

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Luis A. Morán Tamayo

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Análisis del efecto de la temperatura ambiente en LT de alto voltaje

Concepción, julio de 2025

Mario Andrés Palma Matus De La Parra

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Luis A. Morán Tamayo

Análisis del efecto de la temperatura ambiente en LT de alto voltaje

Mario Andrés Palma Matus De La Parra

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Julio 2025

Resumen

La presente Memoria de Título tiene como objetivo evaluar el impacto que determinadas condiciones ambientales y geográficas tienen sobre el comportamiento eléctrico y mecánico de las líneas de transmisión aéreas de alta tensión. En particular, se estudia la influencia de la temperatura ambiente sobre tres variables técnicas clave: la resistencia eléctrica del conductor, la distancia vertical entre este y el suelo, y la capacidad de transmisión de la línea. Adicionalmente, en el caso de esta última variable, se analiza también el efecto asociado a la altura sobre el nivel del mar a la cual se encuentra instalada la infraestructura.

Para llevar a cabo esta evaluación, se realiza una revisión técnica y conceptual de los fundamentos asociados a las variables mencionadas, con el fin de establecer el marco teórico necesario. Posteriormente, se emplean modelos de cálculo desarrollados y promovidos por instituciones internacionales relevantes del sector eléctrico, tales como el IEEE (a través del IEEE Std 738) y la CIGRE, que permiten representar el comportamiento físico y eléctrico de los conductores bajo distintas condiciones de operación. A partir de estas metodologías, se llevan a cabo simulaciones que consideran distintos escenarios de temperatura y elevación, lo cual permite analizar la respuesta del sistema frente a estas condiciones.

Los resultados obtenidos permiten identificar las tendencias de comportamiento de cada aspecto técnico evaluado y su interrelación, lo que a su vez posibilita reflexionar sobre las implicancias que estos efectos tienen para el diseño, la operación y la seguridad de los sistemas de transmisión eléctrica. Finalmente, se presentan conclusiones que refuerzan la importancia de considerar estas variables ambientales y geográficas en el dimensionamiento térmico de las líneas, junto con recomendaciones sobre posibles ajustes a los criterios normativos actualmente utilizados en el sector.



A mi familia y seres queridos...

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco con todo mi corazón a mis padres, Mario y Jeanete, y a mi hermana Camila. Gracias por su amor incondicional, por estar siempre, sin importar las circunstancias, brindándome su apoyo, su compañía, sus consejos y su fuerza. Por todo el sacrificio y esfuerzo que han hecho por mí, que se ha traducido en oportunidades para que yo pudiera avanzar; por enseñarme a nunca rendirme, y por transmitirme los valores y principios que hoy me definen.

También quiero extender un sincero agradecimiento a toda mi familia. A cada uno de ellos que me ofreció apoyo, cariño y palabras de aliento en los momentos en que más lo necesité. En especial, a mi pareja Michell, quien ha sido para mí un pilar fundamental en esta etapa. Quiero agradecerle por su comprensión, su paciencia, por creer en mí y por enseñarme, a través de su ejemplo, lo que significa la resiliencia, siendo una fuente de inspiración constante que ha marcado una diferencia profunda en mi vida.

A mis amigos más cercanos, gracias por su compañía durante todos estos años, por compartir no solo los estudios, sino también momentos gratos y de felicidad en mi vida personal, que han quedado como recuerdos que siempre atesoraré.

Agradezco de manera especial al Dr. Luis Morán Tamayo, profesor guía de esta memoria de título, por su valiosa orientación, observaciones y recomendaciones, que han dado forma a este trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a todas aquellas personas —compañeros, docentes, funcionarios y conocidos— que, durante el transcurso de mi vida y trayectoria universitaria, me han acompañado y han llegado a formar parte de mi historia.

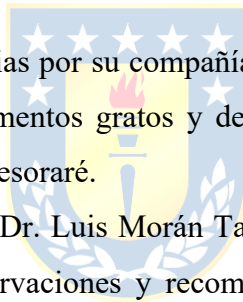


Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIACIONES.....	XIV
1. INTRODUCCIÓN	15
1.1. INTRODUCCIÓN	15
1.2. TRABAJOS PREVIOS	16
1.2.1 <i>Discusión</i>	30
1.3. OBJETIVOS	31
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	31
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	31
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	31
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	32
2. FUNDAMENTOS TÉCNICOS PARA EL ESTUDIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE ALTA TENSIÓN	33
2.1. INTRODUCCIÓN	33
2.2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE ALTA TENSIÓN	34
2.3. RESISTENCIA ELÉCTRICA DE CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS	35
2.4. DISTANCIA VERTICAL AL SUELO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.....	36
2.5. SELECCIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS	39
2.6. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	40
3. BASES DE CÁLCULO PARA EL ESTUDIO ELÉCTRICO Y MECÁNICO DE CONDUCTORES EXPUESTOS A VARIACIONES TÉRMICAS	42
3.1. INTRODUCCIÓN	42
3.2. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y SU RELACIÓN CON LA TEMPERATURA AMBIENTE	43
3.2.1 <i>Cálculo de la capacidad de transmisión en líneas aéreas de alta tensión</i>	43
3.2.2 <i>Metodología IEEE Std 738-2023</i>	44
3.2.3 <i>Influencia de la temperatura ambiente en la capacidad de transmisión</i>	52
3.3. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA DE CONDUCTORES Y SU RELACIÓN CON LA TEMPERATURA AMBIENTE	52
3.3.1 <i>Cálculo de la resistencia eléctrica de conductores en líneas aéreas de alta tensión</i>	52
3.3.2 <i>Influencia de la temperatura ambiente sobre la resistencia eléctrica del conductor</i>	55
3.4. CÁLCULO DE LA DISTANCIA VERTICAL DE CONDUCTORES Y SU RELACIÓN CON LA TEMPERATURA AMBIENTE..	56
3.4.1 <i>Cálculo de flecha y distancia vertical en conductores</i>	56
3.4.2 <i>Ecuación de cambio de estado en conductores</i>	57
3.4.3 <i>Influencia de la temperatura ambiente sobre la distancia vertical de conductores</i>	60
3.5. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	61
4. EXIGENCIAS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DEFINIDAS POR LA NORMATIVA TÉCNICA CHILENA	62
4.1. INTRODUCCIÓN	62
4.2. EXIGENCIAS MÍNIMAS Y RECOMENDACIONES DE DISEÑO BASADAS EN LA NORMATIVA TÉCNICA CHILENA	62
4.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	66
5. APLICACIÓN EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	68
5.1. INTRODUCCIÓN	68
5.2. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA A ANALIZAR.....	69
5.3. EFECTO SOBRE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LOS CONDUCTORES	72
5.3.1 <i>Resultados de simulación</i>	72

5.3.2	Comentarios.....	76
5.4.	EFFECTO SOBRE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL CONDUCTOR	78
5.4.1	Resultados de simulación.....	78
5.4.2	Comentarios.....	82
5.5.	EFFECTO SOBRE LA DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES CON RESPECTO AL SUELO	83
5.5.1	Resultados de simulación.....	85
5.5.2	Comentarios.....	87
6.	EFFECTO DE LA ALTITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN SUS OPERACIONES	90
6.1.	INTRODUCCIÓN	90
6.2.	EFFECTO DE LA ALTITUD SOBRE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LÍNEAS AÉREAS	90
6.3.	RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	91
6.4.	CONCLUSIÓN	94
7.	CONCLUSIONES	96
7.1.	CONCLUSIONES	96
7.2.	TRABAJO FUTURO	97
REFERENCIAS.....		98
ANEXO A: CÓDIGO		101



Lista de Tablas

Tabla 1.1: Pérdidas de potencia activa en MW por escenario [9].....	26
Tabla 3.1: Rango de validez de las variables consideradas en las ecuaciones (3.6) y (3.7) [2].....	46
Tabla 3.2: Coeficientes que comprenden la ecuación (3.14) [2].....	48
Tabla 3.3: Coeficientes que comprenden la ecuación (3.15) según la calidad de la atmósfera [2]....	49
Tabla 3.4: Valores de la constante de azimut (C) [2].....	51
Tabla 3.5: Porcentajes recomendados para la condición de EDS [13].....	59
Tabla 4.1: Altura mínima de los conductores sobre el suelo requerida por normativa.	65
Tabla 5.1: Características de la línea a analizar.	69
Tabla 5.2: Características técnicas del conductor de la línea propuesta para estudiar.	69
Tabla 5.3: Información sobre la disposición geográfica de la línea de transmisión a analizar.	70
Tabla 5.4: Condiciones meteorológicas consideradas de la línea a evaluar.....	71
Tabla 5.5: Capacidad máxima determinada según T_a , considerando T_s igual a 75°C	75
Tabla 5.6: Características del vano conformado entre las estructuras n°1 y n°2 de la línea de análisis.	83
Tabla 5.7: Condición inicial definida para el análisis de tensión mecánica horizontal.	84
Tabla 6.1: Constantes para el cálculo del factor <i>Ksolar</i>	91



Lista de Figuras

Figura 1.1: Influencia de variables ambientales en la temperatura de un conductor [1].....	17
Figura 1.2: Efectos del estrés térmico en la distancia al suelo de un conductor [1].	18
Figura 1.3: Dependencia entre la temperatura y la corriente de un conductor [3].	19
Figura 1.4: Beneficio del dimensionamiento dinámico en la capacidad de transmisión [5].	21
Figura 1.5: Variación de la flecha del conductor en función de su temperatura [7].	23
Figura 1.6: Comparación entre la temperatura de la línea medida y la calculada en 12 horas [8]. ...	24
Figura 1.7: Diagramas de caja de las temperaturas anuales por escenario definido [9].	25
Figura 1.8: Capacidad de transmisión de línea en base a DLR (línea negra) [10].	27
Figura 1.9: Comparación entre capacidades de transmisión mediante DLR y SLR [10].	27
Figura 1.10: Comparación de resistencias obtenidas en función de la temperatura del conductor [11].	29
Figura 1.11: Comparación de resistencias obtenidas en función de la temperatura del conductor [11].	29
Figura 1.12: Comparación de resistencias obtenidas en función de la temperatura del conductor [11].	29
Figura 2.1: Forma de la catenaria en un vano cuyos apoyos están nivelados [6].	38
Figura 2.2: Forma de la catenaria en un vano cuyos apoyos están a desnivel [6].	38
Figura 3.1: Balance térmico en conductores desnudos aéreos en base al IEEE Std 738 – 2023 [28].	44
Figura 3.2: Ángulos de incidencia del viento Vw en el conductor, ϕ y β [5].	47
Figura 3.3: Coordenadas horizontales [29].	49
Figura 3.4: Declinación del sol (δ) [29].	50
Figura 5.1: Trazado de la línea de transmisión a evaluar.	70
Figura 5.2: Perfil de elevación sobre el nivel del mar del trazado de la línea a evaluar.	71
Figura 5.3: Curvas de pérdidas de calor por convección según Ta para distinta Ts	73
Figura 5.4: Curvas de pérdidas de calor por radiación del conductor según Ta para distintas Ts	73
Figura 5.5: Curvas de ganancias de calor por radiación solar según Ta para distintas Ts	74
Figura 5.6: Resistencia del conductor en función de su propia temperatura (Ts).	74
Figura 5.7: Curvas de capacidad de transmisión según Ta para distintas Ts	75
Figura 5.8: Temperatura del conductor frente a la variación de temperatura ambiente.	78
Figura 5.9: Resistencia DC del conductor frente a la variación de temperatura ambiente.	79
Figura 5.10: Resistencia AC a 20°C frente a la variación de frecuencia.	80
Figura 5.11: Variación porcentual de la resistencia AC a 20°C respecto a la resistencia DC, ante cambios de frecuencia.	80
Figura 5.12: Resistencia AC frente a la variación de temperatura ambiente.	81
Figura 5.13: Comparación entre ganancias de calor por efecto Joule considerando variabilidad de la temperatura ambiente (curva morada) y temperatura ambiente constante en 20°C (línea negra).	81
Figura 5.14: Variación porcentual de las ganancias de calor por efecto Joule respecto a las mismas determinadas a una resistencia AC constante, en el rango de temperatura ambiente.	82
Figura 5.15: Vano seleccionado de la línea de transmisión.	84
Figura 5.16: Tensión mecánica horizontal frente a la variación de temperatura ambiente.	85
Figura 5.17: Desplazamiento del punto más bajo de la catenaria frente a la variación de temperatura ambiente.	86
Figura 5.18: Flechas relativas a cada apoyo y al centro del vano frente a la variación de temperatura ambiente.	86
Figura 5.19: Distancia vertical al suelo frente a la variación de temperatura ambiente.	87

Figura 5.20: Variación porcentual de la tensión mecánica horizontal frente a la temperatura ambiente, considerando como referencia el 20% de la tensión de ruptura.	88
Figura 5.21: Longitud del conductor en el vano frente a la variación de la temperatura ambiente. ...	89
Figura 6.1: Pérdidas de calor q_c frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.	92
Figura 6.2: Pérdidas de calor q_c frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente	92
Figura 6.3: Pérdidas de calor q_r frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.	92
Figura 6.4: Pérdidas de calor q_r frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente.	92
Figura 6.5: Ganancias de calor q_s frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.	93
Figura 6.6: Ganancias de calor q_s frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente.	93
Figura 6.7: Capacidad de transmisión frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.	93
Figura 6.8: Capacidad de transmisión frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente.	93

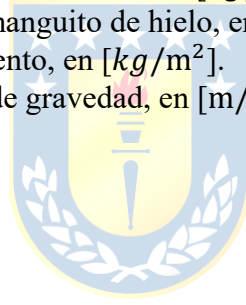


Nomenclatura

R	: Resistencia eléctrica, en $[\Omega/\text{m}]$.
$R(T_s)$	: Resistencia eléctrica a la temperatura del conductor, en $[\Omega/\text{m}]$.
T_s	: Temperatura del conductor, en $[\text{°C}]$.
T_a	: Temperatura ambiente, en $[\text{°C}]$.
I	: Corriente transportada, en $[\text{A}]$.
R_{DC}	: Resistencia eléctrica a corriente continua, en $[\Omega/\text{m}]$.
R_{AC}	: Resistencia eléctrica a corriente alterna, en $[\Omega/\text{m}]$.
ΔR_1	: Aumento de la resistencia eléctrica por efecto pelicular, en $[\Omega/\text{m}]$.
K_{sk}	: Coeficiente del efecto pelicular, adimensional.
A	: Sección transversal del conductor, en $[\text{m}^2]$.
ΔR_2	: Aumento de la resistencia eléctrica por efecto de proximidad, en $[\Omega/\text{m}]$.
ΔR_3	: Aumento de la resistencia eléctrica por efecto del núcleo magnético, en $[\Omega/\text{m}]$.
ρ	: Resistividad del conductor, en $[\Omega * \text{m}]$.
f	: Frecuencia, en $[\text{Hz}]$.
L	: Largo del conductor, en $[\text{m}]$.
ΔL	: Variación total de la longitud del conductor, en $[\text{m}]$.
$\Delta L_{\text{térmico}}$	: Variación de la longitud del conductor por efecto térmico, en $[\text{m}]$.
$\Delta L_{\text{mecánico}}$	: Variación de la longitud del conductor por efecto mecánico, en $[\text{m}]$.
D	: Flecha en el punto medio de un vano, en $[\text{m}]$.
D_R	: Flecha referida al apoyo derecho del vano, en $[\text{m}]$.
D_L	: Flecha referida al apoyo izquierdo del vano, en $[\text{m}]$.
T	: Tensión mecánica del conductor, en $[\text{N}]$.
H	: Tensión mecánica horizontal del en el punto más bajo de la catenaria, en $[\text{N}]$.
H_1	: Tensión mecánica horizontal en condición inicial, en $[\text{N}]$.
H_2	: Tensión mecánica horizontal en condición final, en $[\text{N}]$.
w	: Peso del conductor, en $[\text{N}/\text{m}]$.
w_1	: Peso del conductor en condición inicial, en $[\text{N}/\text{m}]$.
w_2	: Peso del conductor en condición final, en $[\text{N}/\text{m}]$.
S	: Largo total del vano, en $[\text{m}]$.
h	: Diferencia de altura entre puntos de anclaje del conductor en un vano, en $[\text{m}]$.
x_R	: Distancia hacia al apoyo derecho desde el punto más bajo de la catenaria, en $[\text{m}]$.
x_L	: Distancia hacia al apoyo izquierda desde el punto más bajo de la catenaria, en $[\text{m}]$.
α_L	: Coeficiente de expansión térmica, en $[1/\text{°C}]$.
α_R	: Coeficiente de temperatura, en $[1/\text{°C}]$.
σ	: Conductividad, en $[\text{S}/\text{m}]$.

E	: Módulo de elasticidad, en [Pa].
q_c	: Perdidas de calor por convección, en [W/m].
q_r	: Perdidas de calor por radiación térmica del conductor, en [W/m].
q_s	: Ganancias de calor por radiación solar, en [W/m].
q_j	: Ganancias de calor por efecto Joule, en [W/m].
q_m	: Ganancias de calor por efecto magnético, en [W/m].
q_i	: Ganancias de calor por efecto corona, en [W/m].
q_w	: Perdidas de calor por efecto de la evaporación, en [W/m].
D_c	: Diámetro del conductor, en [m].
ρ_f	: Densidad del viento, en [kg/m ³].
V_w	: Velocidad del aire, en [m/seg.].
μ_f	: Viscosidad dinámica del aire, en [Pa*seg.].
k_f	: Conductividad térmica del aire, en [W/(m * °C)].
K_{angle}	: Factor de corrección de la dirección del viento, adimensional.
ε	: Emisividad del conductor, adimensional.
α	: Absorción solar, adimensional.
Q_{se}	: Intensidad de radiación solar corregida a una elevación distinta del nivel del mar, en [W/m ²].
θ	: Angulo efectivo de incidencia de los rayos del sol sobre la línea, en [°].
A'	: Área proyectada del conductor por unidad de longitud, en [m ² /m].
K_{solar}	: Factor de corrección por altura, adimensional.
Q_s	: Densidad de radiación solar total, en [W/m ²].
A_1, B_1 y C_1	: Constantes.
H_e	: Altitud de la línea sobre el nivel del mar, en [m].
A_2, B_2, C_2 y D_2	: Constantes.
E_2, F_2 y G_2	: Constantes.
H_c	: Altitud del sol sobre el horizonte, en [°].
Lat	: Latitud en notación decimal, en [°].
δ	: Declinación del sol en notación decimal, en [°].
ω	: Hora angular, en [°].
N	: Día del año.
$Hora$	: Hora del día.
Z_c	: Azimut del sol en notación decimal, en [°].
Z_l	: Azimut de la línea, en [°].
C	: Constante de azimut, en [°].
$\left(\frac{E}{I}\right)_R$	: Campo eléctrico por unidad de corriente, en [Ω/m].
δ_{skin}	: Profundidad de propagación de la corriente, en [m].
J_0	: Función de Bessel de primer tipo y orden 0.
J_1	: Función de Bessel de primer tipo y orden 1.
u_r	: Permeabilidad relativa del conductor, adimensional.
N_v	: Numero de vueltas por unidad de largo, adimensional.
n	: Total de hebras no ferrosas, adimensional.

n_i	: Numero de hebras de la capa i, adimensional.
λ_i	: Largo de la capa i, en [m].
A_s	: Sección transversal del núcleo de acero, en [m].
T_1	: Temperatura n°1 del conductor, en [°].
T_2	: Temperatura n°2 del conductor, en [°].
R_{T_1}	: Resistencia eléctrica a T_1 , en [Ω/m].
R_{T_2}	: Resistencia eléctrica a T_2 , en [Ω/m].
$R(T_{NEW})$	: Resistencia eléctrica a T_{NEW} , en [Ω/m].
$R(T_{HIGH})$	: Resistencia eléctrica a T_{HIGH} , en [Ω/m].
$R(T_{LOW})$	: Resistencia eléctrica a T_{LOW} , en [Ω/m].
T_{NEW}, T_{HIGH} y T_{LOW}	: Temperaturas del conductor, en [°].
h_{libre}	: Distancia vertical de un conductor al suelo, en [m].
$h_{elevación_{apoyo}}$	: Elevación sobre el nivel del mar del apoyo de interés, en [m].
$h_{elevación_{flecha}}$	: Elevación sobre el nivel del mar del punto en donde se produce la flecha, en [m].
$h_{altura_{enclaje}}$	: Altura a la que está anclado el conductor, en [m].
P_h	: Peso del manguito de hielo, en [N/m].
w_{c+h}	: Peso del conductor más hielo, en [N/m].
ρ_{hielo}	: Peso específico del hielo, en [kg/m^3].
b	: Espesor del manguito de hielo, en [m].
P_{viento}	: Presión de viento, en [kg/m^2].
g	: Aceleración de gravedad, en [m/seg^2].



Abreviaciones

LT	: Línea de Transmisión.
EDS	: Condición de estrés típica (Every Day Stress).
CIGRE	: Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos.
IEEE	: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
ACSR	: Conductor de Aluminio Reforzado con Acero
AAC	: Conductor Totalmente de Aluminio
ACAR	: Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación
AAAC	: Conductor de Aleación de Aluminio Total
AC	: Corriente Alterna
DC	: Corriente Continua
TB	: Folleto Técnico
Std	: Estándar
UTS	: Tensión de Ruptura
DLR	: Dimensionamiento Dinámico de Línea
SLR	: Dimensionamiento Estático de Línea



1. Introducción

1.1. Introducción

La transmisión de energía eléctrica mediante líneas aéreas de alta tensión representa una de las formas más utilizadas y relevantes para garantizar el suministro eléctrico en sistemas interconectados. Estas líneas deben estar diseñadas no solo para cumplir con exigencias eléctricas, sino también para resistir condiciones ambientales, geográficas y operacionales variables que pueden comprometer su desempeño térmico y mecánico.

En este contexto, la temperatura ambiente y la altitud a la que se emplazan las estructuras de soporte representan variables externas que influyen directamente en parámetros técnicos clave como la capacidad de transmisión de corriente, la resistencia eléctrica del conductor y la distancia vertical entre este y el suelo. Estos factores, además de condicionar el rendimiento de la línea, pueden llegar a limitar su operación segura o poner en riesgo el cumplimiento de las exigencias normativas vigentes.

A pesar de su relevancia, estos efectos no siempre son abordados con el nivel de detalle requerido en las etapas de diseño o evaluación, especialmente cuando se emplean parámetros estándares o condiciones ambientales fijas que no representan escenarios reales de operación. Por ello, surge la necesidad de estudiar con mayor profundidad el comportamiento de los conductores ante variaciones térmicas y geográficas, considerando tanto sus implicancias técnicas como regulatorias.

El presente trabajo busca abordar este vacío mediante el análisis del comportamiento térmico y mecánico de líneas aéreas de transmisión sometidas a diferentes condiciones de temperatura ambiente y altitud, con énfasis en el impacto sobre las tres variables técnicas mencionadas. Para ello, se recurre a modelos de cálculo y se desarrollan simulaciones que permitan cuantificar los efectos bajo distintos escenarios operacionales. El objetivo final es aportar evidencia técnica que pueda contribuir al diseño más preciso de líneas de transmisión y a una eventual revisión de los criterios normativos asociados.

1.2. Trabajos Previos

La siguiente revisión bibliográfica se centra en documentación técnica que describe el comportamiento eléctrico y mecánico de líneas de transmisión aérea de alta tensión en función de variables ambientales y geográficas, entre las cuales destacan la temperatura ambiente y la elevación de la línea. Se enfatiza en aquella que incorpora modelos para estimar estos efectos según las variables de interés del estudio. La revisión considera fuentes como el IEEE Std 738, informes técnicos de CIGRE y literatura especializada.

- ♣ N. Mohd Zainuddin et al., "Review of Thermal Stress and Condition Monitoring Technologies for Overhead Transmission Lines: Issues and Challenges," in IEEE Access, vol. 8, pp. 120053-120081, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004578. [1]

Este estudio parte presentando la problemática que se vive actualmente ligada al constante aumento en el tiempo de la demanda energética y de cómo esto se refleja en la necesidad de mejorar la capacidad de las líneas de transmisión. Considerando esto, se mencionan las principales opciones por las cuales se puede optar si lo que se quiere es optimizar los sistemas de transmisión de energía a fin de atender la demanda existente y proyectada.

Estas opciones consisten en la implementación de nuevas líneas de transmisión, lo cual se tacha de poco atractivo dado el alto costo y largos tiempos de implementación que requiere, y/o en el incremento de la capacidad de las líneas ya existentes, lo cual se puede lograr, entre otras formas, modificando los límites térmicos de los conductores, de manera que la máxima corriente permitida que puede pasar sea mayor.

De manera particular a la temperatura de los conductores, se indica el cómo su incremento afecta sus propiedades mecánicas y deteriora su durabilidad, reduce la distancia al suelo de las líneas eléctricas por el incremento de sus flechas, causa pérdidas de tensión mecánica y acelera su envejecimiento.

Respecto a los conductores empleados comúnmente en líneas de transmisión, el estudio presenta una clasificación en función de la cantidad de materiales que lo componen, pudiendo ser homogéneos o no homogéneos y además indica la existencia de tanto conductores convencionales como la de conductores modificados. Posteriormente desarrolla de manera detallada las características de los conductores generalmente más usados los AAC, AAAC, ACAR y ACSR.

El siguiente tema que aborda el estudio es sobre los métodos comúnmente empleados para determinar la capacidad de transmisión de corriente en los conductores en función de su balance térmico. Posteriormente indica que los dos métodos más empleados son los establecidos por el Estándar IEEE 738 y por el Estándar CIGRE. A partir de éstos describe la existencia del Dimensionamiento Dinámico de Líneas de Transmisión como metodología a la cual pueden ser aplicados los estándar destacados para determinar de manera realista la capacidad de transmisión de los conductores a fin de ayudar a diseñar de mejor manera las líneas de transmisión y aprovecharlas de la manera más eficiente posible.

Posteriormente detalla el efecto de las variables ambientales en las líneas de transmisión, indicando la relación que existe entre la temperatura de un conductor y la temperatura ambiente, entre otras variables ambientales como la velocidad del viento y su ángulo de incidencia. La figura 1.1 detalla estas relaciones, y permite concluir que la temperatura del conductor es linealmente dependiente de la temperatura ambiente (línea roja).

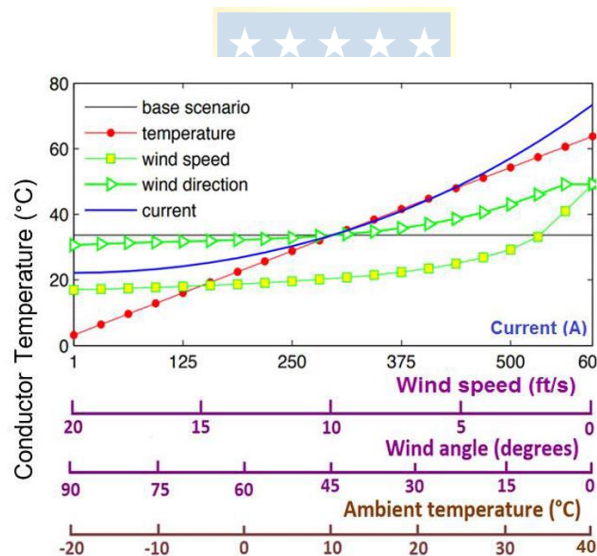


Figura 1.1: Influencia de variables ambientales en la temperatura de un conductor [1].

El estudio continúa relatando los efectos que tiene el estrés térmico en los conductores, dentro de los cuales destaca el incremento de la flecha de los conductores, como se aprecia en la figura 1.2, pérdidas de tensión en el conductor, elongación y reducción de su vida útil.

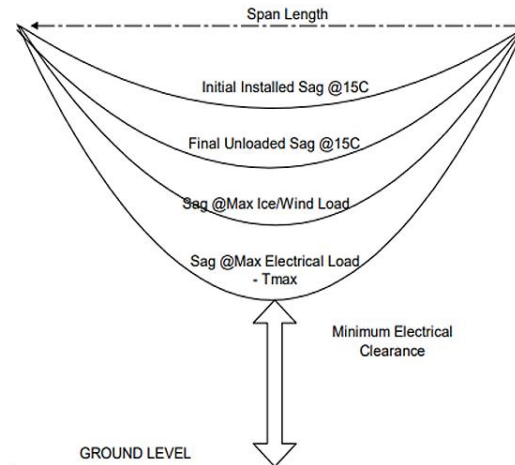


Figura 1.2: Efectos del estrés térmico en la distancia al suelo de un conductor [1].

Finalmente, el estudio concluye en la necesidad del uso de los conductores correctos según las condiciones de instalación para evitar de la mejor manera posible problemas ocasionados por estrés térmico. Igualmente comenta la necesidad de adoptar mejores modelos de dimensionamiento, especialmente aplicados a las líneas ya existentes con la finalidad mediante un monitoreo constante de las variables que inciden en los conductores poder reducir los efectos de degradación de las líneas y a la vez para mejorar sus capacidades de transmisión con el objetivo de satisfacer de la mejor manera la creciente demanda y generación.

- ♣ "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," in *IEEE Std 738-2023 (Revision of IEEE Std 738-2012)* , vol., no., pp.1-56, 19 Dec. 2023, doi: 10.1109/IEEESTD.2023.10382442. [2]

Este estándar describe un método numérico que relaciona la temperatura con la corriente en conductores aéreos desnudos, tanto en estado estacionario como transiente, permitiendo calcular por ejemplo la temperatura del conductor a una determinada corriente o la máxima corriente admisible en un conductor en función de su temperatura máxima. Para esto, la metodología hace uso de la ecuación de balance térmico estacionario y dinámico, considerando variables como la emisividad del conductor, su absorción solar, velocidad y dirección del viento, temperatura ambiente, etc.

En términos generales, se puede considerar un buen método para determinar por ejemplo los límites térmicos en conductores aéreos desnudos. Aun así, es un método simplificado, que por ejemplo para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule considera una aproximación lineal entre la resistencia AC y la temperatura del conductor y deja de lado el cálculo explícito de las variaciones que se producen por efecto pelicular. Considerando esto, se puede concluir que el método propuesto por este estándar es adecuado para efectuar cálculos aproximados de los parámetros, pero su aplicación no es recomendable si lo que se quiere es realizar estudios con un mayor nivel de exactitud y detalle.

- ♣ M. Šiler, J. Heckenbergerová, P. Musilek and J. Rodway, "Sensitivity analysis of conductor current-temperature calculations," 2013 26th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Regina, SK, Canada, 2013, pp. 1-4, doi: 10.1109/CCECE.2013.6567697. [3]

Este estudio tiene como principal objetivo describir la dependencia entre la temperatura de un conductor y la corriente que transporta. Para esto emplea el método descrito por el IEEE Std 738-2012 indicando que entre este método y el método establecido por el CIGRE Technical Brochure 207 no existe una diferencia significativa entre los resultados que se pueden obtener. Posteriormente se establecen los parámetros como la velocidad del viento, la emisividad del conductor, su absorción solar, etc. Se destaca la consideración de una temperatura ambiente constante de 40° C. Por último, los resultados obtenidos se muestran en la figura 1.3, y permite concluir que la relación entre la temperatura del conductor y su corriente es exponencial. Además, se entrega otro resultado que indica que, si bien no se presenta de manera explícita en el estudio, la relación entre la temperatura ambiente y la temperatura del conductor es lineal, de manera que, si la temperatura ambiente aumenta 5° C, la del conductor lo hace de igual manera.

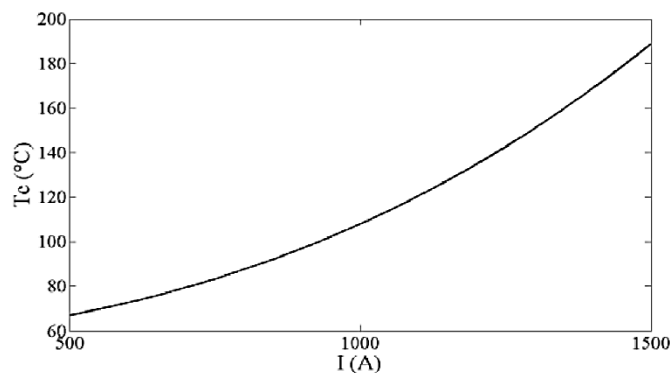


Figura 1.3: Dependencia entre la temperatura y la corriente de un conductor [3].

- ♣ V. Cecchi, K. Miu, A. S. Leger and C. Nwankpa, "Study of the impacts of ambient temperature variations along a transmission line using temperature-dependent line models," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2011.6039110. [4]

Este estudio analiza cómo las variaciones en la temperatura ambiente a lo largo de una línea de transmisión afectan a la capacidad de manejo de potencia de la línea. Para esto parte describiendo la dependencia que existe entre determinados parámetros de los conductores con la temperatura ambiente definiendo la siguiente ecuación que permite determinar la impedancia de la línea:

$$R(T_A) = R(T_0) * (1 - \alpha(T_A - T_0)) \quad (1.1)$$

$$X_L(T_A) = X_L(T_0) * (1 - \beta(T_A - T_0)) \quad (1.2)$$

De manera continuada describe un modelo de línea dependiente de la temperatura compuesto de múltiples segmentos de línea con parámetros distintos entre sí. Esto permite por ejemplo el considerar la no uniformidad de temperatura ambiente a lo largo de una línea de transmisión.

Posteriormente desarrolla un caso de estudio en que define seis escenarios, en cada uno considera distintos valores de temperatura ambiente y diferentes distribuciones de la temperatura a lo largo de una línea de transmisión, además de una carga resistiva de 100 Ω . Los resultados indicaron que la potencia máxima más baja obtenida a través de la línea de transmisión fue en el segmento de la línea más cercano a la carga, considerando la mayor temperatura ambiente entre los escenarios cuya distribución era uniforme (35° C).

En conclusión, este estudio además de aportar con una expresión para determinar la resistencia de un conductor distinta a la presentada en el IEEE Std 738-2006, en donde se propone calcular la resistencia mediante su linealización en función de la temperatura empleando al menos dos valores conocidos de esta, explica y desarrolla la implementación del modelo de líneas segmentadas y en base a los resultados del caso de estudio concluye sus beneficios indicando que a través de ésta no solo se puede comprender de mejor manera la sensibilidad de la línea frente a variaciones de la temperatura ambiente, sino que además su consideración permitiría estimar con mayor precisión la capacidad real de transmisión de potencia de una línea.

- ♣ B. Ramos R. “Dimensionamiento Dinámico de Líneas de Transmisión”, Memoria de Título, Ing. Civil Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile, 2017. [5]

Esta Memoria de Título parte presentando sus bases para el cálculo de la capacidad de transporte en líneas de transmisión, considerando como metodología para el cálculo la establecida a través del IEEE Std 738-2012 basada en el equilibrio térmico. De manera continua procede explicando cómo se determinan los parámetros que se consideran al desarrollar esta metodología, incluyendo ejemplos de cálculo para facilitar su comprensión.

Posteriormente se centra en describir la metodología del dimensionamiento dinámico de líneas como método para optimizar de manera adecuada el uso de la infraestructura en líneas de transmisión existentes y presenta la figura 1.4, que resume los beneficios de aplicar DLR por sobre la metodología clásica de SLR.

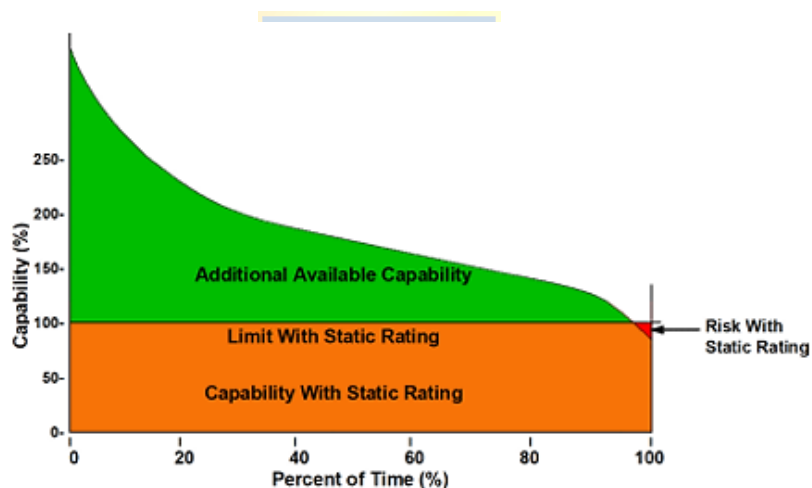


Figura 1.4: Beneficio del dimensionamiento dinámico en la capacidad de transmisión [5].

Desarrolla un caso de estudio centrado en calcular la capacidad de transmisión del conductor de la línea Pan de azúcar – Punta Colorada de 220 kV aplicando DLR. Posterior a esto se centra en determinar hasta qué punto se podrían aumentar los niveles de transferencia de potencia en un segmento de la línea considerando su límite por capacidad térmica calculada mediante DLR y las pérdidas asociadas a este mismo aumento, de lo cual concluye que, al duplicar la capacidad de transferencia de la línea, sus pérdidas aumentan hasta en casi cuatro veces las obtenidas al llevar al sistema a su máxima capacidad de transferencia sin aplicar la metodología de DLR.

Como resumen, esta memoria aporta describiendo la metodología de dimensionamiento dinámico de líneas de transmisión (DLR), detallando cómo se desarrolla su implementación y contrastando con ejemplos de estudio, a partir de lo cual se pueden concluir diferentes beneficios basados en la obtención de un perfil más realista de la capacidad de transmisión de potencia a través de una línea. Algunos de estos beneficios son por ejemplo que en base a este perfil obtenido mediante DLR se pueden evitar condiciones riesgosas para el sistema en donde las condiciones climáticas son más desfavorables que las consideradas en el desarrollo de la metodología por SLR y que considerando la metodología de DLR se puede incrementar la potencia transmitida por la línea considerando el cálculo de la ampacidad durante determinados instantes y bajo ciertas condiciones climáticas. Aun así, la limitante en esta memoria está en que no se centra en el efecto de la variación de la temperatura ambiente, sino más bien en variaciones respecto a la velocidad y dirección del viento.

- ♣ Southwire Company. “OverHead Conductor Manual (2nd Edition)”. Southwire Company 2007. [6]

Este libro tiene como principal objetivo asistir en el diseño e implementación de conductores eléctricos, desarrollando de manera general diversos aspectos asociados, como lo vendrían siendo los tipos de materiales empleados en el diseño de conductores, sus características generales como por ejemplo, sus principales propiedades tanto mecánicas como eléctricas, métodos de cálculo para determinar el valor de sus impedancias, métodos de cálculo de para la obtención de sus límites térmicos en estado estacionario, entre otros.

Específicamente en tanto a lo que distancia entre el suelo y el conductor se refiere, el principal aporte de este libro está en que menciona las ecuaciones mecánicas empleadas para el cálculo de esta distancia en función de parámetros como por ejemplo la temperatura del conductor, la distancia entre las estructuras de soporte de la línea, su coeficiente de expansión térmico, la componente horizontal de su tensión mecánica y de su peso, entre otros. Además, desarrolla otras expresiones para determinar por ejemplo la variación en la longitud del conductor frente a cambios en su temperatura o de su tensión mecánica total aplicada. Estas ecuaciones se desarrollan considerando dos escenarios: cuando los soportes del segmento de la línea en estudio están a la misma altura o cuando están a alturas diferentes.

Respecto a lo que se refiere al cálculo de los límites térmicos en estado estacionario de un conductor, el libro basa su desarrollo en el ya comentado estándar IEEE 738, de manera que repite y hace uso de las ecuaciones y metodologías descritas.

- ♣ B. Rong, C. Keji, Z. Jian and S. Jiajun, "Calculation and Analysis of Transmission Line Sag Based on Theoretical Mechanics," 2024 Asia-Pacific Conference on Software Engineering, Social Network Analysis and Intelligent Computing (SSAIC), New Delhi, India, 2024, pp. 775-780, doi: 10.1109/SSAIC61213.2024.00157. [7]

En este estudio se desarrolla una prueba de verificación centrada en comparar el valor de la flecha en un conductor calculada mediante la aplicación de la teoría mecánica desarrollada en el libro "OverHead Conductor Manual" 2nd Edition con el valor de la flecha del mismo conductor medida experimentalmente a través de distintos dispositivos. Este análisis se efectúa para diversos valores de temperatura en el conductor, obteniendo como resultado la figura 1.5. Los resultados muestran que el error relativo entre el valor medido y el calculado para la flecha del conductor es de alrededor de un 5%, lo que es positivo dado que confirma el nivel de exactitud del desarrollo teórico. Además, de este mismo resultado se determina que la relación entre la flecha de un conductor y su temperatura es aproximadamente lineal.

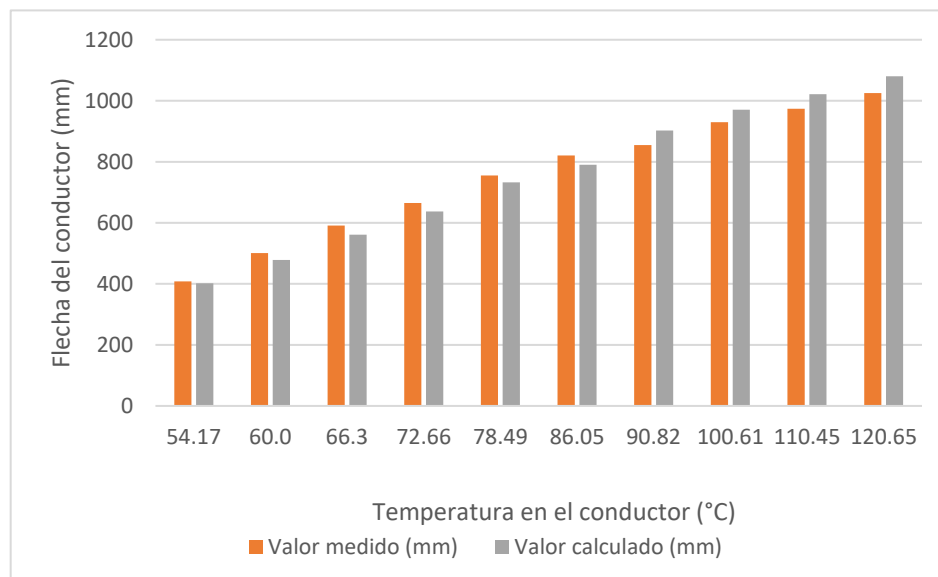


Figura 1.5: Variación de la flecha del conductor en función de su temperatura [7].

- ♣ J. R. Alvarez, J. A. Anderson and C. M. Franck, "Validation of a thermal model for overhead transmission lines at high conductor temperature," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741166. [8]

Este estudio tiene como principal objetivo comparar la temperatura de un conductor calculada mediante un modelo de línea dependiente de la temperatura, como el presentado por el IEEE Std 738 en base a balance térmico en estado transitorio, con la temperatura del mismo conductor, pero medida experimentalmente. Para esto parte presentando las características del conductor y los distintos tipos de sensores utilizados para llevar a cabo las mediciones. Después procede presentando el modelo para determinar la temperatura del conductor, el cual, si bien se corresponde con el descrito en el IEEE Std 738, considera una expresión distinta para el cálculo de la resistencia del conductor, más bien similar a la ya descrita en el estudio “Study of the Impact of Ambient Temperature Variations Along a Transmission Line Using Temperature-Dependent Line Models” pero con la diferencia de que en esta, si se considera el efecto skin en la variación de la resistencia del conductor. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 1.6. De esta figura se concluye que, si bien el modelo presenta un cierto grado de error, se ve reducido a altas temperaturas (alrededor de los 80° C) permitiendo obtener una buena aproximación de la dinámica de la temperatura del conductor en función de variaciones tanto constructivas como ambientales.

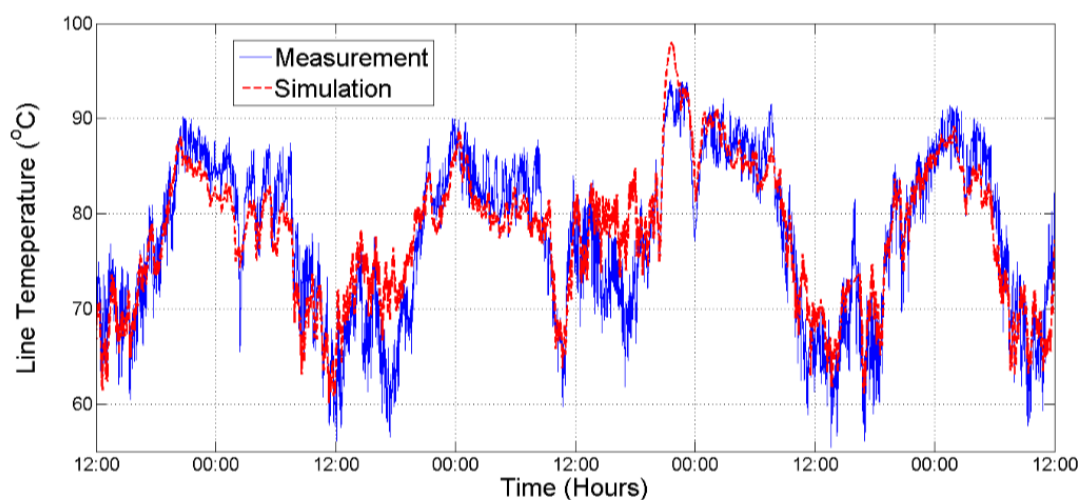


Figura 1.6: Comparación entre la temperatura de la línea medida y la calculada en 12 horas [8].

- ♣ M. Migliori et al., "Evaluation of thermal performance for power system development," 2020 AEIT International Annual Conference (AEIT), Catania, Italy, 2020, pp. 1-6, doi: 10.23919/AEIT50178.2020.9241088. [9]

Este estudio tiene como eje central evaluar el rendimiento de determinadas líneas de transmisión ubicadas en Italia a través del cálculo de sus pérdidas de potencia activa considerando diferentes escenarios con condiciones ambientales variables, como por ejemplo la temperatura ambiente. Para desarrollar esto parte indicando el modelo térmico de línea en el cual se basará para calcular la temperatura del conductor y en base a esto las consecuentes pérdidas de potencia activa.

En tanto al modelo térmico, es el propuesto en el IEEE Std 738-2023 con modificaciones en la expresión para el cálculo de la resistencia AC del conductor. El análisis se desarrolla para cuatro escenarios en los que se estima la potencia activa a transferir a través del sistema. Considerando esto se determina en cada caso el perfil de temperatura del conductor en el periodo de un año cuya distribución relevante se ve representada en la figura 1.7 por diagramas de caja.

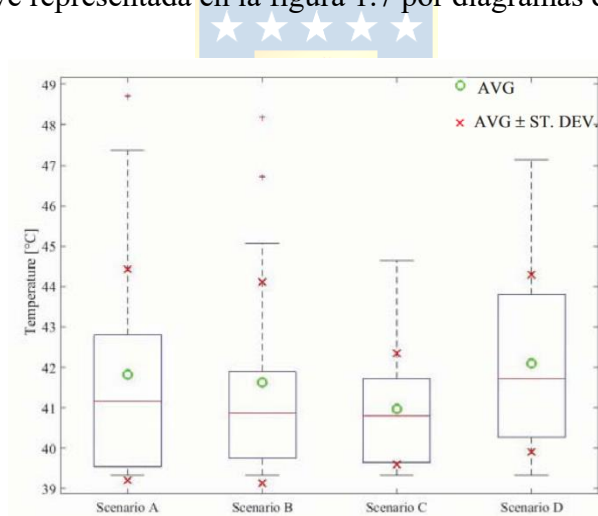


Figura 1.7: Diagramas de caja de las temperaturas anuales por escenario definido [9].

Finalmente, compara las pérdidas calculadas en estos escenarios considerando tanto la mediana de la temperatura del conductor como una temperatura constante de 30° C, obteniendo la Tabla 1.1 a partir de la cual concluye que las pérdidas totales varían entre un 0.2% y 5% del total de la demanda estimada y que hay un aumento de entre un 9% y un 35% al comparar las pérdidas que consideran una temperatura del conductor constante en 30°C con las que consideran la mediana de la temperatura estimada para cada escenario.

A partir de esto concluye la importancia de considerar valores realistas en variables como la temperatura del conductor en función del escenario a evaluar para obtener resultados más cercanos a la realidad de, por ejemplo, como fue en este caso, el rendimiento térmico de las líneas de transmisión aérea propuestas.

Tabla 1.1: Pérdidas de potencia activa en MW por escenario [9].

Escenarios				
	A	B	C	D
Temperatura ambiente	24,74	21,93	11,09	24,86
Modelo térmico	26,98	23,85	14,98	27,00

- ♣ B. P. Bhattarai et al., "Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 33, no. 4, pp. 1853-1863, Aug. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2798411. [10]

Este estudio se centra en emplear la metodología propuesta en el Estándar IEEE 738 para el cálculo de la capacidad de transmisión de un conductor aéreo desnudo en el Dimensionamiento Dinámico de Líneas de transmisión (DLR). La principal ventaja de este estudio se centra en un sistema de transmisión ubicado en la zona sur de Alberta, Canadá y hace uso de sensores para medir variables ambientales como la velocidad y ángulo de incidencia del viento, temperatura ambiental, nivel de radiación solar, entre otras. Para el manejo y cálculo de las capacidades de transmisión de la línea considera distintos softwares entre los cuales destacan el software SAND para el manejo de datos de las variables ambientales y el software GLASS para el cálculo de las capacidades de transmisión. Además, detalla las ecuaciones para el cálculo de la capacidad, las cuales son conocidas dado que se tratan de las presentadas en el Estándar IEEE 738 y explica su desarrollo.

En tanto a los resultados obtenidos, presenta la figura 1.8, en la que se aprecia como efectivamente la mayor parte del tiempo no se aprovecha al máximo la capacidad de transmisión de una línea y que durante otra pequeña parte del mismo tiempo las condiciones, en este caso ambientales, llegan a ser peores que las consideradas para el análisis de dimensionamiento estático de líneas de transmisión (SLR), lo que significa una reducción en la capacidad de transmisión en comparación al último método de dimensionamiento mencionado, lo que se traduce en un riesgo para la línea de transmisión si es que se hace uso de SLR para determinar su capacidad.

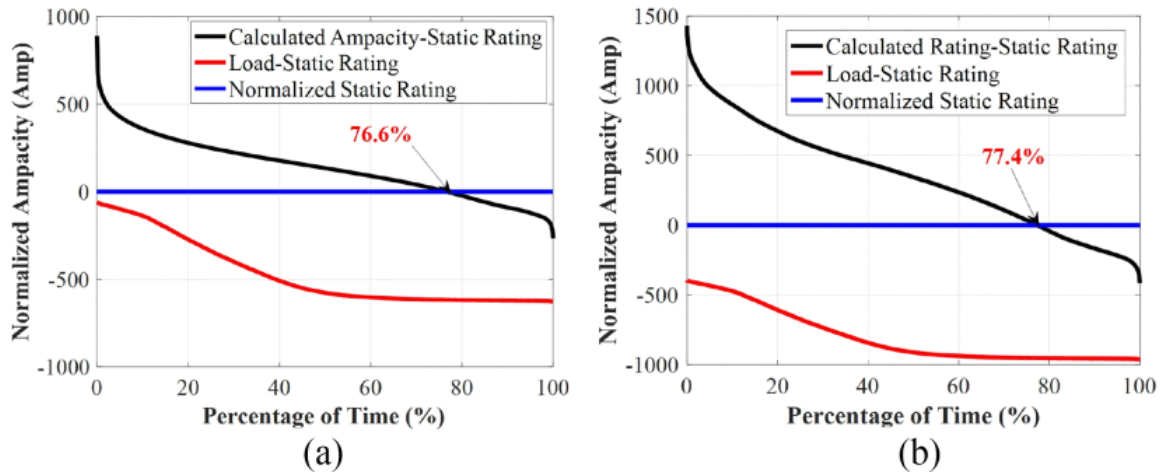


Figura 1.8: Capacidad de transmisión de línea en base a DLR (línea negra) [10].

Posteriormente presenta la figura 1.9 donde compara la capacidad obtenida mediante DLR y SLR, pero esta vez en un periodo de tiempo de junio a diciembre de 2015.

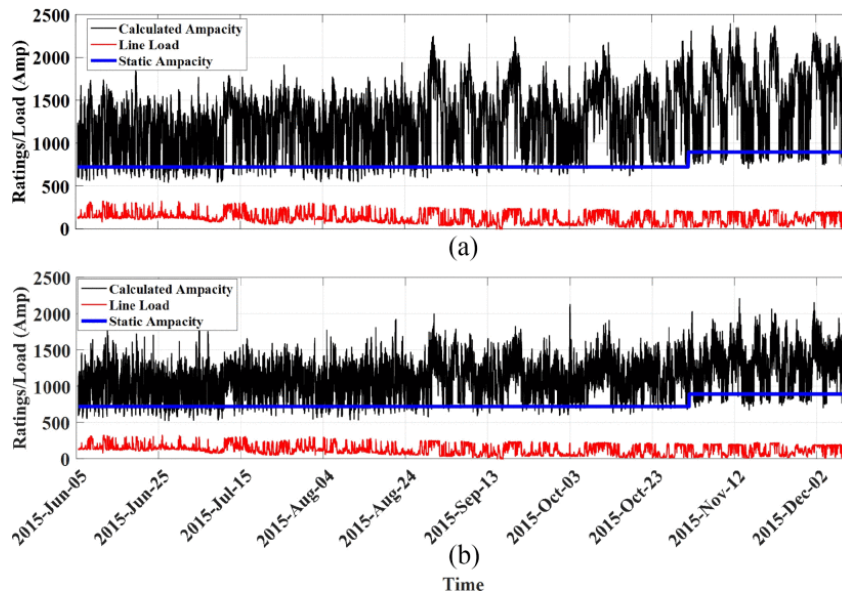


Figura 1.9: Comparación entre capacidades de transmisión mediante DLR y SLR [10].

Si bien la figura 1.8 y la figura 1.9 dicen lo mismo, la figura 1.9 es de utilidad dado que permite ver de manera más cercana a la realidad cómo varía la capacidad de transmisión de la línea.

Finalmente concluye que emplear DLR puede ayudar tanto a mejorar la capacidad de las líneas de transmisión, especialmente de las existentes y además a determinar situaciones de peligro para los conductores cuando la capacidad pasa a ser menor a la corriente que están conduciendo.

- ♣ D. Zhang and P. Dang, "Study on AC Resistance of Overhead Conductors by Numerical Simulation," 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Beijing, China, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICHVE49031.2020.9279899. [11]

Este estudio tiene como finalidad analizar las pérdidas en líneas de altas tensión, lo cual está ocasionado por la resistencia a corriente alterna (resistencia AC) de sus conductores. En particular el estudio se centra en proponer un método para determinar la resistencia AC de los conductores con mayor exactitud que los métodos más tradicionalmente usados como lo sería por ejemplo el propuesto en el Estándar IEC61597. Propone la ecuación (1.3) para el cálculo de la resistencia, en donde ΔR_1 corresponde al aumento de resistencia por efecto pelicular y el efecto de proximidad y ΔR_2 corresponde al aumento de resistencia por efecto de las pérdidas por histéresis.

$$R = R_{DC} + \Delta R_1 + \Delta R_2 \quad (1.3)$$

$$\Delta R_1 = \left[Y(1 - \varphi)^{-\frac{1}{2}} - 1 \right] R_{DC} \quad (1.4)$$

$$\Delta R_2 = 2\pi fL * \tan(\delta) \quad (1.5)$$

Además, propone tres conductores a los que determinará mediante las expresiones desarrolladas el valor de sus resistencia AC en función de la temperatura del conductor y lo compara con los resultados obtenidos para esta resistencia mediante la implementación de un software de simulación denominado COMSOL para el análisis de elementos finitos. Finalmente compara ambos resultados por conductores con los valores de resistencia AC obtenidos experimentalmente. Así se determinan las siguientes tres gráficas.

- Conductor ACSR:

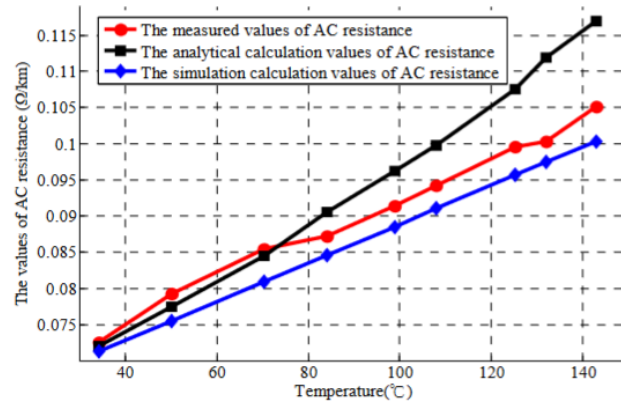


Figura 1.10: Comparación de resistencias obtenidas en función de la temperatura del conductor [11].

- Conductor ACSR/AS:

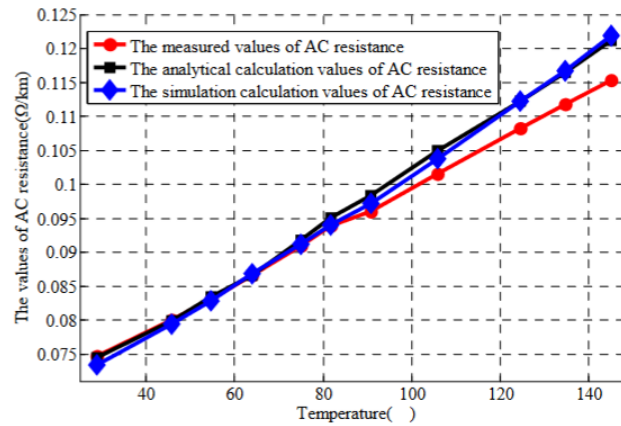


Figura 1.11: Comparación de resistencias obtenidas en función de la temperatura del conductor [11].

- Conductor ACCC/TW:

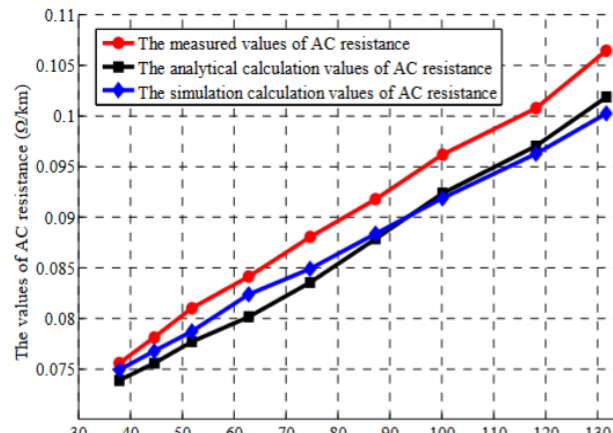


Figura 1.12: Comparación de resistencias obtenidas en función de la temperatura del conductor [11].

Concluye que en general los modelos para el cálculo de resistencia AC presentan buenos resultados y si bien, en este estudio no se analizaron otras expresiones para el cálculo de la resistencia, se pueden considerar útiles para desarrollar estudios que no requieran un alto nivel de exactitud siempre y cuando tengan en consideración al menos los cambios en la resistencia AC por efecto pelicular.

1.2.1 Discusión

La revisión bibliográfica muestra los siguientes puntos:

- El incremento de la temperatura afecta negativamente las propiedades mecánicas de los conductores, lo que resulta en un deterioro de su durabilidad y una reducción en la distancia al suelo debido al aumento de las flechas. Esto subraya la importancia de seleccionar adecuadamente los conductores según las condiciones ambientales para mitigar estos efectos.
- Los estándares desarrollados por la IEEE y la CIGRE son fundamentales para calcular la capacidad de transmisión de corriente dado su extenso desarrollo e implementación a nivel mundial, presentado por los buenos resultados para efectos de estudio.
- La temperatura del conductor es linealmente dependiente de la temperatura ambiente, lo que implica que un aumento en la temperatura puede afectar la capacidad de transmisión de potencia de las líneas. Esto resalta la necesidad de considerar variaciones ambientales al diseñar y operar líneas de transmisión. Además, se verifica que métodos de cálculo tradicionales como el establecido por el IEEE Std 738 presentan buenos resultados para el cálculo de la temperatura del conductor en función de la temperatura ambiente y de la corriente que transporta.
- La metodología DLR e incluso la segmentación de líneas de transmisión permiten optimizar el uso de las infraestructuras existentes, aumentando la capacidad de transferencia sin comprometer la seguridad del sistema. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el aumento en la transferencia puede llevar a un incremento significativo en las pérdidas asociadas y significan una mayor dificultad en su desarrollado que el necesario al emplear la metodología tradicionalmente usada SLR.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Estudiar el impacto de la temperatura ambiente en la capacidad de transmisión, resistencia eléctrica y distancia al suelo de conductores en líneas de transmisión aérea.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisar literatura sobre la capacidad de transmisión, resistencia eléctrica y distancia vertical al suelo de conductores en líneas de transmisión.
- Analizar la relación de la temperatura ambiente con la resistencia eléctrica, la distancia al suelo de los conductores, y junto con la elevación sobre el nivel del mar, su efecto sobre la capacidad de transmisión en líneas aéreas.
- Estudiar la normativa técnica chilena asociada a líneas de transmisión aéreas de alta tensión.
- Evaluar las relaciones de interés descritas en un sistema de transmisión nacional.
- Concluir el impacto y relevancia del considerar la variable de temperatura ambiental y elevación sobre el nivel del mar en el desempeño de líneas de transmisión.

1.4. Alcances y Limitaciones

El desarrollo de esta memoria tiene como objetivo organizar y estructurar la información existente respecto del impacto que tienen variables ambientales y condiciones geográficas sobre líneas de transmisión aérea de alta tensión, particularmente en su capacidad de transmisión, resistencia eléctrica y distancia vertical al suelo. Además, mediante la aplicación de las metodologías y bases de cálculo desarrolladas, se evaluará el comportamiento del sistema frente a un análisis de sensibilidad.

Las principales limitaciones del estudio radican en el uso de modelos teóricos en estado estacionario, sin considerar validación empírica ni condiciones dinámicas distintas a las de interés. Asimismo, se trabaja con parámetros ambientales ideales, lo que restringe la generalización de los resultados a otros escenarios más complejos.

1.5. Temario y Metodología

En el capítulo 1 se introduce el tema de estudio, se presenta parte de la revisión bibliográfica realizada y se definen los objetivos generales y específicos que guían el desarrollo del trabajo.

En el capítulo 2 se presenta y desarrolla la base teórica de los principales temas de interés: capacidad de transmisión, resistencia eléctrica y distancia vertical al suelo de los conductores en líneas de transmisión. Se describe en qué consiste cada uno de estos conceptos, de qué variables dependen y cómo influyen en el comportamiento del sistema de transmisión.

En el capítulo 3 se desarrollan las metodologías de cálculo que permiten determinar cada una de las variables de interés, incluyendo además los parámetros relevantes para su correspondiente estimación. A partir de estos modelos, se establece la relación matemática que estas variables mantienen con la temperatura ambiente.

En el capítulo 4 se presenta un análisis tanto de los requerimientos establecidos por la normativa chilena como de las recomendaciones y consideraciones necesarias para la estimación de las variables de interés: capacidad de transmisión, distancia vertical al suelo de los conductores y pérdidas de potencia activa por efecto de la resistencia eléctrica.

En el capítulo 5 se estudia, a través de simulaciones y considerando una línea de transmisión del sistema nacional, el impacto de la temperatura ambiente sobre el sistema. Se fundamenta la importancia de incorporar la variabilidad térmica en el diseño y operación de las líneas de transmisión.

En el capítulo 6 se aborda el efecto de la elevación sobre el nivel del mar en la capacidad de transmisión de las líneas aéreas. Se analiza a través de qué variables incide esta condición en el sistema, y se presenta un estudio por medio de simulaciones aplicadas a una línea del sistema nacional, con el fin de evaluar la forma y magnitud de su impacto.

En el capítulo 7 se presentan las conclusiones a partir del trabajo desarrollado.

2. Fundamentos técnicos para el estudio de líneas de transmisión aéreas de alta tensión

2.1. Introducción

Uno de los métodos más comunes para la transmisión de grandes bloques de energía eléctrica a largas distancias es mediante líneas de transmisión aéreas de alta tensión. Estas instalaciones se componen de un conjunto de elementos y obras civiles, entre los cuales se incluyen conductores, aisladores, estructuras de soporte, herrajes y cimentaciones. La correcta planificación, diseño y operación de estas líneas es fundamental para asegurar un suministro confiable, continuo y seguro de energía eléctrica en todo el sistema de transmisión.

El diseño de este tipo de infraestructuras abarca diversas disciplinas y debe considerar tanto los estudios eléctricos básicos (flujos de potencia, análisis de estabilidad, estudios de cortocircuito, perfiles de tensión y dimensionamiento de aisladores) como también aspectos estructurales, ambientales y normativos. Entre todos los componentes de una línea, los conductores aéreos constituyen el eje central de su desempeño, ya que son los encargados de transportar la energía y, al mismo tiempo, deben soportar las exigencias mecánicas y térmicas del entorno. Por esta razón, se dedica el subcapítulo 2.5 a abordar su selección y características de forma particular.

Este capítulo se enfoca en presentar la base teórica de tres aspectos fundamentales para el estudio del comportamiento térmico y mecánico de las líneas aéreas de transmisión: la flecha del conductor, que determina su distancia vertical respecto al suelo; la resistencia eléctrica, que influye directamente en las pérdidas de energía y generación de calor en el conductor; y la capacidad de transmisión, que determina la máxima corriente admisible en el sistema que no significa un riesgo para su operación. Estos tres aspectos resultan esenciales para dimensionar, seleccionar y operar adecuadamente los conductores, y constituyen el eje de análisis de los subcapítulos que conforman este capítulo.

2.2. Capacidad de transmisión de líneas aéreas de alta tensión

La capacidad de transmisión de una línea aérea de alta tensión se refiere a la máxima cantidad de corriente eléctrica que puede transportar de manera continua sin comprometer la seguridad, la integridad de los componentes del sistema, ni exceder los límites técnicos o normativos establecidos (estos últimos se abordan en mayor detalle en el capítulo 4). Esta capacidad está condicionada por dos restricciones fundamentales: la flecha máxima permisible (asociada a la distancia vertical mínima respecto al suelo) y el límite térmico del conductor, el cual puede definirse tanto por criterios normativos como por la tolerancia física del conductor frente a temperaturas elevadas.

Superar el límite térmico implica operar al conductor en condiciones de sobrecarga, es decir, con temperaturas superiores a las previstas en su diseño o instalación. Esto expone al sistema a riesgos relevantes, tales como el deterioro acelerado del conductor (pérdida de resistencia mecánica, envejecimiento, fluencia térmica) y un aumento excesivo de la flecha, afectando la distancia de seguridad al suelo. En consecuencia, el diseño térmico de una línea debe contemplar este parámetro como una restricción operativa clave que condiciona directamente su capacidad de transporte energético.

Cabe señalar que la capacidad de transmisión no es constante, sino que depende de una serie de factores, entre los que destacan las condiciones climáticas locales (temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, radiación solar), las propiedades del conductor (coeficiente de dilatación térmica, diámetro, emisividad, absorción solar, resistencia eléctrica, etc.) y la ubicación geográfica (latitud, altitud, exposición solar, entre otros). Para su estimación, se emplean metodologías basadas en modelos de balance térmico en estado estacionario, que consideran las ganancias de calor por efecto Joule y por radiación solar, y las pérdidas por convección y radiación. Según el modelo seleccionado, también pueden incluirse otros efectos como el calentamiento por efecto corona o la pérdida de calor por evaporación de humedad. Los estándares más reconocidos para este cálculo son el IEEE Std 738 y el CIGRE TB 601.

En tanto a las ecuaciones y modelos que permiten evaluar de manera particular la relación entre la temperatura ambiente y la capacidad de transmisión, estos se presentan y desarrollan en el subcapítulo 3.2.

2.3. Resistencia eléctrica de conductores en líneas de transmisión aéreas

La resistencia eléctrica es una propiedad fundamental de los conductores, ya que representa la oposición que ofrecen al paso de la corriente eléctrica. Este parámetro incide directamente en las pérdidas de potencia activa por efecto Joule y en la caída de tensión a lo largo del vano, condicionando así el rendimiento del sistema de transmisión. En particular, las pérdidas por efecto Joule se manifiestan como calor generado en el conductor y, como lo establece la ecuación (2.1), dependen del cuadrado de la corriente y del valor de la resistencia eléctrica:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = I^2 * R(T_s) \quad (2.1)$$

De este modo, un aumento en cualquiera de estas dos variables puede intensificar las pérdidas, provocando un incremento en la temperatura del conductor que eventualmente lleve a alcanzar el límite térmico admisible a potencias transmitidas menores a las previstas. En consecuencia, la eficiencia del sistema se ve reducida y la capacidad de transmisión limitada. Por lo tanto, la resistencia eléctrica no debe considerarse únicamente como una propiedad física intrínseca asociada a una pérdida energética inevitable, sino también como un parámetro clave en el diseño y la operación segura de los sistemas de transmisión.

El valor de la resistencia está determinado principalmente por propiedades físicas y geométricas del conductor, tales como la sección transversal, la resistividad del material, la longitud del tramo y su temperatura de operación. Adicionalmente, cuando se trabaja en corriente alterna, se deben considerar fenómenos electromagnéticos que modifican la resistencia efectiva del conductor. Entre los más relevantes se encuentran el efecto pelicular (skin), el efecto de proximidad y el efecto del núcleo magnético, los cuales se describen a continuación.

- Efecto pelicular (skin): Se presenta en conductores que transportan corriente alterna y se manifiesta como una tendencia de la corriente a concentrarse en las capas externas del conductor. Esto se debe a la generación de campos magnéticos variables inducidos por la propia corriente, los cuales incrementan la reactancia inductiva hacia el centro del conductor, reduciendo la densidad de corriente en esa zona. Esta distribución no uniforme provoca un aumento en la resistencia eléctrica aparente del conductor al disminuir el área efectiva por la cual transita la corriente, especialmente a altas frecuencias.

- Efecto de proximidad: Este fenómeno ocurre cuando dos conductores que transportan corriente alterna se encuentran lo suficientemente cerca como para que la inducción mutua entre ellos distorsione la distribución de corriente en sus secciones transversales. Esta distorsión provoca que la densidad de corriente se concentre en las zonas más cercanas entre conductores cuando las corrientes circulan en sentidos opuestos, o en las zonas más alejadas si las corrientes circulan en la misma dirección. Al igual que en el efecto pelicular, este efecto genera un aumento en la resistencia eléctrica aparente del conductor que es directamente proporcional a la intensidad de la corriente e inversamente proporcional a la distancia entre los conductores. No obstante, en líneas de transmisión aéreas de alta tensión este efecto suele ser despreciado, ya que normalmente sus conductores se instalan considerando distancias adecuadas que minimizan su influencia.
- Efecto de núcleo magnético: En conductores con núcleo de acero, como los ACSR y ACSS, la resistencia eléctrica puede aumentar debido a las pérdidas por histéresis y corrientes inducidas dentro del núcleo, producto del campo magnético generado por los hilos de aluminio trenzados helicoidalmente. La magnitud del efecto depende tanto de la intensidad de la corriente como de la configuración del conductor: en diseños con un número par de capas de aluminio, el campo tiende a cancelarse, reduciendo su impacto; en cambio, en conductores de una o tres capas, puede producir un incremento significativo en la resistencia eléctrica.

Finalmente, las ecuaciones y modelos utilizados para evaluar cuantitativamente la resistencia eléctrica del conductor, incluyendo los factores que modifican su valor, se presentan en el subcapítulo 3.3, donde también es abordada su relación con la temperatura ambiente.

2.4. Distancia vertical al suelo en líneas de transmisión aéreas

Uno de los aspectos clave dentro del diseño estructural de líneas de transmisión aéreas de alta tensión es la configuración geométrica de los vanos, es decir, la forma y comportamiento del conductor entre apoyos consecutivos. En este contexto cobra especial relevancia el concepto de flecha del conductor, definida por el Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 como la distancia medida entre la línea recta imaginaria que une los apoyos del conductor y la tangente al conductor paralela a dicha línea imaginaria [12].

La importancia de la flecha radica en su estrecha relación con la distancia vertical entre el conductor y el suelo o con cualquier estructura próxima. Esta distancia constituye una variable crítica desde el punto de vista de la seguridad y del cumplimiento normativo, considerando que las regulaciones chilenas establecen valores mínimos que deben respetarse para evitar riesgos a personas, instalaciones o al entorno. Estas exigencias se abordan en detalle en el capítulo 4.

En cuanto a la flecha de un conductor, esta no es de magnitud constante, sino que depende de múltiples factores, entre los cuales se encuentran las características físicas del conductor, su tensión mecánica, la longitud del vano y las condiciones ambientales. Factores como la acción del viento, acumulación de hielo y, de forma muy significativa para este estudio, las variaciones de temperatura ambiente tienen un impacto directo sobre los esfuerzos mecánicos y la deformación que experimenta el conductor.

Para evaluar de manera particular el posible efecto de la temperatura ambiente sobre la distancia vertical entre el conductor y el suelo se propone hacer uso de la denominada ecuación de cambio de estado en conductores eléctricos, la cual permite estimar la tensión mecánica a la que está sometido un conductor frente a cambios en su temperatura y carga mecánica. El desarrollo de este modelo se presenta en el subcapítulo 3.4.

En términos geométricos, la flecha se puede representar de distintas formas dependiendo de la configuración del vano. En un vano nivelado (cuando ambos apoyos del conductor se encuentran a la misma altitud), el conductor adopta una forma simétrica como la que se observa en la figura 2.1, donde la flecha se mide verticalmente desde el punto más bajo del conductor hasta la línea recta que une los apoyos.

Por otra parte, en un vano desnivelado, donde los apoyos se encuentran a distintas alturas, la catenaria que forma el conductor se inclina y su punto más bajo se desplaza hacia el apoyo de menor altura. En estos casos, se hace necesario definir dos flechas, “ D_L ”, correspondiente a la flecha respecto al apoyo izquierdo, y “ D_R ”, correspondiente a la flecha respecto al apoyo derecho. Esta situación se representa en la figura 2.2.

La evaluación detallada de estos dos tipos de vanos permite establecer cómo las condiciones de instalación afectan las distancias verticales mínimas a cumplir, y cómo la temperatura ambiente influye en este comportamiento mecánico de la línea.

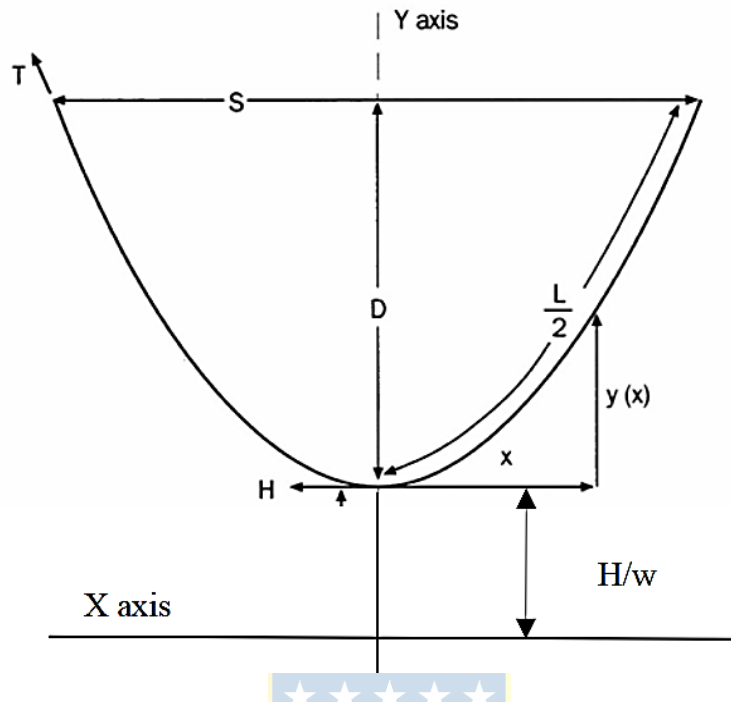


Figura 2.1: Forma de la catenaria en un vano cuyos apoyos están nivelados [6].

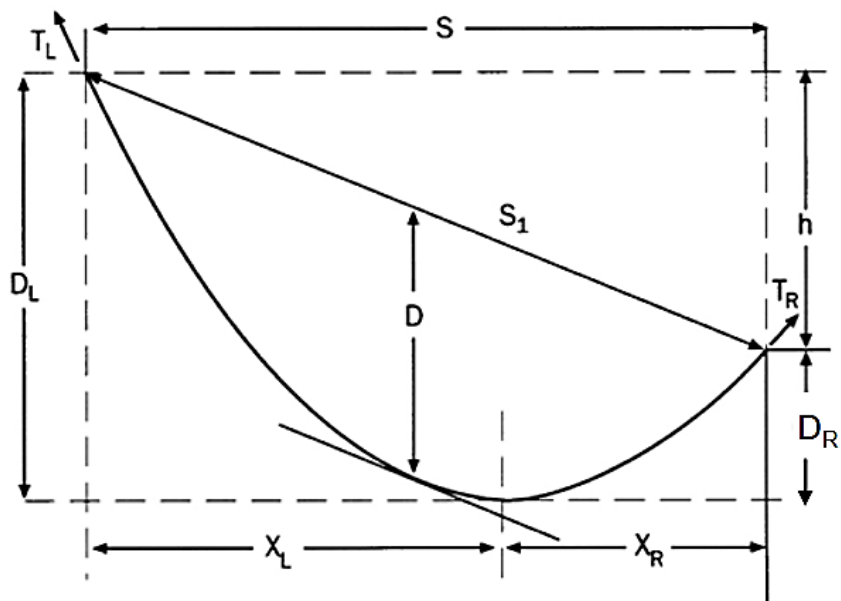


Figura 2.2: Forma de la catenaria en un vano cuyos apoyos están a desnivel [6].

2.5. Selección de conductores eléctricos para líneas de transmisión aéreas

Los conductores eléctricos son el componente central de una línea de transmisión aérea. La correcta selección del conductor debe considerar criterios eléctricos, mecánicos y térmicos, ya que estas propiedades determinan cómo se comportará el conductor frente a condiciones ambientales, variaciones de carga, esfuerzos estructurales y exigencias normativas. En particular, la resistencia eléctrica, la capacidad de transmisión térmica y la distancia vertical al suelo de líneas (temas desarrollados) están directamente influenciados por las características del conductor seleccionado.

De esta manera, un buen conductor debe estar diseñado para ofrecer un rendimiento óptimo durante la transmisión de energía eléctrica en condiciones operativas variables. Para ello, es fundamental que posea un bajo coeficiente de expansión térmica (α_L), lo que permite minimizar el aumento de flecha ante elevadas temperaturas, manteniendo así las distancias de seguridad exigidas. Asimismo, debe presentar una baja resistencia eléctrica (R), junto con un coeficiente de temperatura asociado reducido (α_R), lo que contribuye a disminuir las pérdidas de potencia activa por efecto Joule y a limitar su incremento bajo condiciones térmicas exigentes. También es deseable una alta conductividad del material (σ), ya que esto permite transportar mayores corrientes sin alcanzar prematuramente los límites térmicos del conductor. Adicionalmente, debe contar con una elevada resistencia mecánica que le permita soportar tanto esfuerzos permanentes como cargas accidentales, asegurando un desempeño confiable ante condiciones ambientales severas. Finalmente, un módulo de elasticidad (E) adecuado resulta esencial para limitar la elongación frente a esfuerzos mecánicos, manteniendo la flexibilidad del conductor y evitando que se vuelva frágil o susceptible a fallas estructurales.

En cuanto a los tipos de conductores empleados en la transmisión de energía en alta tensión, se utilizan casi exclusivamente conductores desnudos, los cuales se fabrican mediante el trenzado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un núcleo central. Estos se clasifican comúnmente en dos categorías: homogéneos y no homogéneos. Un conductor homogéneo está compuesto íntegramente por un mismo material, mientras que uno no homogéneo, también denominado compuesto, incorpora distintos materiales en su estructura.

Se describen a continuación los tipos de conductores comúnmente utilizados en líneas de transmisión de alta tensión.

- **AAC** (*All Aluminum Conductor*): Está compuesto por alambres de aluminio 1350-H19 (extraduro) trenzado. Su aplicación típica es en áreas urbanas en las cuales la longitud de los vanos es mayormente reducida. Las ventajas de este tipo de conductor radican en su buena resistencia a la corrosión, a su ligereza en comparación con otros tipos de conductores (como los ACSR) y su buena conductividad eléctrica. No obstante, su baja resistencia mecánica limita su uso en líneas de mayor extensión o sometidas a cargas mecánicas importantes.
- **AAAC** (*All Aluminum Alloy Conductor*): Está formado por aluminio 1350-H19 y una aleación de aluminio 6201-T81 en el núcleo. Es ideal para zonas costeras y distribución aérea con vanos más largos, gracias a su excelente resistencia a la corrosión y mayor resistencia mecánica que el AAC. Aunque posee menor conductividad y es más costoso, ofrece mejor desempeño estructural.
- **ACAR** (*Aluminum Conductor Aluminum-Alloy Reinforced*): Este conductor combina aluminio 1350-H19 en el exterior con un núcleo de aleación de aluminio 6201. Se utiliza en líneas de transmisión que requieren buen equilibrio entre resistencia mecánica y conductividad. Aun así, no alcanza la resistencia estructural de los ACSR, pero posee una conductividad mayor.
- **ACSR** (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*): El ACSR consiste en aluminio 1350-H19 y un núcleo de acero galvanizado, lo que le otorga alta resistencia mecánica, permitiéndole adoptar flechas más reducidas. Por esta gran fortaleza estructural es que a pesar de contar con una conductividad menor que otros, es ampliamente utilizado, especialmente en líneas cuyos vanos son de gran extensión o en zonas con presencia de fuertes vientos y hielo.

2.6. Discusión y conclusiones

El presente capítulo ha abordado tres variables clave para el análisis técnico de líneas aéreas de transmisión: la capacidad de transmisión, la resistencia eléctrica del conductor y la distancia vertical al suelo. Cada una de estas dimensiones responde a fundamentos físicos distintos, pero todas ellas afectan de forma directa la eficiencia, seguridad y operatividad del sistema, y presentan interacciones relevantes que han sido introducidas teóricamente en los apartados anteriores.

La capacidad de transmisión se estableció como el límite térmico que define cuánta corriente puede circular por un conductor sin comprometer su integridad ni la del sistema. Este parámetro, influenciado por condiciones ambientales y características del conductor, determina la cantidad de corriente que puede ser transportada de forma segura. Su comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a las pérdidas por efecto Joule, ya que éstas aumentan con la resistencia eléctrica y la corriente, generando un calentamiento del conductor que puede acelerar el alcance del límite térmico, y por tanto reducir la capacidad de transmisión efectiva.

La resistencia eléctrica, por su parte, fue presentada como una propiedad fundamental del conductor que incide en las pérdidas energéticas del sistema. Estas pérdidas no solo afectan la eficiencia operativa, sino que, al estar asociadas a la generación de calor, pueden condicionar indirectamente la capacidad de transmisión. Además, se describieron fenómenos electromagnéticos propios de la operación en corriente alterna que modifican su valor efectivo bajo ciertas condiciones, como el efecto pelicular, el efecto de proximidad y el efecto de núcleo magnético.

En lo que respecta a la distancia vertical al suelo, variable geométrica que debe respetar exigencias normativas de seguridad, fue tratada desde el punto de vista de la flecha del conductor. La flecha depende de factores como la tensión mecánica, la longitud del vano y las condiciones ambientales, entre ellas la temperatura del conductor. Se introdujo la ecuación de cambio de estado como herramienta que permite analizar cómo la temperatura y la carga mecánica modifican la tensión del conductor y, con ello, su deformación. Estas interacciones no han sido cuantificadas aún, pero su relevancia justifica su estudio en capítulos posteriores.

Como resultado del análisis desarrollado, se puede establecer que estos tres aspectos —capacidad de transmisión, resistencia eléctrica y distancia vertical— no deben abordarse de manera independiente, ya que presentan relaciones teóricas directas a través de variables compartidas como la temperatura y el comportamiento térmico del conductor. Esta interdependencia refuerza la necesidad de un enfoque integral al momento de diseñar o evaluar una línea de transmisión aérea.

En este contexto, la selección del conductor se presenta como un factor decisivo. Sus propiedades eléctricas, térmicas y mecánicas inciden simultáneamente en los tres aspectos estudiados. Por ello, elegir un conductor adecuado no solo permite optimizar la eficiencia energética del sistema, sino también asegurar su capacidad de carga y el cumplimiento de los requisitos normativos asociados a la geometría y seguridad de la línea.

3. Bases de cálculo para el estudio eléctrico y mecánico de conductores expuestos a variaciones térmicas

3.1. Introducción

Este capítulo presenta las bases de cálculo utilizadas para evaluar el efecto de la temperatura ambiente sobre variables eléctricas y mecánicas clave en conductores de líneas de transmisión aérea de alta tensión. A diferencia del capítulo 2, donde se desarrollan los fundamentos teóricos correspondientes, aquí se introducen los modelos físicos y las expresiones matemáticas que permiten cuantificar estas variables en función de condiciones térmicas específicas.

En primer lugar, se expone la metodología en la que se basa, para efectos de este estudio, el análisis de la capacidad de transmisión y su relación con la temperatura ambiente, correspondiente a la desarrollada por el IEEE Std 738 – 2023. A continuación, se presenta el modelo de cálculo de la resistencia eléctrica, incorporando los principales factores de corrección que modifican su valor efectivo, y se establece cómo esta propiedad puede vincularse a la temperatura ambiente mediante el mismo estándar. Finalmente, se presentan las ecuaciones que describen la flecha en conductores, variable crítica que determina la distancia vertical entre el conductor y el suelo, o cualquier estructura próxima, y se desarrolla la ecuación de cambio de estado que permite vincular la temperatura con la tensión mecánica aplicada al conductor.

En conjunto, los modelos desarrollados en este capítulo permiten establecer una relación cuantitativa entre la temperatura ambiente y el comportamiento eléctrico y mecánico de los conductores de líneas de transmisión aéreas de alta tensión. Esto es esencial para evaluar distintos escenarios de operación en capítulos posteriores.

3.2. Cálculo de la capacidad de transmisión y su relación con la temperatura ambiente

3.2.1 Cálculo de la capacidad de transmisión en líneas aéreas de alta tensión

Como se indicó en el subcapítulo 2.2, generalmente para el estudio de la capacidad máxima de transporte de corriente en conductores de líneas de transmisión aéreas se emplean dos metodologías; la establecida en el IEEE Std 738 - 2023, “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, y la presentada en el CIGRE TB 601, “Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines”. Ambas normas están basadas en la expresión de balance térmico en estado estacionario de un conductor (ecuación (3.1)), pero que presentan diferencias en cuanto a los fenómenos considerados y al grado de complejidad del modelo. La ecuación (3.2) corresponde a la presentada por la IEEE y la ecuación (3.3) a la formulada por la CIGRE.

$$\text{Pérdida de calor} = \text{Ganancia de calor} \quad (3.1)$$

$$q_c + q_r = q_s + q_j \quad (3.2)$$

$$q_j + q_m + q_s + q_i = q_c + q_r + q_w \quad (3.3)$$

Respecto a las ecuaciones usadas en cada metodología, la principal diferencia entre ambas recae en que la ecuación propuesta por la CIGRE considera una mayor cantidad de parámetros que la ecuación abordada en el estándar de la IEEE. Estos parámetros adicionales son el calentamiento por efecto corona en el conductor (q_i), el calentamiento por efecto magnético (q_m) y el enfriamiento por efecto de la evaporación (q_w), que, si bien aportan mejorando la exactitud del modelo térmico del conductor, para efectos de este estudio son prescindibles.

En consecuencia, los análisis posteriores se basan en la metodología propuesta por el IEEE Std 738 - 2023, desarrollada en el subcapítulo 3.2.2, que contempla el calentamiento del conductor por efecto Joule (q_j) y el calentamiento por radiación solar (q_s) en conjunto a las pérdidas de calor por convección (q_c) y radiación térmica del propio conductor (q_r). De esta manera, considerando la ecuación (2.1) que determina las pérdidas por efecto Joule, se obtiene la ecuación (3.4) que describe de forma general el cálculo de la capacidad de un conductor con la metodología considerada.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_s)}} \quad (3.4)$$

Cabe destacar, además, que este estándar es el recomendado por la Normativa Técnica Chilena para desarrollar los estudios asociados a la determinación de los límites térmicos de los conductores. La figura 3.1 ejemplifica las ganancias y pérdidas de calor en conductores desnudos aéreos en base a este estándar y la ecuación (3.2).

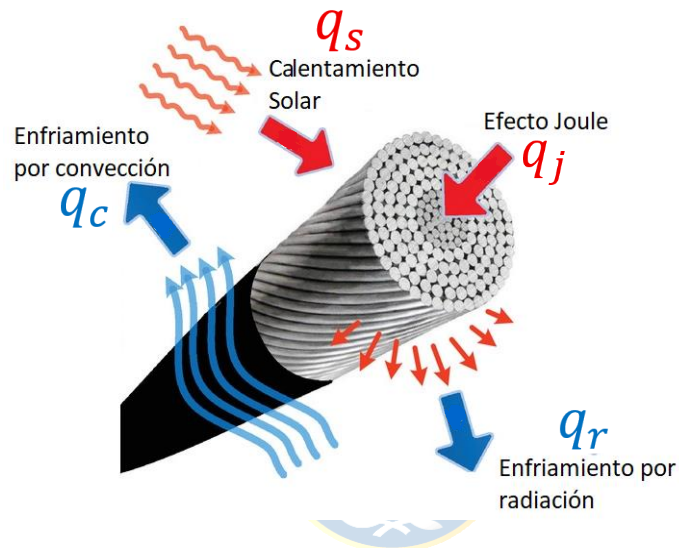


Figura 3.1: Balance térmico en conductores desnudos aéreos en base al IEEE Std 738 – 2023 [28].

3.2.2 Metodología IEEE Std 738-2023

El modelo presentado en el IEEE Std 738 - 2023 permite no tan solo calcular la corriente máxima admisible a través del conductor para una temperatura propia y ambiental conocidas, sino también determinar la temperatura del conductor para una temperatura ambiente y corriente dadas. En consecuencia, este modelo no solo resulta útil para evaluar la capacidad de transmisión, sino que también se convierte en una herramienta base para el análisis térmico-mecánico integral de líneas de transmisión.

En particular, la capacidad térmica del conductor modelada a través de esta metodología depende de diversos factores, entre los que destacan:

- Las propiedades del material del conductor (conductividad, resistencia eléctrica).
- Las propiedades físicas del conductor (diámetro, área proyectada, tipo de conductor).
- Las propiedades de la superficie del conductor (emisividad, absorción solar).
- Las condiciones ambientales (viento, temperatura ambiente, radiación, densidad del aire, entre otras)
- La condición geográfica (latitud, azimut de la línea, altitud sobre el nivel del mar)

Así, la ecuación (3.5) presenta una visión general de la dependencia entre estas variables en el cálculo de la corriente máxima permisible.

$$I = \sqrt{\frac{q_c(D_c, V_w, \rho_f, \mu_f, k_f, T_s, T_a, \Phi, H_e) + q_r(D_c, \varepsilon, T_s, T_a) - q_s(\alpha, \theta, A', H_e, H_c)}{R(T_s)}} \quad (3.5)$$

En siguientes apartados se desarrollan en detalle las ecuaciones que definen las pérdidas y ganancias de calor contempladas por el estándar, en función a la ecuación (3.2).

A. Pérdidas de calor por convección (q_c)

En un sistema donde un fluido se calienta, la región más caliente reduce su densidad, creando una diferencia de presión con el entorno más denso. Esto genera un flujo que reemplaza el aire caliente por aire frío, formando un ciclo continuo denominado celda de convección, que en el caso particular de las masas de aire es el que genera el viento. En el caso de los conductores la fuente de calor es la superficie, dado que suelen estar a mayor temperatura que la temperatura ambiente, por lo cual pierden calor.

El estándar IEEE Std 738 - 2023 define por lo demás las pérdidas por convección forzada tanto para vientos débiles como para fuertes, considerando la mayor entre estas dos. Las ecuación (3.6) y (3.7) las describen correspondientemente. Además, el estándar define las pérdidas por convección natural (ecuación (3.8)), la cual es comparable y reemplaza a las pérdidas por convección forzada cuando la velocidad del viento es menor a 0,2 m/s.

Las ecuaciones que describen estas pérdidas según se trate de convección forzada o natural son las siguientes:

$$q_{c1} = 1,01 + 0,0372 * \left(\frac{D_c * \rho_f * V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} * k_f * K_{angle} * (T_s - T_a) \quad (3.6)$$

$$q_{c2} = 0,754 * \left(\frac{D_c * \rho_f * V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} * k_f * K_{angle} * (T_s - T_a) \quad (3.7)$$

$$q_n = 3,645 * \rho_f^{0,5} * D_c^{0,75} * (T_s - T_a) \quad (3.8)$$

Las ecuaciones (3.6) y (3.7) para convección forzada son válidas en el rango de variables presentado en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Rango de validez de las variables consideradas en las ecuaciones (3.6) y (3.7) [2].

Variable	Valor
Diámetro del Conductor (D_c)	0,01 – 150 [mm]
Velocidad del Viento (V_w)	0 – 18,9 [m/s]
Temperatura ambiente (T_a)	15,6 – 260 [°C]
Temperatura del Conductor (T_s)	21 – 10004 [°C]
Presión del Viento	40,5 – 405 [kPa]

Por otro lado, es importante definir el factor de corrección K_{angle} . Este factor traduce el efecto que tiene el ángulo de incidencia del viento en el conductor ($\emptyset$). Este ángulo varía entre 0° y 90° y es complementario al ángulo β , es decir, $\emptyset + \beta = 90^\circ$. La condición $\emptyset = 90^\circ$ corresponde a cuando el viento incide de manera totalmente perpendicular al eje del conductor, que equivale a la condición en la cual la disipación es máxima, mientras que para la condición de $\emptyset = 0^\circ$, donde el viento es plenamente paralelo al conductor, la disipación de calor del conductor es mínima. Esto se ve reflejado en la figura 3.2.

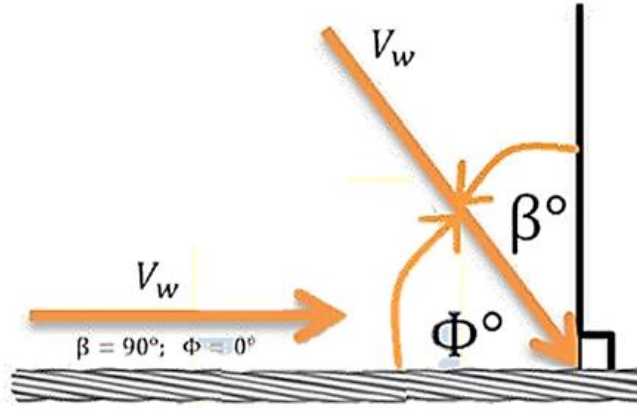


Figura 3.2: Ángulos de incidencia del viento V_w en el conductor, ϕ y β [5].

Las ecuaciones que permiten determinar al factor de corrección K_{angle} en función del ángulo de incidencia que se esté utilizando, (ϕ o β) correspondientemente, son las siguientes.

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194 \cos(2\phi) + 0,368 \sin(2\phi) \quad (3.9)$$

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\beta) - 0,194 \cos(2\beta) + 0,368 \sin(2\beta) \quad (3.10)$$

B. Pérdidas de calor por radiación térmica del conductor (q_r)

Las pérdidas de calor por radiación son la transferencia de energía térmica en forma de ondas electromagnéticas desde un cuerpo caliente hacia un entorno más frío, incluso en el vacío. En líneas de transmisión, estas pérdidas dependen de la temperatura del conductor, su emisividad y la temperatura ambiente, siendo relevantes a altas temperaturas. La ecuación (3.11) las describe.

$$q_r = 17,8 * D_c * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (3.11)$$

C. Ganancias de calor por radiación solar (q_s)

Si bien el sol provee de calor al conductor, depende de variables como la posición del sol en el cielo, la cantidad de energía transmitida a través de la atmósfera, la orientación del conductor, su ubicación geográfica, sus condiciones de superficie, el día del año, entre otros factores. La ecuación (3.12) describe esta ganancia de calor.

$$q_s = \alpha * Q_{se} * \sin(\theta) * A' \quad (3.12)$$

De manera particular, la absorción solar (α) determina la capacidad de un material para absorber la radiación y se considera generalmente igual 0,5. Respecto a su significado, un valor de absorción solar igual a 1 indica que el material absorbe toda la radiación, y un valor igual a 0 indica que no absorbe la radiación, y que por lo tanto no se caliente por este efecto.

Respecto a Q_{se} , es la corrección de la intensidad total de radiación solar y del cielo que recibe el conductor para una elevación distinta a la nivel del mar. Para esto se utiliza el factor K_{solar} . De esta manera, al nivel del mar Q_{se} es igual a Q_s . En tanto a las ecuaciones que describen estos parámetros, son las (3.13), (3.14) y (3.15) para Q_{se} , K_{solar} y Q_s respectivamente.

$$Q_{se} = K_{solar} Q_s \quad (3.13)$$

$$K_{solar} = A_1 + B_1 H_e + C_1 H_e^2 \quad (3.14)$$

$$Q_s = A_2 + B_2 H_c + C_2 H_c^2 + D_2 H_c^3 + E_2 H_c^4 + F_2 H_c^5 + G_2 H_c^6 \quad (3.15)$$

Las constantes que componen la ecuación (3.14) son presentadas en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Coeficientes que comprenden la ecuación (3.14) [2].

Constante	Valor
A1	1
B1	$1,148 * 10^{-4}$
C1	$-1,108 * 10^{-8}$

Es importante destacar de Q_s su dependencia con la calidad de la atmósfera, es decir, de la cantidad de nubes cubriendo el cielo, de la polución atmosférica y del contenido de humedad del aire. De esta manera, las constantes que componen su ecuación (ecuación (3.15)) varían según se trate de una atmósfera limpia o industrial, tomando los valores presentados en la Tabla 3.3 correspondientemente.

Tabla 3.3: Coeficientes que comprenden la ecuación (3.15) según la calidad de la atmósfera [2].

Atmósfera limpia	Valor	Atmósfera industrial	Valor
A_2	-42,2391	A_2	53,1821
B_2	63,8044	B_2	14,2110
C_2	-1,9220	C_2	$6,6138 * 10^{-1}$
D_2	$3,46921 * 10^{-2}$	D_2	$-3,1658 * 10^{-2}$
E_2	$-3,61118 * 10^{-4}$	E_2	$5,4654 * 10^{-4}$
F_2	$1,94318 * 10^{-6}$	F_2	$-4,3446 * 10^{-6}$
G_2	$-4,07608 * 10^{-8}$	G_2	$1,3236 * 10^{-8}$

Respecto a la altitud del sol sobre el horizonte (H_c), calculada con la ecuación (3.16), corresponde al ángulo que se genera entre la posición del sol y el horizonte dependiendo de la ubicación del observador, como se ve reflejado en la figura 3.3.

$$H_c = \arcsin[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(Lat) \sin(\delta)] \quad (3.16)$$

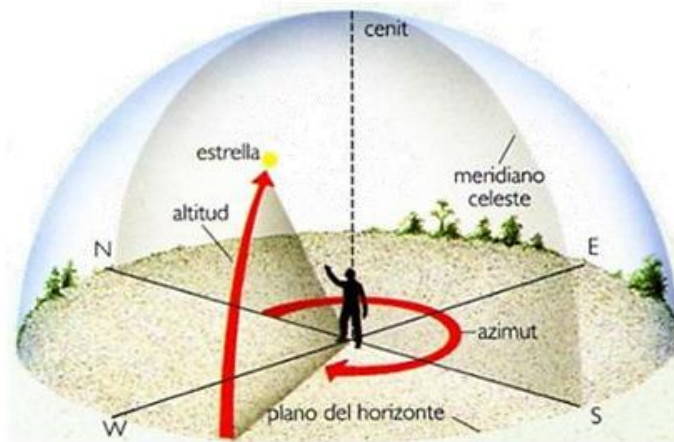


Figura 3.3: Coordenadas horizontales [29].

En tanto a los parámetros de la ecuación para determinar la altitud del sol sobre el nivel del mar (ecuación (3.16)), el detalle es el siguiente:

- La latitud (Lat) corresponde al ángulo entre el plano del ecuador y la línea que une la posición del conductor en la superficie terrestre con el centro de la tierra. Su valor es considerado positivo en el hemisferio norte y negativo en el hemisferio sur.
- La declinación del sol (δ), calculada con la ecuación (3.17), corresponde al ángulo formado desde el ecuador celeste hacia la eclíptica de manera independiente a la posición del conductor, como se ve reflejado en la figura 3.4. El rango va desde los $-23,45^\circ$ hasta los $23,45^\circ$, siendo esta última la correspondiente al solsticio de verano cuando ocurre en el hemisferio norte.

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{284 + N}{365} * 360\right) \quad (3.17)$$



Figura 3.4: Declinación del sol (δ) [29].

- La hora angular (ω) corresponde a ser la hora respecto al medio día (12:00) en grados. La ecuación (3.18) la describe.

$$\omega = (Hora - 12:00) * 15 \quad (3.18)$$

Por otra parte, al ángulo efectivo de incidencia de los rayos del sol (θ) sobre el conductor se describe en la ecuación (3.19), depende tanto de la orientación que tenga con respecto al sol como de la altitud del propio sol.

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l)] \quad (3.19)$$

- Respecto a la azimut del sol (Z_c), es el ángulo que describe la dirección del sol con respecto al norte geográfico, y se determina en la ecuación (3.20).

$$Z_c = C + \arctan(\chi) = C + \arctan\left(\frac{\sin(\omega)}{\sin(Lat) \cos(\omega) - \cos(Lat) \tan(\delta)}\right) \quad (3.20)$$

Es importante destacar que la constante de azimut C toma su valor según la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Valores de la constante de azimut (C) [2].

Hora angular (ω)	C [°] si $\chi \geq 0$	C [°] si $\chi \leq 0$
$-180^\circ \leq \omega < 0^\circ$	0	180
$0^\circ \leq \omega \leq 180^\circ$	180	360

D. Ganancias de calor por efecto Joule (q_j)

El calentamiento por efecto Joule, o también conocido como pérdidas resistivas del conductor, se originan por el paso de la corriente a través del conductor, lo que debido a su resistencia eléctrica interna produce calor. Este es un efecto natural que se produce en los conductores y su magnitud dependerá tanto de las propiedades eléctricas de su material, como de su propiedades físicas y de su temperatura. La ecuación (3.21) describe este tipo de calentamiento. En tanto al cálculo de la resistencia eléctrica del conductor, se desarrolla en el capítulo 3.3.

$$q_j = I^2 * R(T_s) \quad (3.21)$$

3.2.3 Influencia de la temperatura ambiente en la capacidad de transmisión

Como se mostró en el desarrollo del modelo abordado por el IEEE Std 738 - 2023, la temperatura ambiente (T_a) interviene de forma explícita en las expresiones que calculan las pérdidas de calor por convección (q_c) y radiación térmica (q_r), las cuales son fundamentales en el balance térmico del conductor. Esta participación directa de la temperatura ambiente en el modelo implica que la capacidad de transmisión de un conductor queda condicionada por el entorno térmico en el que opera. Además, si bien la resistencia eléctrica del conductor ($R(T_s)$) depende únicamente de la temperatura del propio conductor, esta temperatura resulta del equilibrio térmico afectado, entre otros factores, por la temperatura ambiente. En este análisis, al considerarse la temperatura del conductor como un valor conocido, la resistencia puede evaluarse directamente a partir de ella, sin necesidad de vincularla explícitamente a T_a . Esta relación indirecta completa el cuadro de cómo la temperatura ambiente influye en la capacidad de transporte de corriente en líneas aéreas.



3.3. Cálculo de la resistencia eléctrica de conductores y su relación con la temperatura ambiente

3.3.1 Cálculo de la resistencia eléctrica de conductores en líneas aéreas de alta tensión

En el contexto de transmisión de energía eléctrica, donde históricamente ha predominado el uso de corriente alterna sobre corriente continua a nivel nacional, es necesario definir la resistencia en corriente alterna (R_{AC}). Esta se obtiene a partir de la resistencia a corriente continua (R_{DC}), corregida mediante factores que incorporan principalmente los comentados en el capítulo 2.3. Es decir, el efecto pelicular en el conductor (ΔR_1), el efecto de proximidad entre conductores (ΔR_2) y el efecto de su núcleo magnético (ΔR_3), si es que lo tuviera. La ecuación (3.22) describe esta relación.

$$R_{AC} = R_{DC} + \Delta R_1 + \Delta R_2 + \Delta R_3 \quad (3.22)$$

La determinación de R_{DC} depende de aspectos como la geometría del conductor, su construcción, el material que la compone, entre otros. Si bien la expresión más común es la detallada en la ecuación (3.23), aplica de manera precisa para conductores sólidos cilíndricos de material no ferroso.

$$R_{DC} = \rho \left(\frac{L}{A} \right) \quad (3.23)$$

Respecto a la variación de la resistencia eléctrica efectiva por efecto pelicular (ΔR_1), se puede determinar con la ecuación (3.24).

$$\Delta R_1 = (K_{sk} - 1) * R_{DC} \quad (3.24)$$

El coeficiente K_{sk} , como se presenta en el CIGRE TB 601 y 345, se puede determinar haciendo uso de las funciones de Bessel, considerando una distinción clave entre dos clases principales de conductores:

- En conductores homogéneos no ferrosos, ya sean sólidos o trenzados, como los AAC, AAAC, cuya sección conductora se modela mediante un único radio efectivo:

$$K_{sk} = \frac{D_c^2 * \pi * \left(\frac{E}{I} \right)_R}{4 * \rho} \quad (3.25)$$

- En conductores compuestos con núcleo ferromagnético, como los ACSR, cuya sección conductora se modela a través de un diámetro externo (D_c) e interno (D_{c1}).

$$K_{sk(tubular)} \approx 1 + (K_{sk} - 1) * \left(1 - \frac{D_{c1}}{D_c} \right) \quad (3.26)$$

En donde la expresión $\left(\frac{E}{I}\right)_R$ representa la parte real del campo eléctrico por unidad de corriente en el conductor, determinada mediante la ecuación (3.27). Esta variable por lo demás considera la profundidad de propagación de la corriente (δ_{skin}), dada por la ecuación (3.28) y los parámetros J_0 y J_1 que describen la función de Bessel de orden 0 y 1 a través de las ecuaciones (3.29) y (3.30) respectivamente. La frecuencia de la corriente es representada por f .

$$\left(\frac{E}{I}\right)_R = Real\left(\frac{\rho * (1 - i)}{D_c * \pi * \delta_{skin}} * \left(\frac{J_0}{J_1}\right)\right) \quad (3.27)$$

$$\delta_{skin} = \sqrt{\frac{\rho}{4 * f * \pi^2 * \mu_r * 10^{-7}}} \quad (3.28)$$

$$J_0 = 1 - \left(\frac{x}{2}\right)^2 + \frac{1}{4} * \left(\frac{x}{2}\right)^4 - \frac{1}{36} * \left(\frac{x}{2}\right)^6 \quad (3.29)$$

$$J_1 = \left(\frac{x}{2}\right) - \frac{1}{2} * \left(\frac{x}{2}\right)^3 + \frac{1}{12} * \left(\frac{x}{2}\right)^5 - \frac{1}{144} * \left(\frac{x}{2}\right)^7 \quad (3.30)$$

$$x = \frac{(1 - i) * D_c}{2 * \delta_{skin}} \quad (3.31)$$

En cuanto a la variación de la resistencia por efecto de proximidad entre conductores (ΔR_2), tal como se indica en el capítulo 2.3, este fenómeno puede despreciarse en el análisis de líneas aéreas de alta tensión, debido a la amplia separación entre las fases, lo cual reduce significativamente la interacción electromagnética. Esta simplificación es coherente con los lineamientos del IEEE Std 738 - 2023 y del CIGRE TB 601, los cuales concuerdan en que su influencia es mínima bajo configuraciones geométricas típicas.

En relación al efecto del núcleo magnético, resulta interesante contrastar lo planteado por el IEEE y el CIGRE. Si bien ambos reconocen la existencia de este fenómeno y su impacto sobre la resistencia, el CIGRE TB 601 lo modela como una pérdida energética adicional (q_m) en la ecuación de balance térmico (ecuación (3.3)), mientras que el IEEE Std 738 - 2023 lo trata como un factor de corrección sobre la resistencia (ΔR_3). Aun así, la CIGRE TB 345 define la ecuación (3.32) para calcular el aumento en la resistencia debido a este efecto.

$$\Delta R_3 = 2 * \pi * f * \mu_r * \mu_0 * A_S * N * \tan(\delta) \quad (3.32)$$

En donde:

$$N = \frac{\sum_{i=1}^j \frac{n_i}{\lambda_i} * (-1)^i}{n} \quad (3.33)$$

3.3.2 Influencia de la temperatura ambiente sobre la resistencia eléctrica del conductor

En cuanto a la relación entre la resistencia eléctrica del conductor y la temperatura ambiente, la ecuación (3.34) permite determinar la resistencia en función de la temperatura del conductor, a partir de una aproximación lineal que considera su coeficiente de temperatura:

$$R_{T_2} = R_{T_1} (1 + \alpha_R * (T_2 - T_1)) \quad (3.34)$$

De forma alternativa, el IEEE Std 738 – 2023 describe la ecuación (3.35) que permite estimar el valor de la resistencia del conductor al linealizar la curva que relaciona este parámetro con su propia temperatura en base a valores conocidos, tanto de resistencia como de la temperatura a la cual esta es estimada, haciendo consideración de los factores de corrección pertinentes en sus magnitudes. Así, de la ecuación (3.35), $R(T_{HIGH})$ es la resistencia a la mayor temperatura especificada para el conductor (T_{HIGH}), $R(T_{LOW})$ es la resistencia a la menor temperatura especificada del conductor (T_{LOW}) y T_{NEW} es la nueva temperatura a la cual se quiere estimar la resistencia ($R(T_{NEW})$).

$$R(T_{NEW}) = \left[\frac{R(T_{HIGH}) - R(T_{LOW})}{T_{HIGH} - T_{LOW}} \right] (T_{NEW} - T_{LOW}) + R(T_{LOW}) \quad (3.35)$$

Cabe señalar que ambas ecuaciones utilizan como variable de referencia la temperatura del conductor, no la temperatura ambiente. Esta dependencia directa entre resistencia y temperatura de operación ya fue anticipada en el capítulo 2.3, donde se indicó que uno de los factores fundamentales que modifican la resistencia eléctrica es precisamente la temperatura a la que opera el conductor.

Para establecer una relación con la temperatura ambiente, se recurre a una de las aplicaciones del IEEE Std 738 - 2023, tratada en el subcapítulo 3.2.2: la estimación de la temperatura del conductor a partir de valores conocidos de temperatura ambiente y corriente eléctrica. Así, mediante el uso de la ecuación de balance térmico (ecuación (3.2)), es posible despejar la temperatura del conductor y, a partir de ella, aplicar las ecuaciones (3.34) o (3.35) para determinar su resistencia efectiva.

3.4. Cálculo de la distancia vertical de conductores y su relación con la temperatura ambiente

3.4.1 Cálculo de flecha y distancia vertical en conductores

Como se mencionó en el capítulo 2.4, la distancia vertical entre los conductores y el suelo u otras estructuras está estrechamente relacionada a la flecha que tienen los conductores en cada vano de la línea de transmisión. En base a esto, se presentan las expresiones que permiten determinar la flecha en diferentes configuraciones de apoyo.

- Flecha considerando apoyos a igual altura (véase figura 2.1):

$$D = \frac{H}{w} * \left(\cosh \left(\frac{w * S}{2 * H} \right) - 1 \right) \quad (3.36)$$

- Flecha considerando apoyos a distinta altura (véase figura 2.2):

$$D = \frac{H}{w} * \left(\cosh \left(\frac{w * x}{H} \right) - 1 \right) \quad (3.37)$$

Donde x representa la distancia horizontal entre el punto más bajo de la catenaria y el apoyo respecto del cual se desea calcular la flecha relativa. El valor de x se determina según:

- Para el apoyo derecho:

$$x_R = \frac{S}{2} - \frac{H}{w} * \sinh^{-1} \left(\frac{\frac{h}{2}}{\frac{H}{2} * \sinh \left(\frac{S * w}{2 * H} \right)} \right) \quad (3.38)$$

- Para el apoyo izquierdo:

$$x_L = S - x_R \quad (3.39)$$

Así, en tanto se cuenta con los valores específicos de las flechas de los conductores por vano se puede determinar la distancia con respecto al suelo como la diferencia entre la elevación sobre el nivel del mar del apoyo de interés y la posición en donde se produce la flecha, sumada a la diferencia entre la altura a la cual se encuentra el punto de sujeción del conductor en el apoyo y el valor de flecha calculada (ecuación (3.40)).

$$h_{libre} = \left(h_{elevación_{apoyo}} - h_{elevación_{flecha}} \right) + \left(h_{altura_{enclaje}} - D \right) \quad (3.40)$$

Como puede observarse en las ecuaciones presentadas, la flecha del conductor depende directamente de la tensión horizontal aplicada en el vano (H). Dado que esta tensión no es constante y puede variar con factores térmicos y mecánicos, resulta necesario contar con un modelo que permita evaluarla bajo distintas condiciones de operación. Para este fin, en el subcapítulo 3.4.2 se presenta la ecuación de cambio de estado en conductores, la que permite determinar la tensión horizontal considerando la influencia de la temperatura del conductor y su peso aparente.

3.4.2 Ecuación de cambio de estado en conductores

Existen diversos factores externos que pueden influir en la fuerza a la que está sometido un conductor eléctrico y, en consecuencia, en el esfuerzo mecánico que debe soportar para mantenerse suspendido entre apoyos. Uno de los aspectos más relevantes es la variación de la carga mecánica, la cual puede verse afectada por condiciones ambientales como la intensidad del viento o la formación de hielo sobre el conductor.

Estos fenómenos incrementan el peso efectivo del conductor, aumentando la carga por unidad de longitud y, con ello, la tensión mecánica necesaria para mantener la estructura estable. Por otro lado, los cambios de temperatura también tienen un efecto significativo, ya que provocan expansión o contracción térmica del conductor. A medida que la temperatura aumenta, el conductor se dilata, reduciendo la tensión mecánica; mientras que, al disminuir la temperatura, se contrae, lo que incrementa esta tensión. En conjunto, estas variables determinan el comportamiento mecánico del conductor por lo que deben ser cuidadosamente consideradas en el diseño y operación de líneas de transmisión, ya que influyen directamente en la flecha, la seguridad estructural y la vida útil del sistema.

Para el estudio de esta variación de tensión mecánica sobre el conductor se suele utilizar la ecuación de cambio de estado en conductores, correspondiente a la ecuación (3.41).

$$H_2^3 * \frac{S}{A * E} + H_2^2 * \left(\frac{w_1^2 * S^3}{24 * H_1^2} + S * \alpha_R * (T_2 - T_1) - H_1 * \frac{S}{A * E} \right) - \frac{w_2^2 * S^3}{24} = 0 \quad (3.41)$$

Esta expresión nace de la ecuación (3.42), la cual relaciona la dilatación térmica sufrida por el conductor (ecuación (3.43)) y su elongación debido a los esfuerzos mecánicos a los que se ve sometido (ecuación (3.44)) con la variación total en la longitud del conductor (ecuación (3.45)). En este contexto, es necesario definir al menos dos condiciones de análisis para un conductor, su estado inicial y su estado final, de manera que conocidas todas las variables del primer estado y las condiciones en que se dan el otro, se puede determinar la tensión mecánica desconocida del segundo.

$$\Delta L = \Delta L_{térmico} + \Delta L_{mecánico} \quad (3.42)$$

$$\Delta L_{termico} = L_{final} - L_{inicial} = \alpha_R * (T_2 - T_1) * L_{inicial} \quad (3.43)$$

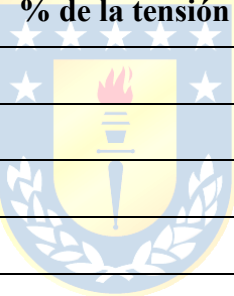
$$\Delta L_{mecanico} = L_{final} - L_{inicial} = \frac{L * (H_2 - H_1)}{E * A} \quad (3.44)$$

$$\Delta L = \frac{S^3}{24} * \left(\left(\frac{H_2}{w_2} \right)^2 - \left(\frac{H_1}{w_1} \right)^2 \right) \quad (3.45)$$

I. Estado inicial de un conductor

Comúnmente, para definir el estado inicial de un conductor se consideran las condiciones normales bajo las cuales operará en servicio. Esto implica suponer una temperatura representativa del conductor (distinta de aquella utilizada para evaluar la máxima transferencia de potencia), junto con una tensión mecánica aplicada bajo condiciones de carga típicas. Esta tensión no debe exceder un cierto porcentaje de la tensión de ruptura del conductor, condición conocida como Every Day Stress (EDS). Respecto a este porcentaje, su uso fue inicialmente recomendado por el Comité del Grupo N°23 del CIGRE en 1967. No obstante, con el tiempo, diversas empresas y organismos han adoptado valores propios para esta condición, basados en su experiencia operativa y criterios de diseño adquiridos. De manera particular, en la referencia [13] se presentan porcentajes en condición de EDS para diferentes materiales en conductores eléctricos (Tabla 3.5).

Tabla 3.5: Porcentajes recomendados para la condición de EDS [13].

Tipo de material	% de la tensión de ruptura para la condición de EDS	
Cobre		Entre 26% a 33%
ACSR		Entre 18% a 20%
Aluminio		20%
Aleación de Aluminio		18%

II. Estado final de un conductor

En este caso, es necesario definir la nueva temperatura de operación del conductor, al igual que su nuevo peso aparente, suponiendo que sucedieran estos cambios. Respecto a este último parámetro, es relevante cuantificar cómo los fenómenos, como el aumento en la intensidad del viento y la creación de hielo en el conductor modifican su peso aparente para ser evaluado en la nueva condición de operación.

- Sobrecarga por hielo sobre el conductor:

En zonas en las cuales la temperatura media es inferior a 0°C existe una alta probabilidad de que se forme hielo alrededor de los conductores, el cual es denominado “manguito de hielo”, incluso si estos se encuentran operando a plena carga. El peso se puede calcular a través de la ecuación (3.46), lo que le significa al conductor un aumento en su peso aparente determinado por la ecuación (3.47).

$$P_h = \pi * b * (D_c + b) * \rho_{hielo} * 10^{-6} \quad (3.46)$$

$$w_{c+h} = w_1 + P_h \quad (3.47)$$

- Sobrecarga por viento sobre el conductor:

El viento al golpear en el conductor ejerce una fuerza horizontal, la cual puede aumentar debido a la presencia de manguito de hielo dado que incrementa la superficie golpeada. La ecuación (3.48) permite calcular la fuerza horizontal.

$$Q_v = P_{viento} * (D_c + 2 * b) = \left(\frac{V_w}{3.6} \right)^2 * \frac{\gamma}{2} * (D_c + 2 * b) * \frac{10^{-3}}{g} \quad (3.48)$$

Contando con las sobrecargas verticales y horizontales por efecto del hielo y viento, el peso efectivo del conductor se determina a través de la ecuación (3.49).

$$w_2 = \sqrt{Q_v^2 + w_{c+h}^2} \quad (3.49)$$

De esta manera, se obtiene el peso del conductor para dos condiciones diferentes, w_1 para la condición inicial del conductor y w_2 para la nueva condición de operación.

3.4.3 Influencia de la temperatura ambiente sobre la distancia vertical de conductores

La relación entre la temperatura ambiente y la distancia vertical entre los conductores y el suelo u otras estructuras se establece a partir de la ecuación de cambio de estado de conductores, la cual incorpora la temperatura del conductor mediante su dilatación térmica (ecuación (3.41)) para determinar la tensión mecánica. Así, y de manera análoga a como se plantea en el capítulo 3.3.2, se hace uso de la ecuación de balance térmico de conductores (ecuación (3.2)) presentada en el IEEE Std 738 - 2023 (desarrollado en el capítulo 3.2.1) para estimar la temperatura del conductor en función de una temperatura ambiente y corriente conocidas. Esto permite establecer una relación cuantitativa entre las variables de interés, la cual será evaluada en el capítulo 5.

3.5. Discusión y Conclusiones

En este capítulo se han desarrollado los modelos de cálculo necesarios para evaluar el impacto de la temperatura ambiente sobre el comportamiento eléctrico y mecánico de los conductores. A través de la aplicación del balance térmico propuesto por el IEEE Std 738-2023 y de la ecuación de cambio de estado, se estableció una base metodológica para vincular la temperatura del conductor con su capacidad de transmisión, su resistencia eléctrica y la distancia vertical que presenta en el vano.

Se ha demostrado que la temperatura ambiente influye de forma indirecta en cada una de estas variables: mediante su efecto sobre la temperatura del conductor, esta modifica tanto su comportamiento térmico-eléctrico como su respuesta mecánica. Esta dependencia, expresada formalmente a través de los modelos expuestos, servirá como fundamento para los análisis posteriores, donde se estudiará la sensibilidad de la capacidad de transmisión, la resistencia eléctrica y la distancia vertical al suelo frente a variaciones en la temperatura ambiente.



4. EXIGENCIAS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DEFINIDAS POR LA NORMATIVA TÉCNICA CHILENA

4.1. Introducción

La normativa técnica aborda diversos aspectos relacionados a las líneas de transmisión donde propone y exige distintos requerimientos a cumplir según el apartado de la línea que se está analizando. Considerando el objetivo de este informe, que de manera general consiste en evaluar la capacidad de transmisión del conductor en una línea de transmisión aérea, la distancia vertical al suelo de cada vano de la línea y la variación en la magnitud de la resistencia de su conductor es que opta por desarrollar de manera particular de la normativa técnica chilena estos temas correspondientes siempre y cuando sean abordados en la misma.

4.2. Exigencias mínimas y recomendaciones de diseño basadas en la Normativa Técnica Chilena

Las primeras exigencias mínimas y recomendaciones de diseño a considerar, redactadas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [16], que a su vez referencia al Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño en Instalaciones de Transmisión [26], son las siguientes:

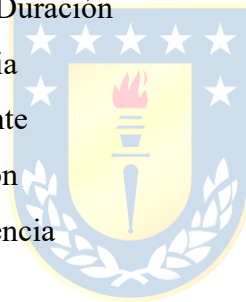
- El diseño de una línea de transmisión debe ser acorde a las condiciones climáticas de la zona en cuanto a la temperatura, viento máximo, viento con hielo, hielo máximo, nivel cerámico, condiciones geográficas y meteorológicas a fin de que esta soporte todos los esfuerzos a los que se pueda ver sometida.
- Se debe evaluar como mínimo, en lo que respecta particularmente a los conductores, su capacidad de transmisión.
- La temperatura máxima de operación de los conductores por fase no debe ser mayor a 80°C para conductores de aluminio o aleaciones de aluminio, y 90°C en conductores de cobre. Al igual que esta no puede ser mayor a la temperatura máxima definida para el conductor por el fabricante. Aun así, y en caso de requerir conductores que alcancen mayores temperaturas, se debe definir su valor máximo a alcanzar según las características que se requieran y se debe

informar al Coordinador Eléctrico Nacional la temperatura de emergencia y de cortocircuito de la línea.

- La tensión mecánica sobre los conductores no debe ser mayor al 50% de su tensión de ruptura, y en caso de haber presencia de hielo, esta no puede ser mayor al 70%.
- Las pérdidas por efecto Joule se calculan considerando un factor de potencia unitario y la resistencia del conductor a su máxima temperatura de diseño.

En lo que respecta a la capacidad de transmisión en régimen permanente para conductores, y en general de todo elemento serie del sistema de transmisión, la Norma Técnica Seguridad y Calidad de Servicio indica que esta viene determinada por el menor valor de capacidad de transmisión que surge de la comparación entre los siguientes límites:

- Límite Térmico
- Límite por Sobrecarga de Corta Duración
- Límite por Estabilidad Transitoria
- Límite por Estabilidad Permanente
- Límite por Estabilidad de Tensión
- Límite por Estabilidad de Frecuencia



De manera que la máxima corriente que puede circular por los conductores no debe ser inferior o a lo sumo igual al 100% del límite de capacidad, tanto en estado normal como en estado de alerta del sistema. En estado de emergencia la capacidad de transmisión en régimen permanente siempre se considera a lo correspondiente en su límite térmico.

En lo que respecta al límite térmico, que es de mayor interés dado los temas que se busca tratar en base a la normativa técnica, se define según la misma norma (Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio) como la máxima corriente que puede circular por un elemento serie del sistema de transmisión en función de la máxima temperatura para la cual este fue diseñado, y su determinación, que está bajo la responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional, se desarrolla considerando los términos indicados para su cálculo en el Anexo Técnico de Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento [17]. En este último, particularmente en su Artículo 16 sobre líneas de transmisión, se detalla que el cálculo del límite térmico se lleva a cabo tanto para régimen permanente como para régimen transitorio, los cuales, de manera general, además, se subdividen según la estación

del año, ya sea verano o invierno, en donde para verano se considera una temperatura ambiente constante con sol de 25°C y en invierno una temperatura ambiente constante con sol de 15°C con una exposición al sol de 12 horas, en conjunto a una velocidad del viento de 0.61 [m/s] con incidencia perpendicular a la línea. De manera adicional, el mismo artículo determina que los Coordinados deben informar al Coordinador Eléctrico Nacional la capacidad térmica de sus conductores en función de la temperatura ambiente y temperatura del conductor (tabla de relación corriente – temperatura) para condiciones con sol y sin sol para las temperaturas ambientes comprendidas entre los 0°C y los 45°C, y para temperaturas del conductor entre los 0°C y sus temperaturas máximas de operación. Respecto al cómo desarrollar estos cálculos, el Anexo Técnico recomienda consultar el estándar IEEE 738-2006 y 2012, el cual propone una metodología para esto basada en las ecuaciones de balance térmico estacionario y dinámico.

Continuando con las exigencias de diseño y seguridad, en particular para lo que son distancias verticales asociadas a los conductores de las líneas de transmisión, en la normativa técnica, específicamente en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 [15] y Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 [12], se establecen los siguientes requerimientos:

- Distancia vertical mínima entre conductores de líneas de alta tensión y líneas de tensión reducida que se cruzan:

$$1,80 [m] + 0,01 * kV [m] \quad (4.1)$$

En donde kV representa el valor de tensión nominal de la línea de alta tensión medido en [kV].

- Distancia vertical mínima entre conductores de líneas de alta tensión que se cruzan entre sí:

$$1,5 + \frac{kV_s + kV_i}{170} [m] \quad (4.2)$$

En donde kV_s y kV_i representan la tensión nominal de la línea superior e inferior en el cruce respectivamente, medidas en [kV].

- Distancia vertical mínima entre conductores de líneas de transmisión y líneas de servicio de ferrocarriles:

$$1,5 + \frac{kV_s + kV_i}{170} [m] \quad (4.3)$$

En donde kV_s y kV_i representan la tensión nominal de la línea de transmisión y la tensión de la línea de servicio respectivamente, medidas en [kV]. Además, esta distancia no puede ser menor a 2 metros si se cumple que la tensión de la línea de servicio es igual o mayor a 1500 [V].

Es importante recalcar además que en estas expresiones se han de sumar a la distancia vertical total, cuando la distancia horizontal entre el punto de cruce y la estructura más cercana es mayor a 50 [m], 0,003 [m] por cada metro excedente sobre los 50 [m] de distancia horizontal.

- Altura mínima de los conductores sobre el suelo:

Esta se describe en la Tabla 4.1 en función del lugar por donde pasa el conductor. Estas distancias aplican en condición de flecha máxima del conductor, la cual se determina a corriente máxima y considerando una temperatura ambiente de 15°C. Adicionalmente, se debe tener en cuenta el efecto de la presencia de hielo en el conductor cuando corresponda en zonas I y IV de acuerdo al punto 5.8 del RPTD N°11 para verificar el cumplimiento de la distancia mínima vertical.

Tabla 4.1: Altura mínima de los conductores sobre el suelo requerida por normativa.

LUGAR	Distancia medida verticalmente en metros
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables, superficies sin tránsito vehicular)	6,00 + 0,006 por kV
Regiones transitables (localidades, carreteras, autopistas, caminos, calles, cruces de caminos y calles.	6,50 + 0,006 por kV

Además, se indica en el punto 5.6 del RPTD N°7 que cuando las instalaciones estén a alturas mayores a los 1000 m sobre el nivel del mar, las distancias eléctricas deben incrementarse en un 3% por cada 300 m por encima de los 1000 m sobre el nivel del mar por efecto de la disminución de la densidad aire y consiguiente su rigidez dieléctrica.

Finalmente, en la normativa, específicamente en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°4 [27], se establece que para líneas aéreas sobre 1000 [V] cuyos conductores sean desnudos, se deben cumplir las siguientes normas según resulten aplicables: EN 50183, EN 50189, IEC60889, IEC 61232, IEC 61395, EN 50182 o ASTM B1, ASTM B2, ASTM B8, ASTM B231, ASTM B399, ASTM B524, ASTM B232, ASTM B398M, IEC 61089, IEC 60468 y ANSI H35.1. Adicional a esto determina que los conductores de líneas aéreas de media, alta o extra alta tensión deben tener una sección transversal de al menos 10 [mm²] y 350 [kg] de tensión mecánica de ruptura.

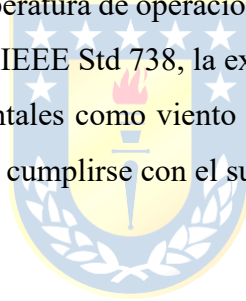
4.3. Discusión y Conclusiones

En base a lo desarrollado se pueden concluir los siguientes puntos.

- En relación con la capacidad de transmisión de los conductores, la normativa exige que esta sea determinada bajo un enfoque multifactorial, donde el límite térmico cobra especial relevancia. Este límite define la corriente máxima que puede circular por un conductor en función de su temperatura máxima de operación (definida en la normativa), considerando condiciones ambientales estandarizadas (como una temperatura ambiente de 25°C con sol en verano y de 15°C con sol en invierno). Además, se establece que las pérdidas por efecto Joule deben calcularse utilizando la resistencia del conductor a su máxima temperatura de diseño, lo que refuerza la necesidad de incorporar en el modelo térmico la variación de la resistencia eléctrica con la temperatura. Otro apartado de interés es la recomendación que hace la normativa sobre el uso del procedimiento establecido en el estándar IEEE 738 para desarrollar los cálculos relacionados a este punto.
- En lo que respecta a la distancia vertical, su estimación es proporcional a la flecha del conductor, la cual se ve directamente influida por la tensión mecánica aplicada y las cargas ambientales actuantes, como el peso propio del conductor, el viento y, en algunos casos, el hielo, parámetros que por la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio deben ser considerados acorde a cada zona. Además, a través del Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 y N°11, se establece que la flecha máxima debe ser calculada considerando la tensión mecánica correspondiente a la transferencia de la máxima potencia de diseño térmico del conductor, e incluyendo además las cargas climáticas correspondientes considerando una temperatura ambiente de 15°C. Esto garantiza que el conductor cumpla con los despejes mínimos al suelo y a otras estructuras definidos, incluso bajo condiciones severas. Aquí, el Pliego Técnico Normativo RPTD N°4 cobra importancia, ya que exige que los conductores posean una resistencia mecánica mínima de ruptura de 350 kg, lo que impone un límite inferior a la tensión admisible. Este parámetro actúa como base para el cálculo de la flecha, ya que la tensión aplicada en el análisis no debe superar el 50 % (o 70 % con hielo) de dicha resistencia, asegurando que el conductor opere dentro de un rango mecánicamente seguro.

- Por último, la resistencia eléctrica del conductor, como ya se indicó, es una variable crítica tanto para el cálculo de las pérdidas eléctricas como para la estimación térmica del sistema. La normativa exige que se utilice la resistencia a la temperatura máxima de operación para calcular las pérdidas por efecto Joule, reconociendo así su dependencia térmica, lo que por lo demás afecta de forma directa al balance térmico, y por lo tanto a la capacidad de transmisión. Además, esta variación por su dependencia térmica repercute indirectamente en la flecha, ya que, al aumentar la temperatura del conductor, también lo hace su dilatación térmica, reduciendo la tensión mecánica y aumentando la flecha y la distancia vertical entre los conductores y el suelo u otras estructuras.

En resumen, la normativa técnica se centra en establecer criterios de diseño tanto ambientales como de carga que se han de considerar para evaluar los tres aspectos de interés relacionados a líneas de transmisión aéreas de alta tensión. Dentro de estos tiene especial relevancia para esta memoria la definición de condiciones límite de temperatura de operación y temperatura ambiente, la propuesta de métodos de cálculo específicos como el IEEE Std 738, la exigencia de tensiones mecánicas máximas y mínimas en conjunto a cargas ambientales como viento y hielo que deben ser consideradas y las distancias mínimas verticales que deben cumplirse con el suelo y otras estructuras.



5. APLICACIÓN EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

5.1. Introducción

En este capítulo se aplican los modelos desarrollados previamente para estudiar el efecto de la temperatura ambiente sobre variables eléctricas y mecánicas en líneas de transmisión aérea de alta tensión. Para ello, se ha seleccionado una línea de transmisión perteneciente al sistema chileno, cuya función en este estudio no es la de objeto de análisis específico, sino la de proporcionar un conjunto representativo de parámetros eléctricos, mecánicos, geográficos y meteorológicos. El propósito es ilustrar, mediante simulaciones, el comportamiento general que podría presentar cualquier línea del sistema ante variaciones térmicas, sin que ello implique una evaluación técnica particular sobre la línea seleccionada.

En primer lugar, se analiza la capacidad de transmisión de la línea en función de la temperatura ambiente. Para ello, se hace uso del modelo de balance térmico del IEEE Std 738 - 2023, evaluando no solo el valor de corriente admisible, sino también la variación de cada uno de los términos que componen el balance de calor: pérdidas por convección y radiación, efecto Joule y ganancia por radiación solar y resistencia eléctrica del conductor. Esto permite entender en mayor detalle cómo los cambios térmicos afectan el límite térmico de operación.

En segundo lugar, se evalúa la resistencia eléctrica de los conductores, estableciendo su dependencia con la temperatura mediante el mismo estándar IEEE. Adicionalmente, se analiza cómo los factores de corrección, como el efecto pelicular, de proximidad y del núcleo magnético, modifican el valor de resistencia en corriente alterna. Dado que estos factores dependen de la frecuencia y de las características geométricas del conductor, su inclusión permite una representación más realista del comportamiento eléctrico.

Finalmente, se estudia la distancia vertical entre los conductores y el suelo, variable determinada por la flecha del conductor. Utilizando la ecuación de cambio de estado, se calcula la tensión horizontal aplicada al conductor en distintas condiciones térmicas, así como la variación de su longitud total. Ambos factores son fundamentales para determinar la flecha y, por lo tanto, la distancia vertical en el vano seleccionado.

Con este enfoque, se busca cuantificar de forma representativa el impacto que la temperatura ambiente puede tener sobre el desempeño operativo y estructural de una línea de transmisión típica del Sistema Eléctrico Nacional.

5.2. Descripción de la línea a analizar

Con el fin de analizar el efecto de la temperatura ambiente sobre las variables de interés planteadas en esta memoria, se seleccionó una línea perteneciente al sistema de transmisión chileno. En particular, la línea escogida corresponde al tramo Illapel – Salamanca C1, de 110 kV, propiedad de CGE Transmisión, ubicada en la región de Coquimbo. Los datos generales de la línea se presentan en la Tabla 5.1; las características técnicas del conductor utilizado se detallan en la Tabla 5.2; y los datos geográficos asociados se muestran en la Tabla 5.3. La figura 5.1 muestra el trazado de la línea de transmisión y la figura 5.2 presenta su perfil de elevación por sobre el nivel del mar.

Es importante destacar que la información técnica relativa tanto a la línea como al conductor fue obtenida directamente desde los informes disponibles en InfoTécnica, plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional, la cual concentra la información técnica de instalaciones y equipamiento actualmente en operación dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 5.1: Características de la línea a analizar.

Características de la línea		
Línea	:	Tramo Illapel – Salamanca C1
Longitud	:	25.358,5 [m]
Conductores por fase	:	1
Conductor empleado	:	AAAC Alliance
Cable de guarda	:	No

Tabla 5.2: Características técnicas del conductor de la línea propuesta para estudiar.

Características técnicas del conductor		
Sección del conductor por fase (A)	:	125,08 [mm ²]
Diámetro del conductor por fase (D_c)	:	14,3 [mm]
Peso (w)	:	345 $\left[\frac{kg}{km}\right]$
Tensión de ruptura	:	38076,8 [N]
Resistencia DC a 20°C (R_{T_1})	:	0,268 $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$
Temperatura de diseño del conductor (α_L)	:	75 [°C]

Coeficiente de temperatura (α_R)	:	$0,0036 \left[\frac{1}{^\circ C} \right]$
Coeficiente de expansión térmica	:	$23 * 10^{-6} \left[\frac{1}{^\circ C} \right]$
Módulo de elasticidad (E)	:	$62,95 [GPa]$
Emisividad (ε)	:	0,5
Absorción Solar (α)	:	0,5
Resistividad del material (ρ)	:	$3,28 * 10^{-8} [\Omega * m]$
Frecuencia (f)	:	50 [Hz]
Permeabilidad relativa (u_r)	:	1

Tabla 5.3: Información sobre la disposición geográfica de la línea de transmisión a analizar.

Datos geográficos de la línea		
Altura mínima	:	335 [m]
Altura promedio	:	525 [m]
Altura máxima	:	808 [m]
Latitud (Lat)	:	$-31^\circ 44' 16,51''$
Longitud	:	$-71^\circ 06', 19''$
Azimut de la línea (Z_l)	:	135°

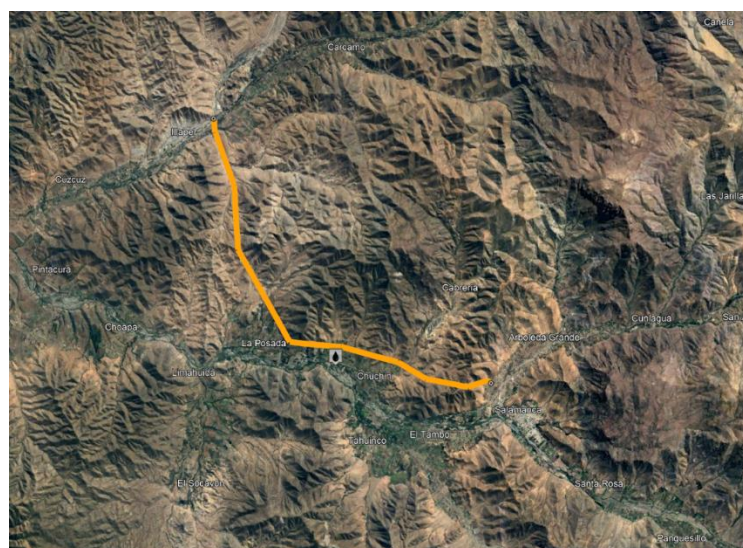


Figura 5.1: Trazado de la línea de transmisión a evaluar.



Figura 5.2: Perfil de elevación sobre el nivel del mar del trazado de la línea a evaluar.

En tanto a las variables meteorológicas, las consideradas para efectos de este caso de estudio se presentan en la Tabla 5.4. Cabe destacar que tanto la velocidad del viento como el ángulo del incidencia sobre el conductor se consideró como lo solicitado por el Anexo Técnico: Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento, detallado en su artículo 16, punto 1.

Tabla 5.4: Condiciones meteorológicas consideradas de la línea a evaluar.

Condiciones meteorológicas consideradas		
Velocidad del viento	:	0,61 $\left[\frac{m}{s}\right]$
Ángulo de incidencia del viento	:	90 [°]
Atmósfera	:	Limpia
Día del año	:	20
Hora del día	:	13:00
Presencia de hielo	:	No

5.3. Efecto sobre la capacidad de transmisión de los conductores

5.3.1 Resultados de simulación

Considerando el conductor descrito en el apartado 5.2, se presentan los resultados obtenidos con las simulaciones realizadas en el software MATLAB utilizando la ecuación de balance térmico en estado estacionario para conductores desnudos de líneas de transmisión aéreas de alta tensión, desarrollada en el capítulo 3.2.1.

Los resultados permiten analizar, por un lado, la relación que presentan las distintas pérdidas y ganancias de calor del conductor definidas en la ecuación (3.4) con la temperatura ambiente; y por otro, la relación existente entre la resistencia eléctrica del conductor y su temperatura.

Es importante señalar que, dado que el objetivo central de esta etapa es determinar la capacidad de transmisión utilizando el modelo propuesto por el IEEE Std 738 – 2023, aún no es posible establecer una relación explícita entre la resistencia eléctrica del conductor y la temperatura ambiente. Esto se debe a que, en el presente procedimiento, la resistencia se expresa en función de la temperatura del conductor, la cual se considera como un valor de entrada fijo junto con la temperatura ambiente para la estimación de la corriente. Por lo tanto, no existe una correspondencia unívoca entre cada valor de temperatura ambiente y un valor específico de temperatura del conductor. Esto implica que un mismo valor de resistencia podría corresponder a múltiples combinaciones de temperatura ambiente y corriente, y, por ende, representar la resistencia eléctrica como función exclusiva de la temperatura ambiente sería físicamente incorrecto. Por esta razón, en esta sección se presenta únicamente la curva de resistencia eléctrica en función de la temperatura del conductor, relación que sí está correctamente definida y respaldada por el modelo de cálculo utilizado.

Cabe recalcar que todo el análisis presentado se hace para 5 temperaturas del conductor (T_s): 35°C, 45°C, 55°C, 65°C y por último 75°C, correspondiente a la máxima temperatura de operación por diseño del fabricante.

- Pérdidas de calor por convección (q_c):

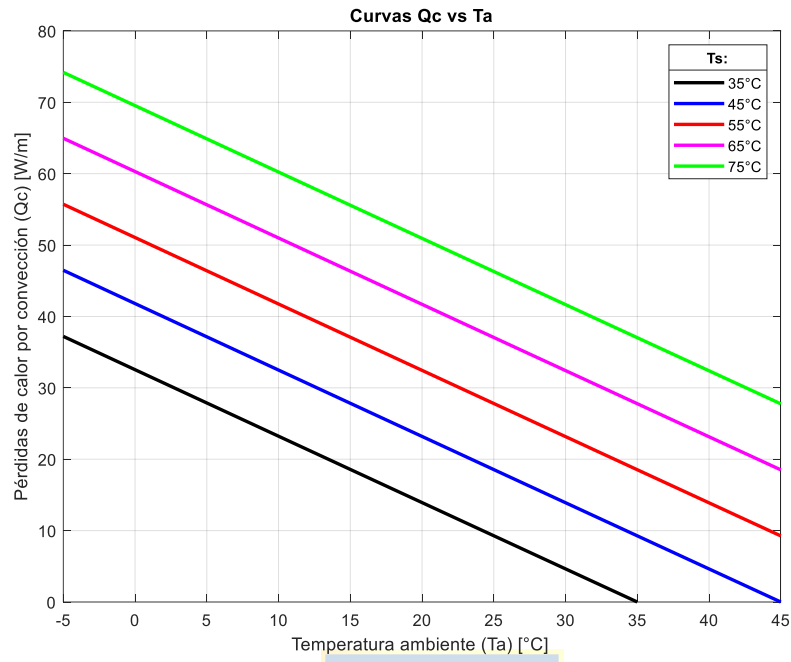


Figura 5.3: Curvas de pérdidas de calor por convección según T_a para distinta T_s .

- Pérdidas de calor por radiación térmica del conductor (q_r):

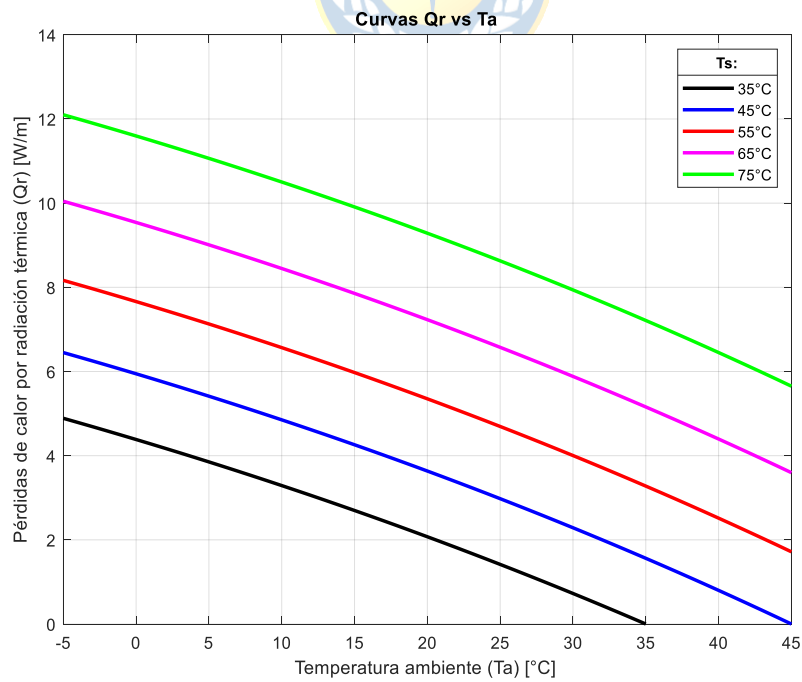


Figura 5.4: Curvas de pérdidas de calor por radiación del conductor según T_a para distintas T_s .

- Ganancias de calor por radiación solar (q_s):

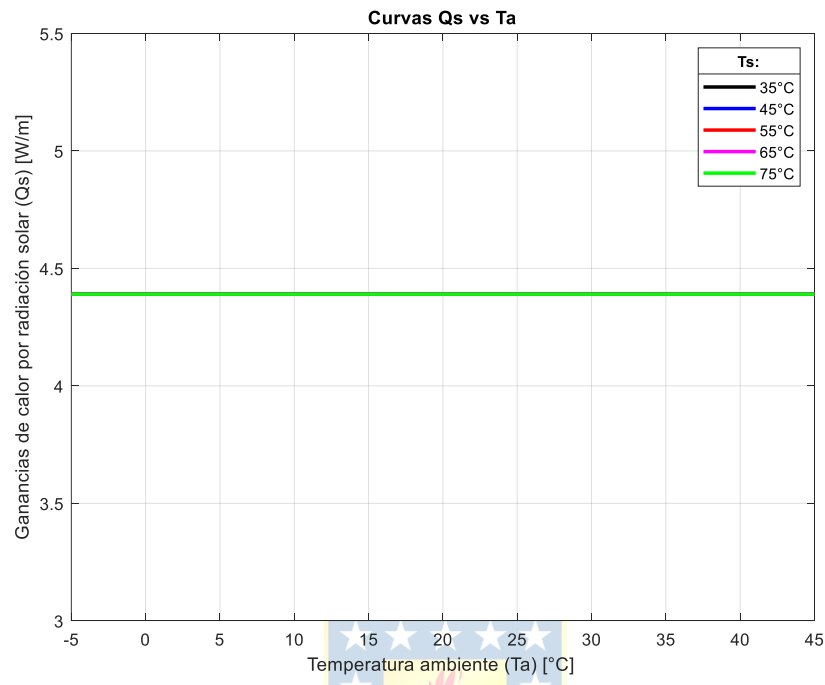


Figura 5.5: Curvas de ganancias de calor por radiación solar según T_a para distintas T_s .

- Resistencia AC del conductor ($R(T_s)$):

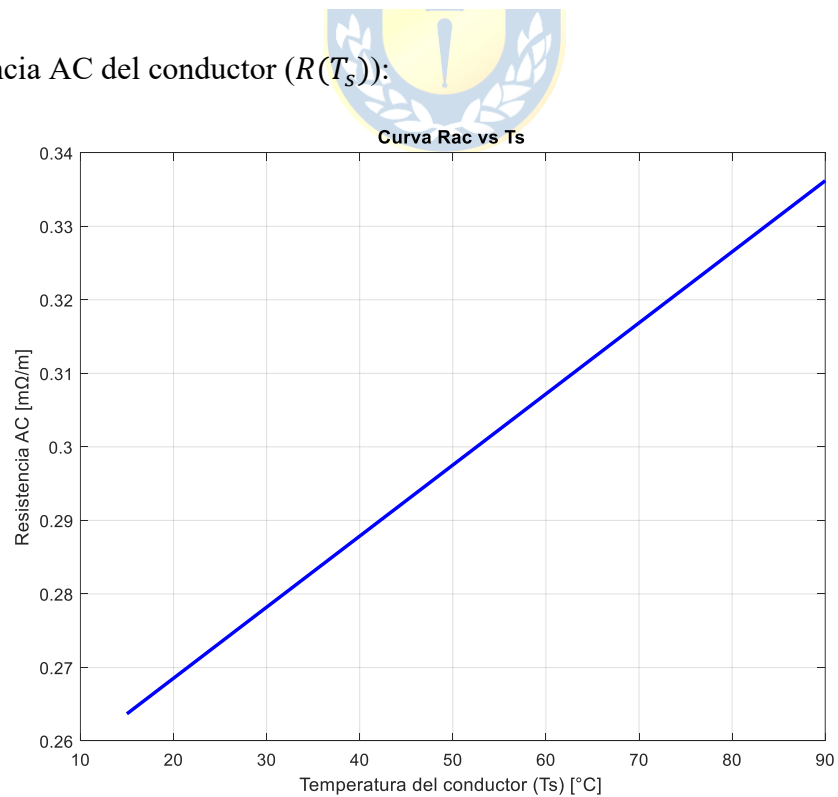


Figura 5.6: Resistencia del conductor en función de su propia temperatura (T_s).

- Capacidad de transmisión del conductor (I):

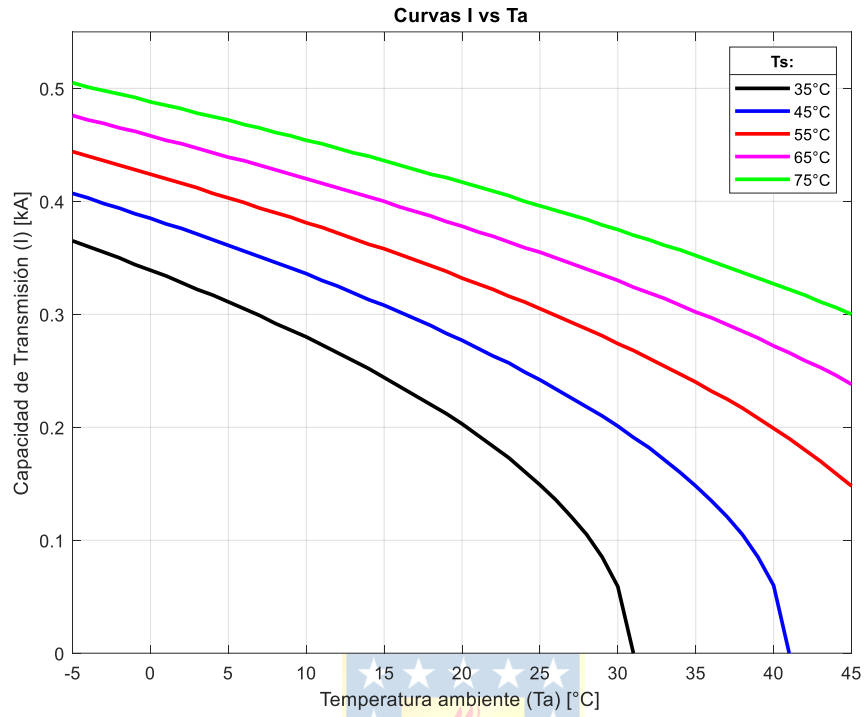


Figura 5.7: Curvas de capacidad de transmisión según T_a para distintas T_s .

De manera particular para la capacidad de transmisión determinada de la figura 5.7, se extraen los siguientes datos de interés considerando una temperatura del conductor de 75°C, correspondiente a su límite térmico por diseño del fabricante (Tabla 5.5).

Tabla 5.5: Capacidad máxima determinada según T_a , considerando T_s igual a 75°C.

Temperatura ambiente [°C]	Capacidad máxima [kA]
10	0.454
15	0.436
20	0.417
25	0.396
30	0.375
35	0.352
40	0.327
45	0.300

5.3.2 Comentarios

En primer lugar, las figuras 5.3 y 5.4 muestran que las pérdidas de calor por convección y radiación térmica del conductor disminuyen progresivamente a medida que se incrementa la temperatura ambiente. Este comportamiento puede explicarse en ambos casos a partir de la reducción del gradiente térmico entre el conductor y su entorno, aunque el mecanismo que origina esta pérdida de efectividad difiere en cada fenómeno.

En el caso de la convección, aunque el intercambio térmico sigue ocurriendo, su eficiencia depende de la capacidad del aire ambiente para absorber el calor proveniente del conductor. Cuando la temperatura del entorno es más baja, este proceso resulta eficiente. Sin embargo, a medida que la temperatura ambiente se eleva, el aire que reemplaza al ya calentado por el conductor presenta una menor diferencia de temperatura, lo que reduce su capacidad de extraer calor y, por tanto, disminuye la efectividad del enfriamiento.

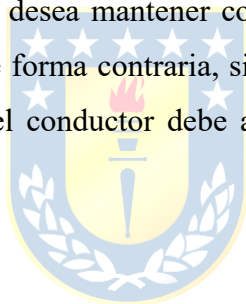
En tanto de las pérdidas de calor por radiación térmica del conductor, el hecho de que el entorno del conductor se vuelva cada vez más cálido limita su capacidad para emitir energía al ambiente. A pesar de que el conductor continúe emitiendo energía, el ambiente también incrementa su propia emisión térmica hacia el conductor, lo que reduce el flujo neto de calor desde este hacia el entorno. Como resultado, el proceso de disipación por radiación también pierde efectividad en condiciones ambientales más cálidas.

Por otro lado, de la figura 5.5 se ve que la ganancia de calor por radiación solar se mantiene constante con la temperatura ambiente. Esto se debe a que los factores que la determinan son principalmente astronómicos y geográficos. En este contexto, resulta de interés analizar cómo estas ganancias podrían variar con la altitud sobre el nivel del mar, lo que podría generar diferencias significativas en escenarios reales de operación.

Como se comentó en el capítulo 2.3, la resistencia eléctrica, cuyo comportamiento en función de la temperatura del conductor se aprecia en la figura 5.6, determina en conjunto a la corriente transmitida, las ganancias de calor por efecto Joule de manera lineal. Así se puede inferir de estas ganancias un comportamiento similar al de la resistencia eléctrica, con lo cual se puede concluir que, en conjunto al incremento de la temperatura del conductor, igualmente aumentan. Ahora bien, es interesante analizar que, debido al aumento en la temperatura del conductor por efectos de estas ganancias, también se vuelven más efectivos los métodos de disipación térmica. Esto se puede apreciar de las mismas figuras 5.3 y 5.4, en las cuales se presenta que las pérdidas de calor aumentan progresivamente con la temperatura del conductor manteniendo la temperatura ambiente constante.

Respecto a la capacidad de transmisión observada en la figura 5.7, disminuye progresivamente con el aumento de la temperatura ambiente, pasando de 396 [A] a los 25°C, hasta los 300 [A] a los 45°C, significando una reducción del 24,24% de su capacidad al respetar su límite térmico establecido de 75°C para la temperatura del conductor. Es relevante evaluar la variación respecto a la capacidad determinada a los 25°C ya que, en base a la normativa técnica chilena, define el límite térmico permanente en la época estival de verano. Estos resultados proyectan la necesidad de considerar la variabilidad en la temperatura ambiente al limitar la capacidad de transmisión de una línea, ya que el uso y consideraciones de valores constantes que no lleguen a reflejar la peor condición de operación de un sistema puede comprometer su seguridad y correcta operación.

Tal como se mencionó, este comportamiento se explica por la pérdida de efectividad de los mecanismos de disipación de calor: tanto la convección como la radiación se vuelven menos eficientes a medida que el entorno se calienta, lo que reduce la capacidad del sistema para evacuar la energía térmica generada durante la operación, sumado al propio aumento de la temperatura del conductor por efecto Joule. Como consecuencia, si se desea mantener constante la temperatura del conductor, la corriente admisible debe reducirse, y de forma contraria, si se quiere mantener constante una cierta corriente transmitida, la temperatura del conductor debe aumentar a medida que igual lo hace la temperatura ambiente.



5.4. Efecto sobre la resistencia eléctrica del conductor

En el capítulo 5.3 se analizaron las variables térmicas asociadas a la capacidad de transmisión del conductor, considerando como parámetro fijo su propia temperatura. En ese contexto, no fue posible representar la resistencia eléctrica como función de la temperatura ambiente, debido a que se encontraba definida en función de la temperatura del conductor, sin una relación directa entre ambas variables, y por lo mismo, tampoco se pudo cuantificar con real precisión las ganancias de calor por efecto Joule en función de la temperatura ambiente. Por ello, en este capítulo se propone abordar directamente la relación entre la temperatura ambiente y la resistencia eléctrica del conductor, resolviendo primero la temperatura del conductor a partir de valores conocidos de temperatura ambiente y corriente transportada mediante el modelo de equilibrio térmico del IEEE Std 738 – 2023 (ecuación (3.2)).

5.4.1 Resultados de simulación

Este análisis se desarrolla a través del mismo software MATLAB, considerando nuevamente la línea de transmisión propuesta para estudio del apartado 5.2 y una corriente máxima permisible de 352 [A] estimada para una temperatura ambiente de 35°C y una temperatura del conductor límite de 75°C, en base al análisis de capacidad elaborado en el capítulo 5.3.

Así, la figura 5.8 presenta la relación entre la temperatura del conductor y la temperatura ambiente.

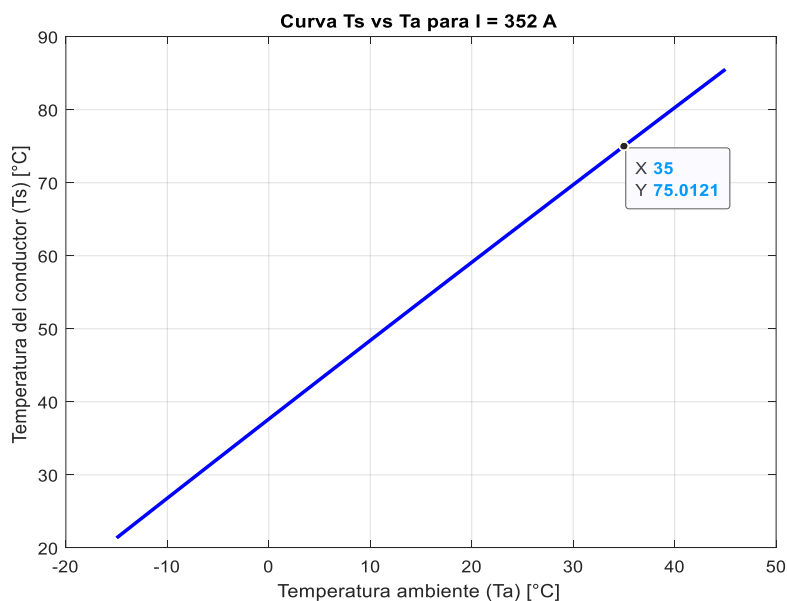


Figura 5.8: Temperatura del conductor frente a la variación de temperatura ambiente.

A partir de los resultados presentados en la figura 5.8, es que haciendo uso de la ecuación (3.34) que relaciona la resistencia del conductor con su propia temperatura, se determina la figura 5.9, la cual presenta la resistencia DC del conductor en función de la temperatura ambiente.

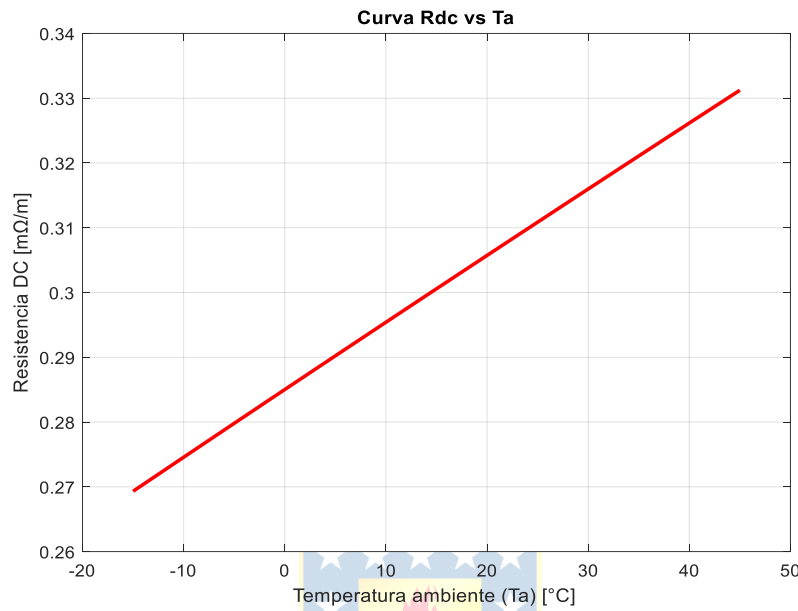


Figura 5.9: Resistencia DC del conductor frente a la variación de temperatura ambiente.

Para determinar la resistencia AC, se incorporan los factores de corrección definidos en el capítulo 3.3.1. Dado que se trata de un conductor AAAC, se considera únicamente el efecto pelicular, calculado mediante la ecuación (3.24), despreciando el efecto de proximidad y de núcleo magnético por causa de que al estar evaluando una línea de transmisión se considera que la distancia entre conductores reduce significativamente el primer fenómeno descrito, y la falta de núcleo de acero en el conductor limita la ocurrencia del segundo fenómeno.

La figura 5.10 muestra la influencia de la frecuencia sobre la resistencia eléctrica del conductor a 20 °C y la figura 5.11 presenta la misma influencia de manera porcentual con respecto a la resistencia en corriente continua.

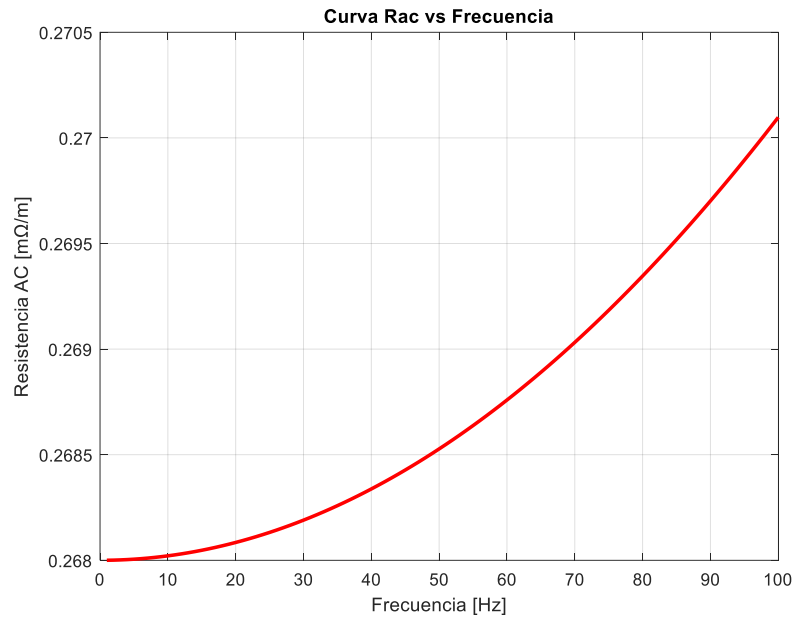


Figura 5.10: Resistencia AC a 20°C frente a la variación de frecuencia.

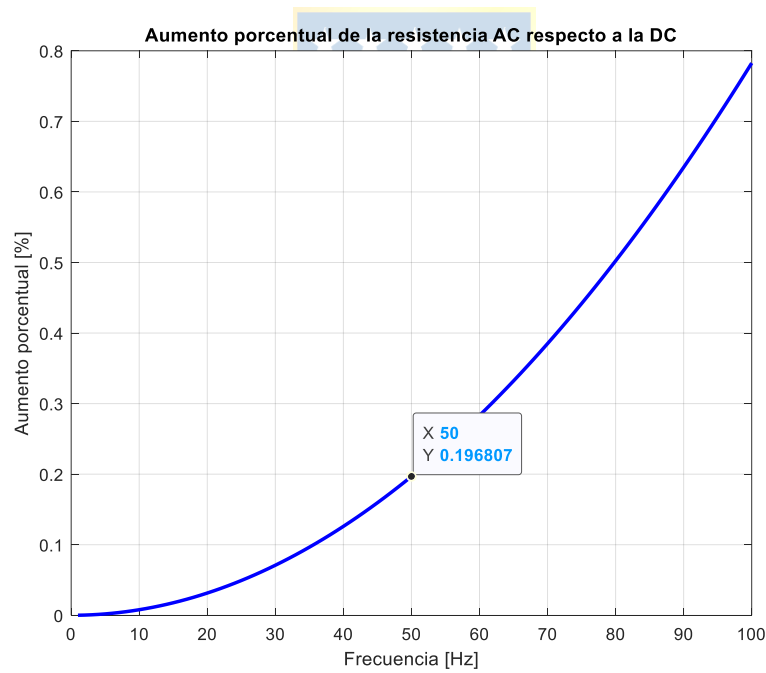


Figura 5.11: Variación porcentual de la resistencia AC a 20°C respecto a la resistencia DC, ante cambios de frecuencia.

De esta manera, la figura 5.12 presenta la resistencia eléctrica AC del conductor en función de la temperatura ambiente, considerando el efecto pelicular.

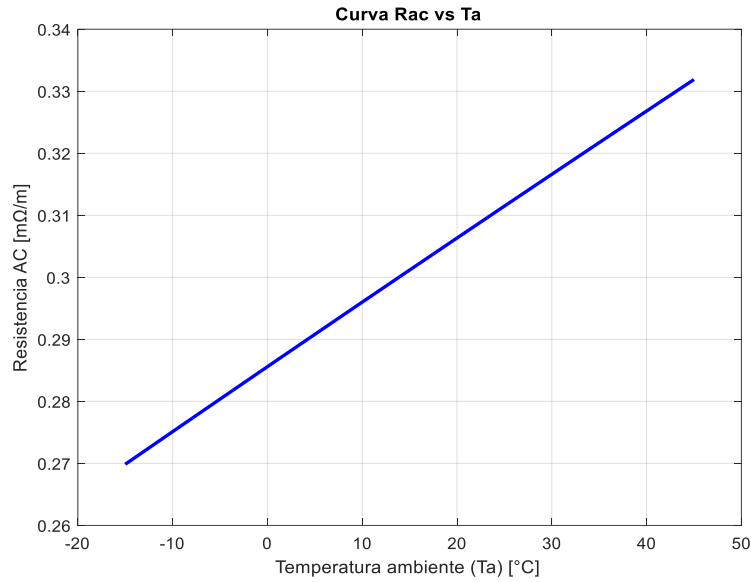


Figura 5.12: Resistencia AC frente a la variación de temperatura ambiente.

Finalmente se calculan las ganancias de calor por efecto Joule haciendo uso de la ecuación (2.1) para dos escenarios: (1) resistencia AC variable con la temperatura ambiente y (2) resistencia AC constante a 20 °C (temperatura ambiente). Ambos resultados se muestran en la figura 5.13, lo que permite comparar el impacto de la temperatura ambiente en las pérdidas de potencia activa.

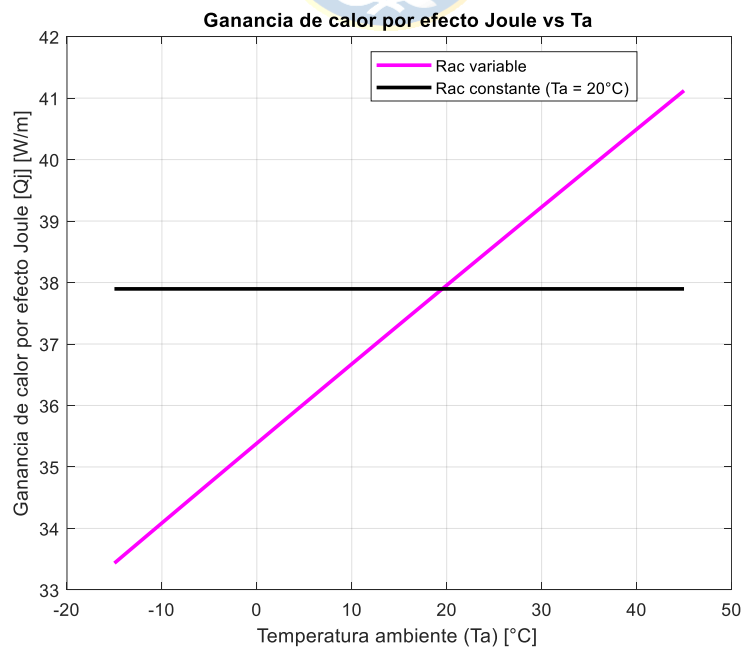


Figura 5.13: Comparación entre ganancias de calor por efecto Joule considerando variabilidad de la temperatura ambiente (curva morada) y temperatura ambiente constante en 20°C (línea negra).

La figura 5.14 presenta la variación porcentual de las ganancias de calor por efecto Joule, considerando como referencia las mismas ganancias calculadas, pero para una resistencia AC constante determinada a una temperatura ambiente de 20°C.

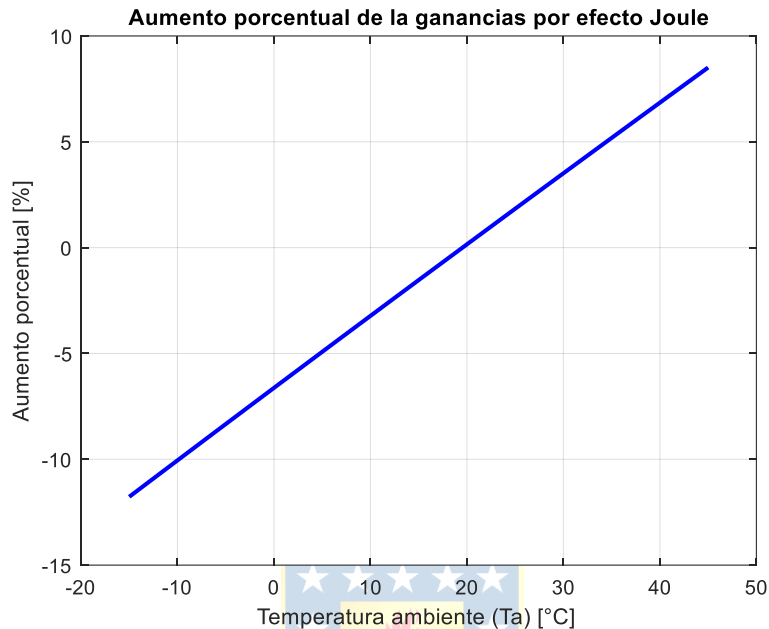


Figura 5.14: Variación porcentual de las ganancias de calor por efecto Joule respecto a las mismas determinadas a una resistencia AC constante, en el rango de temperatura ambiente.

5.4.2 Comentarios

Como se aprecia en la figura 5.12, la resistencia eléctrica en corriente alterna del conductor aumenta progresivamente con la temperatura ambiente, así como también, aunque en menor medida, con la frecuencia (figura 5.10). Este comportamiento se explica porque, al elevarse la temperatura ambiente, también lo hace la temperatura del conductor, como se muestra en la figura 5.8. Esta tendencia es coherente con lo desarrollado en el capítulo 3.3.2, donde se estableció que la resistencia eléctrica presenta una dependencia lineal con la temperatura del conductor.

Este incremento en la resistencia eléctrica incide directamente en las ganancias de calor por efecto Joule (figura 5.13), las cuales corresponden a pérdidas de potencia activa. En particular, se observa que asumir una resistencia constante subestima estas pérdidas, especialmente bajo condiciones de alta temperatura ambiente. Al considerar la variación de la resistencia con la temperatura en los cálculos, se identifica un aumento en las ganancias de calor por efecto Joule de hasta un 5,18 % a 35 °C y un 6,85 % a 40 °C, en comparación con los valores obtenidos al utilizar una resistencia evaluada para una temperatura ambiente de 20 °C.

Esta diferencia demuestra la importancia de modelar adecuadamente el comportamiento térmico del conductor al momento de estimar su resistencia eléctrica. No considerar esta variación puede llevar a una subestimación de las pérdidas internas y, con ello, a una sobreestimación de la capacidad térmica de la línea, lo que podría comprometer su operación segura.

En consecuencia, este análisis complementa lo abordado en el capítulo anterior, ofreciendo una visión integrada del efecto térmico sobre el sistema. Se concluye que la temperatura ambiente no solo afecta la capacidad de disipación térmica del conductor, sino que además condiciona su resistencia eléctrica y, por ende, las pérdidas de potencia activa asociadas al transporte de corriente. Este doble efecto reafirma el rol crítico de la temperatura ambiente como variable de diseño en líneas aéreas de transmisión.

5.5. Efecto sobre la distancia de los conductores con respecto al suelo

Para evaluar como la temperatura ambiente impacta en la distancia vertical que hay entre los conductores de una línea de transmisión aérea de alta tensión y el suelo u otras estructuras, es que se presenta en este capítulo un caso de estudio aplicado a un vano en particular de la línea de transmisión propuesta en el subcapítulo 5.2, considerando el desarrollo de cálculo expuesto en el capítulo 3.4 sobre el cálculo de la flecha y la distancia vertical de conductores.

El vano seleccionado corresponde al conformado por las estructuras n°1 y n°2 de la línea de transmisión. En tanto a sus principales características, se resumen en la Tabla 5.6. Cabe destacar que esta información se determinó a partir del listado de distribución de estructuras correspondiente a la línea, disponible en la página InfoTécnica [14]. Adicionalmente, la figura 5.15 muestra una representación del vano.

Tabla 5.6: Características del vano conformado entre las estructuras n°1 y n°2 de la línea de análisis.

		Estructura n°1	Estructura n°2
Coordenadas Este [UTM]	:	296375,9062	296466,4167
Coordenadas Norte [UTM]	:	6499185,6012	6498472,8457
Elevación [m. s. n. m.]	:	347	369
Altura del punto de anclaje del conductor más bajo [m]	:	22,5	22,5
Longitud del vano [m]	:	718,5	

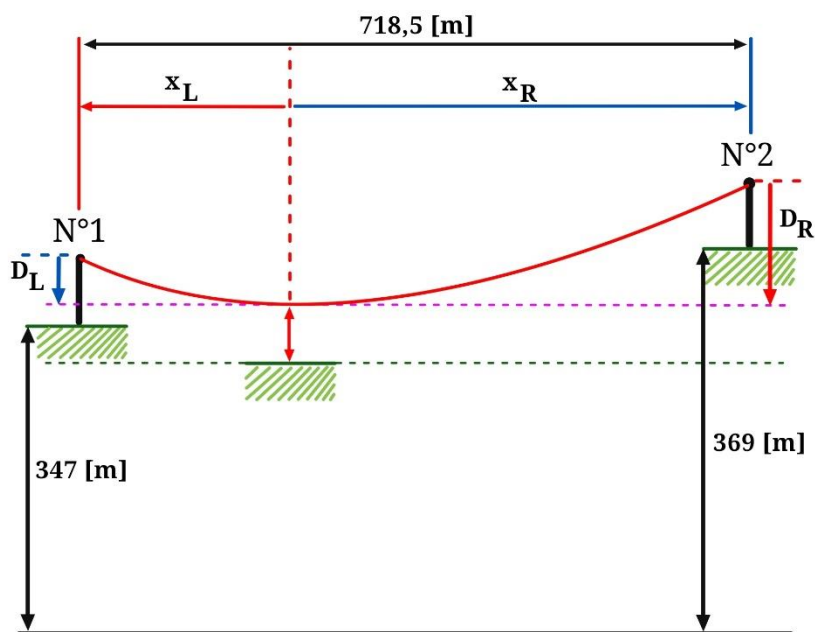


Figura 5.15: Vano seleccionado de la línea de transmisión.

Dado que las estructuras de soporte se encuentran a distinta elevación, con una diferencia de 22 metros entre ellas, se considera para el cálculo de su flecha la ecuación (3.37). En tanto a la tensión mecánica horizontal considerada para efectos de cálculo, dado que la ecuación de cambio de estado en conductores (ecuación (3.41)) requiere de definir una situación o condición inicial, se presenta esta en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Condición inicial definida para el análisis de tensión mecánica horizontal.

Condición inicial	
Velocidad del viento	Sin viento
Hielo	Sin hielo
Temperatura del conductor	50°C
Tensión mecánica del conductor	20% de la UTS

Para las nuevas condiciones de operación del sistema se considera la variación en la temperatura del conductor determinada en el subcapítulo 5.4.1 a partir del rango de temperatura ambiente desde los -15°C hasta los 45°C, para una corriente transmitida 352 [A] (figura 5.8), correspondiente a la máxima corriente permisible en el conductor para una temperatura ambiente de 35°C (subcapítulo 5.3). En tanto a la presencia de viento y hielo, se mantiene la consideración de la condición inicial, por lo que el peso aparente del conductor no varía.

5.5.1 Resultados de simulación

El análisis de este caso se hace en base a las consideraciones presentadas y con el uso del software MATLAB. Luego, empleando la ecuación (3.41) de cambio de estado en conductores, se presenta la figura 5.16 que describe cómo la tensión mecánica horizontal del conductor disminuye en medida que aumenta la temperatura ambiente.

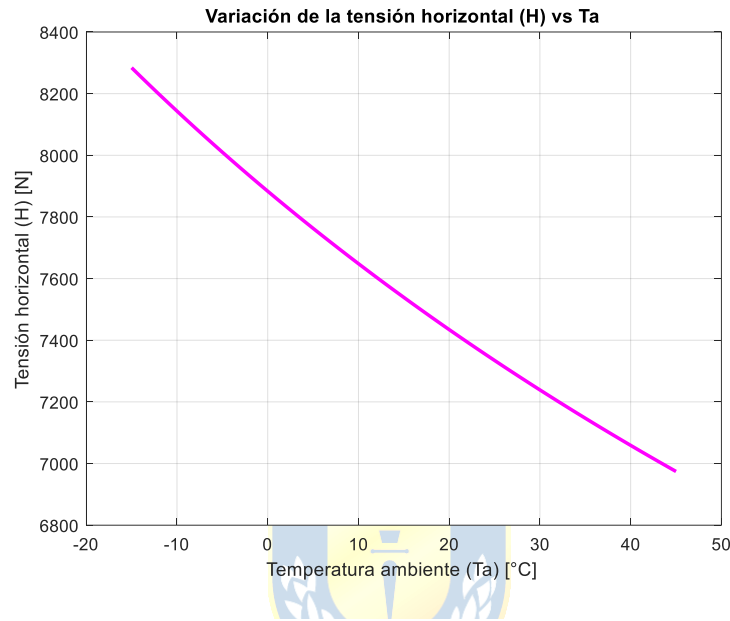


Figura 5.16: Tensión mecánica horizontal frente a la variación de temperatura ambiente.

Dado que los apoyos del vano poseen alturas diferentes, es de interés evaluar cómo se desplaza el punto más bajo de la catenaria en función de la temperatura ambiente. La figura 5.17 presenta este desplazamiento referenciado al apoyo izquierdo (x_L) y apoyo derecho (x_R). Por su parte, la figura 5.18 presenta las flechas relativas a cada apoyo (D_{x_L} y D_{x_R}), junto con la flecha correspondiente a una configuración de apoyos a igual altura, calculada bajo la suposición de que el punto más bajo se ubica en el centro del vano (D).

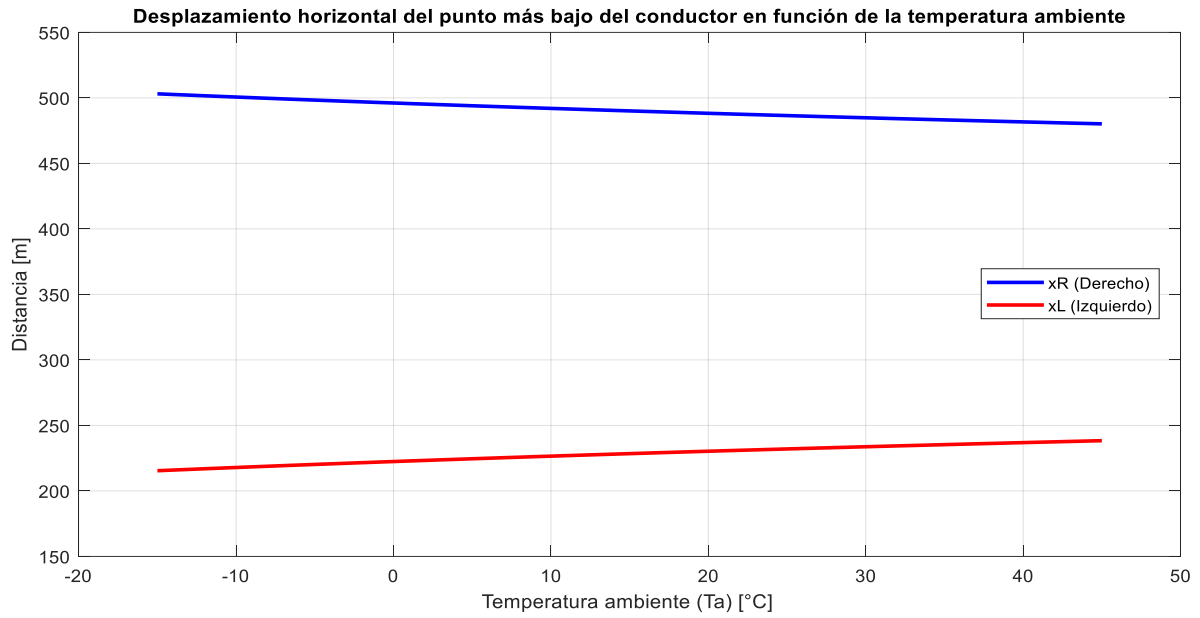


Figura 5.17: Desplazamiento del punto más bajo de la catenaria frente a la variación de temperatura ambiente.

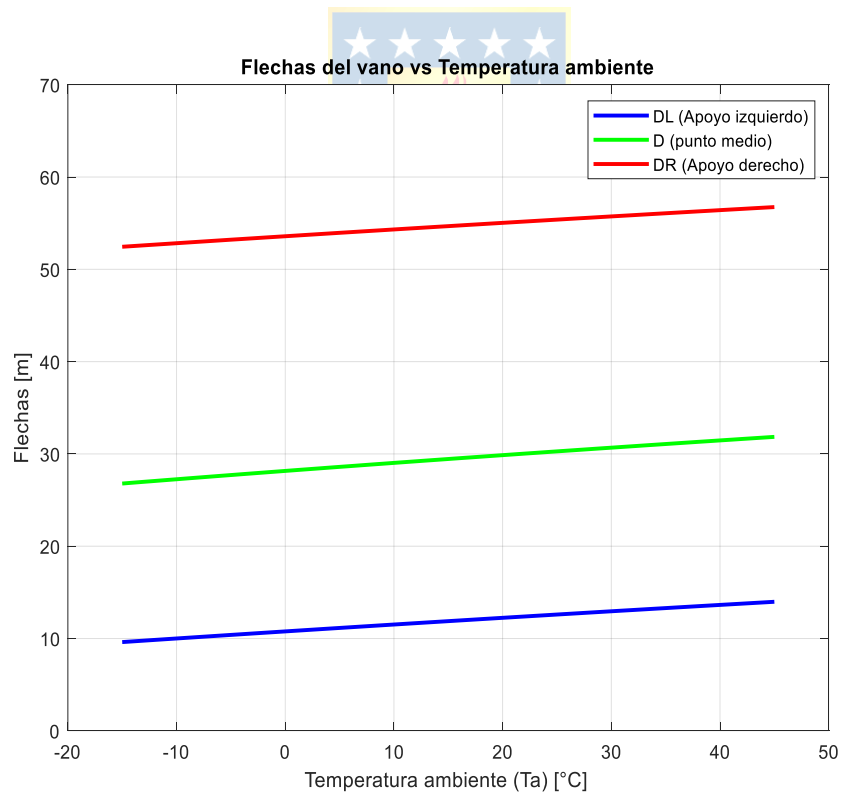


Figura 5.18: Flechas relativas a cada apoyo y al centro del vano frente a la variación de temperatura ambiente.

Contando con la información correspondiente a la elevación y altura de cada apoyo, la flecha calculada y la elevación del punto donde se produce para una temperatura ambiente de 35 °C (equivalente a 335 metros sobre el nivel del mar, determinada mediante la herramienta de perfil de elevación de Google Earth Pro), la figura 5.19 presenta la variación aproximada de la distancia vertical entre el conductor anclado a menor altura en las estructuras de soporte del vano y el terreno, en función de la temperatura ambiente.

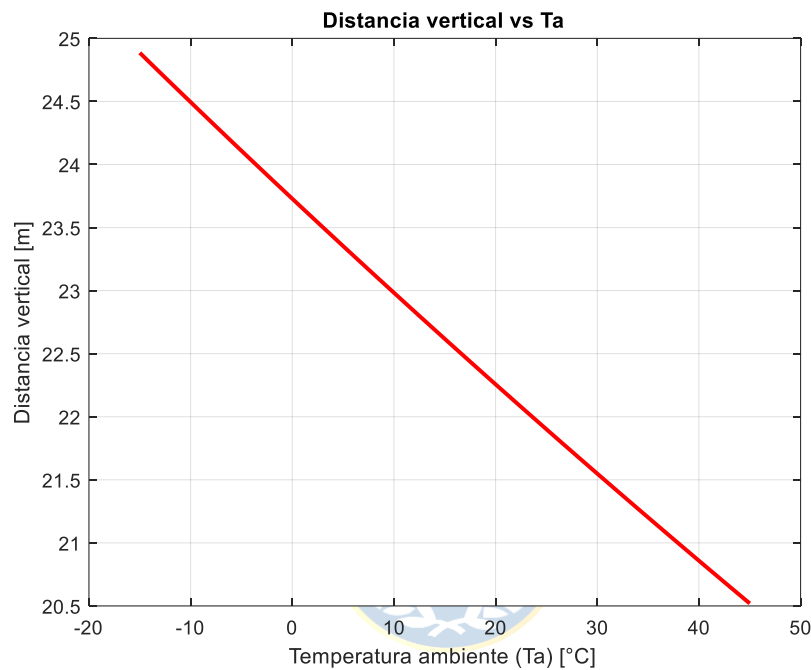


Figura 5.19: Distancia vertical al suelo frente a la variación de temperatura ambiente.

5.5.2 Comentarios

Como se aprecia de la figura 5.16, la influencia que tiene la temperatura ambiente sobre la tensión mecánica horizontal es muy relevante. Tomando como referencia la tensión mecánica típica definida para el conductor (20 % de su tensión de ruptura) a una temperatura propia de 50°C (T_s), se determina la variación porcentual por efecto de la temperatura ambiente, presentada en la figura 5.20. De esta última se observa como el aumento de la temperatura ambiente genera una reducción progresiva de la tensión. En particular alcanza una reducción del 6,1% a los 35°C y del 8,4% a los 45°C. Estos resultados ponen en manifiesto que a mayor temperatura ambiente el conductor tiende a relajarse mecánicamente.

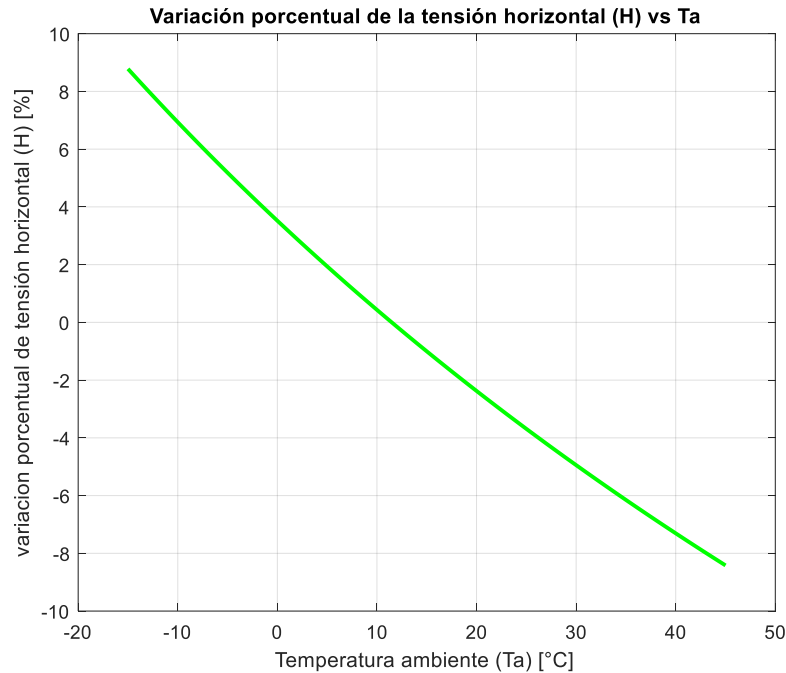


Figura 5.20: Variación porcentual de la tensión mecánica horizontal frente a la temperatura ambiente, considerando como referencia el 20% de la tensión de ruptura.

Igualmente es relevante analizar la figura 5.17. Esta presenta que a medida que aumenta la temperatura del conductor, cuando se trata de vanos cuyos apoyos están desnivelados, al punto más bajo de la catenaria formada tiende a trasladarse al centro del tramo. Esto se debe a que principalmente, cuando el conductor eleva su temperatura aumenta su longitud efectiva, y para mantener el equilibrio mecánico entre apoyos, la catenaria adopta una configuración más simétrica. Esta longitud se puede estimar a través de la ecuación (5.1) y es presentada en la figura 5.21.

$$L = \frac{H}{w} * \sinh\left(\frac{w * x}{H}\right) \quad (5.1)$$

Este hecho descrito es especialmente relevante en líneas de transmisión ubicadas en zonas con irregularidades topográficas, donde el desplazamiento del conductor podría llegar a comprometer los límites normativos establecidos de distancia mínima vertical, incrementando el riesgo de descargas eléctricas o interferencias con elementos del entorno.

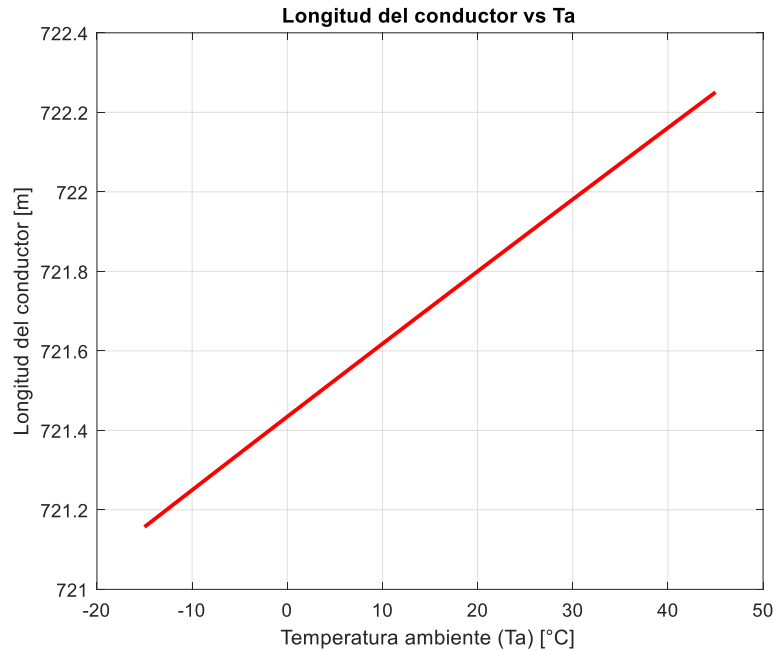


Figura 5.21: Longitud del conductor en el vano frente a la variación de la temperatura ambiente.

Finalmente, las figuras 5.18 y 5.19 permiten apreciar cómo, producto del aumento de la temperatura ambiente, la longitud de las flechas del vano incrementa, lo que conlleva una disminución en la distancia vertical entre los conductores y el suelo u otras estructuras. En el caso particular analizado, se observa que, al pasar de una temperatura ambiente de 15 °C a 45 °C, la distancia vertical disminuye desde 22,62 [m] a 20,52 [m], lo que representa una reducción de 2,1 [m]. Si bien la distancia vertical no transgrede los márgenes normativos establecidos para líneas de 110 kV, es importante destacar que, en configuraciones donde la distancia vertical inicial sea reducida, la magnitud de la variación producida por efecto de la temperatura ambiente podría generar condiciones de riesgo al aproximar el conductor a personas y/o estructuras cercanas. Este resultado refuerza la necesidad de considerar explícitamente el efecto de la temperatura ambiente en el diseño y operación de líneas de transmisión, no solo desde el punto de vista eléctrico, sino también en lo relativo a la seguridad mecánica y estructural.

6. Efecto de la altitud de las líneas de transmisión en sus operaciones

6.1. Introducción

El diseño térmico de las líneas de transmisión aérea de alta tensión requiere evaluar múltiples condiciones ambientales, entre las cuales la altitud sobre el nivel del mar juega un rol significativo. La altitud modifica el entorno físico en el que opera la línea, lo que repercute directamente en el balance térmico del conductor. Dado que este balance define la capacidad de transmisión máxima admisible sin sobrepasar el límite térmico de operación, comprender cómo varía con la altura resulta esencial para un dimensionamiento preciso y seguro.

En este contexto es que este capítulo se centra en detallar primero la implicancia de la altitud de una línea de transmisión en el modelo para el cálculo de la capacidad máxima de transporte, para luego, a través de simulaciones realizadas sobre la línea de transmisión abordada en el capítulo 5.2, evaluar su comportamiento ante variaciones de altitud.

6.2. Efecto de la altitud sobre la capacidad de transmisión en líneas aéreas

De la metodología de cálculo propia a la capacidad de transmisión presentada en el IEEE Std 738 – 2023 y abordada en el capítulo 3.2.2, se puede determinar que la altitud a la cual se encuentra una línea de transmisión influye sobre las pérdidas de calor por convección (q_c), a través de la densidad del aire estimada (ρ_f), y en las ganancias de calor por radiación solar (q_s), a través del factor K_{solar} utilizado para corregir la intensidad de radiación solar que percibe el conductor según la altitud de la línea. Las ecuaciones (6.1) y (6.2) permiten cuantificar estas variables.

$$\rho_f = \frac{1.293 - 1.525 * 10^{-4} * H_e + 6.379 * 10^{-9} * H_e^2}{1 + 0.00367 * T_{film}} \quad (6.1)$$

$$K_{solar} = A_1 + B_1 H_e + C_1 H_e^2 \quad (6.2)$$

En donde:

Tabla 6.1: Constantes para el cálculo del factor K_{solar} .

Constante	Valor
A1	1
B1	$1,148 * 10^{-4}$
C1	$-1,108 * 10^{-8}$

Así, a través del uso de las presentadas ecuaciones, es que se vuelve posible determinar cómo se ve afectado el balance de energía neto del sistema, y, en consecuencia, la corriente máxima admisible que puede transportar el conductor sin superar su temperatura de diseño.

En el siguiente subcapítulo se aplican estas relaciones para evaluar cuantitativamente el comportamiento de la capacidad de transmisión de una línea bajo distintas condiciones de altitud y temperatura ambiente, permitiendo así establecer conclusiones sobre la relevancia de considerar este factor en el diseño de líneas aéreas. Es importante destacar que todas las simulaciones se desarrollaron con del software MATLAB.



6.3. Resultados de simulación

El análisis desarrollado en este apartado consiste en evaluar las pérdidas y ganancias de calor involucradas en el balance térmico del conductor (según la ecuación (3.4)), junto con la correspondiente capacidad de transmisión, bajo dos condiciones de estudio. La primera condición considera la variabilidad de la altitud a la cual se puede encontrar la línea de transmisión aérea, evaluando un rango desde los 0 hasta los 5000 m.s.n.m. para tres temperaturas ambiente representativas: 0 °C, 20 °C y 40 °C. La segunda condición contempla la variabilidad de la temperatura ambiente, desde 0 °C hasta 40 °C, para cinco niveles de altitud: 0, 1000, 2000, 3000 y 4000 m.s.n.m.

Cabe destacar que las pérdidas por efecto Joule no se incluyen en este análisis, dado que la expresión utilizada para su estimación no presenta dependencia directa con la altitud. No obstante, su comportamiento en función de la temperatura ambiente ya fue presentado en la figura 5.12. Finalmente, todas las simulaciones se realizaron considerando una temperatura constante del conductor de 75 °C, correspondiente al valor máximo de operación definido por el fabricante del conductor.

La línea de transmisión aérea de alta tensión utilizada para este análisis corresponde a la descrita en el capítulo 5.2. En base a sus características, se obtuvieron los siguientes resultados.

- Pérdidas de calor por convección (q_c):

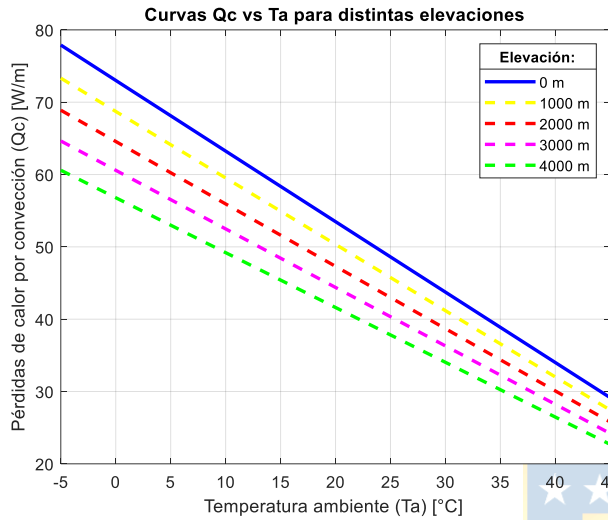


Figura 6.1: Pérdidas de calor q_c frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.

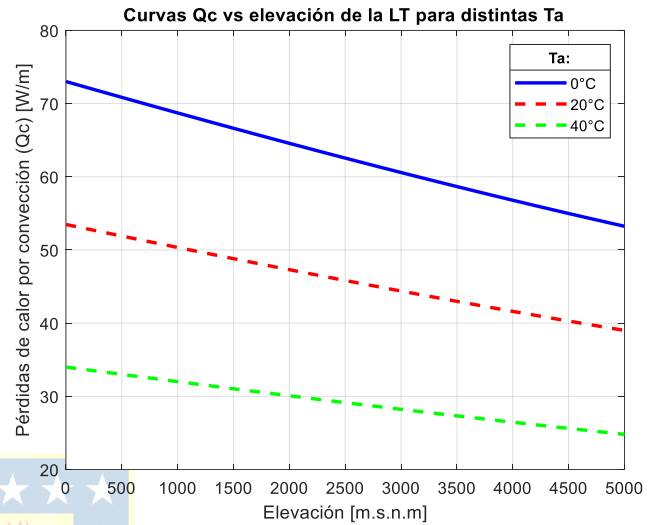


Figura 6.2: Pérdidas de calor q_c frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente

- Pérdidas de calor por radiación térmica del conductor (q_r):

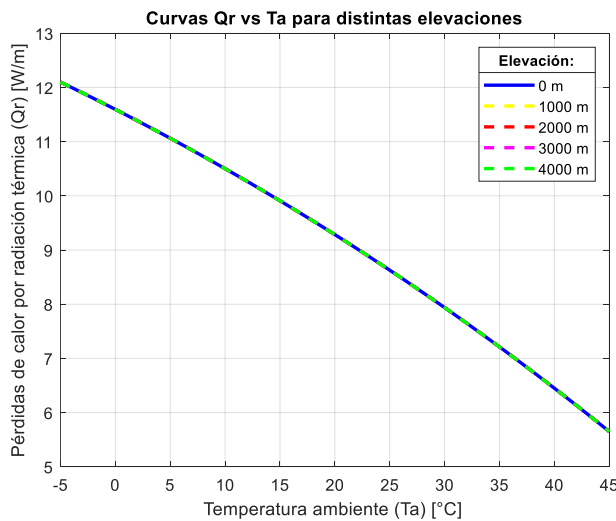


Figura 6.3: Pérdidas de calor q_r frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.

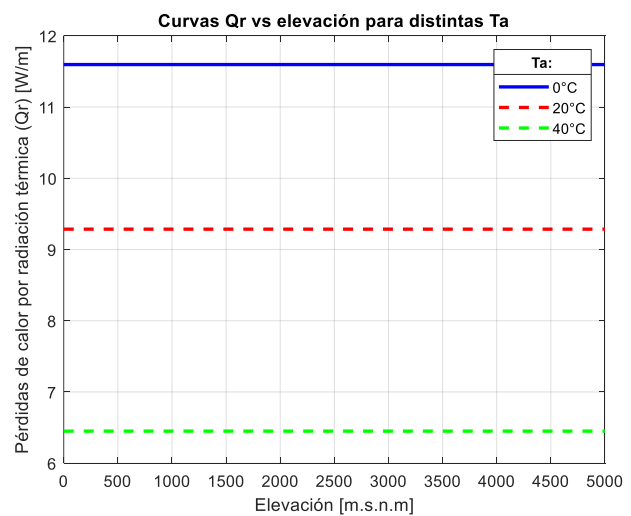


Figura 6.4: Pérdidas de calor q_r frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente.

- Ganancias de calor por radiación solar (q_s):

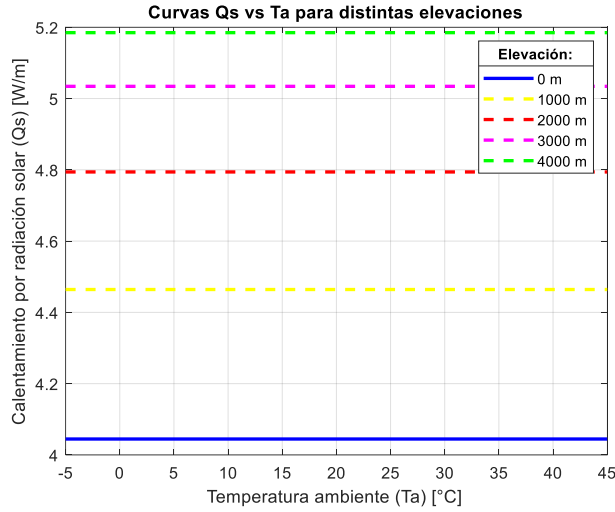


Figura 6.5: Ganancias de calor q_s frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.

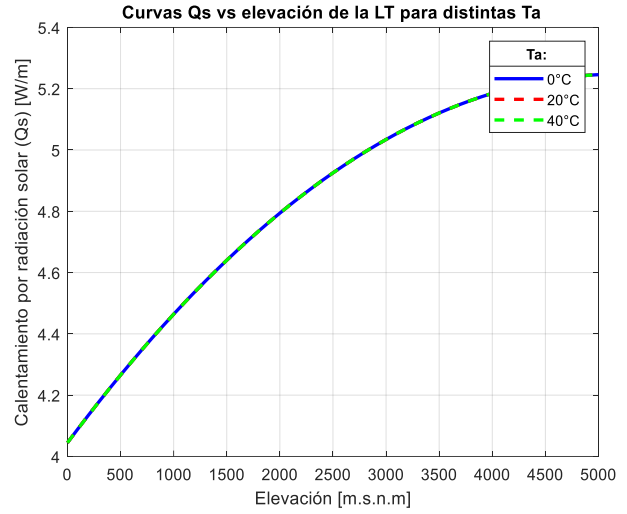


Figura 6.6: Ganancias de calor q_s frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente.

- Capacidad de transmisión del conductor (I):

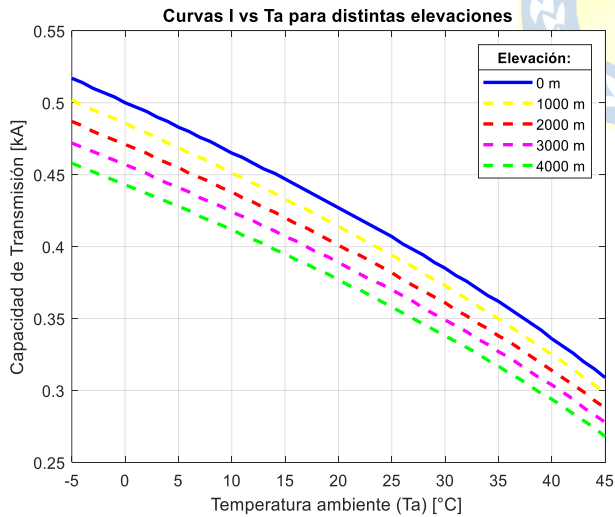


Figura 6.7: Capacidad de transmisión frente a la variación temperatura ambiente para diferentes elevaciones.

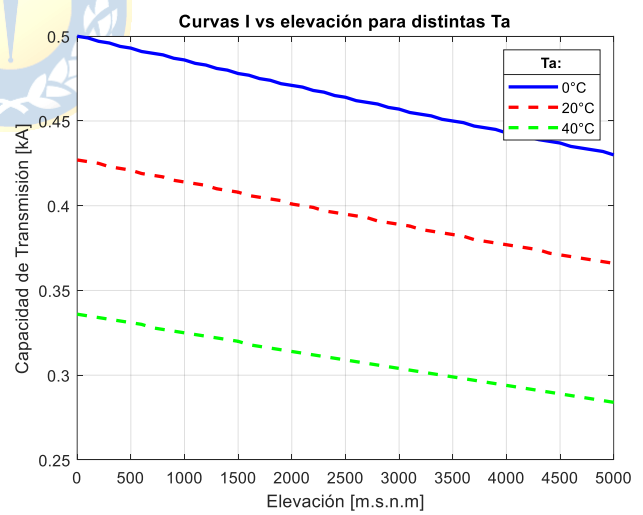


Figura 6.8: Capacidad de transmisión frente a la variación de elevación para diferentes temperaturas ambiente.

6.4. Conclusión

De las figuras 6.1 y 6.2 se observa con claridad que, a mayor altitud sobre el nivel del mar, las pérdidas de calor por convección del conductor disminuyen. Esto implica una reducción en la capacidad del sistema para disipar calor hacia el ambiente, lo que conlleva un enfriamiento menos eficiente del conductor. Analizando la figura 6.2, se aprecia que, para una temperatura ambiente constante de 20 °C, las pérdidas por convección se reducen desde 53,49 W/m a nivel del mar hasta 39,01 W/m a 5000 m.s.n.m. lo que representa una disminución del 27,06 %.

Este fenómeno también se observa para otras temperaturas. No obstante, si se compara el efecto de la altitud en distintos niveles de temperatura ambiente, se aprecia que la diferencia de pérdidas por altitud es mayor a temperaturas bajas. Por ejemplo, a 0 °C la diferencia de pérdidas entre el nivel del mar y los 5000 m.s.n.m. alcanza 19,77 W/m, mientras que a 40 °C esta diferencia se reduce a solo 9,19 W/m. Esto no implica que las pérdidas sean menores a altas temperaturas (de hecho, el efecto de la temperatura es dominante), sino que la influencia relativa de la altitud se vuelve menos significativa cuando el sistema ya está fuertemente afectado por el aumento térmico.

Este comportamiento puede explicarse desde un punto de vista físico: a mayor altitud, la densidad del aire disminuye, lo que reduce el número de moléculas capaces de absorber calor del entorno del conductor, disminuyendo la efectividad de la convección. Sin embargo, al aumentar la temperatura ambiente, esta pérdida de efectividad ya es tan pronunciada que el efecto adicional de la altitud resulta menos determinante.

En tanto a las pérdidas de calor por radiación térmica del conductor, de las figuras 6.3 y 6.4 se comprueba lo mencionado en el apartado 6.2. Estas medidas no se ven influenciadas por la altitud a la cual este la línea de transmisión, únicamente lo hacen las pérdidas de calor por convección y las ganancias de calor por radiación solar.

Al analizar las figuras 6.5 y 6.6, se aprecia claramente lo que se venía comentando, las ganancias de calor por radiación solar son dependientes de la altitud, y tienden a aumentar en medida que la línea de transmisión se sitúa a mayores elevaciones. A diferencia de las pérdidas de calor por convección, estas no tienen una implicancia con la temperatura ambiente, ya que son independientes de esta variable. Por tanto, el principal interés radica en observar cómo, con el incremento de la altitud, las ganancias solares aumentan, aunque con una tasa de crecimiento decreciente.

Este comportamiento queda respaldado por la ecuación (6.2), correspondiente al factor de corrección por altitud (K_{solar}), que presenta una forma cuadrática. No obstante, el coeficiente del término cuadrático es negativo, lo que introduce una concavidad descendente y, por ende, una disminución progresiva en la pendiente de crecimiento.

Finalmente, esto se puede explicar en base al mismo fenómeno que en las pérdidas de calor por convección, a mayor elevación, la densidad del aire disminuye, lo que, entre otros factores, permite que una mayor proporción de la energía del sol llegue al conductor.

Por último, en relación con la capacidad de transmisión de la línea seleccionada para el estudio, las figuras 6.7 y 6.8 muestran que disminuye a medida que aumenta la altitud sobre el nivel del mar, con el objetivo de mantener constante la temperatura del conductor en 75 °C. En particular, para las tres temperaturas ambientales analizadas, la capacidad del conductor disminuye un 14 %, 14,29 % y 15,48 % para 40 °C, 20 °C y 0 °C respectivamente, en el rango de altitud que va desde el nivel del mar hasta los 5000 m.s.n.m. Resulta relevante destacar de estos resultados que, al igual que en el caso de las pérdidas de calor por convección, el efecto del aumento de altitud sobre la reducción de la capacidad de transmisión tiende a ser menos pronunciado a mayores temperaturas ambientales.

Estos resultados justifican ampliamente la necesidad de incorporar el efecto de la altitud en el cálculo y dimensionamiento térmico de líneas de transmisión. Esto no solo permite asegurar una operación continua y eficiente del sistema, sino también garantizar la seguridad de las personas y de las estructuras cercanas, considerando que superar el límite de capacidad, ya sea por un dimensionamiento inadecuado o por condiciones de operación adversas, puede generar consecuencias negativas tanto desde el punto de vista eléctrico como mecánico para la línea.

7. Conclusiones

7.1. Conclusiones

El presente trabajo tuvo como objetivo principal evaluar el impacto de la temperatura ambiente en tres variables fundamentales del diseño y operación de líneas de transmisión aérea de alta tensión: la capacidad de transmisión, la resistencia eléctrica del conductor y la distancia vertical entre éste y el suelo. Complementariamente, se analizó la influencia de la altitud geográfica a la que se emplazan las estructuras sobre la misma capacidad. A través de modelos teóricos y simulaciones bajo condiciones ambientales diversas, fue posible caracterizar el comportamiento térmico y mecánico del sistema, incorporando además criterios normativos vigentes.

En cuanto a la capacidad de transmisión, se comprobó que se ve significativamente reducida al aumentar la temperatura ambiente, debido a la disminución del gradiente térmico entre el conductor y el aire, lo que limita su capacidad de disipar calor, intensificándose por el aumento de temperatura provocado por las ganancias de calor por efecto Joule. Las simulaciones mostraron una disminución de hasta un 24 % respecto a la capacidad determinada para condiciones estándar de 25 °C, al elevar la temperatura ambiente a 45 °C. Por otro lado, se demostró que la altitud también afecta esta variable: al aumentar la elevación sobre el nivel del mar, disminuye la densidad del aire, reduciendo la eficacia de las pérdidas de calor por convección y elevando las ganancias de calor por radiación solar. En consecuencia, la capacidad térmica de la línea estudiada disminuyó entre 14 % y 15,5 % en el rango de 0 a 5000 m.s.n.m.

Respecto a la resistencia eléctrica del conductor, se confirmó que esta aumenta directamente con su temperatura, la cual a su vez incrementa en función la temperatura ambiente. Esta relación es fundamental, pues en el caso de estudio presentado se concluyó que usar un valor constante de resistencia, en este caso especificado una temperatura ambiente de 20°C, podía subestimar las pérdidas de potencia activa por efecto Joule en un 5 % a 6 % bajo condiciones reales de operación con temperaturas ambiente entre 35 °C y 40 °C. Este resultado destaca la necesidad de incorporar correctamente el efecto térmico en el cálculo de pérdidas, para no sobreestimar la capacidad de transmisión ni comprometer la seguridad operativa del sistema.

En relación con la distancia vertical entre el conductor y el suelo, se demostró su reducción en función del aumento de temperatura ambiente, atribuible a la disminución de la tensión mecánica y al alargamiento térmico del conductor. En el caso analizado, esta disminución alcanzó aproximadamente 2 metros al elevar la temperatura ambiente de 15 °C a 45 °C. Aunque para la línea evaluada se cumple el requerimiento normativo, la magnitud de esta reducción podría ser crítica en líneas con apoyos a menor altura o con márgenes de seguridad más reducidos, incrementando el riesgo de una aproximación peligrosa a personas o estructuras. Esto resalta la conveniencia de que las normativas consideren no solo una temperatura ambiental de referencia, como en este caso 15 °C para determinar el cumplimiento del requerimiento, sino también una evaluación explícita del comportamiento de la distancia vertical en escenarios térmicos más exigentes o frecuentes. De esta forma, se podría representar de manera más realista las condiciones de operación de las líneas y anticipar posibles limitaciones de seguridad.

Finalmente, se destaca la relación entre las variables analizadas: el aumento de la resistencia eléctrica incrementa las ganancias de calor, lo que eleva la temperatura del conductor y puede afectar tanto su capacidad de conducción como la distancia vertical al suelo. Del mismo modo, la altitud incide sobre la disipación térmica del sistema y las ganancias de calor por radiación solar. Estos resultados refuerzan la necesidad de considerar rigurosamente los efectos ambientales y geográficos en el diseño, operación y evaluación térmica de las líneas de transmisión, no solo para cumplir con las exigencias normativas, sino también para asegurar la confiabilidad, eficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

7.2. Trabajo Futuro

Como proyección del presente estudio, se identifican las siguientes líneas de trabajo futuro:

- Incorporar nuevas variables climáticas, como viento, radiación solar y humedad, para obtener una evaluación térmica y mecánica más completa.
- Desarrollar modelos dinámicos, que permitan analizar el comportamiento durante variaciones transitorias de temperatura o carga.
- Validar con datos empíricos, mediante mediciones en terreno o pruebas controladas, para mejorar la precisión de los modelos.
- Analizar otros tipos de conductores, incluyendo tecnologías con mayor tolerancia térmica o nuevas configuraciones estructurales.

Referencias

- [1] N. Mohd Zainuddin et al., "Review of Thermal Stress and Condition Monitoring Technologies for Overhead Transmission Lines: Issues and Challenges," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 120053-120081, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004578.
- [2] "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," in *IEEE Std 738-2023 (Revision of IEEE Std 738-2012)*, vol., no., pp.1-56, 19 Dec. 2023, doi: 10.1109/IEEESTD.2023.10382442.
- [3] M. Šiler, J. Heckenbergerová, P. Musilek and J. Rodway, "Sensitivity analysis of conductor current-temperature calculations," 2013 26th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Regina, SK, Canada, 2013, pp. 1-4, doi: 10.1109/CCECE.2013.6567697 "Numerical Methods for Engineers" Steven C. Chapra and Raymond P. Canale. McGraw-Hill, 1999.
- [4] V. Cecchi, K. Miu, A. S. Leger and C. Nwankpa, "Study of the impacts of ambient temperature variations along a transmission line using temperature-dependent line models," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2011.6039110.
- [5] B. Ramos R. "Dimensionamiento Dinámico de Líneas de Transmisión", Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile, marzo 2017.
- [6] Southwire Company. "OverHead Conductor Manual (2nd Edition)". Southwire Company, enero, 2007.
- [7] B. Rong, C. Keji, Z. Jian and S. Jiajun, "Calculation and Analysis of Transmission Line Sag Based on Theoretical Mechanics," 2024 Asia-Pacific Conference on Software Engineering, Social Network Analysis and Intelligent Computing (SSAIC), New Delhi, India, 2024, pp. 775-780, doi: 10.1109/SSAIC61213.2024.00157.
- [8] J. R. Alvarez, J. A. Anderson and C. M. Franck, "Validation of a thermal model for overhead transmission lines at high conductor temperature," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741166.

- [9] M. Migliori et al., "Evaluation of thermal performance for power system development," 2020 AEIT International Annual Conference (AEIT), Catania, Italy, 2020, pp. 1-6, doi: 10.23919/AEIT50178.2020.9241088.
- [10] B. P. Bhattarai et al., "Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 33, no. 4, pp. 1853-1863, Aug. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2798411.
- [11] D. Zhang and P. Dang, "Study on AC Resistance of Overhead Conductors by Numerical Simulation," 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Beijing, China, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICHVE49031.2020.9279899.
- [12] Superintendencia de Electricidad y Combustible. Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 "Franjas de Distancias de Seguridad". Resolución Exenta N°33277, septiembre 2020.
- [13] J. Romero H. "Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile". Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, abril 2010.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional. "InfoTécnica", (s.f.). Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/>. Revisado: 02/08/2025.
- [15] Superintendencia de Electricidad y Combustible. Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 "Líneas de Alta Tensión y Extra Alta Tensión". Resolución Exenta N°33277, septiembre 2020.
- [16] Comisión Nacional de Energía. "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio", Santiago, Chile, enero, 2025.
- [17] Comisión Nacional de Energía. "Anexo Técnico: Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", marzo, 2025.
- [18] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Pliego Técnico Normativo: RIC N°4 "Conductores, Materiales y Sistemas de Canalización", Resolución Exenta N°33877, diciembre, 2020.

- [19] S. Abbott, S. Abdelkader, L. Bryans and D. Flynn, "Experimental validation and comparison of IEEE and CIGRE dynamic line models," *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, Cardiff, UK, 2010, pp. 1-5.
- [20] CIGRE Working Group B2.43, "Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines", Technical Brochure 601, Paris, Francia, diciembre 2014.
- [21] CIGRE Working Group B2,12, "Alternating Current (AC) Resistance of helically stranded conductors.", Technical Brochure 345, Paris, Francia, abril 2008.
- [22] F. Margita, L. Bena and P. Pijarski, "Calculation of the Ampacity of Overhead Power Lines Under the Conditions of the Electric Power System of the Slovak Republic," *2024 24th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, Kouty nad Desnou, Czech Republic, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/EPE61521.2024.10559565.
- [23] Z. Xu, H. Ma, Z. Liu, C. Zhou and L. Han, "Investigating the Sag Characteristics of Overhead Lines Under High-Temperature Conditions with Consideration of Creep Behavior," *2024 5th International Conference on Clean Energy and Electric Power Engineering (ICCEPE)*, Yangzhou, China, 2024, pp. 667-670, doi: 10.1109/ICCEPE62686.2024.10931717.
- [24] Kampik, M., Kubek, P., Krupanek, B., & Bogacz, R. "Sag and Tension Calculations for High-Voltage Overhead Line Conductors". *Energies*, 2024.
- [25] G. Soria M. "Cálculo y Diseño de Línea Aérea de Alta Tensión 132 kV". Trabajo de fin de Grado, Ing. Eléctrica, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España, 2018.
- [26] Comisión Nacional de Energía. "Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión", septiembre, 2020.
- [27] Superintendencia de Electricidad y Combustible. Pliego Técnico Normativo RPTD N°4 "Conductores". Resolución Exenta N°33277, septiembre 2020.
- [28] I. Perez. "Cálculo Capacidad Térmica de Conductores En Líneas Eléctricas". Ingeniería Eléctrica Online. Disponible en: <https://www.ingenieriaelectrica.online/calculo-capacidad-termica-de-conductores-en-lineas-electricas/>. Revisado: 02/08/2025.
- [29] Juan L. "CURSO DE ASTRONOMIA: EL CIELO DESDE LA CIUDAD N°2". Astrografía Urbana. Disponible en: <https://astrofotografiaurbana-astronomia.blogspot.com/2017/01/>. Revisado: 02/08/2025.

ANEXO A: Código

- Código para el cálculo de los límites térmicos de una línea de transmisión en función de la temperatura ambiente (T_a) y temperatura del conductor (T_s):

%VARIABLES DE ENTRADA:

```
clc;  
clear all;
```

```
Ta=-5:45;  
Ts=15:90;  
I=zeros(length(Ta)+1,length(Ts)+1);  
I(:,1)=[0;Ta'];  
I(1,:)=[0 Ts];
```

```
Qcvec = zeros(length(Ta)+1,length(Ts)+1);  
Qcvec(:,1) = [0;Ta'];  
Qcvec(1,:) = [0 Ts];
```

```
Qrvec = zeros(length(Ta)+1,length(Ts)+1);  
Qrvec(:,1) = [0;Ta'];  
Qrvec(1,:) = [0 Ts];
```

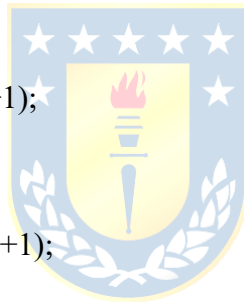
```
Racvec = zeros(length(Ta)+1,length(Ts)+1);  
Racvec(:,1) = [0;Ta'];  
Racvec(1,:) = [0 Ts];
```

```
Qjvec = zeros(length(Ta)+1,length(Ts)+1);  
Qjvec(:,1) = [0;Ta'];  
Qjvec(1,:) = [0 Ts];
```

% Por cada T_a se evalúa el rango completo de T_s

```
for i=1:length(Ta)  
    for j=1:length(Ts)
```

```
He = 808;           % altura sobre el nivel del mar  
phi = 90;           % ángulo de incidencia del viento  
D0 = 14.3e-3;       % Diámetro del conductor  
Vw = 0.61;          % Velocidad del viento  
epsilon = 0.5;       % Emisividad  
alpha = 0.5;        % Absorción solar  
Lat = -31;          % Latitud  
N = 20;             % Día del año
```



Time = 13; % Hora del día
 Noon = 12; % Medio día
 Zl = 135; % Azimut de la línea
 Rcc1 = 0.268e-3; % Resistencia DC
 alpharef = 0.0036; % Coeficiente de temperatura de la resistencia
 T1 = 20;
 p = 3.28*10⁻⁸; % Resistividad del material (ohm/m)
 f = 50; % Frecuencia
 ur = 1; % Permeabilidad relativa del conductor

%Pérdidas por convección Qc:

% estudio de la densidad del aire en función de la altura
 Tfilm = (Ts(j)+Ta(i))/2;
 uf = ((1.458*10⁻⁶)*((Tfilm+273)^(1.5)))/(Tfilm+383.4);
 pf = (1.293-1.525*(10⁻⁴))*He+6.379*(10⁻⁹)*(He²)/(1+0.00367*Tfilm); %densidad del aire
 kf = 2.424*(10⁻²)+7.477*(10⁻⁵)*Tfilm-4.407*(10⁻⁹)*(Tfilm²);

% Para calculo de Vw en función de la presión del viento

% Vw = sqrt((2*392.27)/pf);

kangle = 1.194-cosd(phi)+0.194*cosd(2*phi)+0.368*sind(2*phi); %phi va entre 0° y 90° donde 90
 es perpendicular al conductor y 0 es paralelo
 Nre = (D0*pf*Vw)/uf;

% el Estándar IEEE 738 indica que pf, uf y kf se calculan a la temperatura
 % Tfilm

Qc1 = kangle*(1.01+1.35*(Nre^(0.52)))*kf*(Ts(j)-Ta(i));
 Qc2 = kangle*(0.754*(Nre^(0.6)))*kf*(Ts(j)-Ta(i));
 Qn = 3.645*(pf^(0.5))*(D0^(0.75))*(Ts(j)-Ta(i));
 Qc = max([Qc1 Qc2 Qn]);
 Qcvec(i+1,j+1) = Qc;

%Pérdidas por radiación Qr:

Qr = 17.8*D0*epsilon*(((Ts(j)+273)/(100))⁽⁴⁾)-(((Ta(i)+273)/(100))⁽⁴⁾);
 Qrvec(i+1,j+1) = Qr;

%Ganancia por calentamiento solar Qs:

omega = (Time-Noon)*15;
 delta = 23.45*sind(((284+N)/365)*360);

Hc = asind(cosd(Lat)*cosd(delta)*cosd(omega)+sind(Lat)*sind(delta));

x = (sind(omega))/(sind(Lat)*cosd(omega)-cosd(Lat)*tand(delta));

% la constante de azimut C se debe ajustar dependiendo del ángulo horario
 % omega

```
if omega >= -180 && omega < 0
    if x >= 0
        C = 0;
    else
        C = 180;
    end
else
    if x >= 0
        C = 180;
    else
        C = 360;
    end
end
```

Zc = C+atand(x);

theta = acosd(cos(Hc)*cosd(Zc-Zl));

% es necesario corregir ese valor Qs según la elevación, obteniendo así Qse

% Los coeficientes polinomiales considerando una atmósfera limpia

A = -42.2391; B = 63.8044; C = -1.9220; D = 3.46921*10⁽⁻²⁾; E = -3.61118*10⁽⁻⁴⁾; F = 1.94318*10⁽⁻⁶⁾; G = -4.07608*10⁽⁻⁹⁾;

Qsn = A+B*Hc+C*(Hc^2)+D*(Hc^3)+E*(Hc^4)+F*(Hc^5)+G*(Hc^6);

A2 = 1; B2 = 1.148*(10⁽⁻⁴⁾); C2 = -1.108*(10⁽⁻⁸⁾);

Ksolar = A2+B2*He+C2*(He^2);

Qse = Ksolar*Qsn;

Qs = alpha*Qse*sind(theta)*Aprima;

Qsvec(i+1,j+1) = Qs;

%Resistencia del conductor Rtc considerando la relación clásica:

Rcc2 = Rcc1*(1+alpharef*(Ts(j)-T1));

%Cálculo del factor por efecto skin ksk:

SD = sqrt(p/(4*f*pi*pi*ur*10⁽⁻⁷⁾));

xbessel = ((1-1i)*D)/(2*SD);

j0 = 1-((xbessel/2)^2)+0.25*((xbessel/2)^4)-(1/36)*((xbessel/2)^6);

```
j1 = (xbessel/2)-0.5*((xbessel/2)^3)+(1/12)*((xbessel/2)^5)-(1/144)*((xbessel/2)^7);
Elr = real(((p*(1-i))/(D*pi*SD))*(j0/j1));
ksk = ((D^2)*pi*Elr)/(4*p);
```

```
% La resistencia Rac es:
```

```
Rac = ksk*Rcc2;
```

```
%Capacidad del conductor calculada:
```

```
I(i+1,j+1) = sqrt((Qc+Qr-Qs)/(Rac));
```

```
Racvec(i+1,j+1) = Rac; % para cada Ts hay un Rac, pero no hay un Rac para cada Ta.
```

```
end
```

```
end
```

```
I=real(I)/1000;
I=round(I,3);
I(:,1)=I(:,1)*1000;
I(1,:)=I(1,:)*1000;
```

```
figure;
plot(Ta(1:41), Qcvec(2:42,22), 'k-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qcvec(2:end,32), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qcvec(2:end,42), 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qcvec(2:end,52), 'm-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qcvec(2:end,62), 'g-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Pérdidas de calor por convección (Qc) [W/m]');
title('Curvas Qc vs Ta');
ldg = legend('35°C','45°C','55°C','65°C','75°C');
title(ldg,'Ts:');
grid on;
```

```
figure;
plot(Ta(1:41), Qrvec(2:42,22), 'k-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qrvec(2:end,32), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qrvec(2:end,42), 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qrvec(2:end,52), 'm-', 'LineWidth', 2);
```




```

hold on
plot(Ta, Qrvec(2:end,62), 'g-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Pérdidas de calor por radiación térmica (Qr) [W/m]');
title('Curvas Qr vs Ta');
ldg = legend('35°C','45°C','55°C','65°C','75°C');
title(ldg,'Ts:');
grid on;

```

```

figure;
plot(Ta(1:41), Qsvec(2:42,22), 'k-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qsvec(2:end,32), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qsvec(2:end,42), 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(Ta, Qsvec(2:end,52), 'm-', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(Ta, Qsvec(2:end,62), 'g-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Ganancias de calor por radiación solar (Qs) [W/m]');
title('Curvas Qs vs Ta');
ldg = legend('35°C','45°C','55°C','65°C','75°C');
title(ldg,'Ts:');
grid on;

```



```

figure;
plot(Ts, Racvec(2,2:end)* 1e3, 'b-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura del conductor (Ts) [°C]');
ylabel('Resistencia AC [mΩ/m]');
title('Curva Rac vs Ts');
grid on;

```

```

xlswrite('excel de prueba.xlsx',I)

```

```

figure;
plot(Ta(1:37), I(2:38,22), 'k-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta(1:47), I(2:48,32), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, I(2:end,42), 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(Ta, I(2:end,52), 'm-', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(Ta, I(2:end,62), 'g-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Capacidad de Transmisión (I) [kA]');
title('Curvas I vs Ta');

```

```
ldg = legend('35°C','45°C','55°C','65°C','75°C');
title(ldg,'Ts:');
grid on;
```

- **Código para el cálculo de los límites térmicos de una línea de transmisión en función de la temperatura ambiente y la elevación por sobre el nivel del mar:**

```
clc;
clear all;
```

%VARIABLES DE ENTRADA:

```
Ta = -5:45;           % Eje vertical
He = 0:100:5000;      % Eje horizontal (nueva variable)
Ts = 75;              % Fijo a 75 °C
```

```
I = zeros(length(Ta)+1, length(He)+1);
I(:,1) = [0; Ta'];
I(1,:) = [0 He];
```

```
Qcvec = zeros(length(Ta)+1, length(He)+1);
Qcvec(:,1) = [0; Ta'];
Qcvec(1,:) = [0 He];
```

```
Qrvec = zeros(length(Ta)+1, length(He)+1);
Qrvec(:,1) = [0; Ta'];
Qrvec(1,:) = [0 He];
```

```
Qsvec = zeros(length(Ta)+1, length(He)+1);
Qsvec(:,1) = [0; Ta'];
Qsvec(1,:) = [0 He];
```

```
Ksolarvec = zeros(length(Ta)+1, length(He)+1);
Ksolarvec(:,1) = [0; Ta'];
Ksolarvec(1,:) = [0 He];
```

```
for i = 1:length(Ta)
    for j = 1:length(He)
```

```
        phi = 90;           % ángulo de incidencia del viento
        D0 = 14.3e-3;       % diámetro del conductor
        Vw = 0.61;          % velocidad del viento
        epsilon = 0.5;      % emisividad
        alpha = 0.5;         % absorción solar
```



Lat = -31; % Latitud
 N = 20; % Día del año
 Time = 13; % Hora del día
 Noon = 12; % Medio día
 Zl = 135; % Azimut de la línea
 Rcc1 = 0.268e-3; % Resistencia DC
 alpharef = 0.0036; % Coeficiente de temperatura de la resistencia
 T1 = 20;
 p = 3.28*10⁻⁸; % Resistividad del material (ohm/m)
 f = 50; % Frecuencia
 ur = 1; % Permeabilidad relativa del conductor

%Pérdidas por convección Qc:

$T_{film} = (T_s + T_{a(i)}) / 2;$
 $u_f = ((1.458 \cdot 10^{-6}) * ((T_{film} + 273)^{1.5})) / (T_{film} + 383.4);$
 $p_f = (1.293 - 1.525e-4 * He(j) + 6.379e-9 * (He(j)^2)) / (1 + 0.00367 * T_{film});$
 $k_f = 2.424e-2 + 7.477e-5 * T_{film} - 4.407e-9 * (T_{film}^2);$
 $k_{angle} = 1.194 - \cos(\phi) + 0.194 * \cos(2 * \phi) + 0.368 * \sin(2 * \phi);$
 $N_{re} = (D_0 * p_f * V_w) / u_f;$

$Q_{c1} = k_{angle} * (1.01 + 1.35 * N_{re}^{0.52}) * k_f * (T_s - T_{a(i)});$
 $Q_{c2} = k_{angle} * 0.754 * N_{re}^{0.6} * k_f * (T_s - T_{a(i)});$
 $Q_n = 3.645 * p_f^{0.5} * D_0^{0.75} * (T_s - T_{a(i)});$
 $Q_c = \max([Q_{c1} \ Q_{c2} \ Q_n]);$
 $Q_{cvec}(i+1, j+1) = Q_c;$

%Pérdidas por radiación Qr:

$Q_r = 17.8 * D_0 * \epsilon * (((T_s + 273)/100)^4 - ((T_{a(i)} + 273)/100)^4);$
 $Q_{rvec}(i+1, j+1) = Q_r;$

%Ganancia por calentamiento solar Qs:

$\omega = (Time - Noon) * 15;$
 $\delta = 23.45 * \sin(((284 + N) / 365) * 360);$
 $H_c = \arcsin(\cos(\text{Lat}) * \cos(\delta) * \cos(\omega) + \sin(\text{Lat}) * \sin(\delta));$
 $x = \sin(\omega) / (\sin(\text{Lat}) * \cos(\omega) - \cos(\text{Lat}) * \tan(\delta));$

if $\omega \geq -180$ && $\omega < 0$
 $C = (x \geq 0) * 0 + (x < 0) * 180;$
 else
 $C = (x \geq 0) * 180 + (x < 0) * 360;$
 end

$Z_c = C + \arctan(x);$
 $\theta = \arccos(\cos(H_c) * \cos(Z_c - Z_l));$

$A = -42.2391; B = 63.8044; C_1 = -1.9220; D = 3.46921e-2;$
 $E = -3.61118e-4; F = 1.94318e-6; G = -4.07608e-9;$
 $Q_{sn} = A + B * H_c + C_1 * H_c^2 + D * H_c^3 + E * H_c^4 + F * H_c^5 + G * H_c^6;$

```

A2 = 1; B2 = 1.148e-4; C2 = -1.108e-8;
Ksolar = A2 + B2*He(j) + C2*(He(j)^2);
Ksolarvec(i+1,j+1) = Ksolar;
Qse = Ksolar * Qsn;
Qs = alpha * Qse * sind(theta) * D0;
Qsvec(i+1,j+1) = Qs;
%Resistencia del conductor Rtc considerando la relación clásica:
Rcc2 = Rcc1 * (1 + alpharef * (Ts - T1));

SD = sqrt(p / (4 * f * pi^2 * ur * 1e-7));
xbessel = ((1 - i) * D0) / (2 * SD);
j0 = 1 - (xbessel/2)^2 + 0.25 * (xbessel/2)^4 - (1/36) * (xbessel/2)^6;
j1 = (xbessel/2) - 0.5 * (xbessel/2)^3 + (1/12) * (xbessel/2)^5 - (1/144) * (xbessel/2)^7;
Elr = real(((p * (1 - i)) / (D0 * pi * SD)) * (j0 / j1));
ksk = (D0^2 * pi * Elr) / (4 * p);
Rac = ksk * Rcc2;
%Capacidad del conductor:
I(i+1,j+1) = sqrt((Qc + Qr - Qs) / Rac);
end
end
%Resultados:
I = real(I) / 1000;
I = round(I,3);
I(:,1) = I(:,1) * 1000;
I(1,:) = I(1,:) * 1;

Qcvec(:,1) = I(:,1) * 1000;
Qcvec(1,:) = I(1,:) * 1;

Qsvec(:,1) = I(:,1) * 1000;
Qsvec(1,:) = I(1,:) * 1;

figure;
plot(Ta, Qsvec(2:end,2), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qsvec(2:end,12), 'y--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qsvec(2:end,22), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qsvec(2:end,32), 'm--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qsvec(2:end,42), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Calentamiento por radiación solar (Qs) [W/m²]');
title('Curvas Qs vs Ta para distintas elevaciones');
ldg = legend('0 m','1000 m','2000 m','3000 m','4000 m');
title(ldg,'Elevación:');

```



```

grid on;

figure;
plot(He, Qsvec(7,2:end), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(He, Qsvec(27,2:end), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(He, Qsvec(47,2:end), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Elevación [m.s.n.m]');
ylabel('Calentamiento por radiación solar (Qs) [W/m]');
title('Curvas Qs vs elevación de la LT para distintas Ta');
ldg = legend('0°C', '20°C', '40°C');
title(ldg, 'Ta:');
grid on;

```

```

figure;
plot(Ta, Qcvec(2:end,2), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qcvec(2:end,12), 'y--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qcvec(2:end,22), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(Ta, Qcvec(2:end,32), 'm--', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(Ta, Qcvec(2:end,42), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Pérdidas de calor por convección (Qc) [W/m]');
title('Curvas Qc vs Ta para distintas elevaciones');
ldg = legend('0 m', '1000 m', '2000 m', '3000 m', '4000 m');
title(ldg, 'Elevación:');
grid on;

```

```

figure;
plot(He, Qcvec(7,2:end), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(He, Qcvec(27,2:end), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(He, Qcvec(47,2:end), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Elevación [m.s.n.m]');
ylabel('Pérdidas de calor por convección (Qc) [W/m]');
title('Curvas Qc vs elevación de la LT para distintas Ta');
ldg = legend('0°C', '20°C', '40°C');
title(ldg, 'Ta:');
grid on;

```

```

figure;
plot(Ta, Qrvec(2:end,2), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;

```

```

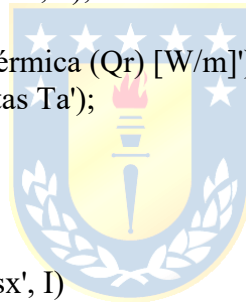
plot(Ta, Qrvec(2:end,12), 'y--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qrvec(2:end,22), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qrvec(2:end,32), 'm--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, Qrvec(2:end,42), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Pérdidas de calor por radiación térmica (Qr) [W/m]');
title('Curvas Qr vs Ta para distintas elevaciones');
ldg = legend('0 m','1000 m','2000 m','3000 m','4000 m');
title(ldg,'Elevación:');
grid on;

```

```

figure;
plot(He, Qrvec(7,2:end), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(He, Qrvec(27,2:end), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(He, Qrvec(47,2:end), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Elevación [m.s.n.m]');
ylabel('Pérdidas de calor por radiación térmica (Qr) [W/m]');
title('Curvas Qr vs elevación para distintas Ta');
ldg = legend('0°C','20°C','40°C');
title(ldg,'Ta:');
grid on;

```



```

xlswrite('excel_ampacidad_vs_altura.xlsx', I)

```

```

figure;
plot(Ta, I(2:end,2), 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, I(2:end,12), 'y--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, I(2:end,22), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, I(2:end,32), 'm--', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta, I(2:end,42), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Capacidad de Transmisión [kA]');
title('Curvas I vs Ta para distintas elevaciones');
ldg = legend('0 m','1000 m','2000 m','3000 m','4000 m');
title(ldg,'Elevación:');
grid on;

```

```

figure;
plot(He, I(7,2:end), 'b-', 'LineWidth', 2);

```

```

hold on;
plot(He, I(27,2:end), 'r--', 'LineWidth', 2);
hold on
plot(He, I(47,2:end), 'g--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Elevación [m.s.n.m]');
ylabel('Capacidad de Transmisión [kA]');
title('Curvas I vs elevación para distintas Ta');
ldg = legend('0°C', '20°C', '40°C');
title(ldg, 'Ta:');
grid on;

figure
plot(He, Ksolarvec(7,2:end), 'b-', 'LineWidth', 2);

```

- **Código para el cálculo de la temperatura del conductor en función de la temperatura ambiente y corriente conocidas:**

```

clc;
clear all;

% Corriente fija
I_fijo = 352; % [A]

% Rango de temperaturas ambiente
Ta_vec = 0:1:45; % [°C]
Ts_sol_vec = NaN(size(Ta_vec));

% Bucle sobre Ta
for i = 1:length(Ta_vec)
    Ta = Ta_vec(i);
    fun = @(Ts) calcular_I(Ts, Ta) - I_fijo;

    Ts_range = 0 : 0.5 : 150;
    F = arrayfun(fun, Ts_range);
    idx = find(~isnan(F) & isfinite(F) & isreal(F));
    Ts_valid = Ts_range(idx);
    F_valid = F(idx);

    Ts_min = NaN; Ts_max = NaN;
    for k = 1:length(F_valid)-1
        if sign(F_valid(k)) ~= sign(F_valid(k+1))
            Ts_min = Ts_valid(k);
            Ts_max = Ts_valid(k+1);
            break;
        end
    end
end

```



```

end

% Calcular Ts si se encuentra intervalo válido
if ~isnan(Ts_min)
    Ts_sol_vec(i) = fzero(fun, [Ts_min, Ts_max]);
else
    fprintf('⚠ No se encontró Ts para Ta = %.1f°C\n', Ta);
end
end

figure;
plot(Ta_vec, Ts_sol_vec, 'b-', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 5);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Temperatura del conductor (Ts) [°C]');
title(sprintf('Curva Ts vs Ta para I = %.0f A', I_fijo));
grid on;

function I = calcular_I(Ts, Ta)
    % Parámetros fijos
    He = 808; %1428;
    phi = 90;
    D0 = 14.3e-3; %25.15e-3;
    % Vw = 0.61;
    epsilon = 0.5;
    alpha = 0.5;
    Lat = -31;
    N = 20; %355;
    Time = 13; %12;
    Noon = 12;
    Zl = 135;
    Rcc1 = 0.268e-3; %0.089e-3;
    alpharef = 0.0036; %0.00403;
    T1 = 20;
    p = 3.28*10^(-8); %2.82*10^(-8);
    f = 50;
    ur = 1;
    D = D0; Aprima = D0;

    % Propiedades del aire a Tfilm
    Tfilm = (Ts + Ta) / 2;
    uf = ((1.458e-6)*(Tfilm + 273)^1.5) / (Tfilm + 383.4);
    pf = (1.293 - 1.525e-4 * He + 6.379e-9 * He^2) / (1 + 0.00367 * Tfilm);
    kf = 2.424e-2 + 7.477e-5 * Tfilm - 4.407e-9 * Tfilm^2;
    %%%%%%%%%%%%%%%
    Vw = sqrt((2*392.27)/pf);
    %%%%%%%%%%%%%%%

```




```

kangle = 1.194 - cosd(phi) + 0.194*cosd(2*phi) + 0.368*sind(2*phi);
Nre = (D0 * pf * Vw) / uf;

Qc1 = kangle * (1.01 + 1.35 * Nre^0.52) * kf * (Ts - Ta);
Qc2 = kangle * (0.754 * Nre^0.6) * kf * (Ts - Ta);
Qn = 3.645 * pf^0.5 * D0^0.75 * (Ts - Ta);
Qc = max([Qc1, Qc2, Qn]);

% Radiación
Qr = 17.8 * D0 * epsilon * (((Ts + 273)/100)^4 - ((Ta + 273)/100)^4);

% Ganancia solar
omega = (Time - Noon) * 15;
delta = 23.45 * sind(((284 + N) / 365) * 360);
Hc = asind(cosd(Lat)*cosd(delta)*cosd(omega) + sind(Lat)*sind(delta));
x = sind(omega) / (sind(Lat)*cosd(omega) - cosd(Lat)*tand(delta));
C = 180 * (omega >= 0);
Zc = C + atand(x);
theta = acosd(cos(Hc) * cosd(Zc - Zl));
A = -42.2391; B = 63.8044; C1 = -1.9220;
D1 = 3.46921e-2; E = -3.61118e-4; F1 = 1.94318e-6; G = -4.07608e-9;
Qsn = A + B*Hc + C1*Hc^2 + D1*Hc^3 + E*Hc^4 + F1*Hc^5 + G*Hc^6;
Ksolar = 1 + 1.148e-4 * He - 1.108e-8 * He^2;
Qse = Ksolar * Qsn;
Qs = alpha * Qse * sind(theta) * Aprima;

% Resistencia AC
Rcc2 = Rcc1 * (1 + alpharef * (Ts - T1));
SD = sqrt(p / (4 * pi^2 * f * ur * 1e-7));
xb = ((1 - 1i) * D) / (2 * SD);
j0 = 1 - (xb/2)^2 + 0.25*(xb/2)^4 - (1/36)*(xb/2)^6;
j1 = (xb/2) - 0.5*(xb/2)^3 + (1/12)*(xb/2)^5 - (1/144)*(xb/2)^7;
EIr = real((p * (1 - 1i)) / (pi * D * SD) * (j0 / j1));
ksk = (D^2 * pi * EIr) / (4 * p);
Rac = ksk * Rcc2;

% Ampacidad
P = (Qc + Qr - Qs) / Rac;
if ~isreal(P) || P <= 0 || ~isfinite(P)
    I = NaN;
else
    I = sqrt(P);
end
end

```

- **Código para el cálculo de la resistencia eléctrica AC y variables asociadas en función de la temperatura ambiente:**

%Cálculo de la resistencia en función de la temperatura ambiente

```
Rcc1 = 0.268e-3;
alpharef = 0.0036;
T1 = 20;
p = 3.28*10^(-8);
f = 50;
ur = 1;
D = 14.3e-3;
```

```
Ts_vec = Ts_sol_vec;
Rac_vec = NaN(size(Ts_vec));
Rdc_vec = NaN(size(Ts_vec));
```

```
for i = 1:length(Ts_vec)
    Ts = Ts_vec(i);
```

```
    Rcc2 = Rcc1 * (1 + alpharef * (Ts - T1));
```

```
    SD = sqrt(p / (4 * pi^2 * f * ur * 1e-7));
    xb = ((1 - 1i) * D) / (2 * SD);
    j0 = 1 - (xb/2)^2 + 0.25*(xb/2)^4 - (1/36)*(xb/2)^6;
    j1 = (xb/2) - 0.5*(xb/2)^3 + (1/12)*(xb/2)^5 - (1/144)*(xb/2)^7;
    EIr = real((p * (1 - 1i)) / (pi * D * SD) * (j0 / j1));
    ksk = (D^2 * pi * EIr) / (4 * p);
```

```
    Rdc_vec(i) = Rcc2;
    Rac_vec(i) = Rcc2*ksk;
```

```
end
```

```
figure;
plot(Ta_vec, Rdc_vec * 1e3, 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on;
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Resistencia DC [mΩ/m]');
title(sprintf('Curva Rdc vs Ta'));
grid on;
```

```
figure;
```



```

plot(Ta_vec, Rac_vec * 1e3, 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Resistencia AC [mΩ/m]');
title(sprintf('Curva Rac vs Ta'));
grid on;

```

```

PPerdidas = Rac_vec * I_fijo * I_fijo;
PperdidasPorc = ((PPerdidas - 37.8967) / 37.8967) * 100;

```

```

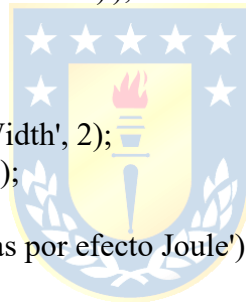
figure;
plot(Ta_vec, PPerdidas, 'm-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta_vec, (3.05855e-4*ones(1,length(Ta_vec))) * I_fijo * I_fijo, 'k-', 'LineWidth', 2)
hold on
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Ganancia de calor por efecto Joule [Qj] [W/m]');
title(sprintf('Ganancia de calor por efecto Joule vs Ta'));
legend('Rac variable', 'Rac constante (Ts = 20°C)');
grid on;

```

```

figure;
plot(Ta_vec, PperdidasPorc, 'b-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Aumento porcentual [%]');
title('Aumento porcentual de la ganancias por efecto Joule');
grid on;

```



```

Rcc1 = 0.268e-3;
alpharef = 0.0036;
T1 = 20;
p = 3.28*10^(-8);
fvec = 0:1:100;
ur = 1;
D = 14.3e-3;

```

```

Ts = 20;
Rac_vec = NaN(size(fvec));
percent_increase = NaN(size(fvec));

```

```

for i = 1:length(fvec)
    f = fvec(i);

```

```

Rcc2 = Rcc1 * (1 + alpharef * (Ts - T1));

```

```

SD = sqrt(p / (4 * pi^2 * f * ur * 1e-7));

```

```

xb = ((1 - li) * D) / (2 * SD);
j0 = 1 - (xb/2)^2 + 0.25*(xb/2)^4 - (1/36)*(xb/2)^6;
j1 = (xb/2) - 0.5*(xb/2)^3 + (1/12)*(xb/2)^5 - (1/144)*(xb/2)^7;
EIr = real((p * (1 - li)) / (pi * D * SD) * (j0 / j1));
ksk = (D^2 * pi * EIr) / (4 * p);

```

```

Rac_vec(i) = Rcc2*ksk; % Resistencia AC a 20°C (Ts)
percent_increase(i) = ((Rac_vec(i) - Rcc2) / Rcc2) * 100;

```

```
end
```

```

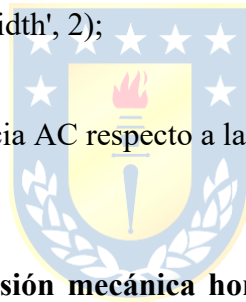
figure;
plot(fvec, Rac_vec * 1e3, 'r-', 'LineWidth', 2); hold on;
xlabel('Frecuencia [Hz]');
ylabel('Resistencia AC [mΩ/m]');
title(sprintf('Curva Rac vs Frecuencia'));
grid on;

```

```

figure;
plot(fvec, percent_increase, 'b-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Frecuencia [Hz]');
ylabel('Aumento porcentual [%]');
title('Aumento porcentual de la resistencia AC respecto a la DC');
grid on;

```



- **Código para el cálculo de tensión mecánica horizontal en función de la temperatura ambiente:**

```

clc;
clearvars -except Ts_sol_vec Ta_vec

```

```
% Datos conocidos
```

```

EDS = 0.2; % Every Day Stress
a = 718.5; % Longitud del vano (m)

```

```

Qv = 40*(14.3e-3);
P1 = sqrt((Qv^2)+(3.385^2)); % Peso lineal inicial
P2 = sqrt((Qv^2)+(3.385^2)) % Peso lineal final
T1 = 38076.8; % Tensión inicial T1 (N)
T1 = EDS*T1; % Tensión ajustada al EDS (N)
t1 = 15; % Temperatura inicial (°C)
S = 125.08e-3; % Área del conductor en m^2 (ej: 243.37 mm^2)
E = 62.95e9; % Módulo de elasticidad (Pa) - ejemplo 70 GPa
alpha = 23e-6; % Coeficiente térmico (/°C)

```

```

% Constante del lado izquierdo de la ecuación
term_izq = (a^2 * P1^2)/(24 * T1^2) - alpha * t1 - (T1 / (S * E));

% Rango de temperaturas finales
t2_range = Ts_sol_vec; %-10:1:90;          % °C
T2_solutions = zeros(size(t2_range));

% Iterar sobre cada temperatura
for i = 1:length(t2_range)
    t2 = t2_range(i);

    % Definir función anónima para T2
    f = @(T2) (a^2 * P2^2)/(24 * T2.^2) - alpha * t2 - (T2 / (S * E)) - term_izq;

    % Resolver numéricamente usando fzero con punto inicial razonable
    T2_guess = T1; % Partimos desde T1 como estimación inicial
    try
        T2_solutions(i) = fzero(f, T2_guess);
    catch
        T2_solutions(i) = NaN; % En caso de que no converja
    end
end

tensionporc = ((T2_solutions-7615.36)/7615.36)*100;

% Graficar resultados
figure;
plot(Ta_vec, T2_solutions, 'm', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Tensión horizontal (H) [N]');
title('Variación de la tensión horizontal (H) vs Ta');
grid on;

figure;
plot(Ta_vec, tensionporc, 'g', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('variacion porcentual de tensión horizontal (H) [%]');
title('Variación porcentual de la tensión horizontal (H) vs Ta');
grid on;

```



- Código para el cálculo de flechas y distancia vertical entre conductores y el suelo en función de la temperatura ambiente:

```
% VARIABLES DE ENTRADA
S = 718.5;           % Longitud horizontal del vano [m]
h = -43.013;         % Diferencia de altura entre apoyos [m]
%w = 3.385;          % Peso lineal del conductor [N/m]
w = 3.4330;
H_vec = T2_solutions; % Vector de tensiones horizontales [N]

% INICIALIZACIÓN DE RESULTADOS
%D_vec = zeros(size(H_vec)); % Flecha real (desde el punto más bajo al soporte más bajo)
DL_vec = zeros(size(H_vec)); % Flecha en el extremo izquierdo
DR_vec = zeros(size(H_vec)); % Flecha en el extremo derecho
xR_vec = zeros(size(H_vec)); % Posición del punto más bajo
xL_vec = zeros(size(H_vec));
L_vec = zeros(size(H_vec));
% CÁLCULO PARA CADA VALOR DE TENSIÓN HORIZONTAL
for i = 1:length(H_vec)
    H = H_vec(i);

    % Calcular posición del punto más bajo (xR)
    arg_sinh = (h / 2) / ((H / w) * sinh((S/2)/(H/w)));
    xR = (S / 2) - (H / w) * (asinh(arg_sinh));
    xL = S - xR;

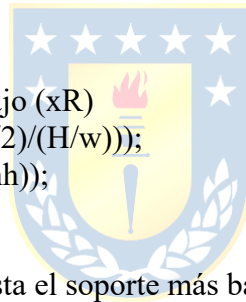
    % Flecha desde el punto más bajo hasta el soporte más bajo
    D = (H / w) * (cosh((w * S) / (H * 2)) - 1);

    % Largo del conductor
    L = ((2 * H) / w) * (sinh((w * S) / (H * 2)));

    % Flechas en extremos izquierdo y derecho (desde el punto más bajo)
    DL = (w * xL^2) / (2 * H);
    DR = (w * xR^2) / (2 * H);

    % Almacenar resultados
    D_vec(i) = D;
    DL_vec(i) = DL;
    DR_vec(i) = DR;
    xR_vec(i) = xR;
    xL_vec(i) = xL;
    L_vec(i) = L;
end

% GRAFICAR DL, DR y D vs TENSIÓN
```



```

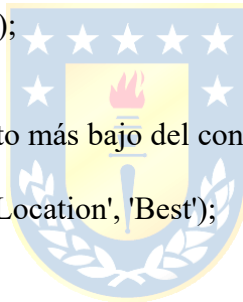
figure;
plot(Ta_vec, DL_vec, 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta_vec, D_vec, 'g-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta_vec, DR_vec, 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on;
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Flechas [m]');
ylim([0 70])
title('Flechas del vano vs Temperatura ambiente');
legend('DL (Apoyo izquierdo)', 'D (punto medio)', 'DR (Apoyo derecho)', 'Location', 'Best');
grid on;

```

```

figure;
plot(Ta_vec, xR_vec, 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(Ta_vec, xL_vec, 'r-', 'LineWidth', 2);
hold on;
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Distancia [m]');
ylim([150 550])
title('Desplazamiento horizontal del punto más bajo del conductor en función de la temperatura ambiente');
legend('xR (Derecho)', 'xL (Izquierdo)', 'Location', 'Best');
grid on;

```



```

Hapoyo = 347;
Hflecha = 335;
Hanclaje = 22.5;

```

```

figure;
DistanciaV = (Hapoyo - Hflecha) + (Hanclaje - DL_vec);
plot(Ta_vec, DistanciaV, 'r', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Distancia vertical [m]');
ylim([20 25])
title('Distancia vertical vs Ta');
grid on;

```

```

figure;
plot(Ta_vec, L_vec, 'r', 'LineWidth', 2);
xlabel('Temperatura ambiente (Ta) [°C]');
ylabel('Longitud del conductor [m]');
title('Longitud del conductor vs Ta');
grid on;

```