indicada por las expresiones siguientes.

- Separación en metros = $0.36\sqrt{F} + \frac{KV}{130} + 0.5C$, para conductores de sección igual o superior a 33 mm² que es el caso en alta tensión.
- Separación en metros = $0.60\sqrt{F - 0.60} + \frac{KV}{130} + 0.5C$, para conductores de sección inferior a 33 mm².

En las expresiones anteriores la simbología es:

- F = Flecha aparente en metros, del conductor a 30°C de temperatura y sin sobrecarga. Se tomará a lo menos igual a un metro. Por flecha aparente se entiende la distancia entre la línea de los apoyos y la tangente al conductor paralela a ella.
- KV = Tensión nominal entre los conductores considerados, en kilovolt.
- C = Longitud en metros de la cadena de aisladores de suspensión. En el caso de usar aisladores rígidos o cuando se trate de cadenas de anclaje, se tomará $C = 0$.

En las zonas en donde no exista sobrecarga de hielo, se podrán adoptar separaciones entre conductores inferiores a las indicadas en el párrafo anterior, siempre que en proyección vertical dicha separación sea a lo menos de:

- $0.20\sqrt{F} + \frac{KV}{130}$, para conductores de sección igual o superior a 33 mm².
- $0.36\sqrt{F - 0.60} + \frac{KV}{130}$, para conductores de sección inferior a 33 mm².

2.5.3. Distancias entre conductores y el suelo

De acuerdo al artículo 107 de la norma, como regla general, la altura mínima de los conductores sobre el suelo, a la temperatura de 30°C, y el conductor sin sobrecarga será la que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.4 Tabla de distancias mínimas entre conductor y tierra

Lugar	Distancia medida verticalmente en metros
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables)	5 + 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

2.5.4. Verificación de solicitudes mecánicas

Según el artículo 112, para efectos de la verificación de las solicitudes mecánicas de los conductores y soportes de las líneas aéreas, se considerará la región en que estas están ubicadas, de acuerdo a la siguiente división del país.

- **Zona I. Cordillera**

Comprende en general las regiones ubicadas a una altura en metros superior a la dada por la siguiente tabla.

Tabla 2.5 Tabla de altitudes para la zona I

Entre los paralelos de:	Altitud
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 en general una faja costera de 20 km de ancho entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt.

- **Zona III**

El resto del país al norte del paralelo de Puerto Montt

- **Zona IV**

El resto del país al sur del paralelo de Puerto Montt

En las hipótesis de sobrecarga y temperatura (simultáneamente) que se especifican en la tabla siguiente, la tensión mecánica máxima que se admite en los conductores de una línea aérea será en general el 50% de la tensión de ruptura del conductor.

Se entenderá que el viento especificado en la tabla actúa horizontal y perpendicularmente a la línea sobre la superficie del conductor (más el hielo en el caso de la Zona I) proyectada en la dirección del viento. En el caso de la Zona I se entenderá que la capa de hielo forma un manguito de espesor uniforme alrededor del conductor y que el peso específico del hielo es 1.000 N/m^3 .

Tabla 2.6 Hipótesis de sobrecarga y temperatura desfavorables

	Presión del viento kg/m^2	Espesor radial de la capa de hielo mm	Temperatura °C
Zona I	20	10	-10
Zona II	50	-	0
Zona III	40	-	-5
Zona IV	-	-	-

2.6. Relación presión – velocidad del viento

En la sección anterior se indican las presiones de viento a considerar para ciertas hipótesis de cálculo. Sin embargo, para poder computar el cálculo térmico de conductores se necesita conocer la velocidad del viento.

Afortunadamente, se cuenta con una conocida expresión que relaciona la velocidad del fluido, su densidad y el coeficiente de arrastre con la presión dinámica, tal como se muestra en la ecuación (2.21).

$$q = \frac{1}{2} \rho v^2 C_d \quad (2.21)$$

De acuerdo con [6], el coeficiente de arrastre para un cilindro sobre el cual incide perpendicularmente al largo de este un fluido, corresponde a 1,2. De esta forma se puede relacionar la velocidad del viento y la presión que ejerce sobre el conductor.

Para validar esta relación, se puede citar la tabla mostrada en [7], en ella se muestran las presiones dinámicas para distintas velocidades del viento y estas concuerdan con la ecuación (2.21) considerando un $C_d = 1$, y una densidad del aire $\rho = 1.2 \text{ kg/m}^3$.

La ecuación (2.21) puede resultar útil cuando no se conocen las presiones ejercidas por el viento sino sólo las velocidades de este en la zona de emplazamiento. Una consideración debe tenerse al usar la ecuación: la unidad de medida de q al ser obtenida mediante la ecuación anterior es Newton. Esto porque, generalmente, la unidad de fuerza en el diseño de líneas de transmisión es el kilogramo-fuerza o kilopondio.

2.7. Curva catenaria en los conductores [8]

Para poder cumplir con ciertas exigencias de la norma técnica se debe tener un modelo de la curvatura de los conductores de alta tensión. A continuación se muestra la deducción de la curva que posee cualquier cable homogéneo cuyo esfuerzo a la flexión es despreciable, pero no así su esfuerzo a la tracción.

Sea un conductor AB que posee una densidad de masa uniformemente distribuida a lo largo del mismo como se aprecia en la Figura 2.7a. Sea w la carga por unidad de longitud. La cantidad W es la parte de la carga soportada que corresponde a una sección de largo s del conductor, comprendida desde el punto más bajo, C, hasta el punto arbitrario D; por lo tanto, $W = ws$. Del triángulo de fuerzas de la Figura 2.7c se obtiene la siguiente igualdad:

$$H = \sqrt{H_0^2 + w^2 s^2} \quad (2.22)$$

Donde H es la tensión del cable en el punto D; y H_0 es la tensión del cable en el punto más bajo, C. H_0 es puramente horizontal.

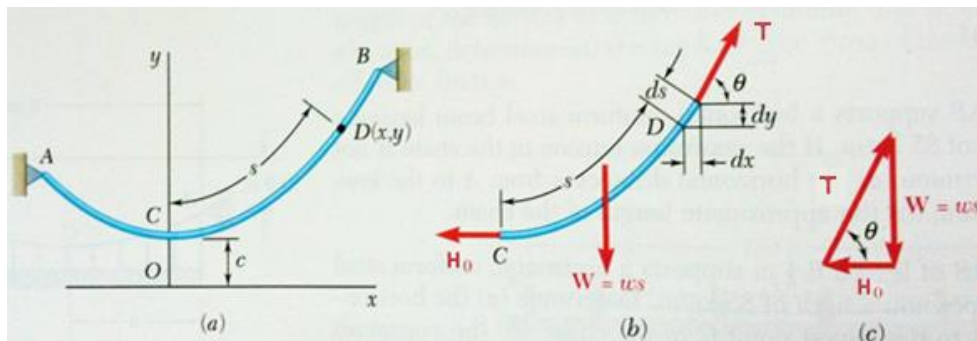


Figura 2.7 Diagrama de cuerpo libre para deducción de la catenaria

Para simplificar los siguientes cálculos, se hará el cambio de variables: $c = H_0/wc$. Entonces queda:

$$H_0 = wc \qquad W = ws \qquad T = w\sqrt{c^2 + s^2} \qquad (2.23)$$

El diagrama de cuerpo libre de la porción de conductor CD se muestra en la Figura 2.7b. Este diagrama no puede ser usado directamente para obtener la ecuación de la curva que toma el conductor porque se desconoce la distancia desde D hasta la línea de acción de la resultante W de la carga. Para obtener esta ecuación se considera el elemento infinitesimal de la Figura 2.7b donde $dx = ds \cdot \cos(\theta)$. De la Figura 2.7c se tiene que $\cos \theta = H_0/H$ y usando las ecuaciones (2.23) queda:

$$dx = ds \cdot \cos \theta = \frac{H_0}{H} ds = \frac{wc ds}{w\sqrt{c^2 + s^2}} = \frac{ds}{\sqrt{1 + s^2/c^2}} \qquad (2.24)$$

Seleccionando el origen de coordenadas O a una distancia c justo bajo el punto C (Figura 2.7a) e integrando desde C(0, c) hasta D(x, y), se obtiene

$$x = \int_0^s \frac{ds}{\sqrt{1 + s^2/c^2}} = c \sinh^{-1} \frac{s}{c}$$

La ecuación anterior relaciona el largo s de la porción CD del conductor con la distancia horizontal x . Esta puede ser escrita de la siguiente forma despejando x

$$s = c \sinh \frac{x}{c} \qquad (2.25)$$

De igual forma se puede deducir del modelo una ecuación que relaciona las coordenadas x e y , siendo esta la siguiente.

$$y = c \cosh \frac{x}{c} \qquad (2.26)$$

Elevando al cuadrado las ecuaciones (2.25) y (2.26), y restándolas se encuentra la siguiente relación.

$$y^2 - s^2 = c^2 \qquad (2.27)$$

Así, finalmente las ecuaciones de (2.23) pueden escribirse como sigue.

$$H_0 = wc \qquad W = ws \qquad T = wy \qquad (2.28)$$

Con estas ecuaciones es posible conocer las fuerzas que soportan los apoyos del conductor, tanto verticales como horizontales. En caso de existir fuerzas actuando en sentido transversal, estas pueden ser calculadas de acuerdo a lo que se muestra en la sección 2.7.2.

Otra ecuación importante que puede ser deducida a partir de las relaciones anteriores es la ecuación (2.29), donde a corresponde a la distancia horizontal entre los apoyos, h corresponde a la distancia vertical entre los apoyos y L corresponde al largo total de la catenaria.

$$\sqrt{L^2 - h^2} = 2c \cdot \sinh\left(\frac{a}{2c}\right) \quad (2.29)$$

Cabe mencionar, que en muchos textos, para poder simplificar los cálculos, se utilizan aproximaciones polinomiales de las funciones hiperbólicas, aproximando, por ejemplo, la ecuación (2.26) por la ecuación (2.30) que resulta ser cuadrática.

$$y = c + \frac{x^2}{2c} \quad (2.30)$$

Estas aproximaciones arrojan resultados correctos, en tanto no exista diferencia de altura entre los apoyos de la catenaria.

Más adelante en esta memoria se utiliza la *tensión mecánica total promedio* de la catenaria, por ello esta se deduce a continuación. La expresión (2.23) para la tensión mecánica en cualquier punto se puede escribir como sigue:

$$T = wc \sqrt{1 + \left(\frac{S}{c}\right)^2} = H \sqrt{1 + \left(\frac{S}{c}\right)^2}$$

Reemplazando la expresión (2.25) en la anterior queda:

$$T = H \sqrt{1 + \left(\frac{c \sinh \frac{x}{c}}{c}\right)^2} = H \sqrt{1 + \left(\sinh \frac{x}{c}\right)^2}$$

Como $c = H/w$, queda entonces:

$$T = H \sqrt{1 + \left(\sinh \frac{wx}{H}\right)^2}$$

Por último usando una de la identidad $\cosh^2 x - \sinh^2 x = 1$, queda:

$$T = H \cosh \frac{wx}{H}$$

Mediante la siguiente operación se encuentra la tensión mecánica total promedio, \bar{S} :

$$\bar{S} = \frac{\int_{x_A}^{x_B} T dx}{\int_{x_A}^{x_B} dx} = \frac{H \cdot L}{a} \quad (2.31)$$

Donde a corresponde a la distancia horizontal entre los apoyos y L el largo de la catenaria.

2.7.1. Determinación de la posición de los apoyos en el sistema de referencia de la catenaria

En [9] se realiza la deducción de una ecuación que permite encontrar las coordenadas de los puntos de apoyo de la catenaria en el sistema de referencias de la misma. Cabe mencionar, a fin de recordatorio para el lector, que el sistema de referencias de la catenaria tiene su origen a una distancia c bajo el vértice de la curva tal como fue deducido en los párrafos anteriores según se muestra en la Figura 2.7a.

Así, tomando como referencia la Figura 2.7a y de acuerdo a [9] las coordenadas del vértice A de la curva en el sistema de referencias de la catenaria está dado por la ecuación (2.32).

$$x_A = c \cdot \left[\sinh^{-1} \left(\frac{\frac{h}{c}}{\sqrt{\sinh^2 \frac{a}{c} - \left(\cosh \frac{a}{c} - 1 \right)^2}} \right) - \tanh^{-1} \left(\frac{\cosh \frac{a}{c} - 1}{\sinh \frac{a}{c}} \right) \right] \quad (2.32)$$

2.7.2. Fuerzas transversales

Para estudiar las consecuencias mecánicas del efecto del viento sobre los conductores de líneas de transmisión se considera que la dirección del viento es transversal al eje de la línea, que es el caso más severo. Suponiendo que la presión ejercida por el viento es constante a lo largo de la línea se tendría, visto en planta, lo que se muestra en la Figura 2.8. Como la fuerza ejercida es uniforme y transversal a la línea, la curva formada por el conductor tendrá un vértice en el centro del vano. Similar a la deducción anterior, la fuerza que soporta el apoyo derecho en la figura, entonces, corresponderá a la mitad de la fuerza total ejercida por el viento sobre el conductor.

En caso de tener más vanos, como en las líneas de transmisión, cada apoyo soporta la mitad la suma de las fuerzas ejercidas en cada uno de los vanos contiguos. Es por esto, que para el cálculo de fuerzas transversales sobre torres de alta tensión se usa el concepto de *vano de viento*. El vano de viento corresponde a la semisuma de los vanos adyacentes a una estructura. Así, la fuerza transversal soportada por una estructura se puede escribir de acuerdo a la ecuación (2.33)

$$F_{trans} = vano_{viento} * diámetro_{conductor} * presión_{viento} \quad (2.33)$$

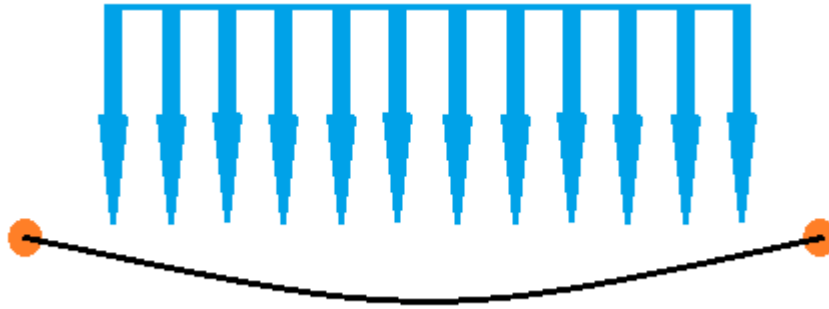


Figura 2.8 Fuerza transversal ejercida por el viento

2.7.3. Flechas

De acuerdo con la norma chilena de corrientes fuertes se usa el concepto de flecha aparente y se define así: “Por flecha aparente se entiende la distancia entre la línea de los apoyos y la tangente al conductor paralela a ella”.

El valor de la flecha aparente, se puede deducir de la siguiente manera. Sea $recta(x)$ la recta que une los puntos donde el conductor se une a las cadenas de aisladores en el vano. Sea $cat(x)$ la curva catenaria que describe la posición del conductor. Para resolver el problema se deben parametrizar ambas curvas con respecto al mismo sistema de referencias, que podría ser el vértice de la catenaria, uno de los puntos de apoyo de la curva, etc.

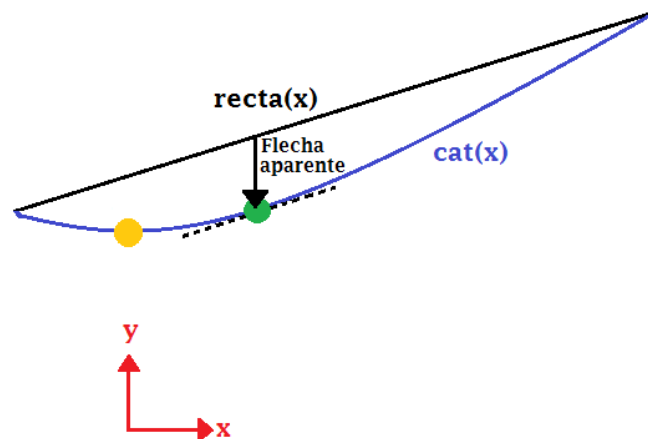


Figura 2.9 Esquema para deducir la fórmula de la flecha aparente

En la figura, el punto amarillo corresponde al punto más bajo de la catenaria o llamado también “vértice de la catenaria”. El punto verde indica el punto de la curva catenaria cuya derivada es igual a la pendiente de la función $recta(x)$. Así, la diferencia entre la función $recta(x)$ y la función $cat(x)$ evaluada en la coordenada horizontal del punto verde correspondería a la flecha aparente.

Si la pendiente de $recta(x)$ es m , y x^* la solución de $\frac{d cat(x)}{dx} = m$. Entonces la flecha aparente resulta de la ecuación (2.34).

$$flecha_{aparente} = recta(x^*) - cat(x^*) \quad (2.34)$$

2.8. Cambio de condiciones

2.8.1. Ecuación típica de cambio de condiciones

Una línea de transmisión está constantemente sometida a cambios de temperatura y de peso aparente del conductor (ya sea esto último por cambios en la velocidad del viento o por cargas de hielo que se pueden formar a su alrededor). Resulta útil, entonces contar con una expresión que permita analizar el cambio en la tensión horizontal de un conductor cuando las condiciones que actúan sobre este cambian. La ecuación (2.35) es conocida como “ecuación de cambio de estado” o “ecuación de cambio de condiciones”. Es una ecuación cuya incógnita es H_2 .

$$\epsilon_t(T_2 - T_1) + \frac{H_2 - H_1}{EA} = \frac{a^2}{24} \left[\frac{w_2^2}{H_2^2} - \frac{w_1^2}{H_1^2} \right] \quad (2.35)$$

Donde:

- ϵ_t = Coeficiente de dilatación lineal del cable por grado de temperatura
- a = Distancia horizontal entre apoyos, en metros
- T_1, T_2 = Temperaturas a las que está sometido el conductor en los estados 1 y 2
- H_1, H_2 = Tensiones a las que está sometido el conductor en los estados 1 y 2
- w_1, w_2 = Pesos específicos del conductor en los estados 1 y 2
- A = Área de la sección del conductor
- E = Módulo de elasticidad del conductor

La ecuación (2.35) de cambio de estado se da a conocer en la mayor parte de la bibliografía que respecta a líneas de transmisión aéreas; sin embargo, sólo es válida para conductores cuyos apoyos son rígidos y se encuentran a la misma altura (tal como se muestra en la Figura 2.10). Esta ecuación resulta de realizar una aproximación cuadrática de la catenaria e igualar el largo del conductor en el estado final al estado inicial más las elongaciones que resultan del cambio térmico y el cambio en las tensiones mecánicas. Se supone además, que la masa por unidad de longitud *del conductor*⁶ se mantiene constante.

En líneas de transmisión aéreas existen los llamados *tramos de suspensión*, que corresponden a sectores de la línea delimitados por torres de anclaje en los extremos. Al interior del tramo existen torres de suspensión que no son capaces de absorber grandes cargas mecánicas longitudinales: su cometido es sólo “suspender” el conductor aguantando solo el peso de los mismos. Esta fuerza vertical que soportan las estructuras de suspensión es transmitida por las cadenas de aisladores de suspensión, que están libres de girar en torno al *pivot* de unión a la estructura. Por lo tanto, los

⁶ Esto no quiere decir que con este modelo no se puedan agregar cargas de hielo o de viento; sólo se considera que la masa del conductor no varía.

puntos de apoyo de los conductores en algunos vanos de un tramo de suspensión son móviles y por tanto no se podría aplicar directamente la ecuación (2.35).



Figura 2.10 Catenaria con apoyos fijos

Sin embargo, se pueden realizar unos supuestos razonables (ver nota al pie 7) que permiten obviar en el cálculo del cambio de condiciones el hecho de que las cadenas de aislación pueden desplazarse y que terminan dando a luz un concepto muy conocido en el diseño de líneas de transmisión aérea: el “*ruling span*”, “vano equivalente” o “vano ideal de regulación”. El razonamiento se muestra en la siguiente subsección.

2.8.2. Ruling Span

En un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de suspensión, limitado por dos de anclaje, las cadenas de aisladores de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensión debidas a las distintas longitudes vanos, a los desniveles, a las variaciones de temperatura, y a las condiciones meteorológicas. En general, se admite que la tensiones horizontales de los conductores, iguales en todos los vanos, varían como lo haría el de un vano imaginario al que se llama “vano equivalente” o “*ruling span*”.

Suponiendo que las tensiones mecánicas horizontales de los conductores en el tramo, H_i , y que la masa por unidad de longitud de los conductores, w_i , son iguales en todos los vanos⁷ del tramo para una condición dada, se puede aplicar la ecuación (2.35). Este supuesto es razonable ya que al tener las cadenas de suspensión libertad de movimiento en la dirección de la línea de transmisión, pueden “ecualizar” la tensión en el tramo al momento de cambio de condiciones haciendo que las tensiones del tramo se mantengan similares.

Sean entonces, n vanos en un tramo de suspensión, aplicando la ecuación (2.35) a toda el tramo, y de acuerdo con [9], se llega a la siguiente ecuación de cambio de condiciones.

⁷ Cuando hay cambio de condiciones se supone, para aplicar el concepto de *ruling span*, que las tensiones horizontales permanecen iguales en todos los vanos ya que se puede suponer que las cadenas de aislación pueden “ecualizar” las tensiones horizontales; vale decir, las cadenas rotarán lo que sea necesario en torno a su *pivot* para que las tensiones horizontales sean similares entre vanos contiguos. Se menciona en la literatura consultada que en general los resultados son confiables cuando se trabaja en terrenos planos o con poco desnivel.

$$\epsilon_t(T_2 - T_1) + \frac{H_2 - H_1}{EA} = \frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i \cdot 24} \left[\frac{w_2^2}{H_2^2} - \frac{w_1^2}{H_1^2} \right]$$

De la expresión anterior y comparando términos con la ecuación (2.1) se deduce que el “vano equivalente” es:

$$a_{RS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i}} \quad (2.36)$$

El concepto del *ruling span* es ampliamente utilizado para diseños de líneas, pero es una buena aproximación sólo en terrenos planos o con muy poco desnivel, lo que no siempre se da en la realidad. Es por esto que existen modelos más acabados del cambio de condiciones en tramos de suspensión de líneas de transmisión aéreas que incorporan el “*swing*” o movimiento de los aisladores en torno al punto de anclaje a la estructura producido cuando las tensiones horizontales de los conductores en un tramo de suspensión no son exactamente iguales. La Figura 2.11 muestra el “*swing*” de las cadenas de aislación (en color anaranjado) dando paso a una catenaria con apoyos móviles. La siguiente subsección muestra un modelo encontrado en la literatura especializada que incorpora este efecto.

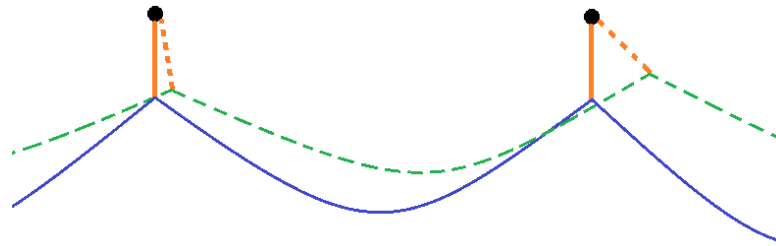


Figura 2.11 Catenaria con apoyos móviles

2.8.3. Tensiones y flechas en un tramo de suspensión [10]

En la sección 2.8.1 se supuso, para la deducción de la ecuación de cambio de condiciones que el conductor estaba apoyado de forma rígida en sus extremos y que estos no eran móviles. Esta suposición es sólo válida para cables de tierra que están completamente fijos a la estructura de la torre. Por otra parte, en la sección 2.8.2 se supuso terreno plano y no se consideró explícitamente el desplazamiento vertical y horizontal de las cadenas de aisladores.

Por otro lado, cuando existe un cambio de condiciones sobre el conductor (por ejemplo: cambios de temperatura, carga de hielo o de viento), los cambios de la tensión mecánica de un vano afectará a las tensiones mecánicas de los vanos vecinos. Este efecto tampoco es incorporado en el modelo del *ruling span*.

No existe vasta bibliografía disponible sobre la modelación de cambio de condiciones de tramos de suspensión en líneas de transmisión salvo lo mostrado en las dos subsecciones precedentes. Se sabe que en [11], [12] y [13] se han desarrollado

modelos de cambio de condiciones que incorporan el efecto del “*swing*” de los aisladores. Sin embargo, se muestra a continuación el único modelo al cual se tuvo acceso, que fue presentado en [11]. Este presenta las siguientes hipótesis:

- La sección del conductor y su masa son constantes en un tramo de suspensión y no dependen de la temperatura.
- Las cargas de hielo están al menos uniformemente distribuidas a lo largo de la catenaria en un vano.
- La resistencia a la flexión en los conductores puede ser despreciada. De esta forma, sólo existen fuerzas de tracción en los conductores.
- Los coeficientes de expansión lineal y el módulo de elasticidad no dependen de la temperatura del conductor o de las tensiones mecánicas.
- Los conductores están fijos a los extremos de los aisladores de suspensión, de forma tal que las tensiones mecánicas en los conductores en la dirección de línea pueden ser transferidas a los aisladores.

Con respecto a la última hipótesis cabe mencionar que el dispositivo mecánico utilizado para dicho fin es el “clamp” de suspensión que se muestra de perfil en la Figura 2.12. Este dispositivo no permite un movimiento relativo entre él y el conductor. Siendo así, los puntos extremos de un vano tienen libertad de movimiento según el ángulo que posea la cadena de aislación.



Figura 2.12 Clamp de suspensión

2.8.3.1. Estado de un conductor en vanos con puntos de apoyo móviles en la dirección de la línea

En caso de un cambio de temperatura o la existencia de carga de hielo, el largo de la catenaria cambia y, por lo tanto, la fuerza de tensión y la flecha del conductor también. Si la temperatura de un conductor suspendido por apoyos móviles en sus extremos (como se muestra en la Figura 2.11) cambia de T_1 a T_2 , entonces el largo del conductor en el estado 2 se puede obtener como

$$L_2 = L_1[1 + \epsilon_t(T_2 - T_1)] \left[1 + \frac{\bar{S}_2 - \bar{S}_1}{E \cdot A} \right] \quad (2.37)$$

Donde \bar{S} corresponde a la tensión promedio total del conductor y el resto de la nomenclatura es la misma usada en la ecuación (2.35).

Todas las cantidades que se refieren al estado inicial llevan un índice 1, y las que se refieren al estado final, un índice 2. Se puede demostrar que la tensión promedio total del conductor \bar{S} es $\frac{H \cdot L}{a}$ (consultar sección 2.7). Como los términos $\epsilon_t \cdot (T_2 - T_1)$ y $\frac{\bar{S}_2 - \bar{S}_1}{E \cdot A}$ son pequeños comparados con la unidad, su producto puede ser despreciado en (2.37) y se encuentra la siguiente relación.

$$L_2 \approx L_1 + L_1 \cdot \epsilon_t(T_2 - T_1) + L_1 \left[\frac{H_2 \cdot L_2 - H_1 \cdot L_1}{E \cdot A \cdot a} \right] \quad (2.38)$$

El largo L de la catenaria se puede obtener de la expresión (2.29) y en esta, la función seno hiperbólico puede ser desarrollada en serie exponencial y elevada al cuadrado, quedando:

$$L = L_0 \sqrt{1 + \frac{a^2}{L_0^2} \cdot \left(\frac{a^2}{12c^2} + \frac{a^4}{360c^4} + \dots \right)}$$

Donde $L_0 = \sqrt{a^2 + h^2}$ y $c = H/w$.

Como la expresión $\frac{a^2}{L_0^2} \cdot \left(\frac{a^2}{12c^2} + \frac{a^4}{360c^4} + \dots \right)$ es mucho menor que la unidad⁸, la raíz cuadrada puede ser nuevamente desarrollada en una serie exponencial convergente debido a: $\sqrt{1+x} \approx 1 + \frac{x}{2} - \frac{x^2}{8} + \dots$:

⁸ Por ejemplo, para un conductor ACSR N° 4/0 con peso por unidad de largo igual a 0,4325 kg/m, una tensión mecánica longitudinal de 1526 kg en un vano de 210 m, la evaluación numérica de la expresión $\frac{a^2}{L_0^2} \cdot \left(\frac{a^2}{12c^2} + \frac{a^4}{360c^4} \right)$ da aproximadamente 0,0003.

$$L \approx L_0 \left[1 + \frac{a^2}{L_0^2} \left(\frac{a^2}{24c^2} + \frac{a^4}{720c^4} \right) - \frac{a^4}{L_0^4} \cdot \frac{a^4}{1152c^4} \right] = L_0(1 + \bar{L}) \quad (2.39)$$

donde el término \bar{L} corresponde a

$$\bar{L} = \frac{a^2}{L_0^2} \left(\frac{a^2}{24c^2} + \frac{a^4}{720c^4} \right) - \frac{a^4}{L_0^4} \cdot \frac{a^4}{1152c^4}$$

En caso de un conductor con apoyos fijos (ver Figura 2.10), las longitudes L_1 y L_2 difieren solo en los términos \bar{L}_1 y \bar{L}_2 , los cuales son menores a la unidad. Así, para este caso, a partir de las ecuaciones (2.38) y (2.39) se obtiene:

$$\bar{L}_1 - \bar{L}_2 + \frac{L_0(1 + \bar{L}_1)}{a \cdot A \cdot E} [H_2(1 + \bar{L}_2) - H_1(1 + \bar{L}_1)] + \epsilon_t(T_2 - T_1)(1 + \bar{L}_1) = 0 \quad (2.40)$$

La ecuación (2.40) representa la *ecuación del cambio de estado del conductor* para un vano con puntos de apoyo a diferente altura. En el caso de diferencia de altura $\Delta y = 0$, la forma conocida de la ecuación (2.35) de cambio de estado para apoyos rígidos y al mismo nivel puede ser derivada de la ecuación (2.40), donde $L_0 = \Delta x$, \bar{L}_1 y \bar{L}_2 son despreciados comparados con la unidad y sólo el primer término es considerado para \bar{L} .

En general, los conductores son ajustados en las cadenas de aisladores de forma tal que los conjuntos de aislación cuelguen verticalmente después del *clipping-in*⁹. En lo que resta de desarrollo, se supondrá como condición inicial que la fuerza de tensión en todos los vanos del tramo de suspensión es la misma. En algunos casos este supuesto podría no aplicar, sin embargo, el método que se está describiendo aún puede ser usado de forma correcta porque, si se conociera la desviación de la vertical que poseen las cadenas de aislación después del *clipping-in*, esta se podría incorporar al modelo mediante los términos $\delta_{0,i}$ y $\epsilon_{0,i}$ que representan las desviaciones horizontales y verticales de la cadena de suspensión i en el estado inicial (de todas formas esto se explica más adelante).

Si la condición del conductor es cambiada, por ejemplo, por carga de hielo en un vano, la fuerza de tensión del conductor aumentará en ese vano con el efecto de que los aisladores de suspensión de ese vano se inclinarán hacia el mismo. Esto último afecta directamente a los vanos vecinos. Existirá un estado de equilibrio entre los efectos de las fuerzas horizontales de los vanos vecinos y las cargas verticales en los aisladores. Se debe, entonces, calcular para este estado de equilibrio las fuerzas horizontales de cada vano del tramo de suspensión. Finalmente, las flechas pueden ser determinadas a partir de las tensiones presentes en los conductores.

⁹ Dentro del proceso de tendido de conductores se denomina *clipping-in* a la acción de fijar los conductores a los *clamp* de suspensión.

La variación ΔL_i de la longitud L_{0i} de la línea que une los dos puntos de apoyo del vano i causada por el corrimiento de los conjuntos de aisladores en los extremos se obtiene de $\Delta L_i = L_{02,i} - L_{01,i} = \sqrt{(a_i + \Delta a_i)^2 + (h_i + \Delta h_i)^2} - \sqrt{(a_i)^2 + (h_i)^2}$. Como aproximación de esto, se puede escribir:

$$\Delta L_i \approx \frac{a_i \cdot \Delta a_i + h_i \cdot \Delta h_i}{L_{0i}} \quad (2.41)$$

La Figura 2.13 muestra de manera gráfica las variables del párrafo anterior. En este caso, la catenaria en color verde se encuentra en el estado inicial y la catenaria en color azul se encuentra en el estado final.

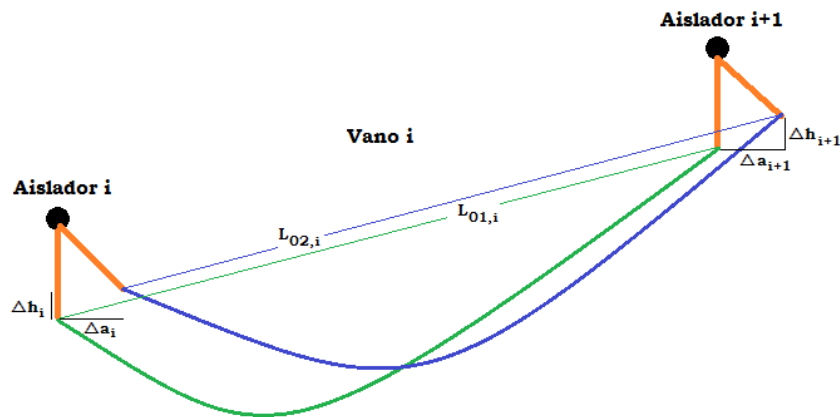


Figura 2.13 Nomenclatura de algunos elementos del modelo

Donde Δa_i y Δh_i son los cambios en la distancia horizontal y la diferencia en altura, respectivamente, del vano i (Figura 2.14). Entre Δa_i y Δh_i , respectivamente, y entre los corrimientos de las cadenas de aisladores existen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \Delta a_i &= (\delta_{i+1} - \delta_{0,i+1}) - (\delta_i - \delta_{0,i}) \\ \Delta h_i &= (\epsilon_{i+1} - \epsilon_{0,i+1}) - (\epsilon_i - \epsilon_{0,i}) \end{aligned} \quad (2.42)$$

Los valores de δ_i y ϵ_i en estas ecuaciones corresponden a los desplazamientos horizontales y verticales, respectivamente, del conjunto de aislación i . Los valores de $\delta_{0,i}$ y $\epsilon_{0,i}$ representan los desplazamientos horizontales y verticales, respectivamente, del conjunto de aislación i en la condición inicial. Estos pueden suponerse nulos para los conjuntos de aislación de suspensión (si es que estas cuelgan verticalmente en la condición inicial), mientras que en el caso de las cadenas de aislación para las estructuras de anclaje o remate, estas quedan determinadas por el estado de equilibrio de las fuerzas verticales y horizontales en el aislador producto de los conductores y el propio peso de los aisladores.

Debido a la posible diferencia de tensiones de los conductores en vanos contiguos, las cadenas de aisladores sufren un corrimiento tal, que existe un estado de equilibrio de momentos (o torques) como resultado de la acción de las fuerzas horizontales y

verticales que actúan sobre el aislador. A partir del equilibrio de torque se tiene lo siguiente.

$$\begin{aligned} \delta_i &= (H_i - H_{i-1}) \cdot L_{K,i} / \sqrt{G_{K,i}^2 + (H_i - H_{i-1})^2} \\ \epsilon_i &= \left(1 - G_{K,i} / \sqrt{G_{K,i}^2 + (H_i - H_{i-1})^2}\right) \cdot L_{K,i} \end{aligned} \quad (2.43)$$

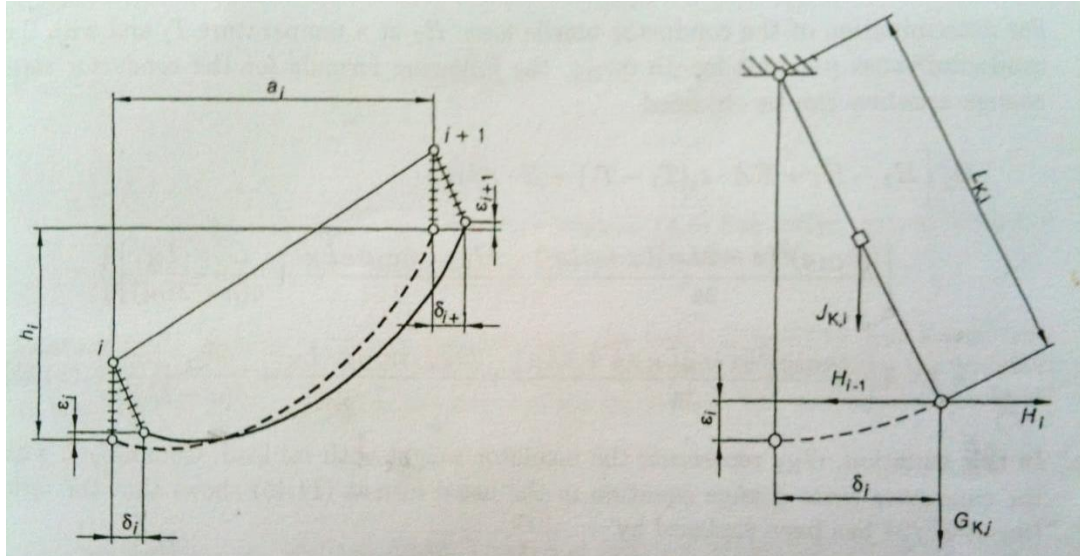


Figura 2.14 Cambios en el vano por el movimiento de los aisladores. Equilibrio de fuerzas

Las fuerzas verticales $G_{K,i}$ sobre el aislador i consisten en las cargas verticales de los conductores en los vanos contiguos y el peso $J_{K,i}$ del conjunto de aislación. $L_{K,i}$ corresponde al largo de la cadena de aislación i . Para un conjunto de aislación en el soporte i , aplica lo siguiente:

$$G_{K,i} = \frac{J_{K,i}}{2} + X_{i-1}H_0 \sinh \left[\frac{w_{i-1}(a_{i-1} + x_{A,i-1})}{X_{i-1}H_0} \right] - X_iH_0 \sinh \frac{w_i x_{A,i}}{X_iH_0} \quad (2.44)$$

La fuerza horizontal del conductor, H_i , en el vano i se expresa como una ponderación de la tensión horizontal inicial H_0 . Es decir, $H_i = X_i \cdot H_0$. La coordenada del vértice $x_{A,i}$ resulta de la ecuación (2.32), con la longitud del conductor expresada como en la ecuación (2.29).

2.8.3.2. Ecuación de cambio de condiciones del conductor para un tramo de suspensión

Los desplazamientos de los conjuntos de aislación cambian las distancias horizontales y verticales de los vanos. De acuerdo con la ecuación (2.38), la ecuación de cambio de estado del conductor para el vano i puede ser establecida, suponiendo que, en la condición inicial, todos los aisladores cuelgan verticalmente y, entonces, la fuerzas de tensión del conductor en todos los vanos es igual a H_0 .

$$\begin{aligned}
L_{02,i}(1 + \bar{L}_{2,i}) &= L_{01,i}(1 + \bar{L}_{1,i}) + L_{01,i} \cdot \epsilon_t \cdot (T_2 - T_1)(1 + \bar{L}_{1,i}) \\
+ \frac{L_{01,i}(1 + \bar{L}_{1,i})}{a_i \cdot E \cdot A} \cdot [L_{02,i}(1 + \bar{L}_{2,i}) \cdot X_i \cdot H_0 - L_{01,i}(1 + \bar{L}_{1,i}) \cdot H_0]
\end{aligned} \tag{2.45}$$

En la ecuación (2.45), la fuerza de tensión horizontal $H_{2,i}$ en la condición 2 ha sido expresada como $X_i \cdot H_0$ y en la condición 1 la tensión horizontal $H_{1,i}$ es igual a H_0 . Las diferencias entre las distancias entre los puntos de apoyo $L_{02,i} - L_{01,i}$ es igual al cambio de las distancias entre los puntos de apoyo producidas por los desplazamientos de las cadenas de aisladores y se obtienen de la ecuación (2.42). De acuerdo al modelo de [11] explicado en [10], se usa para los cálculos que siguen la aproximación $L_{02,i} \approx L_{01,i} \approx L_{0,i}$. Así, se obtiene de (2.45) lo siguiente.

$$\begin{aligned}
(\bar{L}_{1,i} - \bar{L}_{2,i}) + (1 + \bar{L}_{1,i}) \cdot \frac{L_{0,i}}{a_i \cdot E \cdot A} [X_i \cdot H_0(1 + \bar{L}_{2,i}) - H_0(1 + \bar{L}_{1,i})] + \\
+ (1 + \bar{L}_{1,i}) \cdot \epsilon_t \cdot (T_2 - T_1) - \frac{a_i \cdot \Delta a_i + h_i \cdot \Delta h_i}{L_{0,i}^2} = 0
\end{aligned} \tag{2.46}$$

Finalmente, con la ayuda de las ecuaciones anteriores se puede obtener un sistema de n ecuaciones no lineales para las tensiones horizontales de los conductores $H_{2,i} = X_i \cdot H_0$ (para $i = 1, 2, \dots, n$) a partir de la ecuación (2.46).

El sistema de ecuaciones tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
f_1(\vec{X}) &= 0 \\
f_2(\vec{X}) &= 0 \\
&\dots \\
f_n(\vec{X}) &= 0
\end{aligned}$$

Donde el vector X_i corresponde al ponderador de la tensión horizontal del caso inicial.

2.8.3.3. Flechas

Las flechas son calculadas a partir de los resultados obtenidos de la resolución del sistema de ecuaciones anteriores y de los desplazamientos de las cadenas de aisladores. Conociendo entonces la posición de los puntos donde el conductor se fija al *clamp de suspensión* de la cadena de aislación, la tensión horizontal del conductor entre sus puntos fijos y el peso del conductor se puede conocer la posición del conductor en cualquier punto.

2.9. Hipótesis de cálculo

Para tener la seguridad de que una línea de transmisión será capaz de soportar las diferentes condiciones climáticas, el proyectista debe suponer varias hipótesis de cálculo. Las hipótesis consisten, por lo general, en una combinación de temperaturas y cargas sobre el conductor. Por ejemplo, una hipótesis de cálculo podría corresponder a

una temperatura ambiente de 35°C o una carga hielo adicional al peso propio del conductor.

Mediante los modelos de cambio de estado se puede pasar de una hipótesis a otra, permitiendo conocer las tensiones mecánicas resultantes. Generalmente la hipótesis inicial corresponde al estado EDS (ver sección siguiente).

Por ejemplo, cuando se tiene un aumento en el peso del conductor por efectos de la formación de un manguito de hielo, se debe aumentar el peso del conductor en la hipótesis. Sin embargo, cuando se tiene la acción combinada de fuerzas ejercidas sobre el conductor con distintas direcciones, como el caso de la acción simultánea del hielo y el viento, o en caso del peso propio del conductor y el viento, se debe calcular el peso “aparente”. Esto es la resultante de las fuerzas que actúan sobre el conductor, tal como se ejemplifica en la Figura 2.15.

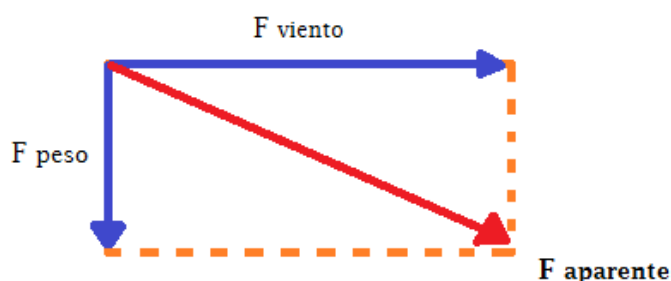


Figura 2.15 Peso aparente

2.10. Vibraciones eólicas en conductores aéreos

Pueden existir muchas razones por las que se busca controlar la tensión de los conductores aéreos. Una de las más obvias es para asegurar que la máxima tensión resultante de las condiciones climáticas más severas no exceda la máxima tensión permitida del conductor. Por otro lado, se requiere limitar la tensión mínima cuando el conductor se encuentre operando a su máxima temperatura para poder asegurar las distancias entre los conductores y tierra exigidas por la norma. Una tercera razón, que no debiera ser pasada por alto, corresponde a restringir la susceptibilidad del conductor ante vibraciones peligrosas producto del viento.

Existe una necesidad de encontrar una cota superior para la tensión de conductores sin sobre carga que se da durante periodos significativos de tiempo para poder disminuir los peligros de las vibraciones eólicas. Para llegar a esa tensión de diseño segura con respecto a este tipo de vibraciones, en 1960 el llamado “EDS (Every Day Stress) Panel” generó un informe [14] en el cual se investigaron los daños por fatiga en los conductores de líneas de transmisión producto de las vibraciones eólicas.

En dicho informe, el EDS (“*every day stress*”, comúnmente traducido como “*tensión de cada día*”) fue expresado como un porcentaje de la tensión de rotura del conductor (UTS, por sus siglas en inglés, “*Ultimate Tensile Strength*”). La tensión EDS fue definida como la máxima tensión mecánica a la cual un conductor puede estar sometido, a la

temperatura que ocurrirá por el periodo más largo de tiempo, sin riesgo alguno de daño debido a vibraciones eólicas. Diferentes valores de EDS fueron dados para conductores desnudos, tal como se muestra en la Tabla 2.7.

Desde que el informe del Panel EDS fue emitido, nuevos conductores han sido puestos en servicio y nuevas líneas han sido construidas. Con la mayor experiencia ganada a lo largo del tiempo, los valores recomendados de EDS han resultado ser insuficientes para explicar los daños por fatiga encontrados en estas líneas más recientes. De hecho, las conclusiones estadísticas resultantes del Panel EDS no parecen del todo correctas.

Tabla 2.7 Recomendaciones del Panel EDS para tensiones de diseño seguras en % de UTS

	Unprotected lines	Lines equipped with		
		Armour rods	Dampers	Armour rods and dampers
Copper conductors	26	22	24	24
ACSR	18			
Aluminium conductors	17	26	26	
Aldrey conductors	18			
Steel Conductors				
1. Rigid Clamps	11			
2. Oscillating clamps	13			

Para poder representar efectos que antaño se desconocían, se considera más conveniente, para generalizar los resultados, usar el cociente H/w entre la tensión horizontal del conductor y su peso por unidad de longitud en vez del % de UTS.

2.10.1. Turbulencia como una función del terreno

La turbulencia en el viento afecta la cantidad de potencia de vibración eólica que puede ser entregada a un conductor que se encuentre oscilando. La turbulencia aparece por la interacción del viento promedio con el terreno. Por ejemplo, en la Tabla 2.8 se muestran valores típicos de intensidad de turbulencia para una altura sobre el suelo de 10 metros para distintos terrenos [15].

Tabla 2.8 Valores típicos de intensidad de turbulencia

Terreno	Intensidad de Turbulencia
Mar abierto	0.11
Áreas rurales; campo abierto con pocos y pequeños obstáculos.	0.18
Áreas pobladas con baja densidad de edificaciones	0.25
Centros de ciudades con alta densidad de edificios	0.35

Es por esta razón que en [16] se entregan los valores de tensión segura en función del terreno donde se encuentra emplazada la línea, ya que, como se muestra en la misma cita, es posible concluir que a mayor turbulencia las tensiones seguras aumentan.

2.10.2. Tensiones seguras ante vibraciones eólicas

Basado en un análisis de balance de energía se entregan en [16] cotas superiores de tensiones mecánicas a la temperatura promedio del mes más frío con el conductor sin sobrecarga para distintos tipos de terrenos y configuraciones de conductores.

Antes de presentar las cotas antes mencionadas, se introduce un parámetro usado para la determinación de las mismas, que corresponde a LD/m , donde L corresponde al largo del vano, D es el diámetro del conductor, m es la masa del conductor por unidad de longitud.

A continuación, en la Tabla 2.10 se presentan las tensiones máximas (medidas en las condiciones antes mencionadas) para evitar vibraciones eólicas. Estas son aplicables a los conductores presentes en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Tipos de conductores en los cuales las recomendaciones aplican

Combinación metálica	Designación común	Designación IEC
All 1350-H19	ASC o AAC	A1
All 6101-T81	AASC o AAAC	A2
All 6201-T81	AASC o AAAC	A3
1350-H19 / Steel	ACSR	A1/S1A
1350-H19 / 6101-T81	ACAR	A1/A2
1350-H19 / 6201-T81	ACAR	A1/A3

Tabla 2.10 Tensiones de diseño seguras recomendadas con respecto a las vibraciones eólicas [16]

Conductor system	Terrain Cat. #1		Terrain Cat. #2		Terrain Cat. #3		Terrain Cat. #4	
	H/w (m)	LD/m (m ³ /kg)	H/w (m)	LD/m (m ³ /kg)	H/w (m)	LD/m (m ³ /kg)	H/w (m)	LD/m (m ³ /kg)
1. Undamped single conductor	< 1000		< 1125		< 1225		< 1425	
2. Single conductor with span-end Stockbridge dampers	< 2615/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2780/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2860/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 3030/(LD/m) ^{0.12}	< 15
3. Undamped, unspaced twin, triple & quad bundled conductors	< 1000		< 1125		< 1225		< 1425	
4. Unspaced twin, triple & quad bundled conductors with span-end Stockbridge dampers	< 2615/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2780/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2860/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 3030/(LD/m) ^{0.12}	< 15
5. Twin horizontal bundled conductors with non-damping spacers	< 1725	< 15	< 1925	< 15	< 2100	< 15	< 2450	< 15
6. Twin horizontal bundled conductors with non-damping spacers and span-end Stockbridge dampers	< 2615/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2780/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2860/(LD/m) ^{0.12} < 2100	< 13 > 13 ; < 15	< 3030/(LD/m) ^{0.12} < 2450	< 6 > 6 ; < 15
7. Twin horizontal bundled conductors with damping spacers	< 1900		< 2200		< 2500		< 2500	
8. Triple apex-down bundled conductors with non-damping spacers	< 1850	< 15	< 2100	< 15	< 2275	< 15	< 2500	< 15
9. Triple apex-down bundled conductors with non-damping spacers and span-end Stockbridge dampers	< 2615/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2780/(LD/m) ^{0.12} < 2100	< 10 > 10 ; < 15	< 2860/(LD/m) ^{0.12} < 2275	< 7 > 7 ; < 15	< 3030/(LD/m) ^{0.12} < 2500	< 5 > 5 ; < 15
10. Triple apex-down bundled conductors with damping spacers	< 2500		< 2500		< 2500		< 2500	
11. Quad horizontal bundled conductors with non-damping spacers	< 1850	< 15	< 2100	< 15	< 2275	< 15	< 2500	< 15
12. Quad horizontal bundled conductors with non-damping spacers and span-end Stockbridge dampers	< 2615/(LD/m) ^{0.12}	< 15	< 2780/(LD/m) ^{0.12} < 2100	< 10 > 10 ; < 15	< 2860/(LD/m) ^{0.12} < 2275	< 7 > 7 ; < 15	< 3030/(LD/m) ^{0.12} < 2500	< 5 > 5 ; < 15
13. Quad horizontal bundled conductors with damping spacers	< 2500		< 2500		< 2500		< 2500	

Terrain category # 1 : Open, flat, no trees, no obstruction, with snow cover, or near/across large bodies of water or flat desert.

Terrain category # 2 : Open, flat, no obstruction, no snow; e.g. farmland without any obstruction, summer time.

Terrain category # 3 : Open, flat or undulating with very few obstacles, e.g. open grass of farmland with few trees, hedgerows and other barriers; prairie, tundra.

Terrain category # 4 : Built-up with some trees and buildings, e.g. residential suburbs; small towns; woodlands and shrubs. Small fields with bushes, trees and hedges.

H: initial horizontal tension; w: conductor weight per unit length; L: actual span length; D: conductor diameter and m: conductor mass per unit length.

2.11. Uplift en suspensiones

El fenómeno de *uplift* se da en los apoyos de los conductores. Ocurre cuando el peso del conductor que debe soportar el punto de apoyo de la estructura se torna igual o menor que cero. Este fenómeno, por lo general se da cuando se tienen bajas temperaturas. La Figura 2.16 muestra esquemáticamente este fenómeno; se aprecia que el apoyo de en medio en la condición de máxima flecha no sufre *uplift*. Sin embargo, al descender la temperatura, los conductores se “recogen”, produciendo una fuerza vertical hacia arriba en el punto de “clamp” en la torre de suspensión.

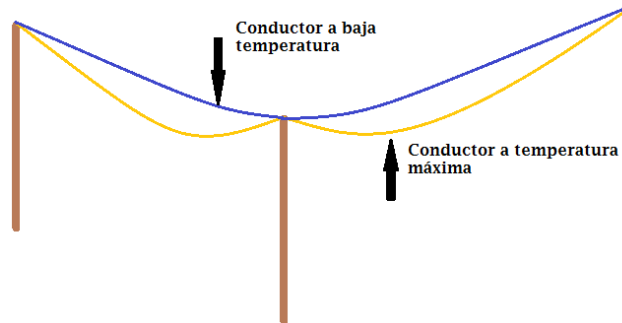


Figura 2.16 Fenómeno de *Uplift*

Tal como se menciona [17], este fenómeno se debe tener en cuenta imponiendo una restricción de diseño tal que la fuerza vertical hacia abajo en los puntos de apoyo de las suspensiones sea a lo menos igual a cero. Esto ya que los conjuntos de aislación no son diseñados para resistir esfuerzos de compresión, sino de tracción.

2.12. Estimación del peso de la estructura

Existen dos fórmulas para poder estimar el peso de una estructura de suspensión, estas son la de Ryle y la de Peterson, ambas empíricas. A continuación se explica la fórmula de Peterson ya que uno de los parámetros que se usan en esta fórmula sirve para poder estimar el volumen de las fundaciones de las torres de suspensión (ver sección 2.13).

De acuerdo con [4] la fórmula de Peterson es la que se muestra en la ecuación (2.47).

$$W = C \cdot H_e \cdot \sqrt[3]{P^2} \quad (2.47)$$

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_e = Altura equivalente, igual a la altura sobre el suelo a la cual la resultante P de las cargas máximas que produce el momento total en la base.

P = Resultante simple de las cargas transversales y longitudinales combinadas, en las condiciones de máximas cargas de viento y cortadura.

2.12.1. Esfuerzo transversal máximo y momento en la base

El esfuerzo transversal máximo y el momento en la base se calculan con las siguientes fórmulas.

En conductores:

$$T_{COND} = 3 \cdot N_C \cdot N_{SC} \cdot \Phi_{COND} \cdot Q_V \cdot L_V \cdot FS \cdot 10^{-6} \quad (2.48)$$

$$M_{COND} = T_{COND} \cdot (B + 0.5 \cdot A \cdot N_C) \quad (2.49)$$

En cable de guardia:

$$T_{CG} = \Phi_{CG} \cdot Q_V \cdot L_V \cdot FS \cdot 10^{-6} \quad (2.50)$$

$$M_{CG} = T_{CG} \cdot H_T \quad (2.51)$$

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.

Φ_{COND}, Φ_{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 $\%$.

M_{COND}, M_{CG} = Momento en la base por esfuerzos transversales de los conductores y el cable de guardia respectivamente, en Ton·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.

2.12.2. Esfuerzo longitudinal y momento en la base

El esfuerzo longitudinal y el momento en la base se calculan de acuerdo a las siguientes fórmulas.

$$L = CORT \cdot N_C \cdot N_{SC} \cdot 10^{-3} \cdot FLONG \quad (2.52)$$

$$M_L = (B + A \cdot N_C) \cdot L \quad (2.53)$$

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 $\%$.

M_L = Momento total de los esfuerzos longitudinales, en Ton·m.

La tensión de cortadura $CORT$ se calcula como:

$$CORT = T_N \cdot FCORT \quad (2.54)$$

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 %/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. De acuerdo con [4], se puede considerar igual a 0,7 en torres de suspensión (considerando tensión EDS) y un factor igual a 1 en torres de anclaje y remate (considerando tensión bajo hipótesis de sobrecarga máxima, ya sea con manguito de hielo o máxima presión de viento o ambas simultáneamente dependiendo de la zona de emplazamiento).

2.12.3. Peso de la torre de suspensión

La resultante P (en Ton), se puede expresar como sigue.

$$P = \sqrt{(T_{COND} + T_{CG})^2 + L^2} \quad (2.55)$$

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

$$M = M_{COND} + M_{CG} + M_L \quad (2.56)$$

La altura equivalente H_e en metros queda determinada como:

$$H_e = \frac{M}{T_{COND} + T_{CG} + L} \quad (2.57)$$

De esta forma se tienen todos los valores de las variables que inciden en el peso de la torre y es posible estimarlo.

2.13. Estimación del volumen de las fundaciones

En la referencia [4] se muestra una forma de estimar el volumen de la fundación de una torre de suspensión. También se indica que según la normalización de fundaciones de la Electricité de France aparecen series de fundaciones para dos tipos 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 de acuerdo a la ecuación (2.58).

$$A_R = 2.5 \cdot P \quad (2.58)$$

Donde la variable P es la misma que se usó en el cálculo del peso de una estructura de suspensión mediante la fórmula de Peterson. Por medio de expresiones recogidas de [4], se pueden estimar los volúmenes de hormigón, excavación y relleno de acuerdo al tipo de terreno (normal o blando) mediante las siguientes ecuaciones.

Para terreno normal firme:

$$H = 3,4256 - 0,0784 \cdot A_R + 0,00385 \cdot A_R^2 - 0,00001 \cdot A_R^3 \quad (2.59)$$

$$E = 2,9698 + 0,0993 \cdot A_R + 0,00641 \cdot A_R^2 - 0,00002 \cdot A_R^3 \quad (2.60)$$

$$R = E - H \quad (2.61)$$

Para terreno blando

$$H = -1,802 + 0,4768 \cdot A_R + 0,00035 \cdot A_R^2 \quad (2.62)$$

$$E = 3,273 + 1,1664 \cdot A_R + 0,00809 \cdot A_R^2 \quad (2.63)$$

$$R = E - H \quad (2.64)$$

Donde,

A_R = Esfuerzo de arrancamiento calculado según la expresión (2.58), en Ton.

H = Volumen de hormigón, en m^3 .

E = Volumen de excavación, en m^3 .

R = Volumen de relleno, en m^3 .

2.14. Efecto corona

El efecto corona corresponde a descargas parciales en un gas, localizadas en una zona limitada del espacio y que no significan la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas. Se presenta en campos no uniformes, en zonas con grandes intensidades de campo, o cuando la dimensión de los electrodos es mucho menor que la distancia que los separa. Lo anterior de acuerdo con [18].

Según [19], para evitar este fenómeno se utilizan conductores fasciculados. Estos esporádicamente se usan en tensiones de 110 kV cuando se necesita una alta capacidad de transporte de corriente. Para el caso de 220 kV los conductores fasciculados son usualmente una alternativa ante los conductores simples pero con mayor diámetro. Los sistemas de transmisión con voltajes superiores a los 420 kV no son viables sin conductores fasciculados.

Cuando el campo eléctrico alcanza la rigidez dieléctrica del aire, el aire se ioniza, se hace conductor y se produce una descarga local.

2.14.1. Fórmula de Peek

Las variables que influyen en la aparición e intensidad de las descargas corona son afectadas por los siguientes factores:

- Gradiente superficial
- Estado de la superficie del conductor
- Densidad relativa del aire
- Efecto del agua en el conductor

De acuerdo a Peek [20], los factores anteriores influyen tal como se materializa en la ecuación (2.65), conocida como fórmula de Peek, que entrega el valor del gradiente superficial crítico (en KV_{rms}/cm) al cual se produce el efecto corona.

$$E_v = g_0 \delta m \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta R}} \right) \quad (2.65)$$

La notación en la ecuación (2.65) es la siguiente.

- g_0 = Gradiente crítico disruptivo del aire (29.8 kV_{peek}/cm)
- δ = Densidad relativa del aire
- m = Factor de corrección relacionado con el estado del conductor
- R = Radio del conductor en cm

El factor de corrección m toma diferentes valores según la edad del conductor, presencia de lluvia, etc. La Tabla 2.11 muestra los rangos que puede tomar el factor para cada caso.

Tabla 2.11 Valores de m para diferentes condiciones del conductor

m	Descripción
1.00	Conductor liso ideal
0.95	Conductor cableado nuevo y limpio
0.70 – 0.80	Conductor cableado envejecido
0.50 – 0.70	Conductor tratado deficientemente
<0.60	Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido

2.14.2. Cálculo de gradiente superficial

Como se vio anteriormente, cuando el gradiente en el aire supera su valor crítico, este se ioniza. Con el fin de calcular los gradientes superficiales de conductores desnudos, Markt y Mengele desarrollaron un método de cálculo para estos efectos que, según se explica en [21] consta de los siguientes pasos.

Paso 1: Cada conductor fasciculado es remplazado por un conductor equivalente que tiene un radio r_{eq} definido por:

$$r_{eq} = [n \cdot r \cdot A^{n-1}]^{\frac{1}{n}} \quad (2.66)$$

Donde,

n = Número de subconductores.

r = Radio del subconductor.

A = Radio del fascículo.

Paso 2: Con los fascículos representados por los conductores equivalentes, la carga total de cada uno de ellos es calculada mediante el método de los coeficientes de potencia de Maxwell suponiendo apropiados potenciales en las diferentes fases o polos. Cualquier alambre de tierra debe ser considerado.

Paso 3: Conociendo la carga total en el fascículo, q_t , del paso anterior, el gradiente promedio del fascículo es calculado como:

$$E_{av} = \frac{q_t}{2\pi\epsilon_0} \cdot \frac{1}{n \cdot r} \quad (2.67)$$

Paso 4: El gradiente máximo promedio del conductor fasciculado se obtiene como:

$$E_m = E_{av} \left[1 + (n - 1) \cdot \frac{r}{A} \right] \quad (2.68)$$

2.15. Matemáticas Financieras

En cualquier proyecto que busque rentar se debe realizar un análisis de flujos de dinero para establecer si el proyecto es viable o no de acuerdo a alguna tasa de descuento adecuada. La tasa de descuento busca representar el costo de oportunidad del inversionista, ya que siempre podría invertir su dinero no en el proyecto que está estudiando, sino en otro.

En el caso de proyectos de líneas de transmisión se tienen grandes costos de inversión y bajos costos de mantención. Por lo general, estos costos de mantención son relativamente constantes en el tiempo. Los ingresos del proyecto vienen dados por los peajes e ingresos tarifarios que son pagados al propietario del sistema de transmisión por concepto de su uso. Se puede suponer que la línea será usada a una capacidad promedio constante a los largo de su vida útil, se tendrían también ingresos anuales relativamente constantes.

Para analizar la conveniencia de realizar una inversión se utiliza el criterio del VAN, que consiste en llevar todos los flujos de dinero al periodo actual de estudio.

El VAN se expresa mediante la siguiente fórmula

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (2.69)$$

Donde V_t representa los flujos de caja para cada período, I_0 es el valor de la inversión inicial, n es el número de períodos considerados y k es la tasa de descuento elegida. La interpretación del índice se entrega en la Tabla 2.12

Tabla 2.12 Interpretación del VAN

Valor	Significado
VAN>0	El proyecto produce ganancias por sobre lo exigido
VAN=0	El proyecto produce justo las ganancias exigidas
VAN<0	El proyecto produce ganancias menores a las exigidas

Como se mencionó anteriormente, tanto los costos de mantención y de operación son relativamente constantes, por tanto, se pueden tratar como anualidades. De esta forma, se tiene que el VAN de una anualidad, según [22], resulta ser:

$$VAN = A \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (2.70)$$

Donde A representa el valor de la anualidad. El recíproco del factor que multiplica a la anualidad es comúnmente llamado "*factor de recuperación del capital*".

Capítulo 3 Formulación del problema

3.1. Metodología

La forma de enfrentar el problema de estimación de costos de línea de transmisión óptima se resume en la Figura 3.1 que será explicada paso a paso en las próximas líneas.

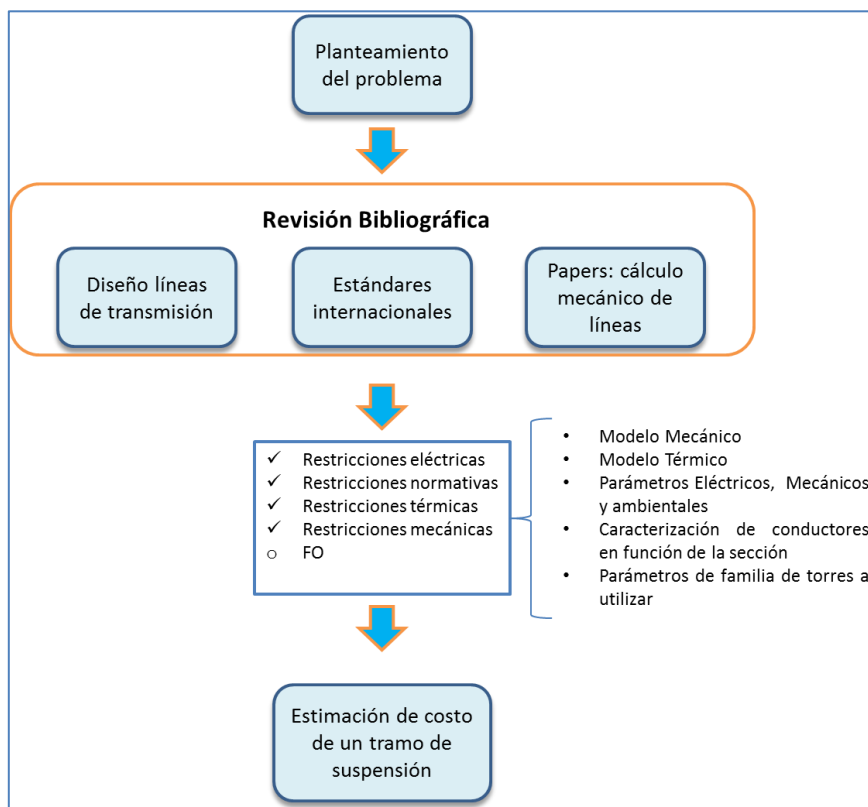


Figura 3.1 Metodología para la resolución del problema

Se consultó bibliografía referente al tema de diseño de líneas de transmisión, estándares que fueran aplicables y métodos de cálculo mecánico de líneas. Una vez que se contó con esa información se modeló en Matlab un problema de optimización cuyas variables corresponden a la ubicación de las torres de suspensión, la sección del conductor a utilizar y la tensión mecánica horizontal de “*every day stress*”.

La función objetivo corresponde a los costos presentes en el tramo actualizados con una tasa de descuento adecuada. Las restricciones de este problema corresponden a restricciones eléctricas, como el efecto corona, restricciones normativas, como las distancias mínimas entre los conductores de fase y la superficie del suelo, restricciones térmicas, como la temperatura más alta que puede soportar el conductor, restricciones mecánicas, donde se ve envuelto el cambio de estado de conductores producto del cambio de condiciones atmosféricas, entre otras.

3.2. Caracterización de conductores AAC y AAAC mediante su sección

En Chile se usan, en la mayoría de los casos, conductores AAC o AAAC debido a las buenas propiedades mecánicas y eléctricas del aluminio. De acuerdo con esto, para poder optimizar la sección de los conductores a utilizar, se tomaron los datos de un catálogo de conductores del fabricante Alcan y se encontraron mediante un ajuste de mínimos cuadrados las relaciones existentes entre la sección del conductor y las siguientes variables:

- carga máxima de rotura
- masa por unidad de longitud
- resistencia eléctrica a 25°C a 60 Hz
- resistencia eléctrica a 75°C a 60 Hz

La sección del conductor que se tomó en cuenta para este cálculo fue la que se muestra en la parte derecha de la Figura 3.2. En esta, se considera el área producida por todo el diámetro de conductor (llamada en los catálogos “sección nominal” o “*nominal overall area*”), mientras que la sección de la izquierda considera solo la sección que efectiva de aluminio (llamada en los catálogos “sección transversal” o “*cross-sectional area*”). Resulta indistinto haber tomado una u otra ya que los factores de agrupamiento (“*packing factors*”) son similares en todos los conductores de los catálogos consultados.

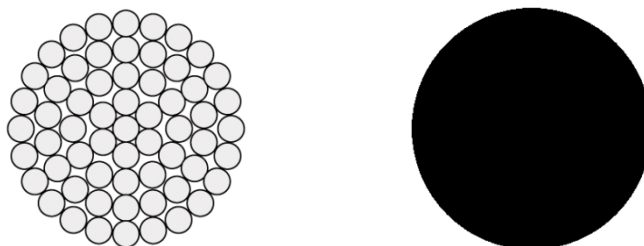


Figura 3.2 Distintas formas de considerar la sección de un conductor con hebras

3.2.1. Resultados AAC

La Tabla 3.1 resume los resultados de los ajustes por mínimos cuadrados para el conductor tipo AAC. La tabla muestra la ecuación encontrada para cada relación y el valor de R^2 resultante del ajuste. Cabe mencionar que el valor de la sección S está en mm², la masa por unidad de largo en kg/m, la carga de rotura en kg y la resistencia en ohm/m.

Tabla 3.1 Resultados de los ajustes por mínimos cuadrados a conductores AAC

	Ecuación	R cuadrado
Masa por unidad de longitud (w)	$0.002089 \cdot S - 0.003226 = w$	0.999893
Carga máxima de rotura (H_{max})	$11.240587 \cdot S + 278.396089 = H_{max}$	0.999429
R @25°C @60 Hz	$0.030373 \cdot S^{-0.952963} = R_{25}$	0.998265
R @75°C @60 Hz	$0.038083 \cdot S^{-0.962514} = R_{75}$	0.998968

A continuación, en el Gráfico 3.1, se puede apreciar la clara tendencia lineal que tienen tanto la masa por unidad de largo y la carga máxima de rotura de estos conductores cuando se caracterizan en función de su sección. En el Gráfico 3.2 se aprecia la tendencia exponencial que tiene la resistencia de los conductores AAC al estar en función de la sección.

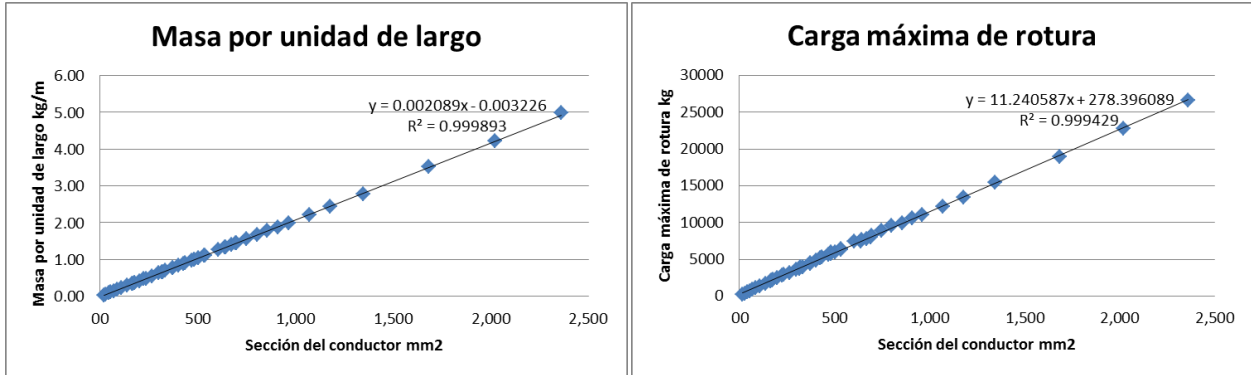


Gráfico 3.1 Líneas de tendencia para las variables masa por unidad de largo y carga máxima de rotura de un conductor AAC en función de su sección

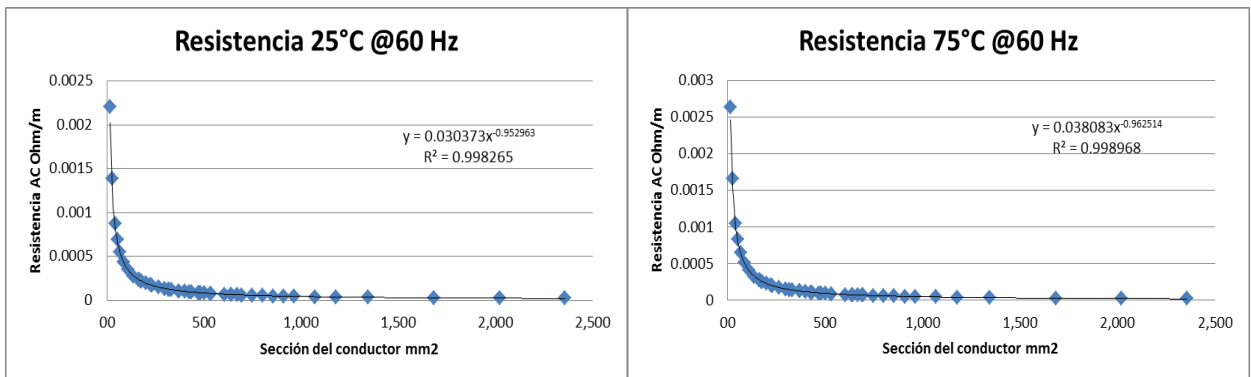


Gráfico 3.2 Resistencias a 25°C y 75°C de un conductor AAC en función de su sección

3.2.2. Resultados AAAC

La Tabla 3.2 resume los resultados de los ajustes por mínimos cuadrados para el conductor tipo AAAC. La tabla muestra la ecuación encontrada para cada relación y el valor de R^2 resultante del ajuste. Cabe mencionar que el valor de la sección S está en mm^2 , la masa por unidad de largo en kg/m , la carga de rotura en kg y la resistencia en ohm/m .

Tabla 3.2 Resultados de los ajustes por mínimos cuadrados a conductores AAAC

	Ecuación	R cuadrado
Masa por unidad de longitud (w)	$0.002062 \cdot S + 0.005089 = w$	0.999948
Carga máxima de rotura (H_{max})	$22.111924 \cdot S + 182.695492 = H_{max}$	0.999550
R @25°C @60 Hz	$0.041132 \cdot S^{-0.984037} = R_{25}$	0.999932
R @75°C @60 Hz	$0.048433 \cdot S^{-0.985242} = R_{75}$	0.999942

Al igual que en el caso de los conductores AAC, se observan tendencias lineales para la masa por unidad de largo y la carga máxima de rotura; y además se observan tendencias exponenciales para las resistencias de estos conductores cuando son caracterizados por la sección. Esto se aprecia en el Gráfico 3.3 y el Gráfico 3.4.

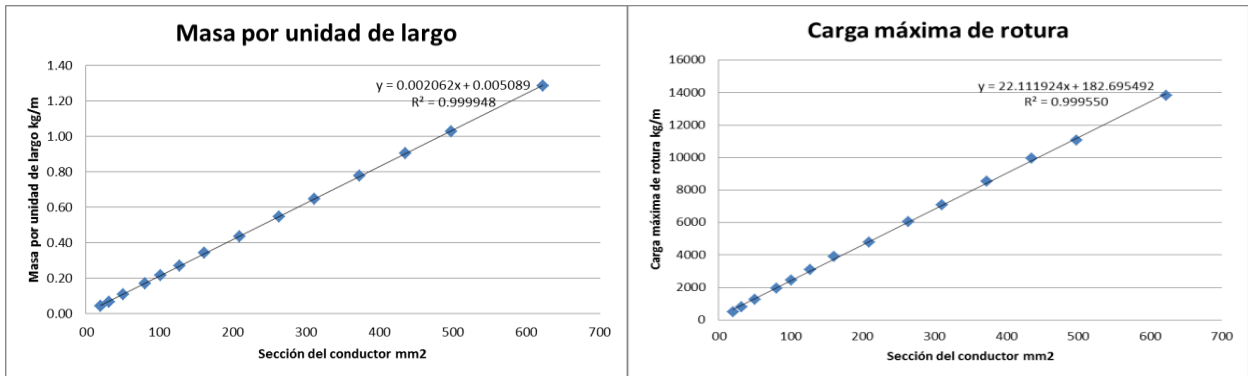


Gráfico 3.3 Líneas de tendencia para las variables masa por unidad de largo y carga máxima de rotura de un conductor AAAC en función de su sección

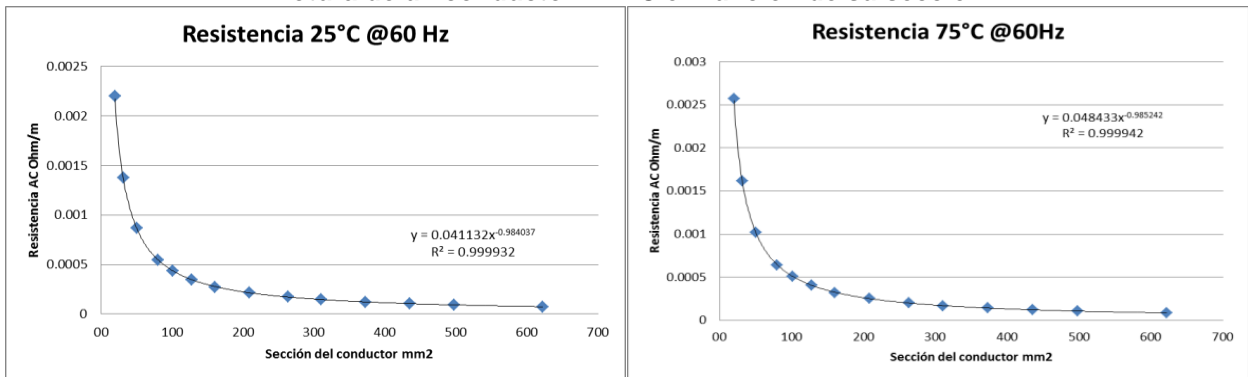


Gráfico 3.4 Resistencias a 25°C y 75°C de un conductor AAAC en función de su sección

Es importante recordar la expresión (3.1), que corresponde a la resistencia eléctrica de un conductor de resistividad ρ , largo l y sección S . Dicha expresión se podría dividir por l para obtener la resistencia por unidad de largo. Siendo así, la expresión podría reformularse como aparece en (3.2). Con esto, adquiere sentido el hecho de que los exponentes de S en los ajustes por mínimos cuadrados para las resistencias de los conductores AAC y AAAC sean cercanos a -1.

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad (3.1)$$

$$R = \rho \cdot S^{-1} \quad (3.2)$$

3.2.3. Módulos de elasticidad y coeficientes de expansión lineal

En el catálogo de conductores de Alcan usado para construir los gráficos anteriores no se mencionan los módulos de elasticidad ni los coeficientes de expansión lineal de los conductores AAC y AAAC.

Sin embargo, en [23] se muestran estos datos para conductores AAC. Todos presentan el mismo coeficiente de dilatación lineal, $23E-6/^{\circ}C$. Con respecto al módulo de elasticidad los valores se encuentran para todos los diámetros entre 65 y 64 GPa.

En [24] se muestran los coeficientes de dilatación lineal y los módulos de elasticidad para conductores AAAC. Los resultados son similares a los anteriores, todos presentan coeficientes de dilatación lineal de $23E-6/^{\circ}C$. Los módulos de elasticidad, para todos los diámetros fluctúan entre 64 y 65 GPa.

Dado lo anterior, el desarrollo de esta memoria se considerará que tanto los conductores AAC y AAAC poseen coeficientes de dilatación lineal de $23E-6/^{\circ}C$ y valores para sus módulos de elasticidad de 64,5 GPa.

3.3. Validación del modelo presentado en [10] con respecto al Ruling Span

En [25] se dice que el método del *ruling span* es usado por ingenieros con experiencia en diseño de líneas de transmisión para calcular la tensión aproximada de un tramo de suspensión luego de un cambio de condiciones, presentando resultados satisfactorios para vanos nivelados, sin embargo, puede resultar en un error de más del 30% si se utiliza para calcular tensiones en vanos significativamente largos o con fuertes pendientes.

Dado que el método del *ruling span* arroja resultados correctos para terrenos planos, se validará el modelo que se expuso en la sección 2.8.3 utilizando ambos métodos para predecir las tensiones en un tramo de suspensión. Esto se realizó utilizando una rutina creada en Matlab que resuelve el problema de cambio de estado del conductor con ambos métodos.

Las hipótesis de la prueba se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Hipótesis para validación del modelo

Parámetro	Descripción	Estado 1	Estado 2
T	Temperatura, $^{\circ}C$	0	0
w	Masa por unidad de largo, kg/m	1.86	2.86
H_0	Tensión horizontal estado 1, kg	2000	
n	Número de vanos	4	
$a_i \forall$ los vanos	Distancia horizontal entre apoyos, m	200	
$h_i \forall$ los vanos	Distancia vertical entre apoyos, m	0	
A	Sección conductor, mm ²	673	
E	Módulo de elasticidad conductor, kg/mm	6400	
ϵ_t	Coeficiente de dilatación térmica, $1/^{\circ}C$	23E-6	
J_K	Masa cadena aisladores, kg	40	
L_K	Largo cadena aisladores, m	1.5	

Las tensiones horizontales resultantes para el estado 2 fueron las siguientes

Tabla 3.4 Resultados de la validación

Vano	1 [kg]	2 [kg]	3 [kg]	4 [kg]
Ruling span	2878	2878	2878	2878
Modelo	2879	2879	2879	2879

Como se puede apreciar, existe una diferencia mínima (1 kg-f correspondiente a un error del 0.035%) entre los resultados arrojados para el cambio de estado con el método *ruling span* y el modelo presentando en la sección 2.8.3 para un terreno plano.

3.4. Optimización de un tramo de suspensión

Dados un perfil de terreno, una familia de torres de anclaje y suspensión con sus respectivas características mecánicas y la posición dada de los anclajes a lo largo del perfil de terreno¹⁰, se puede encontrar la ubicación óptima de las torres de suspensión que deben existir entre anclajes para un tramo de suspensión, así como la sección y tensión óptima del conductor. Esto se puede hacer suponiendo que los tramos que siguen al otro lado de los anclajes son similares al tramo estudiado (vale decir, que existe cierta periodicidad en los tramos tal como se muestra en la Figura 3.3) y que no existe un viraje violento en la ruta del trazado que haga necesaria una torre mucho más cara que las que se están considerando. Así, por tanto, no se tendrán grandes desbalances de esfuerzos en los puntos de soporte para los conductores en las torres.

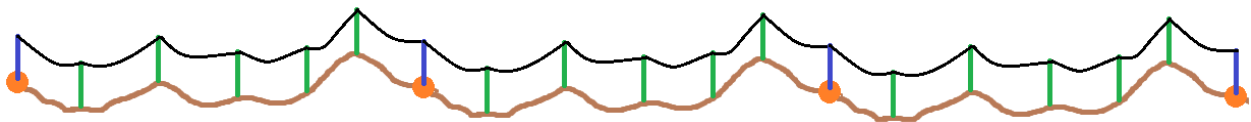


Figura 3.3 Periodicidad supuesta de los tramos de suspensión a lo largo de la línea

El problema de optimización de un tramo de suspensión bajo los supuestos anteriores, se puede escribir como un problema de optimización no lineal (como se muestra en la expresión (3.3)) donde la función objetivo corresponde a la utilidad total del proyecto, a grandes rasgos, ingresos menos costos. Los ingresos considerados corresponden al transporte de energía y potencia a cierto precio. Los costos a su vez, corresponden a los de inversión y los anuales. Las restricciones corresponden a fenómenos físicos (por ejemplo, el equilibrio térmico en el conductor), a exigencias normativas y de diseño y a restricciones prácticas.

$$\begin{aligned}
 & \min_{x \in \Omega} f(x) \\
 & g_i(x_1, \dots, x_n) \leq 0 \\
 & h_k(x_1, \dots, x_n) = 0
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

¹⁰ La posición de estos anclajes se conoce previamente porque están dados por los cambios de dirección de la línea a lo largo de su ruta. Por reglamento deben existir estructuras de anclaje en los puntos de cambio de dirección de la línea en su ruta.

3.4.1. Variables de optimización

Las variables a optimizar en este problema son las que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.5 Variables de optimización y sus símbolos

Variable de optimización	Símbolo
Posición de la torre de suspensión i , en m.	X_{Ti}
Sección del conductor, en mm^2	S
Tensión horizontal EDS del conductor en el tramo ¹¹ , en kg-f	H_{eds}

Por lo tanto, el vector de optimización tiene una forma similar a la que se muestra a continuación en la ecuación (3.4).

$$\vec{x} = \begin{matrix} X_{T1} \\ X_{T2} \\ \vdots \\ S \\ H_{eds} \end{matrix} \quad (3.4)$$

3.4.2. Función objetivo

El problema está pensado desde la perspectiva de un cliente libre que desea estudiar la factibilidad económica de construir una línea de transmisión para abastecer un gran consumo de su propiedad.

Siendo así, este deberá comprar energía y potencia en la barra de retiro a los costos que tengan asociados (en Chile, solo pueden comprar y vender energía las empresas generadoras, por tanto, el cliente libre en cuestión deberá realizar un contrato con alguna de estas estableciendo los costos de la energía y la potencia); pero no solo debe comprarlas en la cantidad que necesita en su consumo, sino que también debe comprar lo que se perderá a lo largo de la línea.

Por cierto, además de los gastos de energía y potencia también debe considerar los costos de inversión, dentro de los cuales se encuentran las torres, el conductor, las puestas a tierra, etc. Lo que racionalmente se esperaría es que el proyecto elegido sea el de menor costo y que cumpla con lo que se le exige. Por esta razón, el objetivo de este trabajo busca minimizar tanto los costos de inversión como los costos anuales dentro de un horizonte de evaluación. Si se desea escribir esto como un problema de minimización como el de la expresión (3.3), la función objetivo debería ser la que se muestra en la expresión (3.5).

$$FO = factor_{largo} \cdot costos_{inversión\ tramo} + \frac{1}{FRC} \cdot costos_{anuales} \quad (3.5)$$

¹¹ Esta tensión, para el caso de conductores fasciculados corresponde a la tensión de un solo sub conductor.

Donde:

- $factor_{largo}$ = Corresponde al factor necesario para que el producto entre él y el largo del tramo corresponda al largo de la línea.
- $costos_{inversión\ tramo}$ = Son los costos de inversión (torres, conductor, aisladores, etc.), calculados para un tramo de suspensión de la línea.
- $costos_{anuales}$ = Este término contempla las compras anuales de energía y potencia. Además considera los costos de operación, administración y mantenimiento de la línea, abreviado COMA (véase con más detalles en el desglose de los costos anuales más adelante).
- FRC = Factor de recuperación de capital. Permite traer a valor presente una serie de anualidades efectuadas durante una cierta cantidad de años..

A continuación se desglosan detalladamente los costos de inversión y los costos e ingresos anuales

3.4.2.1. Costos de inversión de un tramo de suspensión

Se listan, a continuación, los elementos que están presentes en los costos de inversión de un tramo de suspensión y su forma matemática de representación para el problema de optimización.

- **Costo de conductor**

Se supondrá que el costo del conductor es función de los kg de aluminio que sean necesarios para el proyecto. Por lo tanto, matemáticamente este costo queda expresado como sigue.

$$Costo_{conductor} = Costo_{kg\ cond} \cdot 3 \cdot nc \cdot ns \cdot L \cdot peso_{AAAC}(S) \quad (3.6)$$

Donde

- $Costo_{kg\ cond}$ = Costo de un kilogramo de conductor, en USD/kg.
- nc = Número de circuitos.
- ns = Número de sub conductores en caso de ser fasciculados.
- L = Largo de un solo hilo en el tramo, en m.
- $peso_{AAAC}(S)$ = Corresponde a la masa del conductor por unidad de largo (kg/m) en función de la sección del conductor.

El largo L de uno de los hilos que conforman los conductores de fase del tramo se obtiene de los vanos resultantes de las posiciones de las suspensiones y la tensión mecánica horizontal en EDS. Para estos efectos, se debe calcular la desviación vertical y horizontal de las cadenas de aislación de las torres de anclaje producto de esta tensión.

- **Costo de aisladores**

Se supondrá un valor tanto para la cadena de aislación de suspensión como para la de anclaje. Este costo dependerá del número de torres que se considere y del número de circuitos.

$$Costo_{aisladores} = 3 \cdot nc \cdot (1 \cdot costo_{cadena}^{anclaje} + n_{Torres\ Susp\ tramo} \cdot costo_{cadena}^{suspension}) \quad (3.7)$$

Donde

$$\begin{aligned} Costo_{aisladores} &= \text{Costo de todos los aisladores en el tramo, en USD} \\ costo_{cadena}^{anclaje} &= \text{Costo de una cadena de aislación para anclaje, en USD.} \\ costo_{cadena}^{suspension} &= \text{Costo de una cadena de aislación para suspensión, en USD.} \\ nc &= \text{Número de circuitos.} \\ n_{Torres\ Susp\ tramo} &= \text{Número de torres de suspensión en el tramo.} \end{aligned}$$

En la expresión (3.7) se considera sólo una torre de anclaje en el tramo de suspensión, ya que si hay n tramos en la línea se tendrán $n + 1$ torres de anclaje. Por tanto, el error en el presupuesto por no considerar las cadenas de aislación de la torre de anclaje que se está dejando de lado es mínimo.

- **Costo torres**

Corresponde a la suma de los costos de las torres existentes en el tramo. Como el número de torres para la optimización es constante, este costo también lo es. Se supone que el costo de las torres es proporcional a la cantidad de fierro que posee cada estructura, de esta forma se aproxima de forma lineal el costo de las torres.

$$Costo_{torres} = costo_{kg\ fierro} \cdot \sum_{i=1}^{n_{Torres}} kg\ fierro_{torre\ i} \quad (3.8)$$

Donde

$$\begin{aligned} Costo_{torres} &= \text{Costo de las torres en el tramo de suspensión, en USD.} \\ costo_{kg\ fierro} &= \text{Costo del kg de fierro, en USD/kg.} \\ kg\ fierro_{torre\ i} &= \text{Cantidad de fierro en la torre } i, \text{ en kg.} \\ nc &= \text{Número de circuitos.} \\ n_{Torres} &= \text{Número de torres en el tramo.} \end{aligned}$$

- **Costo fundaciones**

Mediante las ecuaciones de la sección 2.13 se puede encontrar la cantidad de hormigón necesaria para las fundaciones de las torres a partir del esfuerzo de arrancamiento. De esta manera, asignando un costo al m^3 de hormigón se puede estimar el costo total en que se incurre por concepto de fundaciones.

$$Costo_{fund} = costo_{m^3 \text{ hormig}} \cdot (m^3 \text{ hormig}_{anclaje} + \sum_{i=1}^{n_{Torres \text{ susp}}} m^3 \text{ hormig}_{susp i}) \quad (3.9)$$

Donde

$$\begin{aligned} costo_{fund} &= \text{Costo total de las fundaciones en el tramo, en USD.} \\ costo_{m^3 \text{ hormig}} &= \text{Costo unitario del hormigón, en USD/m}^3. \\ m^3 \text{ hormig}_{anclaje} &= \text{Cantidad de hormigón para los anclajes, en m}^3. \\ n_{Torres \text{ susp}} &= \text{Número de torres de suspensión en el tramo.} \\ m^3 \text{ hormig}_{susp i} &= \text{Cantidad de hormigón para la fundación de la torre de suspensión } i, \text{ en m}^3. \end{aligned}$$

Se realiza una separación entre el volumen de fundación para suspensiones y anclajes porque se posee una expresión para estimar solo el volumen de fundación de suspensiones. Por esto, se procederá a estimar el volumen de las torres de anclaje como una ponderación del volumen de hormigón requerido para las torres de suspensión.

Cabe mencionar que el autor muestra suspicacia con respecto a las ecuaciones (2.59), (2.60), (2.62) y (2.63) que fueron consultadas en [4], las que a su vez fueron obtenidas [26]. Esto porque, en estas funciones, el crecimiento de la cantidad de hormigón con respecto al esfuerzo de arrancamiento para terreno blando y para terreno firme es creciente para valores positivos en el primer caso y decreciente en el segundo.

Como el propósito de esta memoria es servir como base para futuros desarrollos en herramientas para la estimación en etapa de prefactibilidad del costo de líneas de transmisión, simplemente se usará la primera fórmula para realizar la estimación, modificándola para hacerla estrictamente creciente. Tiene sentido considerar que mientras mayor sea el esfuerzo de arrancamiento mayor será la cantidad de hormigón necesaria para sustentar la estructura. Más adelante, podría afinarse esta estimación tomando como base proyectos existentes y buscando las relaciones entre los metros cúbicos de hormigón en sus fundaciones y los esfuerzos de arrancamiento que deben soportar. Sin embargo, para ello se debe tener acceso a la información de proyectos de líneas con suficiente detalle o desarrollar expresiones con mayor conocimiento del diseño de fundaciones, información que no se tuvo para el desarrollo de esta memoria.

- **Costo puesta a tierra**

Se supondrá un valor constante para la puesta a tierra de cada estructura. Por lo tanto, el costo de puesta a tierra corresponderá al costo de puesta a tierra por cada estructura multiplicado por el número de estructuras existentes en el tramo. Cabe mencionar que este costo representa un pequeño porcentaje del costo de una línea de transmisión.

$$Costo_{MPT} = costo_{unitario \text{ MPT}} \cdot n_{torres \text{ total}} \quad (3.10)$$

Donde

$$\begin{aligned} Costo_{MPT} &= \text{Costo total de las puestas a tierra del tramo, en USD.} \\ costo_{unitario \text{ MPT}} &= \text{Costo unitario de cada puesta a tierra, en USD/unidad.} \\ n_{torres \text{ total}} &= \text{Cantidad total de torres en el tramo.} \end{aligned}$$

3.4.2.2. Costos anuales

▪ Compras anuales de energía

La energía que debe ser comprada corresponde a la necesaria para el consumo que se desea abastecer más las pérdidas que existirán en la línea.

$$Costo_{energía} = precio_{energía} \cdot potencia_{comprada} \cdot 8760 \quad (3.11)$$

Donde:

$$\begin{aligned} Costo_{energía} &= \text{Costo total de las compras de energía en el año, en USD.} \\ precio_{energía} &= \text{Costo unitario de la energía, en USD/MWh.} \\ potencia_{comprada} &= \text{Potencia comprada, en MW.} \end{aligned}$$

Además:

$$potencia_{comprada} = potencia_{pérdidas} + potencia_{transmitida}$$

▪ Compras anuales de potencia

$$Costo_{potencia} = precio_{potencia} \cdot potencia_{comprada} \cdot 1000 \cdot 12 \quad (3.12)$$

Donde:

$$\begin{aligned} Costo_{potencia} &= \text{Costo total de las compras de potencia en el año, en USD.} \\ precio_{potencia} &= \text{Costo unitario de la potencia, en USD/kW-mes.} \\ potencia_{comprada} &= \text{Potencia comprada, en MW.} \end{aligned}$$

▪ Costo de operación y mantenimiento

Aunque en una instalación de transmisión pudiera parecer que la mantención es ínfima, efectivamente existen costos asociados y se conocen con la abreviatura: COMA (costos de operación y mantenimiento). Estos contemplan las remuneraciones de los recursos humanos, la limpieza de las aislaciones, entre otros. Usualmente estos corresponden al 3% del valor de la inversión¹². Con esto, se pueden escribir estos costos como se muestra en la siguiente ecuación.

$$COMA = 0,03 \cdot Costo_{inversión} \quad (3.13)$$

Donde:

$$\begin{aligned} COMA &= \text{Corresponde al costo de operación, mantenimiento y administración, en USD.} \\ Costo_{inversión} &= \text{Costo de inversión total del proyecto.} \end{aligned}$$

¹² Ver el Anexo B , en el que se dedujo que el COMA corresponde al 3% del valor de la inversión gracias a los datos económicos de una importante empresa minera. Los datos fueron extraídos de [28].

3.4.3. Restricciones

3.4.3.1. Restricción tensión en EDS

Con el fin de reducir las vibraciones eólicas se exige que la tensión H_{EDS} sea menor o igual al 18% de la rotura del conductor de la sección considerada¹³. Esto escrito matemáticamente es:

$$H_{EDS} - 18\% \cdot rotura_{AAAC}(S) \leq 0 \quad (3.14)$$

Donde:

$$\begin{aligned} H_{EDS} &= \text{Tensión mecánica horizontal del conductor, en kg-f.} \\ rotura_{AAAC}(S) &= \text{Tensión de rotura del conductor AAAC de sección } S \text{ mm}^2, \text{ en kg-f.} \end{aligned}$$

3.4.3.2. Distancias mínimas entre conductor y tierra

Si se tiene una función que dé cuenta de la altura del conductor con respecto al terreno a lo largo del tramo y se tiene también una función que dé cuenta del perfil del terreno; esta restricción puede ser escrita matemáticamente como sigue:

$$6.5 + 0.006 \cdot kV - \text{minimo}(c_{handle}, g_{handle}) \leq 0 \quad (3.15)$$

Donde kV corresponde a la tensión de la línea en kilo volts, c_{handle} corresponde a la función que entrega la altura (en metros) del conductor dada su posición y g_{handle} es la función que entrega la altura (en metros) del terreno en función de su posición. La función *minimo* encuentra la menor diferencia que exista entre c_{handle} y g_{handle} . Cabe mencionar que la función c_{handle} debe ser computada para el máximo valor de temperatura ambiente que exista en la zona de emplazamiento ya que a esa temperatura el conductor se encontrará en su máxima elongación presentando su mayor flecha. De acuerdo con la norma chilena se deben considerar 30°C a menos que la temperatura máxima de la zona sea mayor.

3.4.3.3. Restricción de tensión máxima en hipótesis de tracción máxima

Para esta restricción, se resuelve el cambio de condiciones bajo la hipótesis de sobrecarga y temperatura expuesta en el reglamento de corrientes fuertes. Vale decir, se consideran cargas de viento, hielo (si corresponde) y bajas temperaturas. Llamando H_h a la tensión mecánica (en kg-f) resultante del cambio de condiciones para esta hipótesis se tiene:

$$H_{hi} - 50\% \cdot rotura_{AAAC}(S) \leq 0 \quad (3.16)$$

Esta restricción debe cumplirse para todos los vanos en el tramo. Esto explica el sub índice i que acompaña a H_h en la expresión anterior. En caso de existir conductores fasciculados, esta restricción se debe cumplir en cada sub conductor.

¹³ A pesar de que, como se mencionó en la sección 2.10, el método del EDS no arrojó buenos resultados en *algunas* instalaciones, sigue siendo un método de diseño de líneas hoy en día, y más aun a nivel de pre factibilidad. Usar límites menores de tensión EDS podría llevar a flechas muy pronunciadas. Los problemas de las vibraciones eólicas suelen arreglarse hoy en día con amortiguadores.

3.4.3.4. Restricción de *UpLift* en suspensiones

Para que no exista el fenómeno de uplift en las aislaciones de las estructuras de suspensión no se debe permitir que la fuerza vertical en el extremo donde la cadena se une al conductor, $G_{K,i}$ (en kg-f), de la torre i -ésima sea menor que cero, tal como se muestra en la expresión (3.17). La hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la de temperatura mínima (con hielo si corresponde a la zona).

$$-G_{K,i} \leq 0 \quad (3.17)$$

La variable G_{ki} obedece a la expresión (2.44) y fue explicado en la sección 2.8.3.1.

3.4.3.5. Restricción de fuerza vertical en suspensiones

Como se debe respetar la máxima fuerza vertical que soporta el apoyo, se restringe la fuerza vertical actuando en el apoyo bajo la hipótesis de sobrecarga y temperatura mediante la siguiente desigualdad. La hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la de temperatura mínima (con hielo si corresponde a la zona).

$$G_{K,i} - \text{suspensión}_{\text{Vertical Máx}} \leq 0 \quad (3.18)$$

La variable G_{ki} tiene el mismo significado que en la restricción anterior, y la unidad de $G_{K,i}$ es kg-f.

3.4.3.6. Restricción de fuerza transversal máxima en suspensiones

Cuando sobre la línea de transmisión actúa la máxima presión de viento de forma transversal a la dirección del tramo que se está considerando se generan esfuerzos transversales en los puntos de soporte de las torres de suspensión. Para restringir estos esfuerzos a los valores que soporta la estructura por diseño se escribe la siguiente inecuación.

$$ns \cdot W_{S_i} \cdot D_c \cdot \text{Presión}_{\text{viento}}^{\text{max}} - \text{suspensión}_{\text{Transversal Máx}} \leq 0 \quad (3.19)$$

Donde:

ns = Número de subconductores.

W_{S_i} = Longitud del vano de viento (wind span) para la torre de suspensión i , en metros.

D_c = Diámetro del conductor, en metros

$\text{Presión}_{\text{viento}}^{\text{max}}$ = Corresponde a la máxima presión de viento en la zona, en kg-f/m²

$\text{suspensión}_{\text{Transversal Máx}}$ = Corresponde a la máxima fuerza transversal que soporta la torre de suspensión en el punto de giro de la cadena de aislación, en kg-f.

La hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la de máximo viento, sin hielo y a la temperatura que define la tensión de EDS. Cabe mencionar que los diseños típicos de torres de suspensión no consideran que la estructura soporte grandes fuerzas en esta dirección. Un valor típico corresponde a 400 kg-f.

3.4.3.7. Restricción de fuerza vertical en anclajes

Como para este problema se considera solo un tramo y se supone que los tramos contiguos son similares (tal como se ejemplificó mediante la Figura 3.3) se calculará el peso soportado por una torre de anclaje como la suma de los pesos soportados G_{ki} de los dos anclajes del tramo que resultan de resolver el modelo de cambio de estados (que considera solo un tramo). La hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la de temperatura mínima (con hielo si corresponde a la zona).

De esta forma, la restricción para pesos máximos en los anclajes se puede escribir de la siguiente manera.

$$G_{k\ ancl\ inicial} + G_{k\ ancl\ final} - anclaje_{vertical\ max} \leq 0 \quad (3.20)$$

Donde $G_{k\ ancl\ inicial}$ corresponde a la fuerza vertical que soporta la torre anclaje de la parte izquierda del tramo producto del peso del conductor que se encuentra a su derecha; y $G_{k\ ancl\ final}$ corresponde a la fuerza vertical que soporta la torre anclaje de la parte derecha del tramo producto del peso del conductor que se encuentra a su izquierda. A su vez, $anclaje_{vertical\ max}$ representa la máxima fuerza vertical que puede soportar la torre de anclaje en uno de los puntos de giro de cadenas de aislación.

3.4.3.8. Restricción de fuerza transversal máxima en anclajes

Tal como se recalcó en la restricción anterior, en este problema se considera solo un tramo y se supone que los tramos contiguos son similares. Por ello, se calculará el vano de viento para las torres de anclaje suponiendo la existencia de un siguiente tramo de igual características que el considerado. La forma de la restricción tiene igual forma matemática que la restricción de fuerza transversal máxima en suspensiones.

$$ns \cdot Ws_i \cdot D_c \cdot Presion_{viento}^{max} - anclaje_{transversal\ Max} \leq 0 \quad (3.21)$$

Donde:

- ns = Número de subconductores.
- Ws_i = Longitud del vano de viento (wind span) para la torre de anclaje i , en metros.
- D_c = Diámetro del conductor, en metros
- $Presion_{viento}^{max}$ = Corresponde a la máxima presión de viento en la zona, en $kg\text{-}f/m^2$
- $anclaje_{transversal\ Max}$ = Corresponde a la máxima fuerza transversal que soporta la torre de anclaje en el punto de giro de la cadena de aislación, en $kg\text{-}f$.

La hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la de máximo viento, sin hielo y a la temperatura que define la tensión de EDS.

3.4.3.9. Restricción de Temperatura máxima

Los conductores eléctricos se operan hasta una temperatura máxima para preservar sus propiedades eléctricas y mecánicas en el tiempo. Para tomar en cuenta lo anterior se escribe la siguiente restricción

$$T_{c-30} - T_{max-conductor} \leq 0 \quad (3.22)$$

Donde T_{c-30} es la temperatura del conductor (en °C) cuando la temperatura ambiente es igual a 30 °C¹⁴. El valor numérico de T_{c-30} proviene de la resolución de la ecuación del calor en estado estacionario propuesta en [5] para la sección S seleccionada y la condición de máxima temperatura del aire. A su vez, $T_{max-conductor}$ corresponde a la máxima temperatura (en °C) permitida para el conductor.

3.4.3.10. Restricción por efecto corona

Para verificar que no se sobrepasa el valor de campo eléctrico máximo en la superficie de los conductores tal que se produzca el fenómeno corona se realiza el procedimiento de cálculo ideado por Markt & Mengele (sección 2.14). De las variables de optimización, esta rutina toma solo la sección del conductor.

$$MM(S, \vec{p}) - grad_{critico} \leq 0 \quad (3.23)$$

Donde el vector \vec{p} representa el resto de los parámetros que ingresan a la función que realiza el procedimiento de Mark y Mengele que no corresponden a variables de optimización. De esta forma, $MM(S, \vec{p})$ corresponde al gradiente superficial del conductor (en kV/cm) y $grad_{critico}$ es el gradiente crítico disruptivo del aire (en kV/cm).

3.4.3.11. Restricción de distancias mínimas entre conductores

La restricción de distancias mínimas entre conductores de fase, tal como se citó del reglamento en la sección 2.5.2 de esta memoria, se puede escribir matemáticamente como:

$$0.6 * \sqrt{flecha_{vano\ i}^{aparente}} + \frac{kV}{130} + \frac{largo_{aislador}}{2} - D_{torre}^{conductores} \leq 0 \quad (3.24)$$

Donde $D_{torre}^{conductores}$ corresponde a la mínima distancia (en metros) entre un par de conductores medida en la torre; $flecha_{vano\ i}^{aparente}$ corresponde a la flecha aparente del vano que está siendo evaluado, en metros; kV es la tensión de la línea en kilo volts; $largo_{aislador}$ es la longitud en metros de la cadena de aislación.

De acuerdo con lo anterior, la máxima distancia entre conductores queda restringida por la flecha aparente que a su vez depende de las tensiones mecánicas y la ubicación de

¹⁴ De acuerdo con la norma chilena se debe considerar esta temperatura como máxima a menos que en la zona de emplazamiento la temperatura ambiente máxima sea mayor.

las torres (además de depender de la tensión y del largo de los aisladores que, para estos efectos, son parámetros constantes). Esta restricción restringe de forma implícita el largo de los vanos, ya que restringe la flecha aparente y mientras más largos son los vanos es inevitable aumentar la flecha.

De acuerdo con el reglamento, la hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la de temperatura ambiental máxima sin sobrecarga.

3.4.3.12. Restricción de fuerzas máximas longitudinales en torres de anclaje

De acuerdo con el reglamento de corrientes fuertes, se deben diseñar las líneas de transmisión suponiendo que cualquier conductor podría cortarse. Es más, establece que para efectos de diseño debe suponerse que un tercio de los conductores de fase se encuentran cortados (la estructuras deben ser capaces de soportar los desbalances de fuerza producto de la cortadura de conductores). Debido a esto se dice en [4] que las estructuras de anclaje y de remate deben soportar fuerzas longitudinales iguales a la tensión mecánica máxima que pueda existir en la línea. Por esto se exige a los anclajes poder soportar la tensión longitudinal resultante de las hipótesis de sobrecarga y temperatura. Siendo así, la expresión matemática para esta restricción queda escrita de la siguiente forma.

$$ns \cdot H_{hi} - anclaje_{Long\ max} \leq 0 \quad (3.25)$$

Donde

ns = Número de subconductores.

H_{hi} = Tensión mecánica horizontal (en kg-f) de cada subconductor bajo la hipótesis de sobrecarga y temperatura.

$anclaje_{Long\ max}$ = Fuerza longitudinal (en kg-f) máxima que soportan los puntos de la torre de anclaje donde se sujetan las cadenas de aislación.

La hipótesis de cálculo para esta restricción corresponde a la tracción máxima, vale decir, temperatura mínima (con hielo si corresponde) y carga de viento.

3.4.3.13. Restricción de pérdidas de potencia por efecto Joule

Se restringen las pérdidas de potencia de la línea bajo la condición de “*every day stress*” por efecto Joule a un porcentaje de la potencia transmitida total a lo largo de toda la línea. Por ejemplo, la máxima potencia de pérdidas admisible en la línea podría expresarse como:

$$\%pérdidas \cdot P_{transm}$$

Pero lo anterior es en toda la línea. Como las pérdidas en el tramo en cuestión deben ser menores debido a su menor largo, se fuerza a que a lo más, estas sean:

$$\%pérdidas \cdot \frac{Largo_{tramo}}{Largo_{Línea}} \cdot P_{transm}$$

Donde, $Largo_{tramo}$ y $Largo_{Línea}$ están en metros y corresponden, respectivamente, al largo del tramo y al largo de la línea.

De esta forma se toma en cuenta el largo del tramo para restringir el porcentaje de pérdidas en este. Con esto, la restricción queda escrita como se indica en la expresión (3.26).

$$3 \cdot n_s \cdot \left[\frac{I_{rms}}{n_s} \right]^2 \cdot R_{T^\circ amb EDS} \cdot Largo_{cond total} - \%p\u00e9rdidas \cdot \frac{Largo_{tramo}}{Largo_{L\u00ednea}} \cdot P_{transm} \leq 0 \quad (3.26)$$

- n_s = Número de subconductores.
- I_{rms} = Corriente de línea, en Amperes.
- $R_{T^\circ amb EDS}$ = Resistencia del conductor cuando la temperatura ambiental es la que define la tensión EDS.

3.4.3.14. Restricciones prácticas

Estas restricciones fueron escritas para asegurar el buen funcionamiento del programa computacional desarrollado y para que no se produzcan errores inesperados que detengan súbitamente las iteraciones.

- **Restricción de verticalidad de las cadenas de aislación en suspensiones**

Como uno de los supuestos del modelo de cambio de condiciones expuesto en la sección 2.8.3 es que en la condición EDS las cadenas de aislación de suspensión deben colgar verticalmente se debe imponer esta restricción al problema, ya que puede que en algunas iteraciones este supuesto no se cumpla arrojando resultados inexactos en el cambio de condiciones.

Matemáticamente esta restricción de igualdad puede escribirse de la siguiente manera.

$$e_i = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n_{susp} \quad (3.27)$$

Donde e_i se mide en metros y corresponde a la desviación vertical de la cadena de aislación de la i -ésima torre de suspensión tal como se muestra en la Figura 3.4. Cabe mencionar que de todas las restricciones, esta es la única que corresponde a una de igualdad.

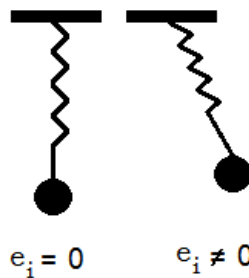


Figura 3.4 Cadenas de aislación sin y con desviaciones

- **Restricción de orden de torres**

Para no provocar error en la función de cambio de estado entregando como argumentos vanos negativos, se restringe que la coordenada de posición de la torre i sea menor a la coordenada de posición de la torre $i + 1$. Esta restricción se escribe de la siguiente manera.

$$X_{T i} - X_{T i+1} < 0 \quad \forall i = 1, \dots, n_{torres\ susp} - 1 \quad (3.28)$$

Donde $X_{T i}$ (en metros) corresponde a la coordenada de la torre de suspensión i perteneciente al vector de optimización.

- **Restricción de separación entre torres**

Para asegurar que las posiciones entre las torres de suspensión no estén tan cercanas como para producir errores en las funciones de flecha aparente, por ejemplo, se restringe a una distancia mínima entre torres de suspensión. Esta restricción se escribe como sigue.

$$X_{T i} - X_{T i+1} < d_{entre\ torres} \quad \forall i = 1, \dots, n_{torres\ susp} - 1 \quad (3.29)$$

Donde $d_{entre\ torres}$ corresponde a la mínima distancia (en metros) entre torres de suspensión. Para las pruebas realizadas más adelante en esta memoria, se adoptó un valor de 40 m.

3.4.4. Selección de la mejor combinación de patas

Para una torre perteneciente a una familia de torres existen diferentes opciones de patas. La pata corresponde a la estructura sobre la cual se sustenta el resto de la torre y permite variar la altura de la misma. Tal como se formuló el problema anterior, las patas no forman parte del vector de optimización. Para enfrentar, entonces, la elección de la mejor combinación de patas para las torres tanto de anclaje como de suspensión de un tramo, se procede a iterar el problema anterior con diversas combinaciones de patas considerando solo 2 distintas patas para generar las combinaciones, debido a que el problema de elegir la mejor configuración considerando múltiples patas aumenta drásticamente la complejidad del problema.

De esta manera, se tiene un método para optimizar un tramo de suspensión eligiendo el mejor conductor, combinación de patas, tensión mecánica y ubicación de suspensiones. La forma en que se elige el mejor número de patas se resume en la Figura 3.5.

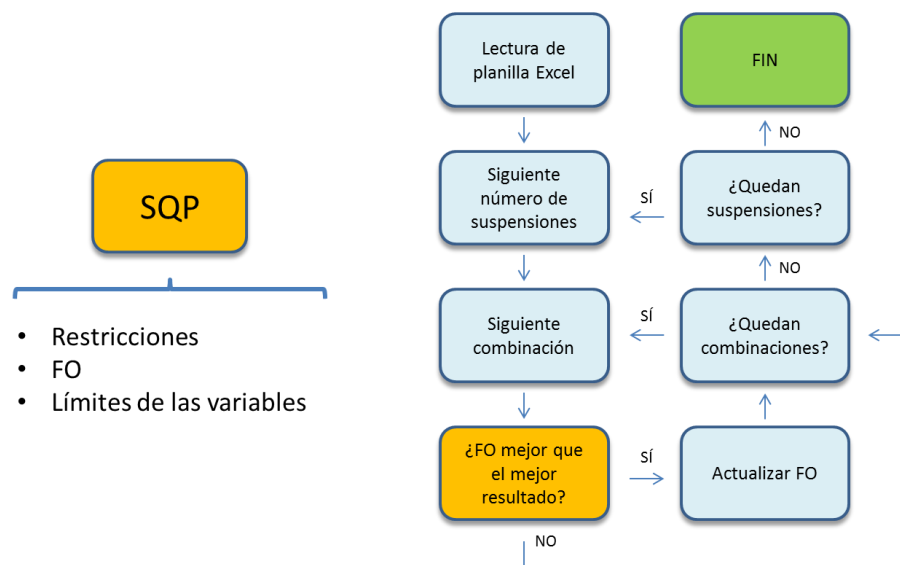


Figura 3.5 Diagrama de flujo del método de elección de la mejor combinación de patas

El bloque en color naranja presente en el diagrama de flujo de la Figura 3.5 corresponde a la solución del problema de optimización descrito en la sección

3.5. Implementación computacional

Para poder resolver el problema de la forma que fue planteado en las secciones precedentes se utilizó el software Matlab. Esta herramienta de programación cuenta con una función llamada *fmincon* cuya utilidad es la resolución de problemas de optimización no lineales mediante métodos basados en el gradiente. Esta función ofrece diferentes algoritmos de solución para resolver el problema. El algoritmo elegido fue *sqp*, que significa *Sequential Quadratic Programming* (Programación Secuencial Cuadrática). De acuerdo con [27], este es uno de los métodos más efectivos para problemas de optimización con restricciones no lineales. Este algoritmo fue elegido porque en cada iteración respeta los límites superiores e inferiores impuestos a las variables. Esto se hace necesario ya que si estos son violados se generan errores

numéricos dentro de las rutinas computacionales que provocan la detención del programa. Por ejemplo, otros algoritmos durante la exploración de puntos factibles, al violar los límites de las variables intentaban iterar con secciones de conductor negativas.

Por otro lado, *fmincon* provee una forma cómoda de ingresar las restricciones y la función objetivo del problema. Los códigos en lenguaje Matlab de las restricciones y la función objetivo se encuentra con lujo de detalles en los anexos.

Los parámetros necesarios para ejecutar el programa son leídos desde una planilla Excel. Esta planilla está dividida en 8 hojas de cálculo. El usuario debe modificar sólo dos, estas son: “Parámetros generales” y “Torres”. La primera de las antes mencionadas contiene la información que se muestra en la Tabla 3.6. La segunda, posee los datos de la familia de torres y son los siguientes (tanto para las torres de anclaje como de suspensión):

- Altura de la cruceta con la pata 0
- Altura de la cruceta con la pata 1
- Peso de la estructura con la pata 0
- Peso de la estructura con la pata 1
- Máxima fuerza longitudinal soportada en kg-f
- Máxima fuerza transversal soportada en kg-f
- Máxima fuerza vertical soportada en kg-f
- Distancias entre conductores
- Alturas de cada uno de los puntos de giro de las cadenas de aislación para la pata 0
- Alturas de cada uno de los puntos de giro de las cadenas de aislación para la pata 1

En la lista anterior se designado con el nombre “0” y “1” a las dos opciones de patas que soporta el programa.

Las 6 hojas de cálculo restantes contienen información sobre las todas las distintas combinaciones de patas para las distintas cantidades de torres de suspensión a colocar en el tramo. Se muestran en la Tabla 3.7 estos datos para 2 torres de suspensión entre anclajes (esta combinación aparece en la planilla Excel con el nombre ASSA, donde la letra “A” indica: anclaje, y la letra “S” indica: suspensión).

Tabla 3.6 Parámetros generales

Parámetros ambientales	Parámetros Eléctricos
ASNM [m]	Potencia Activa a Transmitir [MW]
Temperatura Ambiente media [°C]	Factor de potencia
Temperatura Ambiente máxima [°C]	Tensión nominal [kV]
Temperatura Ambiente mínima (hielo) [°C]	Factor de planta
Espesor manguito de hielo [mm]	Diámetro cable de guardia [mm]
Presión de viento máxima [kg/m ²]	número de circuitos
Presión de viento en condición de hielo (sc y T°) [kg/m ²]	Espaciamiento entre sub conductores [cm]
Velocidad viento en Temperatura media [m/s]	Distancia mínima entre conductores de fase [m]
Velocidad viento en Temperatura máxima [m/s]	Coefficiente de estado de los conductores
Velocidad viento en Temperatura mínima (hielo) [m/s]	Número de sub conductores
Ángulo entre el eje de la línea y la dirección del viento [°]	Parámetros económicos
Latitud de la línea [°]	Precio del dólar [en CLP]
Emisividad solar	Precio del conductor [US\$/kg]
Absortividad	Precio de torres [US\$/kg]
Tipo de atmosfera [0=Limpia - 1=Industrial]	Precio de las fundaciones [US\$/m ³]
Hora [0-23]	Precio del cable de guardia [US/km]
Azimutal de la línea [°] (0->N-S - 90->O-E)	Precio MPT [US\$/estructura]
Número de día del año	Precio cadena de suspensión [US\$/cadena]
Factores de seguridad	Precio cadena de anclaje [US\$/cadena]
Factor de seguridad esfuerzo longitudinal (FLONG)	Costo de mantenimiento [% de la inversión]
Factor de seguridad para cargas transversales (FTRANS)	Otros costos [% de la inversión]
Parámetros AAAC	Porcentaje máximo de pérdidas totales [%]
Módulo de Elasticidad [kg/(s ² -mm)]	Tasa de descuento del proyecto
Coefficiente de dilatación línea [1/°C]	Vida útil [años]
Parámetros Cadenas de aisladores	Cmg de la Energía largo plazo [US\$/MWh]
Largo de la cadena [m]	Cmg de la Potencia [US\$/kW/mes]
Peso de la cadena [kg]	Datos para cálculo Corona
Otros parámetros	Presión [mm Hg]
Factor cortadura (FCORT)	Temperatura [°C]
Largo total de la línea [km]	g ₀ [kV punta/cm]
Tipo de suelo (0=normal firme; 1=blando; 2=editado)	

Tabla 3.7 Datos de la combinación ASSA

Altura [m]				Peso [kg]			
22.5	22.5	22.5	22.5	4590	2618	2618	4590
22.5	22.5	22.5	27.5	4590	2618	2618	5718
22.5	22.5	27.5	22.5	4590	2618	3177	4590
22.5	22.5	27.5	27.5	4590	2618	3177	5718
22.5	27.5	22.5	22.5	4590	3177	2618	4590
22.5	27.5	22.5	27.5	4590	3177	2618	5718
22.5	27.5	27.5	22.5	4590	3177	3177	4590
22.5	27.5	27.5	27.5	4590	3177	3177	5718
27.5	22.5	22.5	22.5	5718	2618	2618	4590
27.5	22.5	22.5	27.5	5718	2618	2618	5718
27.5	22.5	27.5	22.5	5718	2618	3177	4590
27.5	22.5	27.5	27.5	5718	2618	3177	5718
27.5	27.5	22.5	22.5	5718	3177	2618	4590
27.5	27.5	22.5	27.5	5718	3177	2618	5718
27.5	27.5	27.5	22.5	5718	3177	3177	4590
27.5	27.5	27.5	27.5	5718	3177	3177	5718

Capítulo 4 Pruebas y Resultados

Tal como se vio en el capítulo anterior, se posee una manera de optimizar tramos de suspensión eligiendo las posiciones óptimas de las torres, la sección del conductor, la tensión mecánica horizontal de cada día y la combinación de patas. Con esto se puede estimar el costo del proyecto de una línea de transmisión suponiendo una topografía relativamente regular o periódica a lo largo de la ruta y que los tramos tienen longitudes similares.

Con el fin de probar la herramienta desarrollada, se muestran a continuación tres pruebas de sensibilidad con respecto a un caso base. El caso base corresponde a un terreno plano con tramos de suspensión de largo igual a 900 metros. Las pruebas de sensibilidad corresponden las siguientes: terreno irregular, aumento de las fuerzas soportadas por las torres (vale decir, una disminución del factor de seguridad para las cargas soportadas) y manguito de hielo de 20 mm de espesor sobre los conductores.

Los parámetros generales (mecánicos, ambientales, económicos, etc.) que fueron usados para estas pruebas se muestran en el Anexo C . Las características de la familia de torres utilizada para las pruebas se muestran en el Anexo D .

La tolerancia usada en *fmincon* con el algoritmo *sqp* para las restricciones fue de 10^{-2} , vale decir: las distancias de seguridad se cumplían con un error de a lo más, 1 cm; las temperaturas con un error de a lo más 0,01 °C; etc. El algoritmo se detiene si no encuentra soluciones factibles o si el cambio en el vector de optimización es menor a la tolerancia elegida (10^{-3}), o si el cambio en el valor de la función objetivo es menor a la tolerancia escogida (10^{-3}).

4.1. Prueba en terreno plano. Caso base

Los resultados de esta prueba para terreno plano se condensan en la Tabla 4.1, se indican en esta las posiciones de las torres de suspensión, la sección del conductor, las tensiones mecánicas horizontales de cada día, las potencias de pérdidas y algunos costos importantes como el de pérdidas, fundaciones, conductor y de las torres para cada número de suspensiones entre anclajes. De esta se pueden extraer las siguientes conclusiones generales a todas las pruebas.

4.1.1. Sección v/s número de torres de suspensión

A medida que se aumenta el número de torres de suspensión en el tramo, la sección del conductor es aumentada debido a que existen más puntos de apoyo y las suspensiones pueden compartir el peso del mismo. El programa aumenta la sección del conductor, ya que el crecimiento de esta incide de manera inversa en los costos de las pérdidas por efecto Joule; y como lo que se desea, mediante la función objetivo, es disminuir los costos, la sección es aumentada mientras no se violen restricciones. A continuación, en el Gráfico 4.1, se muestra lo explicado anteriormente. Esta solo se muestra para el caso base, ya que los demás casos se comportan de forma similar.

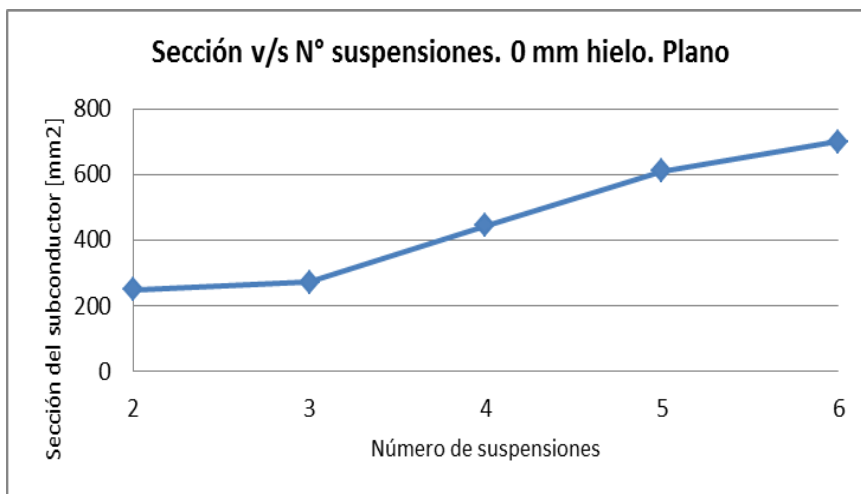


Gráfico 4.1 Sección del sub conductor v/s número de suspensiones

4.1.2. Pérdidas v/s número de torres de suspensión

Debido a lo mismo explicado en la sub sección anterior, a medida que se suman torres de suspensión al tramo, éstas son capaces de soportar mayor peso y fuerzas transversales. Por esta razón, el programa en su “afán” de minimizar las pérdidas, aumenta la sección del conductor logrando este objetivo. Esto se ilustra mediante el Gráfico 4.2

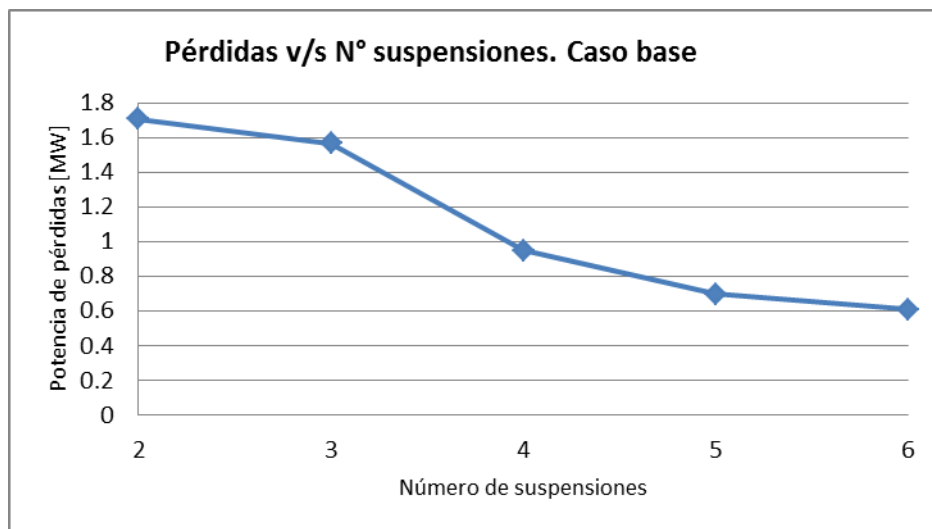


Gráfico 4.2 Pérdidas de potencia vs número de suspensiones

Tabla 4.1 Resultados caso base

Terreno Plano																	
		Global							En el tramo								
N° susp	Comb.	Costo en Valor Actual	Valor de Inversión	Costo Anual	S	Heds	Potencia Pérdidas	Costo Pérdidas	Costo Torres	Costo Aluminio	Costo Fundacioness	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5	XT6
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	7	2,102,341,108	12,049,431	213,752,002	249	852	1.71	1,815,736	233,010	13,856	286,478	430	470	-	-	-	-
3	1	2,099,966,707	11,122,308	213,604,004	272	280	1.57	1,668,989	255,510	15,193	218,010	228	450	670	-	-	-
4	1	2,096,166,632	13,707,407	212,951,060	445	361	0.95	1,012,555	294,780	24,792	282,560	203	351	548	696	-	-
5	1	2,095,303,058	15,454,077	212,684,138	612	287	0.70	743,275	334,050	34,348	309,425	155	300	450	600	744	-
6	9	2,096,040,437	17,016,594	212,599,760	700	229	0.61	656,788	381,705	39,633	323,888	129	254	380	512	644	770

Donde:

N° susp = Corresponde al número de suspensiones entre anclajes que se está probando.

Comb. = Corresponde a la combinación de suspensiones que se está probando.

Costo en Valor Actual = Costo del proyecto en valor actual, en USD.

Valor de Inversión = Costo total de la inversión, en USD.

Costo Anual = Costo anual del proyecto, en USD.

XTi = Posición de la torre i en el tramo de suspensión, en metros.

S = Sección del conductor, en mm².

Heds = Tensión mecánica horizontal del conductor en EDS, en kg-f.

4.1.3. Espacio entre torres por vientos transversales

Al ser los anclajes torres más robustas y diseñadas para soportar cargas mayores (ya sean verticales, longitudinales o transversales) que las suspensiones, en algunos casos es claro ver que el programa intenta “pasar” estas solicitudes a los anclajes en vez de a las suspensiones. Por ejemplo, para el caso base con 2 suspensiones, el programa tiende a juntar las torres de suspensión para que estas soporten menor monto de fuerzas transversales en comparación a lo que sucedería si los vanos fueran igualmente espaciados. Lo anterior sucede, ya que al actuar de esta forma, los vanos de viento de las torres de suspensión disminuyen. Se muestra esto en la Figura 4.1. Por otra parte, el hecho de que se generen estos grandes vanos explica el alto valor de la tensión horizontal (852 kg-f), que logra mantener las distancias fase tierra dentro de los límites que imponen las restricciones del problema.

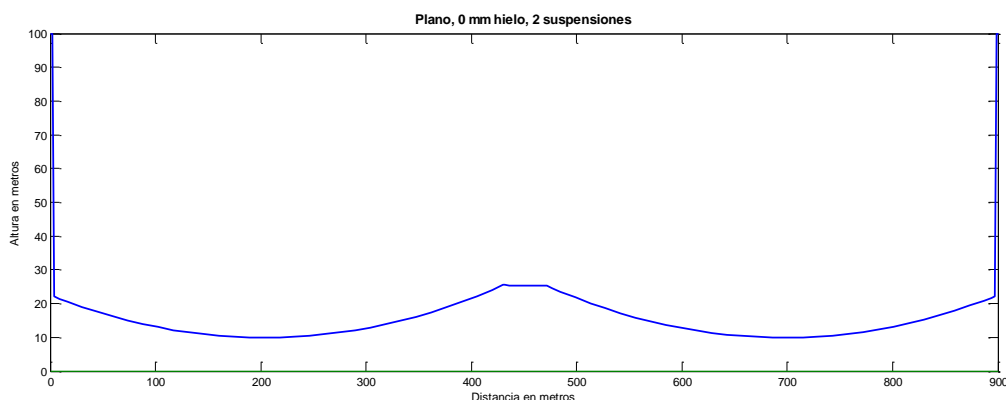


Figura 4.1 Ejemplo de acortamiento de los vanos de viento

En este caso, el vano de viento para una suspensión es de 240 metros, mientras que si las suspensiones estuvieran igualmente espaciadas, el vano de viento sería de 300 metros, aumentando las fuerzas transversales que deberían soportar debido al viento.

4.2. Sensibilidad con terreno irregular

La Tabla 4.2 resume los resultados de la prueba en terreno irregular. Se indican en esta las posiciones de las torres de suspensión, la sección del conductor, las tensiones mecánicas horizontales de cada día, las potencias de pérdidas y algunos costos importantes como el de pérdidas, fundaciones, conductor y de las torres

Las conclusiones extraídas para este caso de terreno irregular son similares al caso de terreno plano. Sin embargo, se puede ver en este caso cómo el programa ajusta las variables de optimización para conseguir que se libren siempre las distancias de seguridad fase tierra pese a la irregularidad en el terreno. En esta parte juega un papel muy importante la adecuada selección de las patas de las torres tanto de anclaje como de suspensión.

Para observar cómo el programa se adapta al terreno irregular, la siguiente figura muestra una comparación entre el caso base con terreno plano y el caso con terreno irregular para tres suspensiones en el tramo. Esto muestra cómo la aplicación optimiza

las variables para conseguir la distancia fase tierra adecuada. En este caso, no hubo necesidad de aumentar la altura de ninguna torre mediante un cambio de pata, sino que, dada la topografía, sólo bastó desplazar la primera suspensión 20 metros a la izquierda.

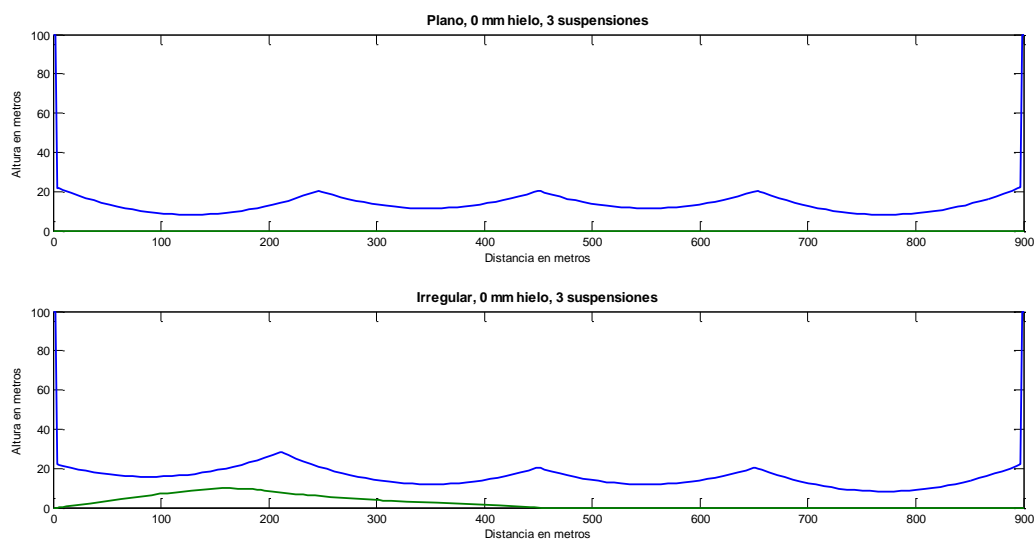


Figura 4.2 Distancias fase tierra en distintos terrenos

Tabla 4.2 Resultados de pruebas en terreno irregular

Terreno Irregular																
N° susp	Comb.	Global							En el tramo							
		Costo en Valor Actual	Valor de Inversión	Costo Anual	S	Heds	Potencia Pérdidas	Costo Pérdidas	Costo Torres	Costo Al	Costo Funds	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	15	2,106,356,105	13,018,591	214,063,468	214	983	2.00	2,125,893	249,936	11,907	315,118	392	432	-	-	-
3	1	2,100,110,712	11,275,635	213,603,051	271	313	1.57	1,667,829	255,510	15,163	224,940	208	449	658	-	-
4	17	2,096,266,808	13,745,074	212,957,453	443	331	0.96	1,018,897	303,165	24,749	275,913	195	351	547	704	-
5	9	2,095,496,076	15,631,026	212,685,782	611	284	0.70	744,680	342,435	34,334	309,016	151	299	449	599	745
6	33	2,096,049,546	17,025,268	212,599,805	700	230	0.61	656,821	381,705	39,635	324,276	129	255	389	518	644

Donde:

- N° susp = Corresponde al número de suspensiones entre anclajes que se está probando.
- Comb. = Corresponde a la combinación de suspensiones que se está probando.
- Costo en Valor Actual = Costo del proyecto en valor actual, en USD.
- Valor de Inversión = Costo total de la inversión, en USD.
- Costo Anual = Costo anual del proyecto, en USD.
- XTi = Posición de la torre i en el tramo de suspensión, en metros.
- S = Sección del conductor, en mm².
- Heds = Tensión mecánica horizontal del conductor en EDS, en kg-f.

4.3. Sensibilidad con aumento de capacidad de las torres

Para esta prueba se aumentaron las fuerzas soportadas por las torres. En el caso base las fuerzas que soportan las torres en los puntos de giro de las cadenas de aislación están calculadas con un factor de seguridad igual a 1,2. En este caso, se considera un factor de seguridad igual a la unidad. Los resultados de esta prueba se pueden hallar en la Tabla 4.3.

Los resultados de esta prueba fueron los esperados, ya que si las estructuras tienen mayor capacidad para soportar fuerzas en los puntos donde finalmente se soportan los conductores, se puede cargar el tramo con un conductor de mayor diámetro incluso con pocas torres en el tramo. Por ejemplo, en el caso base, la sección de conductor utilizada para 4 suspensiones en el tramo es de 445 mm^2 ; sin embargo, para la prueba con aumento de capacidad, al haber disminuido el factor de seguridad de las fuerzas soportadas por las estructuras se puede usar un conductor de 604 mm^2 que disminuye las pérdidas por efecto Joule y por tanto resulta en un costo en valor actual que es levemente menor que en el caso base. Además, como la mejor alternativa para esta prueba resulta ser usar sólo 4 suspensiones en el tramo, se tiene una disminución en el valor de la inversión de un 4%.

4.4. Sensibilidad con manguito de hielo

Para esta prueba se considera un manguito de hielo de 20 mm de espesor alrededor de los conductores de fase, a diferencia del caso base donde no existe carga de hielo. Los resultados de esta prueba se sintetizan en la Tabla 4.4.

Los resultados de esta prueba también son esperados. Al presentar carga de hielo el conductor en la hipótesis de cálculo de tracción máxima (viento más hielo), se debe disminuir la sección del conductor en comparación con el caso base. Eso es exactamente lo que sucede. Tanto en el caso base como en esta prueba la mejor opción corresponde a utilizar 5 torres de suspensión en el tramo, y en ambos casos la combinación de patas elegida es la misma, la número uno. No obstante, en el caso base la sección del conductor utilizada es de 612 mm^2 , y para la prueba de sensibilidad con manguito de hielo la sección elegida es de 556 mm^2 .

Por otro lado, la tensión mecánica horizontal del conductor en EDS para 5 suspensiones pasa de ser 287 kg-f en el caso base, a 261 kg-f en el caso con manguito hielo. Esto ya que cuando se presente la carga de hielo la tensión mecánica a la cual será sometido el conductor aumentará drásticamente debido a las cargas de viento y hielo combinadas.

Finalmente, se puede mencionar que esta prueba es la que presenta el mayor costo en valor actual, debido fundamentalmente a que, en comparación con el caso base, se tuvo que elegir conductores con sección menor provocando un aumento de la potencia pérdidas de un 10%.

Tabla 4.3 Resultados de prueba con aumento de capacidad de las torres

Aumento Capacidad																	
		Global							En el tramo								
N° susp	Comb.	Costo en Valor Actual	Valor de Inversión	Costo Anual	S	Heds	Potencia Pérdidas	Costo Pérdidas	Costo Torres	Costo Al	Costo Funds	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5	XT6
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	7	2,099,042,821	13,634,137	213,252,671	342	1100	1.24	1,314,265	233,010	18,934	352,712	418	482	-	-	-	-
3	9	2,096,195,679	12,398,734	213,087,855	392	403	1.09	1,151,117	263,895	21,817	260,441	241	450	671	-	-	-
4	21	2,094,716,190	14,788,176	212,692,221	604	359	0.71	752,257	311,550	33,819	305,399	183	362	544	725	-	-
5	5	2,095,084,257	16,114,757	212,594,204	700	307	0.62	652,449	342,435	39,372	325,747	150	296	441	595	750	-
6	3	2,096,033,037	17,011,572	212,599,518	700	230	0.62	656,552	381,705	39,619	323,676	130	256	381	507	633	765

Donde:

N° susp = Corresponde al número de suspensiones entre anclajes que se está probando.

Comb. = Corresponde a la combinación de suspensiones que se está probando.

Costo en Valor Actual = Costo del proyecto en valor actual, en USD.

Valor de Inversión = Costo total de la inversión, en USD.

Costo Anual = Costo anual del proyecto, en USD.

XTi = Posición de la torre i en el tramo de suspensión, en metros.

S = Sección del conductor, en mm².

Heds = Tensión mecánica horizontal del conductor en EDS, en kg-f.

Tabla 4.4 Resultado de prueba con manguito de hielo de 20 mm de espesor

Manguito de hielo 20 mm																	
		Global							En el tramo								
N° susp	Comb.	Costo en Valor Actual	Valor de Inversión	Costo Anual	S	Heds	Potencia Pérdidas	Costo Pérdidas	Costo Torres	Costo Al	Costo Funds	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5	XT6
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1	2,114,312,114	8,413,513	215,347,957	139	191	3.22	3,146,599	216,240	7,886	145,601	383	516	-	-	-	-
3	18	2,101,950,009	11,776,092	213,739,960	252	289	1.70	1,804,063	289,350	14,068	214,715	253	448	679	-	-	-
4	1	2,096,779,874	13,722,706	213,012,200	419	386	1.01	1,073,674	294,780	23,320	284,718	216	345	554	687	-	-
5	1	2,095,644,021	15,082,692	212,756,983	556	261	0.77	816,621	334,050	31,259	295,801	155	299	450	600	744	-
6	1	2,095,781,835	16,741,578	212,601,439	700	216	0.62	658,838	373,320	39,757	319,773	131	258	386	513	641	769

Donde:

N° susp = Corresponde al número de suspensiones entre anclajes que se está probando.

Comb. = Corresponde a la combinación de suspensiones que se está probando.

Costo en Valor Actual = Costo del proyecto en valor actual, en USD.

Valor de Inversión = Costo total de la inversión, en USD.

Costo Anual = Costo anual del proyecto, en USD.

XTi = Posición de la torre i en el tramo de suspensión, en metros.

S = Sección del conductor, en mm².

Heds = Tensión mecánica horizontal del conductor en EDS, en kg-f.

Capítulo 5 Conclusiones

El presente trabajo logró los objetivos planteados dentro de los alcances y supuestos establecidos. Se cuenta con una herramienta que tarda aproximadamente 6 horas en resolver el problema de mínimo costo probando todas las combinaciones posibles de patas para un número máximo de 6 suspensiones entre anclajes. Lo anterior, fue probado en un computador portátil con un procesador de doble núcleo a una frecuencia de 2,3 GHz. Este tiempo es razonable en comparación a las horas hombre que pudiera envolver el trabajo que realiza la aplicación desarrollada. Por otro lado, si se desean analizar distintas alternativas de sub conductores o se desea variar algún parámetro y ver su impacto sobre el costo se puede correr el programa de forma paralela en varios computadores.

El método diseñado logra encontrar soluciones que no violan las restricciones impuestas, optimizando las posiciones de las torres de suspensión dentro de un tramo, la sección del sub conductor, la tensión horizontal mecánica de cada día y las patas de las torres. El desempeño de la aplicación fue probado realizando un análisis de sensibilidad en torno a un caso base. Aunque no se puede asegurar que las soluciones obtenidas por la aplicación correspondan a mínimos globales, sí se puede estar seguro de que las restricciones son respetadas en la tolerancia exigida (en este caso, 10^{-2}), esto ya es un avance, pues probablemente un proyectista tardaría un tiempo mayor diseñando una línea a nivel de pre factibilidad que respete las restricciones aquí impuestas. Además, mediante el análisis de sensibilidad se puede corroborar el buen comportamiento de la aplicación ya que los resultados que arrojados al variar uno a uno algunos parámetros (terreno, capacidad de las torres y manguito de hielo) en las pruebas se obtienen resultados razonables.

La aplicación desarrollada también podría ser utilizada para encontrar el largo del tramo óptimo (con algunos metros de error) si se pudiera correr el programa simultáneamente en varios computadores (haciéndolo así para reducir los tiempos de espera) variando este parámetro a voluntad y quedándose con el valor que genere los menores costos.

Por otro lado, lo desarrollado en este trabajo sienta las bases para futuros desarrollos que logren encontrar soluciones aun más cercanas al óptimo. Una buena idea para lograr lo anterior sería iniciar una búsqueda de soluciones mediante inteligencia computacional. Por nombrar algún método se pueden contar: algoritmos genéticos, PSO (Particle Swarm Optimization), entre otros. Con estos algoritmos se podría explorar un espacio de soluciones factibles más amplio, ya que cuando se trabaja con métodos basados en el gradiente se está supeditado al punto inicial brindado por el usuario. Una vez explorado el espacio de soluciones factibles y habiendo encontrado el mejor punto mediante inteligencia computacional, se podría entregar esa solución como punto de partida a cada iteración del método diseñado en esta memoria.

Por otro lado, la aplicación podría ser mejorada simplificando el modelo mecánico para cambio de estado en caso de que se requiera estimar los costos de un proyecto de

transmisión eléctrica en terreno plano. Para este tipo de terreno basta utilizar el método del *rulling span* que fue discutido en este trabajo.

Finalmente, se puede mencionar que se han logrado los objetivos específicos, como por ejemplo: la realización de la revisión bibliográfica de algunos de los aspectos más importantes para el diseño de líneas de transmisión; la optimización de los tramos de suspensión usando un modelo mecánico distinto al *ruling span*, siendo validado con este último en un terreno plano.

Capítulo 6 Bibliografía

- [1] INE, «INE,» 2006. [En línea]. Available: http://www.ine.cl/filenews/files/2006/junio/pdf/energia_electrica.pdf. [Último acceso: 28 Febrero 2013].
- [2] N. Becerra Yoma, *Recomendaciones para estructurar y redactar memorias*, Santiago, 2012.
- [3] M. L. S. Vélez, «Repositorio Digital de la Escuela Politécnica Nacional,» Noviembre 2010. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2587/1/CD-3271.pdf>. [Último acceso: 5 Noviembre 2012].
- [4] J. P. Romero Herrera, *Guía práctica para el diseño y proyecto de líneas de transmisión de alta tensión en Chile*, Santiago de Chile, 2010.
- [5] IEEE, *Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*, New York, 2007.
- [6] G. Szuladzinski, *Formulas for Mechanical and Structural Shock and Impact*, CRC Press, 2010.
- [7] «Miliarium.com Ingeniería Civil y Medio Ambiente,» [En línea]. Available: http://www.miliarium.com/Prontuario/Tablas/NormasMV/Tabla_5-1.asp. [Último acceso: 12 Diciembre 2012].
- [8] F. P. Beer, E. R. Johnston and E. R. Eisenberg, *Vector Mechanics for Engineers*, Mc Graw Hill, 2001.
- [9] L. M. Checa, *Líneas de Transporte de Energía*, Alfaomega, 1988.
- [10] F. Kiessling, P. Nefzger, J. F. Nolasco and U. Kaintzyk, "Conductor forces and sags in a tensioning section," in *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*, Springer, 2003, pp. 553-559.
- [11] F. Kießling, «Computation of conductor state change in a tensioning section of an overhead power line,» *Siemens Forsch. Entwicklungsber*, nº 1, pp. 125-132, 1972.
- [12] A. Halbig, «Beitrag zur Durchhangsermittlung bei Hochspannungsfreileitungen (On the sag calculation of high-voltage overhead lines),» *ETZ-Report VDE-Verlag*, 1973.
- [13] B. Schmidt, «Die Berechnung von Freileitungsseilen nach der Methode de finiten Elemente (Computation of overhead line conductors based on the finite element method),» *Elektrizitätswirtschaft*, vol. 84, pp. 846-851, 1985.
- [14] O. D. Zetterholm, «Bare Conductors and Mechanical Calculation of Overhead Conductors,» de *CIGRÉ Session 1960, Report No. 223*, 1960.
- [15] ESDU, «Across-Flow Response Due to Vortex Shedding,» Londres, 1978.
- [16] CIGRÉ. Task Force B2.11.04, «Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations,» 2005.
- [17] H. H. M. Ryan, *High Voltage Engineering and Testing*, 2 ed., 2001, p. 176.
- [18] N. Morales, *Fenómeno Corona en Líneas Aéreas y sus Efectos*, vol. Publicación T(P) 19, Santiago: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1989.

- [19] F. Kiessling, P. Nefzger, J. F. Nolasco y U. Kaintzyk, «Bundle conductors,» de *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*, Springer, 2003, p. 217.
- [20] F. W. P. Jr, *Dielectric phenomena in high voltage engineering*, New York: McGraw-Hill Press, 1929.
- [21] IEEE Corona and Field Effects Subcommittee Report Radio Noise Working Group, «A Survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 2007, nº 6, p. 1996, 1979.
- [22] L. P. G., *Matemáticas financieras*, Mc Graw Hill, 1997, p. 146.
- [23] Dominion Cables, «Dominion Cables. AAC - All Aluminium Conductor,» [En línea]. Available: <http://www.dominioncables.com/html/aac-all-aluminium-conductor.htm>. [Último acceso: 12 Noviembre 2012].
- [24] Dominion Cables, «Dominion Cables. AAAC - All Aluminium Alloy Conductor,» [En línea]. Available: <http://www.dominioncables.com/html/aaac-all-aluminium-alloy-conductor.htm>. [Último acceso: 12 Noviembre 2012].
- [25] L. M. Keselman y Y. Motlis, «Application of the Ruling Span Concept for Overhead Lines In Mountainous Terrain,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, nº 4, p. 1385, 1998.
- [26] J. Gonzalez, *Estudio de un programa para determinar parámetros básicos en el anteproyecto de líneas de transmisión.*, U. T. d. Estado, Ed., Santiago, 1970.
- [27] J. Nocedal y S. J. Wright, *Numerical Optimization*, Segunda ed., Springer, 2006.
- [28] BHP Billiton, «Actualización de Costos Asociados (VI y COMA) al Sistema de Transmisión MEL,» [En línea]. Available: http://www.bhpbilliton.com/home/aboutus/regulatory/Documents/Base%20Metals%20-%20Escondida/Escondida_Informe%20AVI%20COMA%2020%20Dec%202011.pdf. [Último acceso: 7 Marzo 2013].

Anexo A Hojas de datos de conductores de aluminio

A.1. Hoja de datos de los conductores AAC de Alcan



A A C

All Aluminum Conductor

ASTM: B230, Specification for Aluminum 1350-H19 Wire for Electrical Purposes
B231, Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum 1350 Conductors

CODE WORD	CONDUCTOR SIZE		STRANDING		Nominal Conductor Diameter (Inches)	Rated Strength (Lbs.)	Nominal Weight (Lbs./1000 Ft.)
	AWG or kcmil	Cross Sectional Area (Sq.In.)	Class	Number & Dia. Of Strands (Inches)			
PEACHBELL	6	0.0206	A	7 X 0.0612	0.184	563	24.6
ROSE	4	0.0328	A	7 X 0.0772	0.232	881	39.1
IRIS	2	0.0522	AAA	7 X 0.0974	0.292	1350	62.2
PANSY	1	0.0657	AAA	7 X 0.1093	0.328	1640	78.4
POPPY	1/0	0.0829	AAA	7 X 0.1228	0.368	1990	98.9
ASTER	2/0	0.1045	AAA	7 X 0.1379	0.414	2510	124.8
PHLOX	3/0	0.1317	AAA	7 X 0.1548	0.464	3040	157.2
OKLIP	4/0	0.1662	AAA	7 X 0.1739	0.522	3830	198.4
SNEEZEWORD	250.0	0.1964	AA	7 X 0.1890	0.567	4520	234.4
VALERIAN	250.0	0.1963	A	19 X 0.1147	0.574	4660	234.3
DAISY	266.8	0.2095	AA	7 X 0.1952	0.586	4830	250.2
LAUREL	266.8	0.2095	A	19 X 0.1185	0.593	4970	250.1
PEONY	300.0	0.2358	A	19 X 0.1257	0.629	5480	281.4
TULIP	336.4	0.2644	A	19 X 0.1331	0.666	6150	315.5
DAFFODIL	350.0	0.2748	A	19 X 0.1357	0.679	6390	327.9
CANNA	397.5	0.3124	AAA	19 X 0.1447	0.724	7110	372.9
GOLDENTUFT	450.0	0.3534	AA	19 X 0.1539	0.769	7890	421.8
COSMOS	477.0	0.3744	AA	19 X 0.1584	0.792	8360	446.8
SYRINGA	477.0	0.3744	A	37 X 0.1135	0.795	8690	446.8
ZINNIA	500.0	0.3926	AA	19 X 0.1622	0.811	8760	468.5
DAHLIA	556.5	0.4369	AA	19 X 0.1711	0.856	9750	521.4
MISTLETOE	556.5	0.4368	A	37 X 0.1226	0.858	9940	521.3
MEADOWSWEET	600.0	0.4709	AAA	37 X 0.1273	0.891	10700	562.0
ORCHID	636.0	0.4995	AAA	37 X 0.1311	0.918	11400	596.0
HEUCHERA	650.0	0.5102	AA	37 X 0.1325	0.928	11600	609.8
VERBENA	700.0	0.5494	AA	37 X 0.1375	0.963	12500	655.7
VIOLET	715.5	0.5623	AA	37 X 0.1391	0.974	12800	671.0
NASTURTIUM	715.5	0.5619	A	61 X 0.1083	0.975	13100	671.0
PETUNIA	750.0	0.5893	AA	37 X 0.1424	0.997	13100	703.2
ARBUTUS	795.0	0.6245	AA	37 X 0.1466	1.026	13900	745.3
LILAC	795.0	0.6248	A	61 X 0.1142	1.028	14300	745.7
COCKSCOMB	900.0	0.7072	AA	37 X 0.1560	1.092	16400	844.0
MAGNOLIA	954.0	0.7495	AA	37 X 0.1606	1.124	16400	894.5
GOLDENROD	954.0	0.7498	A	61 X 0.1251	1.126	16900	894.8
HAWKWEED	1000.0	0.7854	AA	37 X 0.1644	1.151	17200	937.3
BLUEBELL	1033.5	0.8114	AA	37 X 0.1671	1.170	17700	968.4
LARIKSPUR	1033.5	0.8122	A	61 X 0.1302	1.172	18300	969.2
MARIGOLD	1113.0	0.8744	AAA	61 X 0.1351	1.216	19700	1044
HAWTHORN	1192.5	0.9363	AAA	61 X 0.1398	1.258	21100	1117
NARCISSUS	1272.0	0.9990	AAA	61 X 0.1444	1.300	22000	1192
COLUMBINE	1351.5	1.061	AAA	61 X 0.1488	1.340	23400	1266
CARNATION	1431.0	1.124	AAA	61 X 0.1532	1.379	24300	1342
COREOPSIS	1590.0	1.248	AA	61 X 0.1614	1.454	27000	1489
JESSAMINE	1750.0	1.375	AA	61 X 0.1694	1.525	29700	1641
COWSLIP	2000.0	1.570	A	91 X 0.1482	1.630	34200	1873
LUPINE	2500.0	1.952	A	91 X 0.1657	1.823	41900	2365
TRILLIUM	3000.0	2.356	A	127 X 0.1537	1.998	50300	2840
BLUEBONNET	3500.0	2.749	A	127 X 0.1660	2.158	58700	3345



AAC

All Aluminum Conductor

Electrical Properties									
CODEWORD	SIZE & STRANDING		RESISTANCE				60 HZ REACTANCE 1 FOOT EQUIVALENT SPACING		GMR (FT.)
	AWG or kcmil	Number of Strands	DC-20° C (Ohms/1000 Ft.)	AC-60-HZ			Capacitive (Megohms-1000 Ft.)	Inductive (Ohms/1000 Ft.)	
				25° C (Ohms/1000 Ft.)	50° C (Ohms/1000 Ft.)	75° C (Ohms/1000 Ft.)			
PEACHBELL	6	7	0.6593	0.6725	0.7392	0.8059	0.7660	0.1193	0.00555
ROSE	4	7	0.4144	0.4227	0.4645	0.5064	0.7296	0.1140	0.00700
IRIS	2	7	0.2602	0.2655	0.2929	0.3182	0.6929	0.1087	0.00883
PANSY	1	7	0.2066	0.2110	0.2318	0.2527	0.6716	0.1061	0.00991
POPPY	1/0	7	0.1638	0.1671	0.1837	0.2002	0.6550	0.1034	0.0111
ASTER	2/0	7	0.1299	0.1326	0.1456	0.1587	0.6346	0.1008	0.0125
PHLOX	3/0	7	0.1031	0.1053	0.1157	0.1259	0.6188	0.0981	0.0140
OXLIP	4/0	7	0.0817	0.0835	0.0917	0.1000	0.6029	0.0955	0.0158
SNEEZEWORT	250.0	7	0.0691	0.0706	0.0777	0.0847	0.586	0.0934	0.0171
VALERIAN	250.0	19	0.0691	0.0706	0.0777	0.0847	0.586	0.0922	0.0181
DAISY	266.8	7	0.0648	0.0663	0.0727	0.0794	0.581	0.0926	0.0177
LAUREL	266.8	19	0.0648	0.0663	0.0727	0.0794	0.581	0.0915	0.0187
PEONY	300.0	19	0.0575	0.0589	0.0648	0.0705	0.570	0.0902	0.0198
TULIP	336.4	19	0.0513	0.0527	0.0578	0.0629	0.560	0.0888	0.0210
DAFFODIL	350.0	19	0.0494	0.0506	0.0557	0.0606	0.560	0.0883	0.0214
CANNA	397.5	19	0.0435	0.0445	0.0489	0.0534	0.549	0.0869	0.0228
GOLDENTUFT	450.0	19	0.0384	0.0394	0.0434	0.0472	0.539	0.0854	0.0243
COSMOS	477.0	19	0.0363	0.0373	0.0409	0.0445	0.533	0.0848	0.0250
SYRINGA	477.0	37	0.0363	0.0373	0.0409	0.0445	0.533	0.0845	0.0254
ZINNIA	500.0	19	0.0346	0.0356	0.0390	0.0426	0.531	0.0843	0.0256
DAHLIA	556.5	19	0.0311	0.0320	0.0352	0.0383	0.522	0.0830	0.0270
MISTLETOE	556.5	37	0.0311	0.0320	0.0352	0.0383	0.522	0.0826	0.0275
MEADOWSWEET	600.0	37	0.0288	0.0297	0.0326	0.0356	0.516	0.0818	0.0285
ORCHID	636.0	37	0.0272	0.0282	0.0309	0.0335	0.511	0.0811	0.0294
HEUCHERA	650.0	37	0.0266	0.0275	0.0301	0.0324	0.510	0.0808	0.0297
VERBENA	700.0	37	0.0247	0.0256	0.0280	0.0305	0.504	0.0799	0.0308
VIOLET	715.5	37	0.0242	0.0252	0.0275	0.0299	0.502	0.0797	0.0312
NASTURTIUM	715.5	61	0.0242	0.0252	0.0275	0.0299	0.502	0.0795	0.0314
PETUNIA	750.0	37	0.0230	0.0251	0.0263	0.0286	0.498	0.0792	0.0319
ARBUTUS	795.0	37	0.0217	0.0227	0.0248	0.0269	0.494	0.0780	0.0328
LILAC	795.0	61	0.0217	0.0227	0.0248	0.0269	0.494	0.0784	0.0331
COCKSCOMB	900.0	37	0.0192	0.0201	0.0220	0.0239	0.484	0.0771	0.0349
MAGNOLIA	954.0	37	0.0181	0.0191	0.0208	0.0227	0.479	0.0763	0.0360
GOLDENROD	954.0	61	0.0181	0.0191	0.0208	0.0227	0.479	0.0763	0.0362
HAWKWEED	1000.0	37	0.0173	0.0182	0.0199	0.0216	0.476	0.0759	0.0368
BLUEBELL	1033.5	37	0.0167	0.0177	0.0193	0.0210	0.473	0.0756	0.0374
LARKSPUR	1033.5	61	0.0167	0.0177	0.0193	0.0210	0.473	0.0754	0.0377
MARIGOLD	1113.0	61	0.0155	0.0165	0.0180	0.0195	0.467	0.0744	0.0391
HAWTHORN	1192.5	61	0.0145	0.0155	0.0169	0.0183	0.462	0.0737	0.0405
NARCISSUS	1272.0	61	0.0136	0.0146	0.0159	0.0173	0.457	0.0729	0.0418
COLUMBINE	1351.5	61	0.0128	0.0138	0.0151	0.0163	0.452	0.0722	0.0431
CARNATION	1431.0	61	0.0121	0.0132	0.0143	0.0155	0.447	0.0715	0.0444
COREOPSIS	1590.0	61	0.0109	0.0120	0.0130	0.0141	0.439	0.0705	0.0468
JESSAMINE	1750.0	61	0.0099	0.0111	0.0120	0.0129	0.432	0.0693	0.0490
COWSLIP	2000.0	91	0.0087	0.0099	0.0107	0.0115	0.421	0.0677	0.0525
LUPINE	2500.0	91	0.0070	0.0084	0.0091	0.0097	0.404	0.0652	0.0588
TRILLIUM	3000.0	127	0.0058	0.0074	0.0079	0.0084	0.389	0.0629	0.0646
BLUEBONNET	3500.0	127	0.0050	0.0068	0.0072	0.0076	0.378	0.0612	0.0697

Notes:
1. DC resistance is based on 16.946 ohm-cmil/ft. @20° C, 61.2% IACS with stranding increments as per ASTM B231.

A.2. Hoja de datos de los conductores AAAC de Alcan



AAAC

All Aluminum Alloy (6201) Conductor

ASTM: B398, Specification for Aluminum Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes
B399, Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Alloy 6201-T81 Conductors

Physical Properties

CODEWORD	Conductor Size (kcmil)	Conductor Area (Sq. Inches)	STRANDING Number and Diameter (Inches)	Nominal Diameter (Inches)	ACSR With Equal Diameter		Rated Strength (Lbs.)	Nominal Weight (Lbs./1000 Ft.)
					Size	Stranding		
AKRON	30.58	0.024	7 x 0.0661	0.198	6	6/1	1,110	28.5
ALTON	48.69	0.0382	7 x 0.0834	0.250	4	6/1	1,760	45.4
AMES	77.47	0.0608	7 x 0.1052	0.316	2	6/1	2,800	72.2
AZUSA	123.3	0.0968	7 x 0.1327	0.398	1/0	6/1	4,270	114.9
ANAHEIM	155.4	0.1221	7 x 0.1490	0.447	2/0	6/1	5,390	144.9
AMHERST	195.7	0.1537	7 x 0.1672	0.502	3/0	6/1	6,790	182.5
ALLIANCE	246.9	0.1939	7 x 0.1878	0.563	4/0	6/1	8,560	230.2
BUTTE	312.8	0.2456	19 x 0.1283	0.642	266.8	26/7	10,500	291.6
CANTON	394.5	0.3099	19 x 0.1441	0.721	336.4	26/7	13,300	367.9
CAIRO	465.4	0.3655	19 x 0.1565	0.783	397.5	26/7	15,600	433.9
DARIEN	559.5	0.4394	19 x 0.1716	0.858	477	26/7	18,800	521.7
ELGIN	652.4	0.5124	19 x 0.1853	0.927	556.5	26/7	21,900	608.3
FLINT	740.8	0.5818	37 x 0.1415	0.991	636	26/7	24,400	690.8
GREELEY	927.2	0.7282	37 x 0.1583	1.108	795	26/7	30,500	864.6

Electrical Properties

CODEWORD	Conductor Size (kcmil)	STRANDING Number and Diameter (Inches)	Approx. AAC Size of Equivalent Resistance	RESISTANCE				GMR (Ft.)	NEUTRAL 60 HZ REACTANCE ONE FOOT SPACING	
				DC-20° C (Ohms/1000 Ft.)	AC-60-HZ				Inductive (Ohms/1000 Ft.)	Capacitive (Megohms-1000 Ft.)
					25° C (Ohms/1000 Ft.)	50° C (Ohms/1000 Ft.)	75° C (Ohms/1000 Ft.)			
AKRON	30.58	7 x 0.0661	6	0.6589	0.670	0.727	0.784	0.00599	0.118	0.751
ALTON	48.69	7 x 0.0834	4	0.4138	0.420	0.456	0.492	0.00756	0.112	0.715
AMES	77.47	7 x 0.1052	2	0.2600	0.265	0.288	0.311	0.00954	0.107	0.678
AZUSA	123.3	7 x 0.1327	1/0	0.1635	0.166	0.180	0.195	0.0120	0.102	0.642
ANAHEIM	155.4	7 x 0.1490	2/0	0.1297	0.132	0.143	0.155	0.0135	0.0989	0.624
AMHERST	195.7	7 x 0.1672	3/0	0.1030	0.105	0.114	0.123	0.0152	0.0963	0.606
ALLIANCE	246.9	7 x 0.1878	4/0	0.0816	0.0831	0.0902	0.0973	0.0170	0.0936	0.588
BUTTE	312.8	19 x 0.1283	266.8	0.0644	0.0657	0.0712	0.0769	0.0202	0.0896	0.567
CANTON	394.5	19 x 0.1441	336.4	0.0511	0.0523	0.0566	0.0610	0.0227	0.0870	0.549
CAIRO	465.4	19 x 0.1565	397.5	0.0433	0.0443	0.0481	0.0517	0.0247	0.0851	0.536
DARIEN	559.5	19 x 0.1716	477.0	0.0360	0.0369	0.0400	0.0431	0.0271	0.0829	0.522
ELGIN	652.4	19 x 0.1853	556.5	0.0309	0.0318	0.0345	0.0371	0.0292	0.0812	0.510
FLINT	740.8	37 x 0.1415	636.0	0.0272	0.0280	0.0305	0.0328	0.0317	0.0793	0.499
GREELEY	927.2	37 x 0.1583	795.0	0.0217	0.0225	0.0244	0.0263	0.0354	0.0768	0.482

Notes:
1. DC resistance is based on 19.755 ohm-cmil/ft. @20° C (68° F), 52.5% IACS. With standard stranding increment of 2 percent.

Anexo B Datos de inversión en líneas transmisión de BHP Billiton

Nombre	N° Circuitos	Largo km	VI kUS\$	COMA kUS\$	COMA/VI
Atacama-Domeyko 220 kV	2	205	56108	1516	0.03
Crucero-Laberinto 220 kV	1	132.7	24642	666	0.03
Laberinto-Nva. Zaldivar 220 kV	1	92.5	17492	473	0.03
Nva. Zaldivar-Escondida 220 kV	1	14	2521	68	0.03
Domeyko-Escondida 220 kV	1	7	1591	43	0.03
Domeyko-Laguna Seca 220 kV	1	13	2435	66	0.03
Domeyko-Óxidos 220 kV	1	1	228	6	0.03
Domeyko-Sulfuros 220 kV	1	1	491	13	0.03
Mejillones-O'Higgins 220 kV	1	85	18050	488	0.03
Nueva Zaldivar-Sulfuros 220 kV	1	13	2969	80	0.03
O'Higgins-Coloso 220 kV	1	32	6222	169	0.03
O'Higgins-Palestina 220 kV	1	55.3	9859	266	0.03
Palestina-Llanos 220 kV	1	0.43	84	2	0.02
Llanos-Domeyko 220 kV	1	72.272	12896	349	0.03

Anexo C Parámetros para las pruebas del Capítulo 4

C.1. Parámetros Generales

Parámetros ambientales	
ASNM [m]	4700
Temperatura Ambiente media [°C]	10
Temperatura Ambiente máxima [°C]	30
Temperatura Ambiente mínima (hielo) [°C]	-10
Espesor manguito de hielo [mm]	0
Presión de viento máxima [kg/m ²]	40
Presión de viento en condición de hielo (sc y T°) [kg/m ²]	20
Velocidad viento en Temperatura media [m/s]	0.61
Velocidad viento en Temperatura máxima [m/s]	0.61
Velocidad viento en Temperatura mínima (hielo) [m/s]	0.61
Ángulo entre el eje de la línea y la dirección del viento [°]	90
Latitud de la línea [°]	23
Emisividad solar	0.5
Absortividad	0.5
Tipo de atmosfera [0=Limpia - 1=Industrial]	0
Hora [0-23]	12
Azimutal de la línea [°] (0->N-S - 90->O-E)	45
Número de día del año	161
Factores de seguridad	
factor de seguridad esfuerzo longitudinal (FLONG)	1.1
factor de seguridad para cargas transversales (FTRANS)	1.1
Parámetros AAAC	
Módulo de Elasticidad [kg/(s ² *mm)]	6450
Coeficiente de dilatación línea [1/°C]	0.000023
Parámetros Cadenas de aisladores	
Largo de la cadena [m]	2
Peso de la cadena [kg]	40
Otros parámetros	
factor cortadura (FCORT)	0.7
Largo total de la línea [km]	20
Tipo de suelo (0=normal firme; 1=blando; 2=editado)	2
Parámetros Eléctricos	
Potencia Activa a Transmitir [MW]	200
Factor de potencia	0.95
Tensión nominal [kV]	220
Factor de planta	0.9
Diámetro cable de guardia [mm]	17
número de circuitos	1
Espaciamiento entre subconductores [cm]	40
Distancia mínima entre conductores de fase [m]	5.025
Coeficiente de estado de los conductores	0.85
Número de subconductores	2

Continuación...

Parámetros económicos	
Precio del dólar [en CLP]	475
Precio del conductor [US\$/kg]	4.95
Precio de torres [US\$/kg]	15
Precio de las fundaciones [US\$/m3]	1076.3
Precio del cable de guardia [US/km]	17168
Precio MPT [US\$/estructura]	1860
Precio cadena de suspensión [US\$/cadena]	350
Precio cadena de anclaje [US\$/cadena]	400
Costo de mantenimiento [% de la inversión]	0.03
Otros costos [% de la inversión]	0.01
Porcentaje máximo de pérdidas totales [%]	0.1
Tasa de descuento del proyecto	0.1
Vida útil [años]	40
Costo marginal de la Energía largo plazo [US\$/MWh]	110
Costo marginal de la Potencia [US\$/kW/mes]	8
Datos para cálculo Corona	
Presión [mm Hg]	760
Temperatura [°C]	25
g0 [kV punta/cm]	29.8

Anexo D Parámetros de la familia de torres usadas en las pruebas del Capítulo 4

Tipo	Nombre	Altura cruceta [m] pata 3	Peso [kg] Pata 3	Altura cruceta [m] Pata 8	Peso [kg] Pata 8	Máx. F. longitudinal [kgF]	Máx. F. Transversal [kgF]	Máx. F. Vertical [kgF]	Distancias entre conductores [m]						Alturas [m] Pata 3				Alturas [m] pata 8			
									d 01	d 02	d 03	d 12	d 13	d 23	h 0	h 1	h 2	h 3	h 0	h 1	h 2	h 3
S	22A7.1	22.5	2618	27.5	3177	1550	335	1265	4.5	10	8.9	11	5	10	30	27	23	23	35	32	28	28
A	22A30.1	22.5	4590	27.5	5718	3350	970	1895	4.5	10	8.9	11	5	10	30	27	23	23	35	32	28	28

Anexo E Códigos de Matlab

E.1. Sistema no lineal de ecuaciones para el cambio de condiciones de un tramo de suspensión

La siguiente función de Matlab corresponde al sistema no lineal de ecuaciones que representa la ecuación de cambio de estado para un tramo de suspensión, tal como se expuso en la sección 2.8.3.

```
function [F,d,e]=NLS_7(X,p,vanos)
%n vanos, n+1 estructuras
%dim(F)=[n,1]
%dim(d)=[n+1,1]
%dim(e)=[n+1,1]
%% Se definen parámetros
w1=p(1);
w2=p(2);
vanos_DxDy=vanos;
E=p(3);
et=p(4);
A=p(5);
H0=p(6);
L_k=p(7);
J_k=p(8);
T2=p(9);
T1=p(10);

[n,m]=size(vanos_DxDy); %cada fila corresponde a un vano
F=zeros(n,1);
d=zeros(n+1,1);
e=zeros(n+1,1);

%% Fórmulas generales
L_barra=@(a,w,H,L0) ((a/L0)^2 * ( a^2*w^2/(24*H^2) + a^4*w^4/(720*H^4) ) -
(a/L0)^4*a^4*w^4/(1152*H^4)); %14.59 o 14.73 5

L0=@(Dx,Dy) (sqrt(Dx^2+Dy^2)); %14.58 y medio

x_A=@(delta_x, delta_y, c) ( c*(asinh( (delta_y/c) / sqrt( (sinh(delta_x/c))^2
- (cosh(delta_x/c)-1)^2 ) ) - atanh( (cosh(delta_x/c)-1) / (sinh(delta_x/c))
)) );

L=@(L0, L_barra) (L0*(1+L_barra));

%% Fórmulas caso particular
d_i=@(H_i, H_i_1, G_k_i) ( (H_i-H_i_1)*L_k / sqrt(G_k_i^2 + (H_i-H_i_1)^2)
);%14.64

e_i=@(H_i, H_i_1, G_k_i) ( ( 1 - G_k_i/(sqrt(G_k_i^2 + (H_i - H_i_1)^2 ) )
)*L_k );%14.65

G_k_i=@(X_i, X_i_1, w, Dx_i_1, x_A_i, x_A_i_1) ( J_k/2 +
X_i_1*H0*sinh(w*(Dx_i_1+x_A_i_1)/(X_i_1*H0)) - X_i*H0*sinh(w*x_A_i/(X_i*H0))
); %14.66//w's iguales
```

```

C_i_a=@(X_i_1, X_i, X_i_mas_1, G_k_i, G_k_i_mas_1, a_i, L0_i, d_0_i_mas_1,
d_0_i) ( (a_i/(L0_i^2)) * ( (X_i_mas_1-
X_i)*L_k/sqrt((G_k_i_mas_1/H0)^2+(X_i_mas_1-X_i)^2) - d_0_i_mas_1) - ( (X_i-
X_i_1)*L_k/sqrt((G_k_i/H0)^2+(X_i-X_i_1)^2) - d_0_i) ); %14.73 6a

```

```

C_i_b=@(X_i_1, X_i, X_i_mas_1, G_k_i, G_k_i_mas_1, h_i, L0_i, e_0_i_mas_1,
e_0_i) ( (h_i/(L0_i^2)) * ( (1 -
(G_k_i_mas_1/H0)/sqrt((G_k_i_mas_1/H0)^2+(X_i_mas_1-X_i)^2) ) *L_k -
e_0_i_mas_1) - ( (1 - (G_k_i/H0)/sqrt((G_k_i/H0)^2+(X_i-X_i_1)^2) ) *L_k -
e_0_i) ); %14.73 6b

```

```

C_i=@(X_i_1, X_i, X_i_mas_1, G_k_i, G_k_i_mas_1, a_i, h_i, L0_i, d_0_i_mas_1,
d_0_i, e_0_i_mas_1, e_0_i) (C_i_a(X_i_1, X_i, X_i_mas_1, G_k_i, G_k_i_mas_1,
a_i, L0_i, d_0_i_mas_1, d_0_i) + C_i_b(X_i_1, X_i, X_i_mas_1, G_k_i,
G_k_i_mas_1, a_i, L0_i, e_0_i_mas_1, e_0_i));

```

```

a=zeros(n,1);
h=zeros(n,1);
L1barras=zeros(n,1);
L2barras=zeros(n,1);
L0s=zeros(n,1);
L1=zeros(n,1);
L2=zeros(n,1);
x_As_2=zeros(n,1);
Ci=zeros(n,1);
G_k=zeros(n+1,1);
deltas_0=zeros(n+1,1);
epsilons_0=zeros(n+1,1);

```

```

for k=1:n
    a(k)=vanos_DxDy(k,1);
    h(k)=vanos_DxDy(k,2);
    L0s(k)=L0(a(k),h(k));
    L1barras(k)=L_barra(a(k), w1, H0, L0s(k));
    L2barras(k)=L_barra(a(k), w2, X(k)*H0, L0s(k));
    L1(k)=L(L0s(k), L1barras(k));
    L2(k)=L(L0s(k), L2barras(k));
    x_As_2(k)=x_A(a(k), h(k), X(k)*H0/w2);
end

```

```

%% G_k_i
for t=2:n
    G_k(t)=G_k_i( X(t), X(t-1), w2, a(t-1), x_As_2(t), x_As_2(t-1) );
end

```

```

G_k(1)=J_k/2-X(1)*H0*sinh(w2*x_As_2(1)/(X(1)*H0));
G_k(n+1)=J_k/2+X(n)*H0*sinh(w2*(a(n)+x_As_2(n))/(X(n)*H0));

```

```

%% desplazamientos INICIALES en aisladores de los extremos en EDS
G_k_1=(J_k/2-H0*sinh(w1*x_A(a(1), h(1), H0/w1)/H0));
deltas_0(1)=H0*L_k/sqrt( G_k_1^2 + H0^2 );%x_A inicial
epsilons_0(1)=L_k*( 1 - G_k_1 / sqrt( G_k_1^2 + H0^2 ) );

```

```

G_k_n_mas_1=( J_k/2 + H0*sinh( w1*(a(n) + x_A(a(n), h(n), H0/w1) )/H0 ) );

```

```

deltas_0(n+1)=-H0*L_k/sqrt(G_k_n_mas_1^2 + (-H0)^2);
epsilons_0(n+1)=L_k*( 1 - G_k_n_mas_1 / sqrt( G_k_n_mas_1^2 + (-H0)^2 ));

%% C_i Modificado
Ci(1)=(a(1)/(L0s(1)^2)) * ( ( (X(2)-X(1))*L_k/sqrt((G_k(2)/H0)^2 + (X(2)-X(1))^2) ) - ( X(1)*L_k/sqrt((G_k(1)/H0)^2 + X(1)^2)-deltas_0(1) ) ) +
(h(1)/(L0s(1)^2)) * ( ( 1 - (G_k(2)/H0)/sqrt((G_k(2)/H0)^2 + (X(2)-X(1))^2))*L_k ) - ( ( 1 - (G_k(1)/H0)/sqrt((G_k(1)/H0)^2 + X(1)^2))*L_k -
epsilons_0(1) );

Ci(n)=(a(n)/(L0s(n)^2)) * ( ( -X(n)*L_k/sqrt((G_k(n+1)/H0)^2 + (-X(n))^2) -
deltas_0(n+1) ) - ( (X(n)-X(n-1))*L_k/sqrt((G_k(n)/H0)^2 + (X(n)-X(n-1))^2) ) ) +
(h(n)/(L0s(n)^2)) * ( ( 1 - (G_k(n+1)/H0)/sqrt((G_k(n+1)/H0)^2 + (-X(n))^2))*L_k -
epsilons_0(n+1) ) - ( ( 1 - (G_k(n)/H0)/sqrt((G_k(n)/H0)^2 + (X(n)-X(n-1))^2))*L_k );

for i=2:n-1
    Ci(i)=C_i(X(i-1), X(i), X(i+1), G_k(i), G_k(i+1), a(i), h(i), L0s(i), 0,
0, 0, 0 );
end

%% d(i) y e(i)
for i=2:n
    d(i)=d_i(H0*X(i), H0*X(i-1), G_k(i));
    e(i)=e_i(H0*X(i), H0*X(i-1), G_k(i));
end
d(n+1)=d_i(0, H0*X(n), G_k(n+1));
d(1)=d_i(H0*X(1), 0, G_k(1));
e(n+1)=e_i(0, H0*X(n), G_k(n+1));
e(1)=e_i(H0*X(1), 0, G_k(1));

%% F(i)
for i=1:n
    F(i)=(L1barras(i)-L2barras(i)) +
(1+L1barras(i))*(H0/(a(i)*E*A))*(L2(i)*X(i)-L1(i)) + (1+L1barras(i))*et*(T2-
T1)-Ci(i);
end

end

```

E.2. Cálculo de la fuerza de arrancamiento

La siguiente rutina escrita en Matlab calcula el esfuerzo de arrancamiento para una torre de suspensión. Esto es necesario para estimar los costos de las fundaciones de las torres de suspensión.

```

function [A_r]=arranca(T_n,Lv,econ,ambiente)
%Esta función calcula el esfuerzo de arrancamiento a partir de: T_n (tensión normal: EDS); Lv (vano de viento); econ (diam. cg, ns, nc, flong, fcort, ftrans). Lo único que puede cambiar de una torre a otra es el vano de viento.

Dc=2*sqrt(S/pi); %mm

```

```

%transversal
T_cond=3*econ.nc*econ.ns*Dc*ambiente.Pviento_max*Lv*econ.ftrans*10^-3; %kg
T_cg=econ.Dcg*ambiente.Pviento_max*Lv*10^-3; %kg

%longitudinal
cort=T_n*econ.fcort; %kg
L=cort*econ.nc*econ.ns*econ.flong; %kg

%resultante de solicitaciones
P=sqrt((T_cond+T_cg)^2+L^2); %kg

%esfuerzo de arrancamiento
A_r=2.5*P*10^-3; %kg

end

```

E.3. Estimación de volumen de fundación

La siguiente rutina computa los volúmenes de hormigón, excavación y relleno para una fuerza de arrancamiento y un tipo de terreno dado.

```

function [R, E, H]=fund(A_r, ind)
%[R, E, H]=fund(A_r, ind) el valor de ind indica el tipo de suelo de la
fundación. Si ind=0, entonces se trata de un terreno normal firme. Si ind=1,
entonces se trata de un terreno blando

switch ind
case 1
%terreno normal firme
H = 3.4256 - 0.0784*A_r + 0.00386*A_r^2 - 0.00001*A_r^3; %m3
E = 2.9698 + 0.0993*A_r + 0.00641*A_r^2 - 0.00002*A_r^3; %m3
R = E-H; %m3

case 2
%terreno blando
H = -1.802 + 0.4768*A_r + 0.00035*A_r^2; %m3
E = 3.273 + 1.1664*A_r + 0.00809*A_r^2; %m3
R = E-H; %m3

end

```

E.4. Resistencias eléctricas para conductores de Aluminio

Estas rutinas calculan la resistencia óhmica por metro partir de la sección del conductor para conductores AAC y AAAC, respectivamente.

```

function [R_25 R_75] = r_AAC(S)
%this function returns the AAC resistances @ 25 and 75 °C as a function of S
[mm2]
R_25=0.030373*S^(-0.952963); %Ohm/m
R_75=0.038083*S^(-0.962514); %Ohm/m
end

```



```

function [R_25 R_75] = r_AAAC(S)
% [R_25 R_75] = r_AAAC(S) this function returns the AAAC resistances @ 25 and
75 °C as a function of S [mm2]
R_25=0.041132*S^(-0.984037); %Ohm/m
R_75=0.048433*S^(-0.985242); %Ohm/m
end

```

E.5. Carga de rotura de conductores de aluminio

Estas rutinas calculan las cargas de rotura en kgf para conductores AAC y AAAC, respectivamente, en función de sus sección.

```

function [rot] = rotura_AAC(S)
%this function returns the AAC breaking load as a function of S [mm2]
rot=11.240587*S+278.396089; %kg

```

end

```

function [rot] = rotura_AAAC(S)
%this function returns the AAAC breaking load as a function of S [mm2]
rot=22.111924*S+182.695492; %kg

```

end

E.6. Peso de conductores AAC y AAAC

Las siguientes rutinas calculan los pesos de los conductores AAC y AAAC, respectivamente, en función de su sección.

```

function [w] = peso_AAC(S)
%this function returns the AAC weight as a function of S [mm2]
w=0.002089*S-0.003226; %kg/m

```

end

```

function [w] = peso_AAAC(S)
%this function returns the AAAC weight as a function of S [mm2]
w=0.002062*S+0.005089; %kg/m

```

end

E.7. Cálculo Corona

A continuación se muestran las rutinas necesarias para el cálculo de gradientes superficiales para evitar llegar a gradientes superficiales cercanos al valor del gradiente disruptivo del aire.

E.7.1. Factores d_{ij}'

Esta rutina calcula los factores d_{ij}' a partir de las distancias entre conductores y sus respectivas alturas.

```
function [d] = dij_prima(d_ij, h_i, h_j)

b=0;
c=(h_j - h_i)^2 - d_ij^2;

x=(-b + sqrt(b^2 - 4*c))/2;

d=sqrt(x^2 + (h_i + h_j)^2);
end
```

E.7.2. Gradiente crítico rms

Esta rutina calcula el gradiente crítico para un conductor dadas las condiciones del conductor y datos ambientales.

```
function [E_peek] = grad_crit_rms(corona, sist, R)
%Encuentra gradiente crítico del aire en RMS. P: Presion del aire en Hgmm; T:
Temperatura del aire; m: factor de corrección; R: radio del subconductor (en
caso de fasciculado)
g0=29.8/sqrt(2);%KVrms/cm
d=0.393*corona.presion/(273+corona.Temp);

E_peek=g0*d*sist.m*(1+0.301/sqrt(d*R*100));
end
```

E.7.3. Cálculo de coeficientes de potencial p_{ii} y p_{ij}

Las siguientes rutinas computacionales calculan los coeficientes de potencial asociados a los conductores.

```
function [p_ii] = pii(hi,ri)
e0=8.854187*10^-12;
p_ii=(1/(2*pi*e0))*log(2*hi/ri);
end

function [p_ij] = pij(dij, dijp)
e0=8.854187*10^-12;
p_ij=(1/(2*pi*e0))*log(dijp/dij);
end
```

E.7.4. Método de Markt & Mengele

A continuación se presenta la rutina que implementa el método de Markt & Mengele para cálculo de gradientes superficiales.

```
function [maximum]=MM(D, H, Sec, sist, econ, r)
% This function calculates the surface gradient of a simple or bundle
conductor by Markt and Mengele's method (if bundled). r [cm] (subconductor
radius) s [cm] D [m] H [m]
```

```

e0=8.854187*10^-12;

%% Definición de parámetros y dimensiones
A=econ.s/(2*sin(pi/econ.ns));% Bundele radius [cm]
volt=sist.V*sqrt(1/3);
[m,z]=size(H);

if econ.ns==1
    r_eq=r/100; % r_eq en metros para poder entrar a pii, dado que H está
    también en metros
else
    r_eq=((econ.ns*r*A^(econ.ns-1))^(1/econ.ns))/100; % r_eq en metros
end

%% Confección de la matriz de coeficientes de potencial
P=zeros(m,m);
for j=1:1:m
    for k=1:1:m
        if j==k
            P(j,k)=pii(H(j), r_eq);
        else
            P(j,k)=pij(D(j,k), dij_prima(D(j,k), H(j), H(k)));
        end
    end
end

%% Confeccion del vector de tensiones
V=zeros(m,1);

for u=1:1:m
    if Sec(u)==1
        V(u,1)=volt;
    else if Sec(u)==2
        V(u,1)=volt*0.5*(-1-1*sqrt(3)*1i);
    else if Sec(u)==3
        V(u,1)=volt*0.5*(-1+1*sqrt(3)*1i);
    else if Sec(u)==0
        V(u,1)=0;
    end
end
end

%% Matriz de cargas
Q=P^(-1)*V;
Q_abs=zeros(m,1);
for y=1:1:m
    Q_abs(y,1)=abs(Q(y,1));
end

%% Gradientes superficiales promedio
E_avg=Q_abs.*(1/(2*pi*e0*econ.ns*r)); % kV/cm

```

```

%% Gradiente máximo de los promedios de cada conductor
maximum=max(E_avg);

end

```

E.8. Cálculo Térmico

Las rutinas que se muestran a continuación están basadas en la norma IEEE 738 para cálculo térmico de conductores desnudos.

E.8.1. Cálculo de las características del aire

```

function [uf,pf,kf] = AIRE(ta,tc,He)
%This function returns the dynamic viscosity, density and thermal
%conductivity of air

T_film=(tc+ta)/2;

uf=1.458*(10^(-6))*((T_film+273)^1.5)/(T_film+383.4);

pf=(1.293 - 1.525*He*(10^(-4)) + 6.379*(He^2)*(10^(-9)))/(1+0.00367*T_film);

kf=2.424*10^-2+7.477*10^-5*T_film-4.407*10^-9*T_film^2;

end

%tc    conductor temperature           °C
%ta    ambient air temperature         °C
%He    elevation of conductor above sea level    m

```

E.8.2. Pérdidas de calor por convección

Esta rutina calcula el calor que emana por convección del conductor.

```

function [qc,ind] = Q_C(D,vw,pf,uf,kf,phi,tc,ta)
%This function finds the forced convection heat loss rate.

x=deg2rad(phi);
kangle=1.194-cos(x)+0.194*cos(2*x)+0.368*sin(2*x);

qc1=(1.01+0.0372*(D*pf*vw/uf)^0.52)*kf*kangle*(tc-ta);
qc2=(0.0119*(D*pf*vw/uf)^0.6)*kf*kangle*(tc-ta);
qcn=0.0205*pf^0.5*D^0.75*(tc-ta)^1.25;

qc=max([qc1, qc2, qcn]);

if qc1>=qc2 && qc1>=qcn
    ind=1;
end
if qc2>=qc1 && qc2>=qcn
    ind=2;
end

```

```

if qcn>=qc1 && qcn>=qc2
    ind=3;
end

end

%D    conductor diameter                mm
%vw   speed of air stream at conductor  m/s
%pf   density of air                    kg/m3
%uf   dynamic viscosity of air          Pa-s
%kf   thermal conductivity of air at temperature T_film W/(m-°C)
%phi  angle between wind direction and axis of conductor degrees
%tc   conductor temperature              °C
%ta   ambient air temperature            °C

```

E.8.3. Pérdidas por calor radiado

Esta rutina calcula el calor que emana del conductor por radiación.

```

function [qr] = Q_R(D,e,tc,ta)
%This function calculates the radiated heat loss

qr=0.0178*D*e*((tc+273)/100)^4-((ta+273)/100)^4);

end

```

```

%D    conductor diameter                mm
%e    emissivity (0.23 to 0.91)         --
%tc   conductor temperature              °C
%ta   ambient air temperature            °C

```

E.8.4. Tasa de calor radiado

Esta rutina calcula la tasa de calor radiado por el conductor.

```

function [qs] = Q_S(alpha,D,Hc,Zc,Zl,He,atmosphere)
%This function calculates the radiated heat loss rate

coeffs=zeros(2,7);
coeffs(1,:)=[-42.2391, 63.8044, -1.9220, 3.46921*10^-2, -3.61118*10^-4,
1.94318*10^-6, -4.07608*10^-9];
coeffs(2,:)=[53.1821, 14.2110, 6.6138*10^-1, -3.1658*10^-2, 5.4654*10^-4, -
4.3446*10^-6, 1.3236*10^-8];

aux=[1; Hc; Hc^2; Hc^3; Hc^4; Hc^5; Hc^6];

if atmosphere==0 %CLEAR
    Qs=coeffs(1,:)*aux;
end
if atmosphere==1 %INDUSTRIAL
    Qs=coeffs(2,:)*aux;
end

```

```
Ksolar=1 + 1.148*10^-4*He - 1.108*10^-8*He^2;
```

```
Qse=Ksolar*Qs;
```

```
Hc_rad=pi*Hc/180;
```

```
Zc_rad=pi*Zc/180;
```

```
Zl_rad=pi*Zl/180;
```

```
theta=acos(cos(Hc_rad)*cos(Zc_rad-Zl_rad));
```

```
Aprima=D/1000;
```

```
qs=alpha*Qse*sin(theta)*Aprima;
```

```
end
```

```
%alpha      solar absorptivity (0.23 to 0.91)      --
%Qse        total solar and sky radiated heat flux rate  W/m2
%           elevation corrected
%Aprima     Projected area of conductor per unit length  m2/m
%Hc         altitude of sun                          degrees
%Zc         azimuth of sun                            degrees
%Zl         azimuth of line                           degrees
%theta      effective angle of incidence of the sun's rays  degrees
%atmosphere atmospheric clarity                       --
%He         elevation of conductor above sea level      m
```

E.8.5. Resistencia a distintas temperaturas

Esta función establece una aproximación lineal para encontrar el valor de la resistencia de un conductor a partir de dos datos de resistencia para ciertas temperaturas (a 25°C y a 75°C).

```
function [r] = R(tc,R_t_high,R_t_low,t_high,t_low)
%This function establishes a linear approximation between 2 resistance
%values @ different temperatures
```

```
r=((R_t_high-R_t_low)/(t_high-t_low))*(tc-t_low)+(R_t_low);
```

```
end
```

```
%tc         conductor temperature                  °C
%t_low      minimum conductor temperature for which ac  °C
%           resistance is specificated
%t_high     maximum conductor temperature for which ac  °C
%           resistance is specificated
%R_t_low    electrical resistance @t_low              ohm/m
%R_t_high   electrical resistance @t_high            ohm/m
```

E.8.6. Cálculo estacionario de temperatura

Esta función calcula la temperatura de un conductor en estado estacionario para cierta corriente y ciertas condiciones ambientales mediante el algoritmo de Newton-Raphson.

```
function [tc] = SSCT_opt(S,ambiente,I,indice)
%This function returns the conductor steady-state temperature given a current.
Asume r_25 y r_75

%% data
vw=ambiente.vw(indice);
e=ambiente.e;
alpha=ambiente.alpha;
ta=ambiente.Tamb(indice);
atmosphere=ambiente.tipo_atm;

phi=ambiente.phi;
Zl=ambiente.Zl;
He=ambiente.asnm;
Lat=ambiente.lat;

[R_t_low, R_t_high]=r_AAAC(S);
t_high=75;
t_low=25;
D=2*sqrt(S/pi);

hora=ambiente.hora;
N=ambiente.N;

[Hc, Zc] = SUN(Lat,hora,N);

%% Newton's Method

kangle = (1.194-
cos(degtorad(phi))+0.194*cos(2*degtorad(phi))+0.368*sin(2*degtorad(phi)));
kqr = 0.0178*D*e^4/100;
t_test=ta;

while(true)
    t_ini=t_test;

    [uf,pf,kf] = AIRE(ta,t_test,He);
    kqc1 = (1.01+0.0372*(D*pf*vw/uf)^0.52)*kf*kangle;
    kqc2 = (0.0119*(D*pf*vw/uf)^0.6)*kf*kangle;
    kqcn = 0.0205*pf^0.5*D^0.75*1.25;

    [qc,ind] = Q_C(D,vw,pf,uf,kf,phi,t_test,ta);
    qr = Q_R(D,e,t_test,ta);
    qs = Q_S(alpha,D,Hc,Zc,Zl,He,atmosphere);
    r = R(t_test,R_t_high,R_t_low,t_high,t_low);

    if ind==1
        t_test = t_test - (qc+qr-qs-r*I^2)/(kqc1 + kqr*((t_test+273)/100)^3 +
I^2*((R_t_high-R_t_low)/(t_high-t_low)));
```

```

end

if ind==2
    t_test = t_test - (qc+qr-qs-r*I^2)/(kqc2 + kqr*((t_test+273)/100)^3 +
I^2*((R_t_high-R_t_low)/(t_high-t_low)));
end

if ind==3
    t_test = t_test - (qc+qr-qs-r*I^2)/(kqcn + kqr*((t_test+273)/100)^3 +
I^2*((R_t_high-R_t_low)/(t_high-t_low)));
end

t_fin=t_test;

if abs(t_ini - t_fin)<=0.001
    break
end
end

tc=t_fin;

end

```

E.8.7. Parámetros solares

Esta función calcula algunos parámetros solares necesarios para el cálculo térmico de conductores desnudos.

```

function [Hc, Zc] = SUN(Lat,hora,N)
%This function returns the altitude and the azimuth of the sun.
%Choose hour from 0 to 23. Choose a day number

w=(15*hora-12*15);
w_rad=degtorad(w);
Lat_rad=degtorad(Lat);
d_rad=degtorad(23.4583*sin(degtorad((284+N)*360/365)));
X=sin(w_rad)/(sin(Lat_rad)*cos(w_rad)-cos(Lat_rad)*tan(d_rad));

if w>=-180 && w<0
    if X>=0
        C=0;
    else
        C=180;
    end
else if w>=0 && w<=180
    if X>=0
        C=180;
    else
        C=360;
    end
end
end

```



```

%altitude
Hc=radtodeg(asin(cos(Lat_rad)*cos(d_rad)*cos(w_rad)+sin(Lat_rad)*sin(d_rad)));

%azimuth
Zc=C+radtodeg(atan(X));

end

%Lat degrees of latitude degrees
%hora hour of the day --
%N day number in the year --

```

E.9. Cálculo de distancias de seguridad

Para efectuar las verificaciones de distancias mínimas de seguridad de la línea se generaron las siguientes rutinas computacionales.

E.9.1. Curva de catenarias en un tramo de suspensión

La siguiente función determina la posición del conductor más bajo en la línea de forma continua. Esto es necesario para poder, posteriormente, verificar las distancias mínimas a tierra que deben cumplir los conductores

```

function [h] = catenarias_n(x, g_handle, d, e, H, w, x_torres, susp, ancl,
sist, aislador)
% Ahora X_T es vector!!
% m_XT TODAS LAS TORRES, m_XT-1 vanos

c=H./w;
[m_XT, n_XT]=size(x_torres);

vanos=zeros(m_XT-1, 2);

for i=1:1:m_XT-1
    vanos(i,:) = [(x_torres(i+1)+d(i+1))-(x_torres(i)+d(i))
(g_handle(x_torres(i+1))+susp.h_cruceta-aislador.largo+e(i+1))-
(g_handle(x_torres(i))+ancl.h_cruceta-aislador.largo+e(i))];
end

for i=1:1:m_XT-1
    [xA(i) yA(i)] = point_xy_c(vanos(i,1), vanos(i,2), c(i));
end

cat_cell=cell(m_XT-1);

for i=1:1:m_XT-1
    cat_cell(i) = {@(x) c(i)*cosh((x+xA(i)-d(i)-x_torres(i))/c(i))-
yA(i)+g_handle(x_torres(i))+ancl.h_cruceta+e(i)-aislador.largo);
end

```

```

h=100;

for i=1:1:m_XT-1

if x >= x_torres(i) + d(i) && x <= x_torres(i+1) + d(i+1)
    h = cat_cell{i}(x);
end

end

```

E.9.2. Flecha aparente

La siguiente función calcula la flecha aparente de los conductores ya que en la norma chilena de corrientes fuertes se usa en algunas fórmulas matemáticas.

```

function flecha=f_aparente(dx, dy, H, w)
c=H/w;

[x_a y_a] = point_xy_c(dx, dy, c);
x_b=x_a+dx;
y_b=c*cosh((x_b)/c);

m=(y_b-y_a)/(x_b-x_a);
n=y_a-m*x_a;

x_f=fsolve(@(x) (sinh(x/c)-m), (x_a+x_b)/2);

flecha=(m*x_f+n)-c*cosh(x_f/c);

end

```

E.9.3. Curva del terreno

Esta función calcula, mediante una interpolación lineal, el perfil de terreno a partir de los puntos dados como dato. Esta rutina es usada posteriormente para computar las distancias fase tierra.

```

function h=terreno_2(x, array)
[p,q]=size(array);

for i=1:p-1
    x_i=array(i,1);
    x_d=array(i+1,1);
    if x>=x_i && x<=x_d
        m=(array(i+1,2)-array(i,2))/(array(i+1,1)-array(i,1));
        n=array(i,2)-m*array(i,1);
        h=m*x+n;
    end
end

if x<array(1,1) || x>array(p,1)

```

```

        h=0;
    end

end

```

E.9.4. Distancia mínima entre conductor y tierra

Esta función revisa cada 4 metros la distancia entre el conductor más bajo y tierra y se queda con el valor mínimo. Este valor mínimo no debería ser menor que el establecido por la norma.

```

function [d_min pto_x]=minimo(c_handle,g_handle,lb,ub)

d_min=1000;
for x=ceil(lb):4:floor(ub)
    d=feval(c_handle,x)-feval(g_handle,x);
    if d_min>d
        d_min=d;
        pto_x=x;
    end
end

end

end

```

E.10. Programa principal

Este código realiza los procedimientos explicados en el Capítulo 4.

```

%% 0a.- Leer modelo de terreno
load('terreno_plano.mat');
g_handle=@(x) terreno_2(x,array_terreno);

%% 0b.- Leer datos desde Excel
file='Planilla_Entrada.xlsx';
PG=xlsread(file, 'Parámetros generales', 'B:B');
col_B=PG(1:19,1);
col_E=PG(21:24,1);
col_H=PG(26:27,1);
col_K=PG(29:30,1);
col_J=PG(32:34,1);
col_L=PG(36:60,1);
torres=xlsread(file, 'Torres', 'C3:W4');
susp_dat=torres(1,1:7);
ancl_dat=torres(2,1:7);
susp.dist=torres(1,8:13); %% OJO CON ESTAS COSAS QUE HE CAMBIADO
ancl.dist=torres(2,8:13);
susp.h_p0=torres(1,14:17); %alturas de los ptos de amarre en susp con p0
susp.h_p1=torres(1,18:21); %alturas de los ptos de amarre en anclaje con p1
ancl.h_p0=torres(2,14:17); %alturas de los ptos de amarre en susp con p0
ancl.h_p1=torres(2,18:21); %alturas de los ptos de amarre en anclaje con p1
ASA=xlsread(file, 'ASA', 'H3:N10');
ASSA=xlsread(file, 'ASSA', 'I3:Q18');

```

```

ASSSA=xlsread(file, 'ASSSA', 'J3:T34');
ASSSSA=xlsread(file, 'ASSSSA', 'K3:W66');
ASSSSSA=xlsread(file, 'ASSSSSA', 'L3:Z130');
ASSSSSSA=xlsread(file, 'ASSSSSSA', 'M3:AC258');
comb.alturas=zeros(6,2^8,8);
comb.pesos=zeros(6,2^8,8);
comb.alturas_1=ASA(:,1:3);
comb.alturas_2=ASSA(:,1:4);
comb.alturas_3=ASSSSA(:,1:5);
comb.alturas_4=ASSSSSA(:,1:6);
comb.alturas_5=ASSSSSSA(:,1:7);
comb.alturas_6=ASSSSSSSA(:,1:8);
comb.pesos_1=ASA(:,5:7);
comb.pesos_2=ASSA(:,6:9);
comb.pesos_3=ASSSSA(:,7:11);
comb.pesos_4=ASSSSSA(:,8:13);
comb.pesos_5=ASSSSSSA(:,9:15);
comb.pesos_6=ASSSSSSSA(:,10:17);

%% 1a.- Definición de parámetros sistémicos
sist.max_perd=0.03; % porcentaje de pérdidas
máximo tolerado
sist.costo_E=120; %USD/MWh
sist.MW=col_E(1); %P a transmitir [MW]
sist.fp=col_E(2); %Factor de potencia
sist.V=col_E(3); %Tensión ff[kV]
sist.m=col_E(4); %Coef edo cond
sist.Irms=sist.MW*1000/(sist.fp*sqrt(3)*sist.V); %[A] POR FASE
sist.L_tramo=900; %Largo tramo susp [m]

%% 1b.- Parámetros ambientales
ambiente.asnm=col_B(1); %ASNM [m]
ambiente.Tamb(1)=col_B(2); %T. media [°C]
ambiente.Tamb(2)=col_B(3); %T. max [°C]
ambiente.Tamb(3)=col_B(4); %T. hielo
ambiente.e_hielo=col_B(5); %Espesor manguito [mm]
ambiente.Pviento_max=col_B(6); %P. viento máx. [kg/m2]
ambiente.Pviento_hielo=col_B(7); %P. viento máx. [kg/m2]

ambiente.vw(1)=col_B(8); %Vel. viento media [m/s]
ambiente.vw(2)=col_B(9); %Vel. viento f. máx [m/s]
ambiente.vw(3)=col_B(10); %Vel. viento hielo [m/s]
ambiente.phi=col_B(11); %Ángulo viento - eje linea
ambiente.lat=col_B(12); %Latitud de la linea
ambiente.e=col_B(13);
ambiente.alpha=col_B(14);
ambiente.tipo_atm=col_B(15); %0=Limpia; 1=Industrial
ambiente.hora=col_B(16); %Hora 0-23
ambiente.Zl=col_B(17); %0->N-S, 90->O-E
ambiente.N=col_B(18); %Dia año. 12/1=12 12/2=43

ambiente.suelo=col_B(19); %Tipo de suelo. 0=terreno
normal firme. 1=terreno blando.

```

```

%% 1c.- Parámetros AAAC
AAAC.E=col_H(1); % [kg/mm]
AAAC.et=col_H(2); % [1/°C]

%% 1d.- Parámetros cadenas de aisladores y de torres
% aislador
aislador.largo=col_K(1); %Largo cadena aisladores
[m]
aislador.peso=col_K(2); % [kg]

%anclaje 22A30.1
% ancl.h_cruceta=ancl_dat(1); %Altura suelo-pto. giro
cadena [m]
% ancl.peso=ancl_dat(2); % [kg]
ancl.Tl=ancl_dat(5); % [kgf]
ancl.Tt=ancl_dat(6); % [kgf]
ancl.Tv=ancl_dat(7); % [kgf]

%suspensión 22A7.1
% susp.h_cruceta=susp_dat(1); %Altura suelo-pto. giro
cadena [m]
% susp.peso=susp_dat(2); % [kg]
susp.Tl=susp_dat(5); % [kgf] CORTADURA. Sólo en
un conductor
susp.Tt=susp_dat(6); % [kgf]
susp.Tv=susp_dat(7); % [kgf]

%% 1e.- Parámetros económicos
econ.dolar=col_L(1); % [CLP]
econ.conductor=col_L(2); % [US$/kg]
econ.torres=col_L(3); % [US$/kg]
econ.fund=col_L(4); % [US$/m3] de hormigón
econ.cg=col_L(5); % [US$/km]
econ.mpt=col_L(6); % [US$/estructura]
econ.cadena_susp=col_L(7); % [US$/cadena]
econ.cadena_ancl=col_L(8); % [US$/cadena]
econ.f_planta=col_L(9); %
econ.manten=col_L(10); % [% de la inversión]
econ.otros=col_L(11); % [% de la inversión]
econ.perdidas=col_L(12); % [% de la potencia activa
transportada]
econ.tasa=col_L(13); % []
econ.vida=col_L(14); % [años de vida útil]
econ.cmgE=col_L(15); % [US$/MWh]
econ.cmgP=col_L(16); % [US$/kW/mes]
econ.ns=col_L(17); % número de subconductores
por fase
econ.fcort=col_L(18); %factor de cortadura en
°/1 para efectos de cálculo de fundación. Refleja disminución de la tensión en
el vano
econ.flong=col_L(19); %factor de seguridad para
la tensión de cortadura para efectos del cálculo de la fundación
econ.ftrans=col_L(20); %factor de seguridad para
cargas transversales para efectos del cálculo de fundaciones

```

```

econ.Dcg=col_L(21); %Diámetro del "alambre de
tierra" (en honor a A. León)
econ.nc=col_L(22); %Número de circuitos
econ.s=col_L(23); %espaciamiento entre
subconductores
econ.d_cond_min=col_L(24); %mínima distancia entre
conductres de fase en la torre
econ.L_total=col_L(25); %Largo total de la linea
en km

%% 1f.- Parámetros para el cálculo de corona
D=zeros(4,4); %matriz de distancias
entre todos los conductores
aux=0;
for i=1:1:3
    for j=i:1:3
        D(i, j+1)=susp.dist(1+aux); %llenado de la matriz de
distancias solo en un sector
        aux=aux+1;
    end
end
D=D'+D; %llenado completo de la
matriz copiando el sector llenado en el faltante ya que es simétrica
susp.D=D;

corona.presion=col_J(1); %Presión de aire en la
instalación [mm Hg]
corona.Temp=col_J(2); %Temperatura en °C
corona.g0=col_J(3); %gradiente disruptivo del
aire [kV punta/cm]

%% Diferentes combinaciones de patas para distinto número de torres de
suspensión entre anclajes
max_susp=6; %máximo número de
suspensiones a intentar
best_combs=ones(max_susp,2).*Inf; %mejor combinación
para cada número de susp entre anclajes y su respectivo costo
best_best=ones(1,3).*Inf; %mejor numero de
susp,mejor comb,mejor fval
% options = optimset('Display','on','TolFun',1e-3,...
% 'TolCon',1e-3,'TolX',1e-5,'MaxFunEvals',7000,...
% 'MaxIter', 800);

options = optimset ('Algorithm', 'sqp', 'TolFun', 1e-3,...
'TolCon', 1e-2, 'TolX', 1e-3, 'MaxFunEvals', 1500,...
'MaxIter', 700, 'ScaleProblem', 'none');

for i=1:max_susp %i número de suspensiones
    i
    switch i
        case 1
            alturas_matrix=comb.alturas_1;
            pesos_matrix=comb.pesos_1;
        case 2

```

```

        alturas_matrix=comb.alturas_2;
        pesos_matrix=comb.pesos_2;
    case 3
        alturas_matrix=comb.alturas_3;
        pesos_matrix=comb.pesos_3;
    case 4
        alturas_matrix=comb.alturas_4;
        pesos_matrix=comb.pesos_4;
    case 5
        alturas_matrix=comb.alturas_5;
        pesos_matrix=comb.pesos_5;
    case 6
        alturas_matrix=comb.alturas_6;
        pesos_matrix=comb.pesos_6;
end

%x0
x0=zeros(i+2,1);
for aux=1:i
    x0(aux)=aux*sist.L_tramo/(i+1);           %[m] punto de partida para
la posición de cada susp
end
x0(i+1)=300;
x0(i+2)=600;

%lb
lb=zeros(i+2,1);
for aux=1:i
    lb(aux)=10*aux;
end
lb(i+1)=20;
lb(i+2)=100;

%ub
ub=zeros(i+2,1);
aux_var=zeros(i,1);
for aux=1:i
    aux_var(aux)=sist.L_tramo-aux*10;        %por facilidad de índices
se completa primero en sentido contrario el arreglo y luego se flipa
end
aux_var2=flipud(aux_var);
for aux=1:i
    ub(aux)=aux_var2(aux);
end
ub(i+1)=700;
ub(i+2)=5000;

for j=1:2^(i+2)                               %Aquí recorre las
posibilidades con un número de torres de susp. dado
    j
    alturas=alturas_matrix(j,:);
    pesos=pesos_matrix(j,:);
    [x,fval,exitflag,output,lambda]=fmincon(@(x)
f(x,sist,ambiente,aislador,ancl,susp,AAAC,econ,corona,g_handle,alturas,pesos),

```

```

x0, [], [], [], [], lb, ub, @(x)
constraints(x, sist, ambiente, aislador, ancl, susp, AAAC, econ, corona, g_handle, alturas), options);
    if exitflag>=1
        if fval<best_combs(i,2)
            best_combs(i,1)=j;
            best_combs(i,2)=fval;
        end
    end
end

if best_combs(i,2)<best_best(1,3);
    best_best(1,3)=best_combs(i,2);
    best_best(1,2)=best_combs(i,1);
    best_best(1,1)=i;
end
end

```

E.10.1. Restricciones

Este código sirve al programa principal en el cálculo de las restricciones

```

function [c, ceq] =
constraints(x, sist, ambiente, aislador, ancl, susp, AAAC, econ, corona, g_handle, alturas)
[m]=size(x,1);
ceq=zeros(1,m-2);
c=zeros(1,7*m-5);
ns=econ.ns;
%VER ARRAY_TERRNO

%% Identificación de variables de optimización
x_torres=zeros(m,1); %la posición de TODAS las torres
x_torres(2:m-1)=x(1:m-2); %torres de suspensión
x_torres(m)=sist.L_tramo; %última torre
S=x(m-1); %sección del conductor mm2
Heds=x(m); %Tensión horizontal del conductor kg

%% vanos eds (NOMINALES) y distancias entre apoyos
vanos=zeros(m-1,2);
for i=1:1:m-1
    vanos(i,:)=[x_torres(i+1)-x_torres(i)
    (g_handle(x_torres(i+1))+alturas(i+1)-aislador.largo)-
    (g_handle(x_torres(i))+alturas(i)-aislador.largo)];
end
d_sqrt=zeros(m-1,1);
for i=1:1:m-1
    d_sqrt(i)=sqrt(vanos(i,1)^2 + vanos(i,2)^2); %distancias en línea recta entre apoyos
end

```



```

%% Restricción de tensión EDS
c(1)=Heds-0.2*rotura_AAAC(S);

%% Cálculo de las temperaturas del conductor a diferentes Tamb
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Tc con Tamb=10°C%
Tc_10 = SSCT_opt(S,ambiente,sist.Irms/ns,1)
%Tc con Tamb=30°C%
Tc_30 = SSCT_opt(S,ambiente,sist.Irms/ns,2)
%Tc con Tamb=-10°C%
Tc_m10 = SSCT_opt(S,ambiente,sist.Irms/ns,3)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
vanos
x
%% Parámetros "constantes"
w1=peso_AAAC(S);
Dc=2*sqrt(S/pi);
L_k=aislador.largo;
J_k=aislador.peso;
E=AAAC.E;
et=AAAC.et;
A=S;
T1=Tc_10;
unos=ones(m-1,1);

%% Restricción distancia al suelo en hipótesis de flecha máxima
X0_fm=0.8.*unos;
w2=w1;
T2=Tc_30;
p=[w1;w2;E;et;A;Heds;L_k;J_k;T2;T1];

H_fm=fsolve(@(H2) (NLS_7_nn(H2,p,vanos,ns)),X0_fm)

[F_fm,d,e]=NLS_7_nn(H_fm,p,vanos,ns);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%verificación del supuesto de que los aisladores cuelgan verticales en la
%condicion inicial. Son m-2 restricciones (m torres, 2 anclajes, luego m-2
%suspensiones)..
p_check=[w1;w1;E;et;A;Heds;L_k;J_k;T1;T1];
[F_check,d_check,e_check]=NLS_7_nn(unos,p_check,vanos,ns);
for i=1:1:m-2
    ceq(i)=e_check(i+1);
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%g_handle=@(x) terreno_2(x,array_terreno);
c_handle=@(x) catenarias_n(x,g_handle,d,e,H_fm.*Heds,w1,x_torres,susp,
ancl,sist,aislador,alturas);
c(2)=6.5+0.006*sist.V-minimo(c_handle,g_handle,0,sist.L_tramo);
%c(2)=14-minimo(c_handle,g_handle,0,sist.L_tramo)

```

```

%% Restricción de tensión máxima sobre el conductor en hipotesis de hielo
(sobrecarga y temperatura desfavorable)
X0_hielo=1.9.*unos;

peso_hielo=pi*((Dc/2+ambiente.e_hielo)^2-(Dc/2)^2)*1e-3; % el peso esta
incluido en el 1e-3
D_con_hielo=(Dc+2*ambiente.e_hielo)/1000; % Diámetro del conductor con hielo
EN METROS
w2_hielo=sqrt((w1+peso_hielo)^2+((D_con_hielo)*ambiente.Pviento_hielo)^2);
T2_hielo=Tc_m10;
T1=Tc_10;

p_hielo=[w1;w2_hielo;E;et;A;Heds;L_k;J_k;T2_hielo;T1];

H_h=fsolve(@(H2) (NLS_7_nn(H2,p_hielo,vanos,ns)),X0_hielo)

for i=1:1:m-1
    c(2+i)=H_h(i)*Heds-0.5*rotura_AAAC(S); %H_h < 0.5 rotura
end

% c(3)=H_h(1)*Heds-0.5*rotura_AAAC(S); %H_h < 0.5 rotura
% c(4)=H_h(2)*Heds-0.5*rotura_AAAC(S);
% c(5)=H_h(3)*Heds-0.5*rotura_AAAC(S);

%% Verificación del Up Lifting y peso en suspensiones con hielo (SOLO PESOS,
sin acción del viento)
w2_hielo_2=w1+peso_hielo;
p_hielo_2=[w1;w2_hielo_2;E;et;A;Heds;L_k;J_k;T2_hielo;T1];
[F_h,d_h,e_h,Gk_h]=NLS_7_UL_nn(H_h,p_hielo_2,vanos,ns);

for i=1:1:m-2
    c(3+m-2+i)=-Gk_h(i+1); %Gk_h > 0
    c(3+2*(m-2)+i)=Gk_h(i+1)-susp.Tv; %Gk_h < peso máximo
end

% c(6)=-Gk_h(2); %Gk_h > 0
% c(7)=Gk_h(2)-susp.Tv; %Gk_h < peso máximo
%
% c(8)=-Gk_h(3); %Gk_h > 0
% c(9)=Gk_h(3)-susp.Tv; %Gk_h < peso máximo

%% Verificación de fuerzas máximas transversales en suspensiones para máxima
carga de viento considerando EDS
Ws=zeros(m-2,1); %Wind spans
for i=1:1:m-2
    Ws(i)=d_sqrt(i)/2 + d_sqrt(i+1)/2; %Wind spans
end

% Ws_s1=d_sqrt(1)/2 + d_sqrt(2)/2;%Wind span 1
% Ws_s2=d_sqrt(2)/2 + d_sqrt(3)/2;%Wind span 2

```

```

FT=zeros(m-2,1); %Fuerzas transversales

for i=1:1:m-2
    FT(i)=ns*(Dc/1000)*ambiente.Pviento_max*Ws(i); %Fuerza transversal en la
suspensión i considerando todos los subconductores de la fase
end

% FT_s1=ns*(Dc/1000)*ambiente.Pviento_max*Ws_s1; %Fuerza transversal en la
suspensión 1 considerando todos los subconductores de la fase
% FT_s2=ns*(Dc/1000)*ambiente.Pviento_max*Ws_s2; %Fuerza transversal en la
suspensión 2 considerando todos los subconductores de la fase

for i=1:1:m-2
    c(3+3*(m-2)+i)=FT(i)-susp.Tt; %Fuerza transversal sobre
el apoyo < FT soportada
end

% c(10)=FT_s1-susp.Tt;
% c(11)=FT_s2-susp.Tt;

%% Verificación de las fuerzas máximas longitudinales en las torres de anclaje
% for i=1:1:2 %2 anclajes
%     c(3+4*(m-2)+i)=H_h(i)*Heds-anclaje.Tl; %H_h < Tensión máx Longituinal
soportada por el anclaje
% end

c(3+4*(m-2)+1)=econ.ns*H_h(1)*Heds-ancl.Tl; %H_h < Tensión máx
Longituinal soportada por el anclaje inicial
c(3+4*(m-2)+2)=econ.ns*H_h(m-1)*Heds-ancl.Tl; %H_h < Tensión máx
Longituinal soportada por el anclaje final

% c(12)=H_h(1)*Heds-anclaje.Tl; %H_h < Tensión máx Longituinal soportada por
el anclaje
% c(13)=H_h(3)*Heds-anclaje.Tl; %H_h < Tensión máx Longituinal soportada por
el anclaje

%% distancias mínimas entre conductores para flecha máxima
f_a=zeros(m-1,1);

for i=1:1:m-1
    f_a(i)=f_aparente(x_torres(i+1)-x_torres(i)-d(i)+d(i+1),
(g_handle(x_torres(i+1))+alturas(i+1)+e(i+1))-(g_handle(x_torres(i))-
alturas(i)+e(i)), H_fm(i)*Heds, w1);
end

% f_a_1=f_aparente(x(1)-d(1)+d(2), g_handle(x(1))-g_handle(0)-e(1)+e(2),
H_fm(1)*Heds, w1);
% f_a_2=f_aparente(x(2)-x(1)-d(2)+d(3), g_handle(x(2))-g_handle(x(1))-
e(2)+e(3), H_fm(2)*Heds, w1);

```

```

% f_a_3=f_aparente(sist.L_tramo-x(2)-d(3)+d(4), g_handle(sist.L_tramo)-
g_handle(x(2))-e(3)+e(4),H_fm(3)*Heds, w1);

for i=1:1:m-1
    c(3+4*(m-2)+2+i)=0.6*sqrt(f_a(i))+sist.V/130+0.5*aislador.largo-5.025;
end

% c(14)=0.6*sqrt(f_a_1)+sist.V/130+0.5*aislador.largo-5.025;
% c(15)=0.6*sqrt(f_a_2)+sist.V/130+0.5*aislador.largo-5.025;
% c(16)=0.6*sqrt(f_a_3)+sist.V/130+0.5*aislador.largo-5.025;

%% Temperatura máxima del conductor
%c(17)
c(3+4*(m-2)+2+m-1+1)=Tc_30-90;

%% Verificacion de corona
%c(18)
c(3+4*(m-2)+2+m-1+2)=MM(susp.D, susp.h_p0', [0 1 2 3], sist, econ, sqrt(S/pi))
- grad_crit_rms(corona, sist, Dc/2);

%% restricción de pérdidas de energía EDS
%Como la distancia total del conductor es aproximadamente igual al largo de
%los vanos se decide ocupar esto en vez del engorroso cálculo del largo
%real del conductor para efectos de calcular las pérdidas Joule en la
%temperatura EDS
L_vanos=0;
for i=1:m-1
    L_vanos=L_vanos+sqrt(vanos(i,1)^2+vanos(i,2)^2);
end

[R_25 R_75]=r_AAAC(S);
Resist=R(Tc_10, R_75, R_25, 75, 25); %ohm/m
q_joule=ns*3*(sist.Irms/ns)^2*Resist; % W/m %2 subconductores 3 fases
%c(19)
c(3+4*(m-2)+2+m-1+3)=(q_joule*L_vanos)/1000000 -
econ.perdidas*sist.L_tramo/(econ.L_total*1000)*sist.MW;

%% Restricciones prácticas
for i=1:1:m-2 %m-2 número de suspensiones en el tramo
    c(3+4*(m-2)+2+m-1+3+i)=x_torres(i)-x_torres(i+1);
end

%c(20)=x(1)-x(2);

for i=1:1:m-2
    c(3+5*(m-2)+2+m-1+3+i)=x_torres(i)-x_torres(i+1)+40;
end

%c(21)=x(1)-x(2)+20;

```

```

%% Verificación de pesos máximos en anclajes
c(3+6*(m-2)+2+m-1+3+1)=Gk_h(1)+Gk_h(m)-ancl.Tv;

%% Verificación fuerzas transversales en anclajes
Ws_ancl=d_sqrt(1)/2+d_sqrt(m-1)/2;

FT_ancl=ns*(Dc/1000)*ambiente.Pviento_max*Ws_ancl;

c(3+6*(m-2)+2+m-1+3+2)=FT_ancl-ancl.Tt;

```

E.10.2. Función objetivo

Este código sirve al programa principal en el cálculo de la función de costos.

```

function [F]=f(x,sist,ambiente,aislador,ancl,susp,AAAC,econ,corona, g_handle,
alturas, pesos)
%% Identificación de variables de optimización
% m: n° de variables de optimizacion. Las 2 ultimas no son torres de susp.
%Por lo tanto, m correspondería implícitamente al numero total de torres,
%suspension mas anclaje; y m-2 corresponde al número de torres de
%suspension
[m]=size(x,1);
x_torres=zeros(m,1);
x_torres(2:m-1)=x(1:m-2);
x_torres(m)=sist.L_tramo;
S=x(m-1);
Heds=x(m);
n_t_susp=m-2; %número de torres de suspnesión
n_t_total=m; %número total de torres: anclajes y suspensiones

%% Parámetros del problema
L_k=aislador.largo;
J_k=aislador.peso;
w=peso_AAAC(S);
c=Heds/w;
ns=econ.ns;

%% vanos NOMINALES
vanos_nom=zeros(m-1,2);
for i=1:1:m-1
    vanos_nom(i,:)=[x_torres(i+1)-x_torres(i)
(g_handle(x_torres(i+1))+alturas(i+1)-aislador.largo)-
(g_handle(x_torres(i))+alturas(i)-aislador.largo)];
end

p(1)=w; p(2)=0; p(3)=0; p(4)=0; p(5)=0;
p(6)=Heds;
p(7)=L_k;
p(8)=J_k;

[d_ini,e_ini]=NLS_7_inicial_nn(p, vanos_nom,econ.ns)
vanos_nom
%% vanos REALES (EDS) incluyendo desviaciones de cadenas de aislación

```

```

vanos_r=zeros(m-1,2);
for i=2:1:m-2
    vanos_r(i,:)=vanos_nom(i,:);
end

vanos_r(1,:)=[vanos_nom(1,1)-d_ini(1) vanos_nom(1,2)-e_ini(1)];
vanos_r(m-1,:)=[vanos_nom(m-1,1)+d_ini(2) vanos_nom(m-1,2)+e_ini(2)];

%% Posición xA
vanos_r
pos_xA=zeros(m-1,2);
for i=1:1:m-1
    pos_xA(i,:)=point_xy_c(vanos_r(i,1), vanos_r(i,2), Heds);
end

%% Se calculan los kg de conductor en el tramo
L=zeros(m-1,1);
for i=1:1:m-1
    %L(i)=c*(sinh((pos_xA(i,1)+vanos_r(i,1))/c)-sinh((pos_xA(i,1))/c));
    L(i)=largo_simple(vanos_r(i,1),vanos_r(i,2),w,Heds);
end
L
L_tot=0;
for i=1:1:m-1
    L_tot=L_tot+L(i);
end

L_vanos_tramo=L_tot;

L_cond_tramo=L_tot*3*ns %3 fases 2 subconductores
kg_al=(L_cond_tramo)*peso_AAAC(S); %kg

%% Parámetros para las pérdidas
%Tc con Tamb=10°C%
Tc_10 = SSCT_opt(S,ambiente,sist.Irms/econ.ns,1);
[R_25 R_75]=r_AAAC(S);
Resist=R(Tc_10, R_75, R_25, 75, 25); %ohm/m
q_joule=ns*3*(sist.Irms/econ.ns)^2*Resist; %W/m %2 subconductores 3 fases
perd_joule=L_vanos_tramo*q_joule/1000; %kW en el tramo

%% Fundaciones
ws=zeros(n_t_susp,1); %Wins spans
A_r=zeros(n_t_susp,1); %Esfuerzo de arrancamiento
funds=zeros(n_t_susp,1); %m3 de hormigón
suma_fund=0; %cantidad total de m3 de
hormigon para fundaciones de torres susp.
for i=1:1:n_t_susp
    ws(i)=0.5 * ( sqrt(vanos_r(i,1)^2 + vanos_r(i,2)^2) +
sqrt(vanos_r(i+1,1)^2 + vanos_r(i+1,2)^2) );
    A_r(i)=arranca(S,Heds,ws(i),econ,ambiente)
    [aux3]=fund(A_r(i),ambiente.suelo);
    funds(i)=aux3; %m3 de hormigón para la fundación de la torre de susp i
    suma_fund=suma_fund+funds(i);

```

end

```
m3prom_fund=suma_fund/n_t_susp; %m3 promedio de hormigon para
la fundación de las torres de suspensión.
m3fund_ancl=m3prom_fund*1.5; %para estimar los m3 de
hormigón del anclaje del tramo se supone que es un 50% más que los m3 de
hormigón de las susp.

% Factor de largo para costos e ingresos por tramo
factor_largo=econ.L_total*1000/sist.L_tramo;

%% Costos de inversión para el tramo
costo_torres=sum(pesos,2)*econ.torres;
costo_al=econ.conductor*kg_al;
costo_cadenas_susp=econ.nc*n_t_susp*3*econ.cadena_susp;%cadenas de suspension
costo_cadenas_ancl=1*econ.nc*3*econ.cadena_ancl;%solo una cadena de anclaje
por fase
costo_mpt=(1+(n_t_susp))*econ.mpt; %porque para un tramo se tiene
"aproximadamente" solo un anclaje (cuando el número de tramos es grande)
costo_fund=(suma_fund+m3fund_ancl)*econ.fund; %hay 1 anclaje por tramo
%%%%%%%%%%
costo_inv=costo_torres + costo_al + costo_cadenas_susp + costo_cadenas_ancl +
costo_mpt + costo_fund;
%%%%%%%%%%
costo_inv_LINEA=costo_inv*factor_largo;

%% Costos anuales en la LINEA
E_comprada=econ.cmge*(perd_joule/1000)*8760*factor_largo +
econ.cmge*sist.MW*8760;
P_comprada=econ.cmgp*perd_joule*12*factor_largo + econ.cmgp*sist.MW*1000*12;
COMA=0.03*costo_inv;
costo_anual=E_comprada + P_comprada + COMA;
%%%%%%%%%%

%% FO
FRC= ( econ.tasa*(1+econ.tasa)^econ.vida ) / ( (1+econ.tasa)^econ.vida-1 );
% F=S+costo_anual
F= costo_inv_LINEA + costo_anual/FRC;%2 subconductores 3 fases

format longE

end
```