

1-1-2018

Metodología para la selección de conductores empleados en líneas de transmisión de 500 kv, en Colombia, basado en estudio de caso

Cristián Andrés Gómez Rodríguez
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Gómez Rodríguez, C. A. (2018). Metodología para la selección de conductores empleados en líneas de transmisión de 500 kv, en Colombia, basado en estudio de caso. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/174

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE CONDUCTORES EMPLEADOS EN
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV, EN COLOMBIA, BASADO EN ESTUDIO
DE CASO**



CRISTIAN ANDRÉS GÓMEZ RODRÍGUEZ

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2018**

**METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE CONDUCTORES EMPLEADOS EN
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV, EN COLOMBIA, BASADO EN ESTUDIO
DE CASO**

CRISTIAN ANDRÉS GÓMEZ RODRÍGUEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director:

**Andrés Felipe Panesso Hernández, M.Sc.
Profesor Asistente**

Asesor:

**Germán Eduardo Cubillos Rodríguez, Ing.
Empresa de Energía de Bogotá**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2018**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Diciembre de 2018.

Este proyecto de grado lo dedico a una mujer que con su amor y sus ganas de emprender y salir adelante me ha enseñado que con esfuerzo, dedicación y sacrificios se puede triunfar en la vida, ella es mi esposa Claudia, quien además me regaló a ese alguien quien se convirtió en mi motivación, mi felicidad, mi orgullo, él es mi hijo Simón que también le dedico este logro y todos los que vengan después.

A mi hermano German, una persona emprendedora que optó por una vida diferente, con obstáculos que superó y que gracias a Dios hoy es un ejemplo a seguir.

A mis padres, Graciela y José, por los sacrificios que tuvieron que hacer para poder terminar mi carrera profesional.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios por permitirme vivir cada pasó con éxitos y fracasos para perfeccionarme y terminar mi carrera universitaria.

A mi hermano German que con su apoyo incondicional, tanto en la vida cotidiana como profesional, siempre está dispuesto a colaborarme y brindarme un sabio consejo para salir adelante, por apoyarme en la realización de mi trabajo de grado; y a Claudia Helena, su esposa, por la paciencia y colaboración al permitir que mi hermano le dedicara tiempo a este proyecto.

A mi esposa Claudia, la persona que Dios escogió para regalarme mi mayor motivación para culminar mi carrera: mi hijo Simón; y quien a pesar de las circunstancias y situaciones confió y confía en mí, quien en los momentos difíciles me dio esa voz de aliento que necesitaba para no rendirme en el camino.

A mi director de trabajo de grado, el Ingeniero Andrés Panesso, quien con sus conocimientos y experiencias me orientó, corrigió y perfeccionó el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Rodrigo Augusto Hernández y al Grupo de Energía de Bogotá (GEB) por su colaboración al permitirme conocer, trabajar y realizar mi proyecto de grado en la empresa.

Y finalmente agradezco a mis padres por su apoyo económico, paciencia y sacrificios que tuvieron para que este ciclo de vida profesional culminara.

TABLA DE CONTENIDO

Siglas y abreviaturas	10
Introducción.....	11
Motivación.....	12
Objetivo del trabajo de investigación.....	12
Alcance	13
Descripción del contenido del trabajo	13
1. Selección de criterios para estructuras, aisladores y conductores en el plantillado de líneas de transmisión.....	15
1.1 Criterios para el diseño estructural.....	15
1.1.3 Ángulo de balanceo	17
1.2 Criterios para el diseño de aisladores utilizados en líneas de AT	18
1.2.1 Aislamiento contra sobretensiones por descarga atmosférica (tipo rayo) 19	
1.2.2 Aislamiento a frecuencia industrial.....	19
1.2.3 Aislamiento contra sobretensiones por maniobra	20
1.3 Selección de conductores de fase	21
1.4 Selección electromecánica del conductor de fase	21
1.4.1 Resistencia DC	21
1.4.2 Capacidad de transmisión.....	22
1.4.3 Cálculo de gradiente crítico o efecto corona.....	22
1.4.4 Cálculo del máximo gradiente superficial.....	23
1.4.4.1 Radio-interferencia	24
1.4.4.2 Ruido audible.....	25
1.4.4.3 Campo eléctrico.....	26
1.4.4.4 Campo magnético.....	27
2. Base de datos con información técnica de datos meteorológicos, parámetros eléctricos, parámetros mecánicos y topográficos del estudio de caso	28
2.1 Parámetros meteorológicos de diseño	28
2.2 Parámetros eléctricos.....	29
2.2.1 Nivel de cortocircuito.....	29
2.2.2 Aislamiento	29
2.2.3 Radio-interferencia.....	30
2.2.4 Ruido audible	30
2.2.5 Campos eléctricos y magnéticos	31
2.2.6 Conductores de fase.....	32
2.2.7 Cables de guarda.....	32

2.2.7.1	Características del cable OPGW.....	32
2.2.7.2	Características del cable convencional	33
2.3	Parámetros mecánicos.....	34
2.3.1	Comportamiento mecánico del conductor de fase y cable de guarda...	34
2.3.2	Estructuras.....	34
2.4	Parámetros topográficos	35
3.	Base de datos con información de costos para estructuras, aisladores, fundaciones y conductores usados en líneas de transmisión en líneas de 500 kV	37
4.	Grupo de conductores que se van a seleccionar para el caso de estudio	39
4.1	Dimensionamiento de estructuras.....	39
4.2	Selección del cable de guarda	39
4.3	Descripción de conductores utilizados en LT	40
4.3.1	Grupo de conductores a considerar	40
4.3.1.1	Clasificación conductores de fase con 3 sub-conductores.....	41
4.3.1.2	Clasificación conductores de fase con 4 sub-conductores.....	41
4.3.2	Capacidad de corriente en configuración haz cuatro conductores.....	43
4.3.3	Selección de la estructura característica para el inicio de supuestos ...	44
4.3.4	Cálculo de gradiente crítico y gradiente superficial en grupo de conductores seleccionados con estructura tipo vertical base	45
4.3.5	Cálculo de radio-interferencia en grupo de conductores seleccionados con estructura tipo Danubio doble circuito vertical	46
4.3.6	Ruido audible en grupo de conductores seleccionados con estructura tipo Danubio doble circuito vertical.....	47
4.3.7	Cálculo de campo eléctrico y campo magnético	47
4.4	Ajuste de parámetros en estructura Danubio (doble circuito vertical base)	48
4.4.1	Dimensiones de la estructura mejorada.....	48
4.5	Verificación de los parámetros eléctricos estructura vertical mejorada	50
4.6	Características de los conductores seleccionados.....	50
5.	Plantillado de la línea de transmisión del estudio de caso.....	51
5.1	Estructuras	51
5.2	Conductores de fase	51
5.3	Plantillado.....	53
5.4	Localización de estructuras.....	54
5.5	Resultados del plantillado	56
5.6	Costos de plantillado	58
6.	Conclusiones y recomendaciones	59
7.	Referencias	61

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Número de aisladores típicos usados en LT.	18
Tabla 2. Factor k_C	22
Tabla 3. Parámetros meteorológicos considerados.	28
Tabla 4. Valores máximos permisibles de niveles de emisión de ruido expresados en decibeles dB.	31
Tabla 5. Valores límites de exposición a campos eléctricos y magnéticos.	32
Tabla 6. Criterios de diseño para cable de guarda.....	33
Tabla 7. Costos unitarios en USD.	38
Tabla 8. Características de cable OPGW Ø 14.50mm 110 kA ² s.....	40
Tabla 9. Características de cable de guarda, AG 3/8" EHS clase A.....	40
Tabla 10. Características de 3 sub-conductores tipo que cumplen restricciones. .	41
Tabla 11. Características 4 sub-conductores tipo que cumplen restricciones.....	42
Tabla 12. Comparación entre los cables.	43
Tabla 13. Selección de conductores calibre mínimo que cumplen restricción de corriente.	44
Tabla 14. Altura de estructura metálica Danubio doble circuito vertical base de 500 kV cuerpo 4.	44
Tabla 15. Valores de gradiente crítico y gradiente superficial para cables seleccionados.....	46
Tabla 16. Valores de radio interferencia para cables seleccionados.....	47
Tabla 17. Valores de ruido audible para cables seleccionados con EPRI-applet..	47
Tabla 18. Cálculo de campo eléctrico y magnético en conductores seleccionados.	48
Tabla 19. Altura de estructura metálica doble circuito vertical mejorada de 500 kV con cuerpo 4.....	49
Tabla 20. Verificación de campo eléctrico y magnético en conductores seleccionados.....	50
Tabla 21. Características de los conductores seleccionados.....	50
Tabla 22. Peso estimado del conductor AAAC 740.8_37.....	51
Tabla 23. Peso estimado del conductor ACAR_650_24/13.	52
Tabla 24. Peso estimado del conductor ACSR_650_26/7.	53
Tabla 25. Matriz de resumen de costo LT 500 kV.	55
Tabla 26. Matriz de cantidad por tipo de cable.....	56
Tabla 27. Matriz de tipo cantidad de estructuras por tipo de cable.	56
Tabla 28. Matriz de comportamiento mecánico del cable.	57
Tabla 29. Matriz de resumen de costo LT 500 kV.	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación general del proyecto.	12
Figura 2. Determinación del brazo o ménsula.	17
Figura 3. Imagen para simular el plano a tierra.	24
Figura 4. Estructura metálica Danubio doble circuito vertical de 500 kV.	45
Figura 5. Estructura metálica doble circuito vertical mejorada de 500 kV.	49
Figura 6. Características del conductor AAAC 740.8 kcmil 37.	52
Figura 7. Características del conductor ACAR 650 kcmil 24/13.	52
Figura 8. Características del conductor ACSR 605 kcmil 26/7.	53
Figura 9. Flujo de datos para el proceso de plantillado.	54
Figura 10. Comparación del comportamiento mecánico para los conductores seleccionados.	55
Figura 11. Matriz de balance de estructuras por tipo de conductor.	57
Figura 12. Matriz de balance de vano por tipo de cable.	57

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AAAC	Conductor de aluminio desnudo de aleación (en. <i>All Aluminium Alloy Conductors</i>)
ACAR	Conductor de aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio (en. <i>Aluminum Conductor Aluminum alloy reinforced</i>)
ACSR	Conductor de aluminio desnudo reforzado con acero recubierto con zinc (en. <i>Aluminum Conductor coated-Steel Reinforced</i>)
ASCE	Asociación Americana de Ingenieros Civiles (en. <i>American Society of Civil Engineers</i>)
ASTM	Asociación Americana de Ensayo de Materiales (en. <i>American Society of Testing Materials</i>)
CIGRÉ	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (fr. <i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i>)
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (en. <i>Electric Power Research Institute</i>)
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (en. <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MME	Ministerio de Minas y Energía
NTC	Norma Técnica Colombiana
PLS-CADD	Software de simulación y graficado de líneas eléctricas (en. <i>Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting</i>)
OPGW	Cable óptico a tierra (en. <i>Optical Ground Wire</i>)
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
STN	Sistema de Transmisión Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

INTRODUCCIÓN

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

Los sistemas de transmisión de potencia en Colombia, están en un buen estado de desarrollo, son robustos y consideran ampliamente las necesidades que tendrá el país a futuro gracias al *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión*, que es realizado por la UPME, entidad encargada del planeamiento para el sostenimiento energético del país.

Considerando lo anterior, la UPME publicó la “Convocatoria Pública UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV”, cuyo objeto es la “*Selección de un inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del Refuerzo 500 kV Suroccidental: Subestación (S/E) Alférez 500 kV y las líneas de transmisión (LT) asociadas*” (UPME, 2014), sectorizando el proyecto en tres líneas de transmisión – LT, así:

Tramo 1: S/E Medellín – S/E La Virginia 500 kV Doble circuito

Tramo 2: S/E La Virginia – S/E Alférez 500 kV Doble circuito

Tramo 3 S/E Alférez – S/E San marcos 500 kV Doble circuito

En la Figura 1 Se muestra la distribución de los tramos anteriormente mencionados:

En adelante, se hablará únicamente del Tramo 1 de la convocatoria UPME 04 de 2014, el cual es objeto de este trabajo de grado, con aproximadamente 170 km de longitud iniciando en la S/E Virginia, y terminando en la S/E Medellín, ambas son propiedad de ISA-Intercolombia.

Finalmente, a lo largo del desarrollo del documento se presentan los datos de entrada y resultados más relevantes para la selección técnica y económica de los conductores de fase de la línea a 500 kV, Tramo 1, S/E La Virginia- S/E Medellín, enmarcados en el cumplimiento de todas las normas y regulaciones aplicables para esta actividad, así como las especificaciones definidas por la UPME para

este proyecto, las cuales se detallan en el documento de la convocatoria pública UPME 04-2014 y sus anexos.

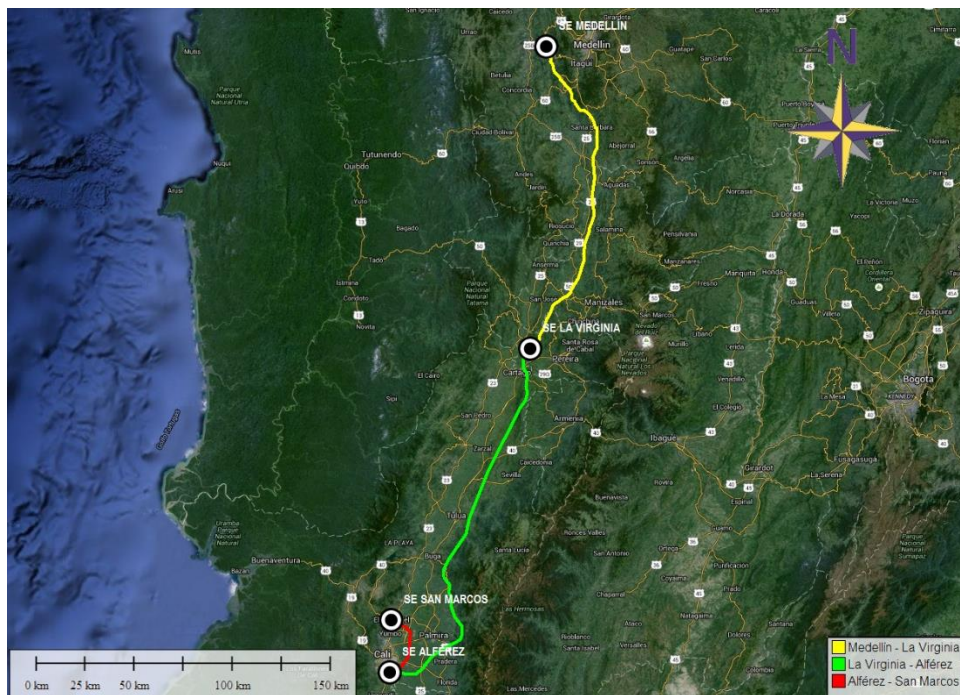


Figura 1. Ubicación general del proyecto.

Motivación

La metodología empleada en la actualidad para la selección de conductores en LT de 500 kV se realiza teniendo en cuenta aspectos eléctricos, dando cumplimiento a la normatividad vigente, aunque dejando de lado el aspecto mecánico y sus análisis iterativos, que en conjunto permiten una buena selección del conductor de fase en una LT de alta tensión (AT); son pocos los documentos que registran este conocimiento y definen una estrategia clara en la selección combinada de conductores.

Objetivo del trabajo de investigación

La necesidad de minimizar los costos en las LT de alta tensión en Colombia, hace que los criterios adecuados para la selección de conductores en las LT de 500 kV sean más evidentes, para que estos sean los óptimos con referencia a un menor costo de adquisición, montaje y puesta en funcionamiento; por tanto, el objetivo de este trabajo de grado es desarrollar una metodología que permita evaluar el desempeño que tendrían diferentes criterios tanto eléctricos como mecánicos al momento de realizar la selección del conductor y de la realización del plantillado

de dicha línea evaluando diferentes soluciones considerando la variedad de tipos de conductores disponibles en el mercado, cantidad de sub-conductores por fase, entre otros. Ya que estos repercuten en la robustez de la estructura, haciéndola más costosa o económica dependiendo del conductor utilizado.

Por último, este trabajo presenta una metodología para estimar los aspectos técnicos y económicos que son necesarios en la selección del conductor para realizar los diseños de una LT de alta tensión en Colombia, realizando comparaciones entre diferentes tipos de conductores, que permitan encontrar la mejor solución técnica y económica.

Alcance

El alcance de este trabajo de grado se centra en la selección electromecánica de un conductor de fase, tanto técnica como económica para tres tipos de conductores diferentes, incluyendo un plantillado libre sobre una topografía virtual, incluyendo un tipo de geometría de estructura y un tipo de aislador de cable de fase, con el fin de determinar la metodología de selección del conductor de fase.

Se excluye el análisis de selección de cables de guarda, aislamiento, selección de sistema de puesta a tierra, análisis estructural, selección de cimentaciones y selección de patas, ya que no es el alcance de este proyecto de grado. Se indicarán los parámetros considerados de selección, pero no se realizarán los cálculos, para esto se tomarán como base referencial los datos de entrada utilizados en el estudio de casos similares.

Descripción del contenido del trabajo

Este trabajo muestra la metodología para selección de conductor de fase de una LT de alta tensión, que no solo incluye los parámetros eléctricos sino también aspectos mecánicos que inciden en una correcta selección de conductor. Algunos aspectos tan importantes como: capacidad de corriente, regulación, capacidad de transmisión, resistencia eléctrica, ruido audible, radio de interferencia, campo eléctrico, campo magnético (densidad de flujo magnético), efecto corona, gradiente crítico y gradiente superficial, capacidad de cortocircuito, entre otros. Además se consideran aspectos mecánicos como: tipo de conductor (material utilizado) tensión de rotura del conductor, peso por unidad de longitud, área, diámetro, módulo de elasticidad, coeficiente de dilatación lineal, tensión mecánica máxima, flecha máxima y otros que influyen finalmente en la selección de conductor como son herrajes, cadenas de aisladores, amortiguadores y separadores.

Todos los aspectos indicados anteriormente junto con los parámetros meteorológicos y en general, la tropicalización de la línea (caso de estudio), inciden en la geometría de la cabeza de la estructura y diferentes alturas de la misma. Con la definición de la geometría de la estructura se procede a realizar un plantillado libre. Posteriormente se define la geometría de las estructuras partiendo de geometrías comúnmente empleadas en LT de alta tensión.

Luego de haber realizado la respectiva validación eléctrica de los diferentes tipos de conductores (en todos sus aspectos), se procede a realizar la revisión mecánica y su desempeño a lo largo de la topografía del tramo 1.

Como resultado final del análisis se presenta la metodología con los resultados de los plantillados y teniendo en cuenta el desempeño mecánico de los conductores, se realiza un estudio de los costos asociados a los tipos de conductores seleccionados, tipo de estructura y tipo de aisladores utilizados en el plantillado del caso de estudio, se obtendrá el mejor conductor en diferentes condiciones y/o configuraciones”.

1. SELECCIÓN DE CRITERIOS PARA ESTRUCTURAS, AISLADORES Y CONDUCTORES EN EL PLANTILLADO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Criterios para el diseño estructural

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial. Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser autosoportadas requisito UPME, solo en condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas para su montaje, y en general, no deberán requerir ayudas para su montaje como el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros.

El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE 74. La definición del vano peso máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecida a partir de los resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo establecido por el ASCE 10-97 en la última revisión del documento En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE.

Entre otras consideraciones se debe tener en cuenta: [Ref 1]

- ✓ Apantallamiento contra descargas atmosféricas.
- ✓ Altura total de las estructuras.
- ✓ Momento de torsión sobre la estructura.
- ✓ Peso de la estructura.
- ✓ Reacciones en las fundaciones.
- ✓ Impacto ambiental por protección de la avifauna al normal funcionamiento en sus recorridos normales de migración (al ser una estructura de menor altura final).

Para el diseño de la LT a 500 kV doble circuito con dos cables de guarda se adopta la siguiente familia de estructuras: [Ref 2]

- ✓ Tipo A: Auto soportada, suspensión liviana
- ✓ Tipo AA: Auto soportada, suspensión fuerte
- ✓ Tipo B: Auto soportada, Retención liviana
- ✓ Tipo C: Auto soportada, Retención intermedia
- ✓ Tipo D/DT: Auto soportada, Retención fuerte.

1.1.1 Localización de estructuras

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del proyecto según el RETIE.

1.1.2 Elaboración de árboles de carga

Las condiciones para la determinación de los árboles de carga en diferentes tipos de estructuras metálicas para LT se basan en la hipótesis de cargas mecánicas que actúan sobre las estructuras. [Ref 3]

Para la elaboración de los árboles de carga se contemplan las siguientes condiciones. [Ref 4]

Cargas que actúan directamente sobre la estructura:

- ✓ Masa propia de la estructura, de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios.
- ✓ Acción del viento sobre el cuerpo de la estructura, cadenas de aisladores y herrajes.
- ✓ Cargas concentradas por tendido (masa de operarios y equipo).
- ✓ Cargas que transmiten los cables a la estructura
- ✓ Por la masa propia de los cables que soporta.
 - * Por la acción del viento sobre los propios cables.
 - * Por tensiones mecánicas en los cables (proyectadas en las direcciones que produzcan la máxima sobre la estructura) debido a condiciones propias del proyecto, cambios de dirección en la línea y tendido de los conductores.
 - * El diseño de las cargas sobre las estructuras de las líneas se realiza mediante la utilización del manual ASCE 74 (ASCE, 2010).

1.1.3 Ángulo de balanceo

El ángulo de balanceo se define teniendo en cuenta que no se superen las distancias de aislamiento contra descargas atmosféricas, por sobretensiones por maniobra (viento promedio) y por frecuencia industrial (viento máximo). Se determina de la siguiente manera: [Ref 5]

Para encontrar las distancias relacionadas en la Figura 2, se utilizan las ecuaciones (1) y (2). Donde la distancia "G" está determinada por la mayor de las distancias.

$$G = L \cdot \sin(\alpha_{fi}) + D_{fi} \quad (1)$$

$$G = L \cdot \sin(\alpha_{sw}) + D_{sw} \quad (2)$$

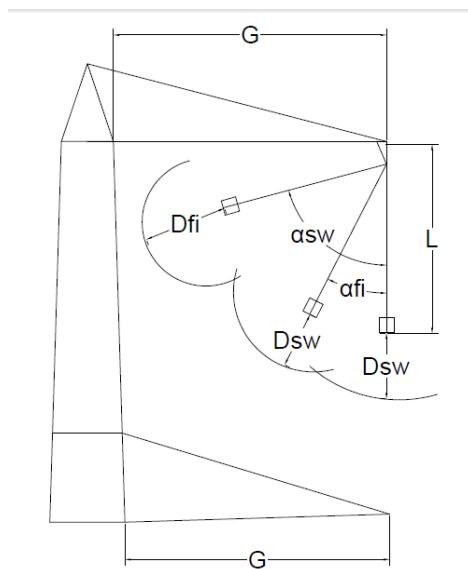


Figura 2. Determinación del brazo o ménsula.

Fuente: Líneas aéreas de energía eléctrica de tensiones nominales mayores de 1 kV.

Dónde:

L : Longitud de la cadena de aisladores completa en metros

D_{fi} : Espaciamiento de sobretensión de frecuencia industrial en metros

D_{sw} : Espaciamiento de sobretensión de maniobra en metros

α_{fi} : Ángulo de desviación de la cadena de aisladores para sobretensión de frecuencia industrial, en grados sexagesimales.

α_{sw} : Ángulo de desviación de la cadena de aisladores para sobretensión de maniobra en grados sexagesimales.

1.2 Criterios para el diseño de aisladores utilizados en líneas de AT

En las LT de alta tensión son utilizados diferentes tipos de materiales permitidos por la resolución CREG 098-2000, como son:

- ✓ Porcelana
- ✓ Vidrio
- ✓ Compuestos (poliméricos)

Algunos criterios para la selección del tipo de aislador son las siguientes:

- ✓ Por contaminación salina en cercanías a las costas
- ✓ Por contaminación industrial, volcanes, otros
- ✓ Por fácil manejo en transporte, instalación y mantenimiento
- ✓ Por daños por roedores, aves
- ✓ Por fácil identificación de fallas
- ✓ Por peso que influye en árboles de carga
- ✓ Por costos del aislador o cadena de aisladores
- ✓ Por normalización de las empresas de transmisión

El análisis de aislamiento permite definir el número de unidades que conforman las cadenas de aisladores o en general la longitud de la cadena, sus características y el dimensionamiento eléctrico de la cabeza de las estructuras. [Ref 6]

El producto de esta actividad es la definición en un rango de la longitud mínima y la longitud máxima de la cadena de aisladores, definición de las distancias mínimas requeridas en aire ante sobretensiones por descargas atmosféricas, maniobra y frecuencia industrial. Lo típico usado en líneas de transmisión se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Número de aisladores típicos usados en LT.

Tensión nominal (kV)	Número de aisladores
13.2	1
33	3
66	5--6
132	8--11
220	14-16
500	24-26
750	30-35

Fuente: Tomada de (VDE-Verlag GmbH, 1985).

1.2.1 Aislamiento contra sobretensiones por descarga atmosférica (tipo rayo)

La selección de aisladores requeridos en la línea de transmisión debido a sobretensiones externas, esto es, por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, la tensión de impulso que debe soportar una cadena de aisladores en condiciones ambientales diferentes a las normales está dada por la ecuación (3). [Ref 7]

$$kV_N = kV_0 \frac{Fd}{Fh} \quad (3)$$

Dónde:

kV_N : Tensión de impulso en condiciones diferentes a las normales (lluvia, descargas atmosféricas).

kV_0 : Tensión de impulso en condiciones normales.

En nivel de tensión a 500 kV comprende entre: 1175-1550 kV_{peak}.

Fd : Factor de corrección por densidad relativa del aire.

$$Fd = \frac{3.92 \cdot b}{273+t}, \quad \log(b) = \log(76) - \frac{h}{18336}$$

b : Presión barométrica (en cmHg).

t : Temperatura ambiente (en °C).

h : Altura sobre el nivel del mar en metros.

Fh : Factor de corrección por humedad.

Con la formulación anterior se indica que el mayor número de aisladores se da cuando se tienen pruebas de sobretensiones diferentes a las típicas.

1.2.2 Aislamiento a frecuencia industrial

El aislamiento de una línea LT deben estar diseñados para soportar voltajes a frecuencia industrial (60 Hz para Colombia) estos voltajes se originan ya sea por operación normal del sistema o por condiciones de falla del sistema.

Dentro de los estados normales de operación de las LT pueden llegar a encontrar algunos de menor duración que sin ser fallas pueden no ser deseables dentro del sistema de transmisión eléctrica: como desconexiones súbitas de carga al extremo de la LT, oscilaciones en el flujo de potencia y movimientos pendulares de los generadores (problemas de estabilidad), entre otros.

De lo anterior se producen los requerimientos mínimos de aislamiento, deben basarse en condiciones de falla fase-neutro con el valor máximo de falla de

voltaje. Al ser desconectada una carga de un extremo de la línea se produce un aumento de tensión con la misma frecuencia; esta elevación depende de la longitud de la línea y la potencia del cortocircuito disponible debido al efecto capacitivo. [Ref 8]

El límite máximo del voltaje de la LT debido al efecto capacitivo está dada por la relación en (5).

$$Vm = 1.05 \cdot Vn \quad (4)$$

$$kd = \frac{VI}{Vm} \quad (5)$$

Dónde:

kd: Coeficiente de elevación dinámica de la tensión.

VI: Voltaje al extremo de la línea.

Vm: Voltaje máximo de operación (entre fases).

Vn: Voltaje nominal del sistema (entre fases).

También puede producirse una falla entre fase tierra elevando la tensión. En este caso depende de la puesta a tierra del neutro, para lo cual se elevará la tensión de las fases que no fallaron de acuerdo con la relación dada en (6).

$$Ce = \frac{Ve}{VI} \quad (6)$$

Dónde:

Ce: Coeficiente de puesta a tierra

Ve: Máxima tensión entre fase sana y tierra

VI: Tensión de la línea entre fases previa a la falla.

1.2.3 Aislamiento contra sobretensiones por maniobra

Para la determinación del aislamiento por sobretensiones de maniobra existen varios factores como: polaridad, forma de onda, influencias geométricas (efecto de proximidad), fluctuaciones estadísticas, influencias meteorológicas, etc. Se ha determinado los siguientes pasos: [Ref 10]

- ✓ Determinar la amplitud de las sobretensiones de maniobra
- ✓ Determinar el ángulo de oscilaciones la cadena de aisladores.
- ✓ Determinar los factores diferentes a los normalizados de las condiciones meteorológicas
- ✓ Determinar las longitudes de las cadenas de aisladores y las distancias a las estructuras.

1.3 Selección de conductores de fase

En las líneas de transmisión de alta y extra alta tensión son utilizados diferentes tipos de materiales en los cables conductores, para el análisis mostrado en este documento se seleccionan los tipos: [Ref 11]

- ✓ AAAC
- ✓ ACAR
- ✓ ACSR

Algunos criterios para la selección del tipo de conductor son las siguientes:

- ✓ Por contaminación salina en cercanías a las costas
- ✓ Por contaminación industrial, volcanes, otros.
- ✓ Por relación tensión de rotura/Peso
- ✓ Por la flecha resultante en plantillado
- ✓ Por las tensiones mecánicas aportadas a la estructura
- ✓ Por el peso aportado a la estructura
- ✓ Por su fácil adquisición en el mercado
- ✓ Por costo del conductor
- ✓ Por normalización de las empresas de transmisión

1.4 Selección electromecánica del conductor de fase

1.4.1 Resistencia DC

La resistencia eléctrica de un conductor está dada por la expresión en (7). [Ref 12]

$$R_{dc} = \rho \frac{L}{A} (1 + k_c) \quad (7)$$

Dónde:

R_{dc} : Resistencia del alambre a la corriente directa a 20 °C [Ω]

ρ : Resistividad eléctrica del material del alambre a 20 °C [Ω*mm²/km]

L : Longitud del alambre [km]

A : Área de la sección transversal de cada alambre [mm²]

En la tabla 2 muestra el factor de cableado de acuerdo con el tipo de conductor.

Tabla 2. Factor k_c .

Tipo de cableado	k_c
Redondo normal	0.02
Redondo compacto	0.02
Sectorial	0.015
Segmento	0.02

La resistividad puede expresarse en términos de $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ u $\Omega \cdot \text{cmil}/\text{ft}$ (resistividad por volumen). En el Anexo 1 se presentan los valores de resistividad tomados de normas ASTM aplicables.

Adicional a esto, se debe tener en cuenta el incremento en la longitud del conductor debido al trenzado, que se presenta el Anexo 2, el cual es tomado de normas ASTM aplicables.

1.4.2 Capacidad de transmisión

Las temperaturas máximas de operación de los conductores seleccionados se determinan a partir de la capacidad de transmisión a límite térmico en cada una de las zonas o rangos definidos. Los cálculos de esta temperatura o la variación del cumplimiento de la capacidad máxima de transmisión por límite térmico se realizan con base en la norma IEEE 738 de 2012. [Ref 13]

1.4.3 Cálculo de gradiente crítico o efecto corona

Este efecto aparece en las LT cuando es sometido a voltaje creciente, el gradiente crítico en la superficie del conductor crece y llega un momento en el que es mayor al gradiente distributivo del aire. Cuando ocurre este suceso es cuando se produce ionización del aire que rodea el conductor, el cual puede manifestarse por una luminosidad en la sección transversal del cable. Esto es llamado efecto corona.

El efecto corona es superficial y se produce cuando el aire alrededor de los cables es ionizado, este efecto se produce cuando se supera los 30 kV/cm produciendo un efecto luminoso, teniendo las siguientes consecuencias: [Ref 14]

- ✓ Pérdidas manifestadas en forma de calor
- ✓ Oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia (radio interferencia)

El valor de gradiente crítico se realiza con la formulación dada en (8).

$$V_c = 84 \cdot \delta^{\frac{2}{3}} \cdot mc \cdot mt \cdot n \cdot r \cdot (1 - 0.7r) \cdot \left(1 - \frac{(n-1)}{R}\right) \cdot \ln \left(\frac{\frac{DMG}{RMG} \cdot 2 \cdot HMG}{\sqrt{(4 \cdot HMG^2) + DMG^2}} \right) \quad (8)$$

Dónde:

V_c : es la tensión crítica descriptiva de línea a línea en kV.

δ : es el factor de corrección de la densidad del aire (adimensional).

mc : es el coeficiente de rugosidad del conductor (adimensional), sus valores son: 1 para hilos de superficie lisa, entre 0.93 y 0.98 para hilos oxidados o rugosos, entre 0.83 y 0.87 para cables.

mt : es el coeficiente meteorológico (adimensional), sus valores son: 1 para tiempo seco, 0.8 para tiempo húmedo.

r : es el radio del conductor en centímetros.

n : es el número de conductores por fase.

DMG : es la distancia media geométrica entre fases en centímetros.

RMG : es la radio medio geométrica entre fases en centímetros.

La altura media geométrica (HMG) está dada por (9). Se muestra en la figura 3.

$$HMG = \sqrt[3]{h_{1m} \cdot h_{2m} \cdot h_{3m}} \quad (9)$$

Donde h_{1m} , h_{2m} y h_{3m} , son las alturas en metros de cada conductor con respecto al suelo. Cada h_{km} puede ser calculado considerando la catenaria formada por el conductor a partir de la expresión en (10).

$$h_{xm} = h - \frac{2}{3} flecha \quad (10)$$

1.4.4 Cálculo del máximo gradiente superficial

Uno de los métodos de cálculo de gradiente superficial es el método de coeficientes de potencial el cual permite encontrar las cargas superficiales de un conjunto de conductores, reemplazando un haz de conductores por un solo conjunto circular, reemplazado en un plano de tierra como muestra la siguiente figura 3:

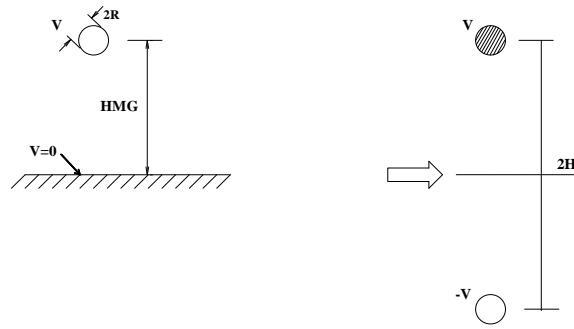


Figura 3. Imagen para simular el plano a tierra.
Fuente: Modelo a escala para el efecto corona.

La distribución de la carga en los conductores es representada exactamente por una línea entre la altura del suelo con respecto al radio del haz de conductores. De este modo el gradiente superficial (E) del haz de conductores está dado por la ecuación (11). [Ref 15]

$$E = \frac{V}{R \cdot \ln\left(\frac{2H}{R}\right)} \quad (11)$$

Dónde:

V : Potencial del conductor en kV.

R : Radio del conductor en centímetros.

H : Altura media del conductor en centímetros.

En términos de la magnitud de carga el potencial puede expresarse como en (12).

$$V = \frac{q}{2\pi \cdot \epsilon_0} \ln\left(\frac{2H}{R}\right) \quad (12)$$

1.4.4.1 Radio-interferencia

Se ha desarrollado por la CIGRÉ una formulación empírica relacionado con LT en diferentes configuraciones relacionadas a las LT más importantes y las condiciones atmosféricas: [Ref 16]

$$RI_j = 3.5g_m + 12R - 33 \cdot \log_{10}\left(\frac{D_i}{20}\right) - 30 \quad (13)$$

Dónde:

RI_j : Radio equivalente del conductor i a igual tensión en centímetros

g_m : Gradiente superficial máximo del conductor i , en kV/cm

D_i : Distancia desde el conductor i al punto de medida RI en metros.

La anterior ecuación está sujeta a las siguientes restricciones:

- ✓ Frecuencia de medición es de 0.5 MHz
- ✓ Para el cálculo de mal tiempo sumar 17 dB al resultado.
- ✓ Realizar correcciones según:
 - a) Para corrección de frecuencia RI_f se calcula: f en MHz

$$RI_f = 20 \cdot \log_{10} \left(\frac{1 + 0.5^2}{1 + f^2} \right) \quad (14)$$

- b) Para corrección debido a distancia RI_D , debido a la distancia entre la antena y el conductor.

$$RI_D = 20 \cdot k \cdot \log_{10} \left(\frac{D_0}{D} \right), \text{ siendo } k = 1.65 \quad (15)$$

- c) En el caso de líneas de doble circuito o más, se realiza una composición de campos de la misma fase transformando la magnitud debida a cada fuente de dB a $\mu\text{V/m}$.

$$E_i = 10^{\left(\frac{RI_j}{20}\right)} \quad (16)$$

Dónde:

E_i : se encuentra en $\mu\text{V/m}$.

RI_j : en dB.

Transformando nuevamente en decibeles usando (17).

$$RI = 20 \cdot \log_{10}(E_i) \quad (17)$$

1.4.4.2 Ruido audible

El nivel de ruido audible se halla bajo condiciones de lluvia fuerte generados por una fase, se separa la corrección de gradiente superficial (g), por diámetro del conductor (d) y por distancia desde el conductor a la antena (D). Se llega a la ecuación de cálculo de ruido audible por una fase. [Ref 17]

$$RA [dB] = RA_0 + RA_g + RA_d + RA_D + RA_n [dB](A) \quad (18)$$

Para calcular el nivel de radio audible en líneas de transmisión trifásicas:

- ✓ Evaluar la intensidad acústica de cada fase en la distancia de ubicación de la antena
- ✓ Se debe tener en cuenta la atenuación del sonido en el aire, se multiplica por $e^{-\alpha \cdot D}$ con $\alpha=0.0075 \text{ m}^{-1}$ y D la distancia entre la antena y el conductor en metros
- ✓ Si el resultado es expresado en dB equivale a afectar a este por $-0.0326 \cdot D$ dB. Por lo tanto:

$$(RA_i)_{final} = RA_i - 0.0326 \cdot D_i \quad (19)$$

- ✓ Se halla la potencia efectiva:

$$p = \sqrt{\sum p_i^2} \quad (20)$$

- ✓ Se determina el ruido acústico en $dB(A)$, bajo lluvia fuerte expresado en nivel de sonido:

$$dB(A) = 20 \cdot \log_{10} \left(\frac{p}{2 \cdot 10^{-5}} \right) \quad (21)$$

Dónde:

RA_i : Ruido acústico de la fase i en dB.

D_i : Distancia de la fase i a la antena en metros.

1.4.4.3 Campo eléctrico

El campo eléctrico de una LT depende de los siguientes aspectos: [Ref 18]

- ✓ La distancia entre los conductores y tierra
- ✓ La geometría de los conductores
- ✓ El voltaje de operación

Para evaluar el potencial V de unas LT se realiza según la ecuación (22).

$$V_{pi} = \alpha \sum_{k=1}^n q_k \cdot \ln \left(\frac{r'_{pki}}{r_{pki}} \right) \quad (22)$$

Para encontrar la intensidad de campo en un punto $P(x,y)$, se emplean las expresiones (23) a (26).

$$E_{pxi} = \alpha \sum_{k=1}^n q_k \cdot x_{pk} \cdot F_{pki} \quad (23)$$

$$E_{pyi} = \alpha \sum_{k=1}^n q_k \cdot y_{pk} \cdot F_{pki} \quad (24)$$

Con:

$$\alpha = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \quad (25)$$

$$F_{pki} = \frac{1}{r_{pki}^2} - \frac{1}{r'_{pki}^2} \quad (26)$$

Dónde:

r_{pki} : Distancia entre la fase k y el punto P evaluador

r'_{pki} : Distancia entre la imagen eléctrica en la fase k y el punto p evaluado
 q_k : Carga eléctrica de la fase k .

1.4.4.4 Campo magnético

El campo eléctrico de una LT depende de los siguientes aspectos:

- ✓ La distancia entre los conductores y tierra
- ✓ La geometría de los conductores
- ✓ La corriente que atraviesa los conductores

Para un sistema trifásico las corrientes trifásicas representadas en coordenadas cartesianas (x,y,z) representadas en el eje z son las presentadas en (27). [Ref 19]

$$\begin{aligned} I_R &= I \\ I_S &= I \cdot e^{-j\frac{2\pi}{3}} \\ I_T &= I \cdot e^{j\frac{2\pi}{3}} \end{aligned} \quad (27)$$

El campo magnético producido en componentes se representa en (28) y (29).

$$B_{pxi} = -\beta \sum_k I_k \frac{y_{pki}}{r_{pki}^2} \quad (28)$$

$$B_{pyi} = -\beta \sum_k I_k \frac{x_{pki}}{r_{pki}^2} \quad (29)$$

Como resultado se encuentra la ecuación de la densidad de flujo magnético, representado en la ecuación (30).

$$B_{pi} = \sqrt{B_{pxi}^2 + B_{pyi}^2} \quad (30)$$

2. BASE DE DATOS CON INFORMACIÓN TÉCNICA DE DATOS METEOROLÓGICOS, PARÁMETROS ELÉCTRICOS, PARÁMETROS MECÁNICOS Y TOPOGRÁFICOS DEL ESTUDIO DE CASO

2.1 Parámetros meteorológicos de diseño

Los parámetros meteorológicos que se utilizarán para el proyecto son: temperaturas máxima, mínima, media y coincidente; viento máximo y viento máximo promedio; humedad relativa; densidad de descargas a tierra (DDT); y densidad relativa del aire.

La información de temperaturas y vientos se obtuvo de la base de datos suministrada por el grupo de energía de Bogotá para el uso en este proyecto de grado, con el criterio de selección de los datos meteorológicos de temperaturas y vientos, por medio de observación de los datos estadísticos y resultado del procesamiento de datos del IDEAM.

2.1.1 Características generales para el estudio

Los datos característicos del estudio de caso como el de temperatura, velocidad de viento, radiación solar y elevación máxima sobre el nivel del mar los cuales están agrupados según clasificación por tramos tramo 1 va hasta 1000 msnm, tramo 2 va hasta los 2000 msnm y el tramo 3 va hasta los 2575 msnm, son presentados en la Tabla 3. [Ref 20]

Tabla 3. Parámetros meteorológicos considerados.

ítem	Descripción	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3
1	Temperatura máxima del conductor [°C]	75	75	75
2	Temperatura de emergencia del conductor [°C]	90	90	90
3	Temperatura ambiente máxima [°C]	45	42	40
4	Temperatura ambiente máxima promedia [°C]	29	33	33
5	Temperatura ambiente mínima [°C]	6	9	5
6	Temperatura ambiente media [°C]	21	23	24
7	Temperatura ambiente coincidente [°C]	16	18	19
8	Velocidad de viento sostenido [m/s]	0.61	0.61	0.61
9	Radiación solar W/m ²	1200	1200	1200
10	Elevación Máxima [msnm]	2575	2000	1000

Fuente: Grupo Energía Bogotá.

2.2 Parámetros eléctricos

Las especificaciones de diseño que se utilizarán para el proyecto son: tensión nominal, nivel de cortocircuito, capacidad de transmisión, aislamiento eléctrico, conductores de fase, cable de guarda, puesta a tierra de las líneas. La información de parámetros eléctricos se obtuvo de la base de datos del UPME convocatoria pública 04 de 2014.

Las características de la línea deberán cumplir con las siguientes características del STN.

- La Tensión nominal de operación de las líneas deberá estar en 500 kV, con 3 fases, debe ser línea aérea, con estructuras autosoportadas, con una configuración doble circuito.

2.2.1 Nivel de cortocircuito

La capacidad de corriente asignada para líneas de 500 kV no debe ser menos a 63 kA, sin embargo, se deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice el nivel de corto asignado sea el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. [Ref 21]

La duración asignada al corto no deberá ser superior a un segundo, tomado como referencia del plan de expansión sobre estas características del STN. [Ref 22]

2.2.2 Aislamiento

Se debe tener en cuenta en el diseño las máximas sobretensiones que se puedan presentar en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barra de 500 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

- De acuerdo con la resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite de máximo tres (3) salidas por cada 100 kilómetros de línea/año ante descargas atmosféricas, una (1) por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobretensiones de frecuencia industrial.

2.2.3 Radio-interferencia

Una de las consecuencias del efecto corona son las interferencias indeseadas que son generadas por los campos electromagnéticos producidos, entre los factores que influyen en la radio interferencia se encuentran la distancia de la línea al elemento receptor, la orientación de éste, la geometría de la línea y las características climatológicas. [Ref 23]

Los criterios técnicos se toman de las publicaciones IEC CISPR 18-1, 18-2 y 18-3 que se tienen en cuenta en para determinar los niveles máximos de radio interferencia aceptados por la por la IEEE y el CIGRÉ y que se refieren a que se acepta una relación señal-ruido mínima de:

- Zona Rurales: 40 dB a 80 m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.
- Zonas Urbanas: 40 dB a 40 m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.

2.2.4 Ruido audible

En cuanto al ruido audible (*Audio Noise - AN*) se empleará la metodología aplicada por EPRI, la cual hace énfasis dada su practicidad y aplicabilidad a cualquier configuración de líneas en particular. Esta metodología calcula el nivel de ruido producido por cada fase de la línea en el punto desde donde se hace la medición y luego suman la contribución de cada fase para determinar el nivel total de ruido audible. En la Tabla 4 se presentan los valores límites a borde de servidumbre para el estudio de caso.

Tabla 4. Valores máximos permisibles de niveles de emisión de ruido expresados en decibeles.

Sector	Subsector	Estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido	
		Día (dB)	Noche (dB)
Sector A. tranquilidad y silencio	Hospitales, bibliotecas, guarderías, sanatorios, hogares geriátricos	55	50
Sector B. tranquilidad y ruido moderado.	Zonas residenciales o exclusivamente destinadas para desarrollo habitacional, hotelería y hospedajes	65	55
	Universidades, colegios, escuelas, centros de estudio e innovación		
	Parques en zonas urbanas diferentes a los parques en general, zonas portuarias, parques industriales, zonas francas		
Sector C. ruido intermedio restringido	Zonas con usos permitidos industriales, como industrias en general, zonas portuarias, parques industriales, zonas francas	75	75
	Zonas con usos permitidos comerciales, como centros comerciales, almacenes, locales o instalaciones de tipo comercial, talleres de mecánica automotriz e industrial, centros deportivos y recreativos, gimnasios, restaurantes, bares, tabernas, discotecas, bingos, casinos	70	60
	Zonas con usos permitidos de oficinas	65	55
	Zonas con usos institucionales		
	Zonas con otros usos relacionados, como parques mecánicos al aire libre, áreas destinadas a espectáculos públicos al aire libre	80	75
Sector D. Zona Suburbana o Rural de Tranquilidad y Ruido Moderado	Residencial suburbana	55	50
	Rural habitada destinada a explotación agropecuaria		-
	Zonas de Recreación y descanso, como parques naturales y reservas naturales		-

Fuente: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Resolución 627 del 07 de abril de 2006.

2.2.5 Campos eléctricos y magnéticos

Los niveles permitidos de campo eléctrico y magnético según exposición ocupacional y/o al público en general, se clasifican en los siguientes niveles máximos permitidos (Ministerio de Minas y Energía, 2013). Las restricciones se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores límites de exposición a campos eléctricos y magnéticos.

Tipo de Exposición	Intensidad de campo eléctrico (kV/m)	Densidad de flujo magnético (μ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas.	8,3	1000
Exposición del público en general hasta ocho horas continuas	4,16	200

Fuente: RETIE 2013, Artículo 14.3: Valores límites de exposición a campos electromagnéticos. (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

2.2.6 Conductores de fase

Las condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias de la ruta y el lugar donde el proyecto operara, cumpliendo las normas técnicas aplicables y con los límites establecidos para las líneas de 500 kV deberán tener conductores en haz de tres o cuatro sub-conductores, con separación entre sub-conductores del haz deberá ser de 457.2 mm y deberá verificarse que cumpla con las siguientes exigencias técnicas:

- ✓ Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 2400 amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- ✓ Máxima resistencia DC a 20 °C por conductor de igual o inferior a 0.0230 Ω /km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.
 - * En cualquier caso, la tensión longitudinal máxima en el conductor no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.¹

2.2.7 Cables de guarda

Para la selección del cable de guarda para la línea se tendrán en cuenta los siguientes aspectos mostrados en la Tabla 6.²

La selección del cable de guarda se realiza teniendo en cuenta lo requerido por la resolución CREG 098 de 2000. El cable de guarda seleccionado debe cumplir con las restricciones técnicas exigidas de corriente y temperatura.³

2.2.7.1 Características del cable OPGW

Para dar inicio al estudio y simulación de la selección de cable de guarda

¹ Anexo 1 UPME 04 2014. Ítem. 4.4.2. Conductores de fase.

² Anexo 1 UPME 04 2014. Ítem. 4.4.3. Cable(s) de Guarda.

³ Resolución CREG 098-2000. ÍTEM 2.3. Cables de Guarda.

convencional y OPGW, se deben tener inicialmente unos cables de guarda preliminares, por experiencia del consultor y de acuerdo con la solicitud de capacidad de corriente de la línea, se estima inicialmente el cable OPGW.

Tabla 6. Criterios de diseño para cable de guarda.

Criterio de diseño	Descripción	Fórmula/Norma
Cantidad y Tipo	Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda OPGW, el inversionista deberá disponer en las estructuras los elementos necesarios para la instalación de un segundo cable de guarda de ser necesario cuando se tienda el segundo circuito. Los cables por instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas iguales o superiores a las de los cables existentes (ACSR)	UPME 04_2014 suroccidental en su anexo 1. Descripción y Especificaciones Técnicas del proyecto. Numeral 4.4.3.
Material	De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoweld o de otro material resistente a la corrosión.	UPME 04_2014 suroccidental en su anexo 1. Descripción y Especificaciones Técnicas del proyecto. Numeral 4.4.3.
Corriente	El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas atmosféricas y adicionalmente soportar las corrientes de cortocircuito monofásico de la línea que circulen por ellos	UPME 04_2014 suroccidental en su anexo 1. Descripción y Especificaciones Técnicas del proyecto. Numeral 4.4.3.

Fuente: Convocatoria UPME 04 2014, Anexo 1.

Los cables OPGW elegidos para el estudio son compuestos básicamente de los materiales aluminio y Alumoweld. Así, el cable a ser utilizado en la línea no deberá sobrepasar la temperatura máxima de 200 °C. [Ref 24]

2.2.7.2 Características del cable convencional

Fueron considerados dos tipos de cables convencionales (para protección ante descargas atmosféricas, por un costado de la línea), un cable para los puntos en cercanías a las subestaciones y otro para para complementar la parte central, que corresponde al cable de guarda convencional.

Para proteger la integridad de los cables de guarda en cortocircuito, y de acuerdo con las recomendaciones presentadas en tabla 6 de la norma IEC 60865-1, y en la tabla 7.13, columna 5 del libro, *Overhead Power Lines, Planning, Design, Construction*, se adopta los límites de 400 °C para cables Alumoweld y 300 °C para el cable de Acero Galvanizado. [Ref 24]

2.3 Parámetros mecánicos

2.3.1 Comportamiento mecánico del conductor de fase y cable de guarda

La elevación de flechas y tensiones en conductor de fase y cable de guarda, se deben hacer aplicando la ecuación de cambio de estado en forma exacta (catenaria) la temperatura máxima del conductor se debe calcular con base en los flujos máximos de potencia, la radiación solar y el viento en condiciones normales de operación. En la elevación del alargamiento ocasionado por la fluencia y el cambio del módulo de elasticidad, se debe calcular el incremento equivalente de temperatura en función de las características físicas y elásticas del conductor y cable de guarda. [Ref 21]

Se debe considerar las siguientes condiciones limitantes:

- ✓ Tensión diaria promedio: valor óptimo resultante de las simulaciones de plantillado con tensiones entre el 18 y el 22% de la tensión de rotura del conductor.
- ✓ Tensión máxima inicial: la tensión horizontal a temperatura coincidente sin viento, no deberá ser mayor del 33% de la tensión de rotura del conductor.
- ✓ Tensión máxima final: la tensión horizontal a temperatura coincidente con viento, no deberá ser mayor del 50% de la tensión de rotura del conductor.
- ✓ Los cálculos de la acción del viento sobre el conductor, la elevación de cargas y los factores de seguridad se harán mediante la aplicación de la guía ASCE y el Código Colombiano de Construcción Sismos Resistentes (CCCSR).

2.3.2 Estructuras

Todas las líneas deberán construirse en estructuras normalizadas por el transportador en acero galvanizado autosoportadas.

La optimización de las curvas de utilización de cada tipo de estructura y elevación de los árboles de cargas definitivos, debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga, en condiciones normal y anormal, resultantes para cada tipo de estructura. [Ref 21]

2.3.2.1 Estructuras de suspensión

- ✓ Condición normal:

Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

- ✓ Condición anormal:

Para líneas con conductores en haz, dos sub-conductores rotos en cualquier fase. Las demás fases y los dos cables de guarda sanos. Un cable de guarda roto. Las fases y el cable de guarda restante, intactos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.3.2.2 Estructuras de retención

✓ Condición normal:

Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

✓ Condición anormal:

Para líneas con conductores en haz, todos los sub-conductores en cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existen), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.3.2.3 Estructuras terminales

✓ Condición normal:

Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

✓ Condición anormal:

- a) Para líneas con conductores en haz, todos los sub-conductores en cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existen), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente
- b) Todos los sub-conductores rotos en dos fases diferentes. La fase restante y el (los) cable de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.4 Parámetros topográficos

Para realizar el plantillado preliminar con el objeto de seleccionar las estructuras que se utilizaran en el diseño de la línea de 500 kV, se solicita que la topografía (restitución) sea entregada de la siguiente manera: [Ref 25]

- ✓ El formato de entrega debe ser DWG o DXF
- ✓ Se debe tener en capas separadas el terreno, los ríos, quebradas, caminos reales (secundarios), vías principales, líneas de transmisión y textos.
- ✓ La topografía debe ser entregada en 3D con coordenadas Este (X), Norte (Y) y cota (Z).
- ✓ La escala en el modelo debe ser 1:1

- ✓ Se deberá incluir los obstáculos más sobresalientes como son casas, invernaderos, canchas deportivas, etc., teniendo en cuenta el ítem 3.
- ✓ La polilínea (Curvas de nivel) con información en 3D, no debe estar con una separación mayor a 10 m.
- ✓ Se debe indicar el origen de coordenadas.

Para el modelo de PLS-CADD se utilizan dos modelos de terreno. El modelo XYZ que incluye puntos descritos en sus coordenadas globales X, Y, y Z. Así como el modelo PFL incluye puntos descritos por su estación, es decir, la distancia acumulativa desde un punto de referencia arbitrario a lo largo de la línea central de la línea de transmisión). Por esta razón y debido a posibles variaciones que puedan existir en el trazado de la línea el modelo PFL no es utilizado en los plantillados.

Los datos para un punto del suelo en el modelo XYZ incluyen el código de características, una etiqueta o descripción opcional del punto, las coordenadas globales X, Y, Z, y una altura de obstáculo igual a cero ($h = 0$). El archivo debe tener la extensión ".xyz" para ser reconocido en relación con un modelo XYZ. Estos archivos *.xyz pueden ser ingresados al programa por dos métodos, el primero mediante un archivo de puntos realizado en programas de tipo CAD que tengan una extensión *.dxf que archiven todos estos puntos, o como segundo recurso un archivo de texto que tenga una base de datos de puntos en X, Y, Z que el programa también puede recopilar.

A través de los archivos *.xyz, el programa puede generar una triangulación sobre el terreno conocida en el software como TIN (*Triangulated Irregular Network*), posibilitando un perfil del terreno más preciso y fácil de entender, proveyendo una localización de puntos críticos en el terreno.

Recomendaciones:

- ✓ Dada la longitud y el ancho del corredor a ser levantado se recomienda solicitar un (1) punto cada m^2 .
- ✓ Para los cruces del corredor con líneas de alta tensión (<138 kV) se recomienda realizar una visita a campo y determinar las alturas de los cables de la línea a cruzar, tipo de estructuras del vano a cruzar, temperatura ambiente al momento de la medida, y demás parámetros que faciliten la realización del diseño electromecánico de las líneas.

3. BASE DE DATOS CON INFORMACIÓN DE COSTOS PARA ESTRUCTURAS, AISLADORES, FUNDACIONES Y CONDUCTORES USADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN LÍNEAS DE 500 kV

El análisis económico para iniciar el plantillado se obtiene mediante la selección técnica más económica de los aspectos que componen una LT. Para determinar el costo de los aspectos que componen una LT, se deben considerar diferentes aspectos como lo son tipo de cable de fase que se va a instalar, tipo de cable de guarda que se va a instalar, tipos de estructuras que se van a usar, tipo de aisladores, entre otros.

Para el análisis de costos unitarios de estructuras aisladores, fundaciones y conductores usados en las líneas de transmisión, se tiene en cuenta: [Ref 21], estos valores base fueron suministrados de diferentes proyectos relacionados con el nivel de tensión de 500 kV realizados por la empresa Grupo de energía de Bogotá (GEB) y diferentes distribuidores de cables de transmisión y de aceros para torres de energía eléctrica.

- ✓ En el caso de las estructuras se tiene en cuenta el tipo de estructura, altura del cuerpo de la estructura, peso de la estructura en tonelada, peso de la fundación en tonelada, para encontrar el precio unitario del acero por tipo de estructura.
- ✓ Para los aisladores se tiene en cuenta número de aisladores por cadena, número de cadenas y herrajes para tener un precio unitario.
- ✓ Para las fundaciones se tiene en cuenta el volumen excavado, tipo de excavación, volumen de acero de refuerzo, concreto estructural, para tener un precio unitario por tipo de fundación.
- ✓ En los conductores se tiene en cuenta el tipo y calibre de cable, este costo unitario se da por kilómetro lineal.

En la Tabla 7 se muestra la matriz de costos unitarios de referencia en dólares para realizar el plantillado del caso de estudio.

Tabla 7. Costos unitarios en USD.

Ítem	Unidad	Costo (USD) ⁴
Acero Estructura vertical	global	16906.25
Acero Estructura horizontal	global	23968.75
Acero Estructura triángulo	global	30968.75
Cable AAAC 740.8-37 HILOS	km	2065.00
Cable ACAR 650-HILADO 24/13	km	1981.00
Cable ACSR 605 HILADO 26/7	km	2033.00
Puesta a tierra por torre	global	524.00
Fundaciones Estructura vertical	global	4575.00
Fundaciones Estructura horizontal	global	12500.94
Fundaciones Estructura triángulo	global	19314.46
Cable de Guarda OPGW de 24 fibras	km	2962.26
Amortiguadores	Unid.	20.11
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	global	1020.00
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	global	1584.00
Accesorios para conductor y cable de guarda 500 kV	global	2178.00

Fuentes: Grupo Energía de Bogotá, ANEEL, General Cable, Shandong Huanan Iron Tower Co., Ltd., CREG, Alianza GAMMA, Bekaert.

⁴ Los valores en dólares son referencias para el proyecto de grado "METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE CONDUCTORES EMPLEADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV, EN COLOMBIA, BASADO EN ESTUDIO DE CASO", presentado en este documento.

4. GRUPO DE CONDUCTORES QUE SE VAN A SELECCIONAR PARA EL CASO DE ESTUDIO

Para dar inicio a la selección del conductor, primero de debe iniciar con unos supuestos los dan un acercamiento a la selección final del conductor, los supuestos que se deben tener en cuenta antes de iniciar están descritos en dimensionamiento de la estructura (dimensiones iniciales), cable o cables de guarda seleccionados, cables de fase seleccionados (cálculos eléctricos) y finalmente la definición y verificación de los cables que servirán en el estudio de caso, para la realización del análisis técnico-económico.

4.1 Dimensionamiento de estructuras

Para la selección de la configuración de estructura que se va a utilizar en el plantillado del caso de estudio se clasifican en tres diferentes tipos de estructuras comúnmente usadas en LT:

- ✓ Horizontal base (cara de gato doble circuito horizontal)
- ✓ Vertical base (doble circuito vertical)
- ✓ Triángulo base (Danubio)

Estas configuraciones se muestran en el Anexo 3, se inicia con una altura de cuerpo característica similar para las tres configuraciones, se utiliza la altura característica de cuerpo cuatro (4) mostrada en el Anexo 4.

Con estas características de debe verificar las características eléctricas (Gradiente crítico, gradiente superficial, ruido audible, radio interferencia, campo eléctrico y campo magnético) de los cables seleccionados y que den cumplimiento a las restricciones del RETIE en su última versión.

4.2 Selección del cable de guarda

Las características que se tienen en cuenta en el cable de guarda son diámetro del cable peso por longitud y carga de rotura. Las características de los cables seleccionados se muestran en la Tabla 8 y Tabla 9. Son los seleccionados para continuar con las simulaciones.

Tabla 8. Características de cable OPGW Ø 14.50mm 110 kA²s.

Descripción	Unidad	Valor
Diámetro del cable	mm	14.5
Diámetro del hilo de aluminio	mm	2.65
Diámetro del hilo Alumoweld	mm	2.32
Capacidad de corriente	kA ² s	110.00 (19.14 kA @ 0.3 s)
Resistencia eléctrica	Ω/km (CC @200 °C)	0.356
Número de fibras ópticas	-	24
Peso por longitud	kg/m	0.480
Carga de rotura	kgf	6.250

Fuente: Estas características corresponden al cable OPGW referencia AC-33/38/571.

Tabla 9. Características de cable de guarda, AG 3/8" EHS clase A.

Descripción	Unidad	Valor
Código	-	Acero 3/8" EHS clase A
Diámetro del cable	mm	9.52
Diámetro del alambre	mm	3.68
Capacidad de corriente	kA ² s	14.97 (7.06 kA @ 0.3 s)
Resistencia eléctrica	Ω/km (CC @ 200 °C)	3.51
Peso por longitud	kg/m	407.00
Carga de rotura	kgf	6.990

Fuente: Estas características corresponden al cable de acero galvanizado EHS.

4.3 Descripción de conductores utilizados en LT

Para seleccionar el conductor de fase de las líneas de 500 kV, se tienen en cuenta los tipos de conductor que son de uso común en LT: familia ASCR, familia AAAC y la familia ACAR en arreglos de tres y cuatro sub-conductores por fase. No se consideran conductores especiales de otros tipos, excepto algún proyecto singular que lo requiera en tramos particulares. Las características de los cables se tomaron de fabricante Centelsa⁵ en el Anexo 5 se muestra la configuración de cada familia de conductores.

4.3.1 Grupo de conductores a considerar

Para la selección de los conductores a considerar para el diseño del caso de estudio, se tuvo en cuenta la restricción de resistencia DC a 20°C de 0,0230 Ω/km por fase, y la capacidad de corriente mínima de 2400 amperios por fase en configuración haz de tres (3) y cuatro (4) haz de sub-conductores⁶

⁵ Página web de centelsa catálogo de conductores aluminio desnudo

⁶ Anexo 1 UPME 04 2014. Ítem 4.4.2.

4.3.1.1 Clasificación conductores de fase con 3 sub-conductores

Características que debe soportar por conductor con 3 sub-conductores en resistencia DC menor a 0.069 (Ω/km) y corriente por conductor mayor a 800 A. en la tabla 10 muestra los calibres de cada tipo que cumple con las restricciones.

Tabla 10. Características de 3 sub-conductores tipo que cumplen restricciones.

CALIBRE AWG ó kcmil	Tipo conductor	No. Hilos	Resistencia DC a 20 °C del haz (Ω/km)	Resistencia DC a 20 °C del conductor (Ω/km)	Capacidad de corriente por conductor (A)	Capacidad de corriente por haz (A)
Familia AAAC						
1000	AAAC	37	0.02203	0.0661	831	2493
1000	AAAC	61	0.02203	0.0661	832	2496
Familia ACAR						
900	ACAR	18/19	0.02267	0.068	804	2412
900	ACAR	24/13	0.0221	0.0663	812	2436
927.2	ACAR	24/13	0.02147	0.0644	826	2478
950	ACAR	18/19	0.02147	0.0644	831	2493
950	ACAR	24/13	0.02093	0.0628	839	2517
1000	ACAR	18/19	0.0204	0.0612	857	2571
1000	ACAR	24/13	0.0199	0.0597	865	2595
1024.5	ACAR	24/13	0.01943	0.0583	878	2634
1080.6	ACAR	18/19	0.01887	0.0566	898	2694
1080.6	ACAR	24/13	0.0184	0.0552	907	2721
Familia ACSR						
900	ACSR	45/7	0.02087	0.0626	837	2511
900	ACSR	54/7	0.0207	0.0621	847	2541
954	ACSR	45/7	0.0197	0.0591	867	2601
954	ACSR	54/7	0.01953	0.0586	878	2634
1033.5	ACSR	45/7	0.0182	0.0546	911	2733
1033.5	ACSR	54/7	0.01803	0.0541	922	2766
1113	ACSR	45/7	0.0169	0.0507	953	2859
1113	ACSR	54/19	0.01683	0.0505	962	2886
1192.5	ACSR	45/7	0.01577	0.0473	993	2979
1192.5	ACSR	54/19	0.0157	0.0471	1004	3012

Fuente: CENTELSA (fabricante de conductores eléctricos).

4.3.1.2 Clasificación conductores de fase con 4 sub-conductores

Características que debe soportar por fase en resistencia DC menor a 0.092 (Ω/km) y corriente por fase mayor a 600 A. la Tabla 11 muestra el calibre de cada tipo que cumple con las restricciones.

Tabla 11. Características 4 sub-conductores tipo que cumplen restricciones.

CALIBRE AWG ó kcmil	Tipo conductor	No. Hilos	Resistencia DC a 20 °C del haz (Ω/km)	Resistencia DC a 20 °C del conductor (Ω/km)	Capacidad de corriente por conductor (A)	Capacidad de corriente por haz (A)
Familia AAAC						
740.8	AAAC	37	0.0223	0.0892	691	2764
750	AAAC	37	0.022	0.0881	697	2788
750	AAAC	61	0.022	0.0881	697	2788
795	AAAC	37	0.0208	0.0832	722	2888
800	AAAC	37	0.0207	0.0826	725	2900
800	AAAC	61	0.0207	0.0826	725	2900
900	AAAC	37	0.0184	0.0735	779	3116
900	AAAC	61	0.0184	0.0735	780	3120
927.2	AAAC	37	0.0178	0.0713	794	3176
954	AAAC	61	0.0173	0.0693	808	3232
Familia ACAR						
650	ACAR	24/13	0.023	0.0918	664	2656
700	ACAR	18/19	0.0219	0.0874	688	2752
700	ACAR	24/13	0.0213	0.0853	695	2780
739.8	ACAR	18/19	0.0207	0.0827	712	2848
750	ACAR	18/19	0.0204	0.0816	718	2872
750	ACAR	24/13	0.0199	0.0796	726	2904
800	ACAR	18/19	0.0191	0.0765	748	2992
800	ACAR	24/13	0.0187	0.0746	755	3020
850	ACAR	18/19	0.018	0.072	776	3104
850	ACAR	24/13	0.0176	0.0702	784	3136
Familia ACSR						
605	ACSR	26//7	0.023	0.0919	669	2676
605	ACSR	30//7	0.0228	0.0912	677	2708
636	ACSR	24//7	0.022	0.0879	686	2744
636	ACSR	26//7	0.0219	0.0874	690	2760
636	ACSR	30//7	0.0217	0.0867	698	2792
666.6	ACSR	24//7	0.021	0.0838	706	2824
666.6	ACSR	26//7	0.0209	0.0834	711	2844
715.5	ACSR	26//7	0.0194	0.0777	742	2968
715.5	ACSR	24//7	0.0195	0.0781	738	2952
795	ACSR	24//7	0.0176	0.0703	787	3148
795	ACSR	26//7	0.0175	0.07	792	3168

Para la configuración de 4 sub-conductores por haz, todos los conductores cumplen los requerimientos de resistencia máxima y capacidad de corriente nominal.

Para los conductores que cumplen con las anteriores restricciones se procede a verificar el cumplimiento de valores de campo eléctrico, radio interferencia, nivel de ruido audible y densidad de flujo magnético, para la corriente nominal de 2400 A y voltaje de 500 kV.

Para continuar con el estudio no se considera los haces con 3 sub-conductores ya que para obtener la máxima resistencia DC a 20 °C, se requiere conductores con calibres y pesos mayores. Por ejemplo, el calibre mínimo para configuración de 3

haz por fase en la familia AAAC serían el conductor 900 kcmil con 37 hilos, para los conductores ACAR el calibre mínimo sería el de 900 kcmil (24/13), y para los conductores del tipo ACSR serían el conductor Ruddy 900 kcmil hilado 45/7.

Se realiza un ejemplo comparativo, donde se consideran el ACAR 650 kcmil y el ACAR 900 kcmil ambos con hilado 24/13. La Tabla 12 a continuación presenta los resultados entre las características principales de ellos. Se toma como referencia el ACAR 650 kcmil.

Tabla 12. Comparación entre los cables.

Característica	ACAR 900 kcmil	ACAR 650 kcmil	% cables en comparación
Peso (kg/km)	1255	907	38.36
Diámetro (mm)	27.73	23.57	17.64
Rotura (kgf)	10282	6797	51.27

Fuente: Catálogo Centelsa y propia

A partir de la tabla se puede mostrar que el cable ACAR 650 kcmil es 38% menos pesado para la misma longitud, produce cargas longitudinales y transversales 51.27% inferiores y tiene flecha 17% más pequeña comparado con el ACAR 900 kcmil, estos resultados representan una diferencia en dimensionamiento de estructuras ya que al ser el ACAR 900 más pesado y con una rotura mayor se necesitan estructuras mucho más robustas y altas para el montaje de este tipo de cables. Por esta razón no se va a seguir considerando los conductores con tres (3) haz de conductores por fase.

4.3.2 Capacidad de corriente en configuración haz cuatro conductores

En el cálculo de la capacidad térmica se utilizan las temperaturas máximas promedio de cada uno de los tramos, los coeficientes de absorción y emisividad iguales a 0,5 respectivamente. En el Anexo 6 muestra el cálculo de corriente térmica de los conductores que cumplen restricciones de corriente mínima por conductor, se seleccionan los conductores con calibre (kcmil) mínimo mostrados en la tabla 13. Los cuales cumplen con las anteriores restricciones y se procede a verificar el cumplimiento de valores de radio interferencia, nivel de ruido audible, campo eléctrico, y campo magnético para la corriente nominal de 2400 A y una tensión de 500 kV. [Ref 26]

Tabla 13. Selección de conductores calibre mínimo que cumplen restricción de corriente.

Tipo conductor	N° de Sub-conductores en el haz	Corriente mínima que debe soportar conductor referencia UPME	Capacidad térmica por conductor [A]		
			Valor	Restricción	¿Cumple?
AAAC_740.8_37	4	600	656.10	600	SÍ
ACAR_650_24/13	4	600	625.55	600	SÍ
ACSR_605_26/7	4	600	634.46	600	SÍ

Fuente: Propia.

4.3.3 Selección de la estructura característica para el inicio de supuestos

Se realizó la comparación en la configuración de dimensiones alto, ancho y peso en tonelada de acero del tipo de estructuras horizontal base (cara de gato doble circuito horizontal), triángulo base (Danubio) y vertical base (doble circuito vertical). Para seleccionar la estructura característica para el caso de estudio, adaptando la configuración doble circuito vertical para ser la estructura modelo del estudio de caso. En el Anexo 7 se muestra la característica en comparación.

Para continuar con los cálculos eléctricos se realiza una clasificación del perfil de la línea en tramos subdivididos en alturas sobre el nivel del mar. Tramo1 hasta 1000 msnm, tramo dos hasta 2000 msnm y tramos tres hasta 2575 msnm siendo esta la altura más alta donde se instalará una estructura, esto se realiza por la característica de temperaturas antes descrita.

Para el plantillado del estudio de caso se adapta la estructura vertical doble circuito para la continuación del análisis la Tabla 14 muestra las dimensiones de la silueta de la estructura y la Figura 4 muestra la silueta de la estructura. Para realizar los cálculos eléctricos de gradiente crítico, gradiente superficial, radio interferencia, campo eléctrico y campo magnético para los tres cables seleccionados.

Tabla 14. Altura de estructura metálica Danubio doble circuito vertical base de 500 kV cuerpo 4.

TRAMO		TRAMO 1			TRAMO 2			TRAMO3		
		0-1000 msnm			1001-2000 msnm			2001-2575 msnm		
		X1	Y	X2	X1	Y	X2	X1	Y	X2
Altura y ubicación circuitos	GUARDA	-6.5	60	6.5	-6.5	64.5	6.5	-6.5	64.5	6.5
	FASE SUPERIOR	-10.15	48.9	10.15	-10.15	53.4	10.15	-10.15	53.4	10.15
	FASE INTERMEDIA	-10.15	38.9	10.15	-10.15	43.4	10.15	-10.15	43.4	10.15
	FASE INFERIOR	-10.15	28.9	10.15	-10.15	33.4	10.15	-10.15	33.4	10.15

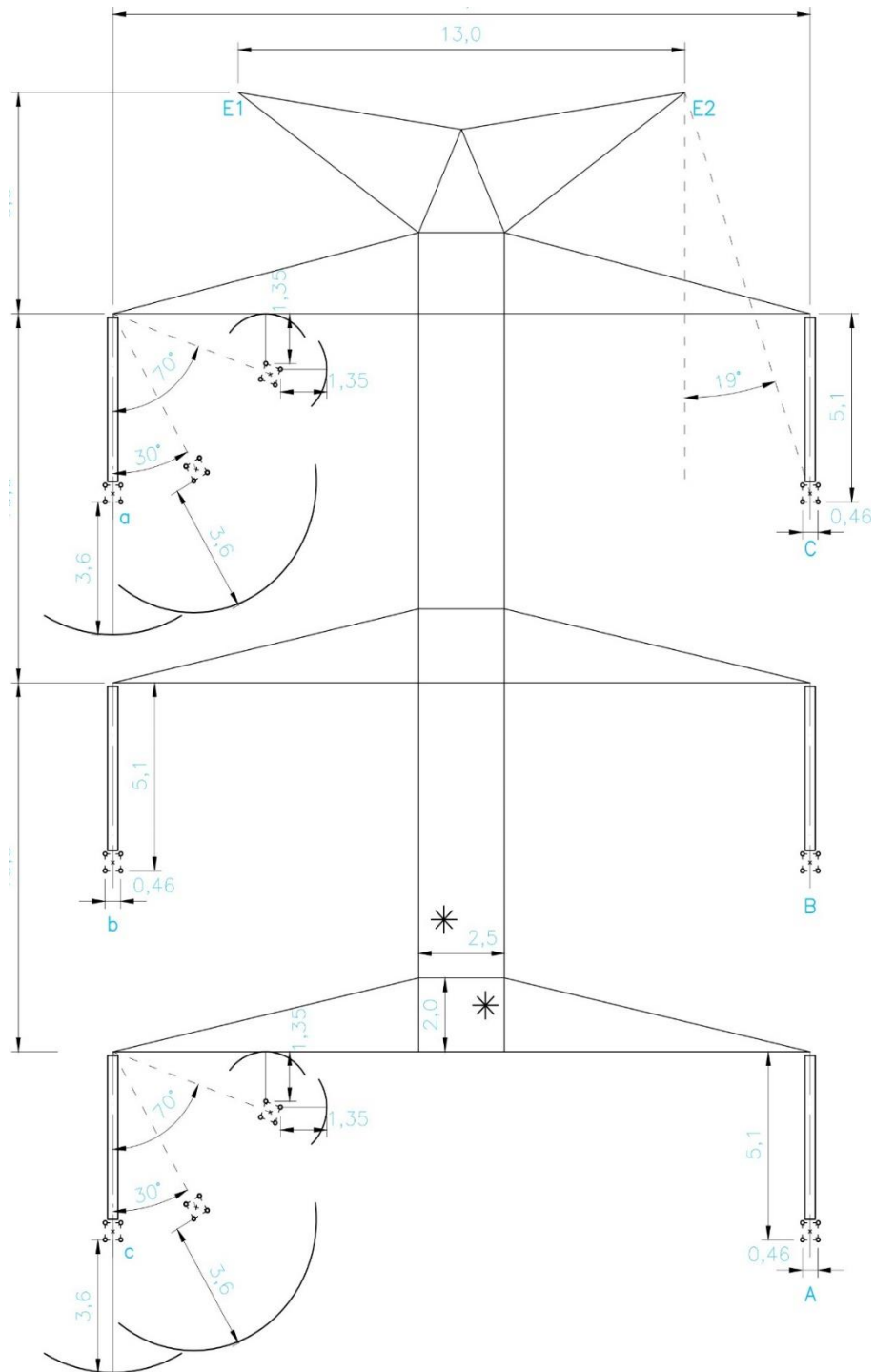


Figura 4. Estructura metálica Danubio doble circuito vertical de 500 kV.

4.3.4 Cálculo de gradiente crítico y gradiente superficial en grupo de conductores seleccionados con estructura tipo vertical base

Para el cálculo de gradiente crítico del conductor individual con la característica de cada conductor (diámetro), la temperatura del aire promedio, y un factor de

irregularidad del aire (contaminación del aire).

Para el cálculo de gradiente superficial de los conductores del haz se obtiene el promedio de los máximos en la superficie de los conductores individuales, para este cálculo se utiliza la altura de estructura vertical base y las características de cada conductor (diámetro, haz, nivel de tensión y separación del haz). Los resultados y cumplimiento de restricciones se muestran en la Tabla 15. Cálculos realizados con la versión electrónica del EPRI-applet. [Ref 27]

Tabla 15. Valores de gradiente crítico y gradiente superficial para cables seleccionados.

Tipo conductor	Altura máxima (msnm)	Conductores por fase	Temperatura (°C)	Gradiente superficial (kV/cm)	Gradiente crítico (kV/cm)	Gradiente Superficial < Gradiente crítico
				valor	valor	¿Cumple?
AAAC_740.8_37	1000	4	33	15.13	20.77	SÍ
ACAR_650_24/13	1000	4	33	16.08	20.92	SÍ
ACSR_605_26/7	1000	4	33	15.49	20.83	SÍ
AAAC_740.8_37	2000	4	33	14.93	18.76	SÍ
ACAR_650_24/13	2000	4	33	16.09	18.91	SÍ
ACSR_605_26/7	2000	4	33	15.49	18.82	SÍ
AAAC_740.8_37	2575	4	29	14.93	17.67	SÍ
ACAR_650_24/13	2575	4	29	16.09	18.91	SÍ
ACSR_605_26/7	2575	4	29	15.49	17.73	SÍ

4.3.5 Cálculo de radio-interferencia en grupo de conductores seleccionados con estructura tipo Danubio doble circuito vertical

El nivel de radio interferencia se calcula en términos de campo eléctrico expresado en decibeles por encima de 1 mV/m para día y noche, para este cálculo se utiliza la altura de estructura vertical, y las características de cada conductor (diámetro, haz, nivel de tensión y separación). Los resultados y cumplimiento de restricciones se muestran en la Tabla 16. Cálculos realizados con la versión electrónica del EPRI_applet. [Ref 27]

Tabla 16. Valores de radio interferencia para cables seleccionados.

Tipo conductor	Altura máxima (msnm)	Conductores por fase	Temperatura (°C)	Radio Interferencia (dB sobre 1 μ V/m)						
				Diurno (dB sobre) 1 μ V/m)			Nocturno (dB sobre) 1 μ V/m)			Gráfica
AAAC_740.8_37	1000	4	33	32.0	40	SÍ	32.0	54	SÍ	
ACAR_650_24/13	1000	4	33	33.6	40	SÍ	33.6	54	SÍ	
ACSR_605_26/7	1000	4	33	32.6	40	SÍ	32.6	54	SÍ	
AAAC_740.8_37	2000	4	33	35.9	40	SÍ	35.9	54	SÍ	
ACAR_650_24/13	2000	4	33	37.7	40	SÍ	37.7	54	SÍ	
ACSR_605_26/7	2000	4	33	35.9	40	SÍ	35.9	54	SÍ	
AAAC_740.8_37	2575	4	29	37.8	40	SÍ	37.8	54	SÍ	
ACAR_650_24/13	2575	4	29	39.6	40	SÍ	39.6	54	SÍ	
ACSR_605_26/7	2575	4	29	37.8	40	SÍ	37.8	54	SÍ	

4.3.6 Ruido audible en grupo de conductores seleccionados con estructura tipo Danubio doble circuito vertical

Para este cálculo se utiliza la altura de estructura vertical, y las características de cada conductor (diámetro, haz, nivel de tensión y separación del haz). Los resultados y cumplimiento de restricciones se muestran en la Tabla 17. Cálculos realizados con la versión electrónica del EPRI-applet. [Ref 27]

Tabla 17. Valores de ruido audible para cables seleccionados con EPRI-applet.

Tipo conductor	Altura máxima (msnm)	Conductores por fase	Temperatura (°C)	Ruido audible [dB]			Gráfica
				Valor	Límite	¿Cumple?	
AAAC_740.8_37	1000	4	33	46.0	50	SÍ	Anexo 9
ACAR_650_24/13	1000	4	33	47.3	50	SÍ	
ACSR_605_26/7	1000	4	33	46.5	50	SÍ	
AAAC_740.8_37	2000	4	33	48.9	50	SÍ	
ACAR_650_24/13	2000	4	33	50.2	50	NO	
ACSR_605_26/7	2000	4	33	49.4	50	SÍ	
AAAC_740.8_37	2575	4	29	50.8	50	NO	
ACAR_650_24/13	2575	4	29	52.9	50	NO	
ACSR_605_26/7	2575	4	29	51.3	50	NO	

4.3.7 Cálculo de campo eléctrico y campo magnético

El cálculo de campo eléctrico y magnético de los cables seleccionados se realiza teniendo en cuenta la altura más baja de los cables en un vano determinado. Ya que esta característica eléctrica se da a través de la sección y longitud del cable. Los resultados se muestran en la Tabla 18. Cálculos realizados con la versión

electrónica del EPRI_applet. [Ref 27]

Tabla 18. Cálculo de campo eléctrico y magnético en conductores seleccionados.

Tipo conductor	kcmil	Hilado conductor	Densidad de flujo magnético (μT)		Campo eléctrico (kV/m)	
			Dentro de la franja	Borde de la franja	Dentro de la franja	Borde de la franja
AAAC_740.8_37	740.8	37	12.60	9.67	2.74	1.23
ACAR_650_24/13	650	24/13	12.67	9.06	2.73	1.21
ACSR_605_26/7	605	26/7	12.67	9.06	2.74	1.22

Dado que la silueta de estructura vertical base especificada no cumple restricciones de Ruido audible ítem 4.9. Se procede a realizar un mejoramiento estructural para dar cumplimiento a la restricción de ruido audible. Verificando el cumplimiento de todos los aspectos eléctricos antes resueltos.

4.4 Ajuste de parámetros en estructura Danubio (doble circuito vertical base)

Para dar cumplimiento a los parámetros eléctricos por el no cumplimiento de restricciones de la estructura base de inicio de supuestos, se procede al análisis de mejoramiento de características eléctricas del cable y de la estructura. Para dar cumplimiento a las restricciones de ruido audible. [Ref 27]

Se ajustan los parámetros de la estructura tipo doble circuito vertical, según el Anexo 10 en la estructura para que los cables seleccionados cumplan los niveles de ruido audible. Esta será la estructura base para la realización del plantillado.

4.4.1 Dimensiones de la estructura mejorada

Se realiza modificación de estructura figura 5 en sus medidas originales, para dar cumplimiento de restricciones de ruido audible el cual aspecto eléctrico que es el que no cumple con las restricciones. Estas modificaciones se dan después de verificar el cumplimiento de la Tabla 19 en el plantillado.

Tabla 19. Altura de estructura metálica doble circuito vertical mejorada de 500 kV con cuerpo 4.

Cuerpo base estructura	Descripción	Circuito izquierdo	Altura	Circuito derecho
		X	Y	X
CUERPO 4	GUARDA	-9.7	70	9.7
	FASE SUPERIOR	-9.2	58.3	9.2
	FASE INTERMEDIA	-9.3	46.8	9.3
	FASE INFERIOR	-10.3	35.3	10.3

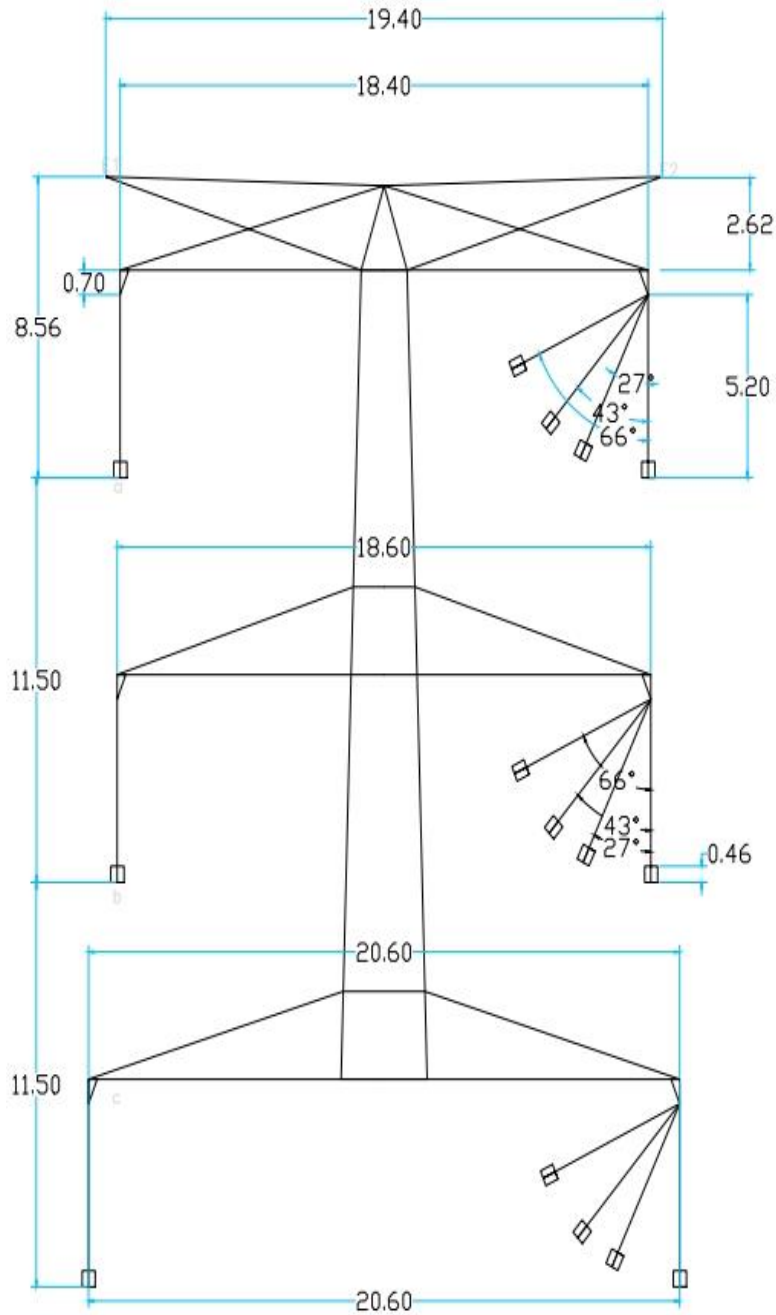


Figura 5. Estructura metálica doble circuito vertical mejorada de 500 kV.

4.5 Verificación de los parámetros eléctricos estructura vertical mejorada

En la Tabla 20 se muestra los resultados eléctricos con estructura vertical mejorada que cumple las restricciones realizadas con PLS-CADD. Se verifica el cumplimiento de parámetros de ruido audible, radio interferencia, campo eléctrico y campo electromagnético, para la corriente por fase de 2400 amperios y corriente por capacidad térmica de los conductores seleccionados.

Tabla 20. Verificación de campo eléctrico y magnético en conductores seleccionados.

Tipo conductor	Corriente mínima exigida por la UPME			
	Densidad de flujo magnético (μT)		Campo eléctrico (kV/m)	
	Dentro de la franja	Borde de la franja	Dentro de la franja	Borde de la franja
AAAC_740.8_37	13.466	8.024	3.451	0.628
ACAR_650_24/13	12.337	7.525	3.117	0.659
ACSR_605_26/7	15.518	8.919	4.09	0.546

4.6 Características de los conductores seleccionados

Como se observa en las tablas anteriores todos los valores eléctricos cumplen con Las restricciones exigidas, entonces es seguro decir que todos los cables superiores en calibre también cumplen con los requerimientos establecidos anteriormente. En la Tabla 21 se muestran las características principales de los cables que se seleccionaron para realizar el montaje en el programa PLS-CADD del estudio de caso.

Tabla 21. Características de los conductores seleccionados.

Tipo conductor	kcmil	Hilado conductor	Conductor					Peso por haz (kg/km)	Tensión de Rotura (kg)
			Área de Acero (mm ²)	Área de Aluminio (mm ²)	Área de Aleación de aluminio (mm ²)	Peso por conductor (kg/km)	Diámetro conductor (cm)		
AAAC	740.8	37	-	-	375.4	1030	2.516	4120	11042
ACAR	650	24/13	-	213.6	115.7	907	2.357	3628	6797
ACSR	605	26/7	49.91	306.6	-	1240	2.454	4960	11066

5. PLANTILLADO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL ESTUDIO DE CASO

En este capítulo se realiza el montaje en simulador de las estructuras, conductores de fase sobre la topografía del tramo 1 ya antes descrito. Para esto se utiliza el programa de simulación de LT, PLS-CADD.

5.1 Estructuras

Se realiza el montaje de la estructura vertical mejorada, para la continuación del estudio del estudio de caso. En el Anexo 11 se muestra la silueta de la estructura, y diferentes visualizaciones en el tramo para la verificación de la geometría estructural.

Se realiza una clasificación de estructuras según el ángulo que van a soportar por no ser un perfil plano, el cual tiene diferentes cambios a lo largo del trayecto. [Ref 28]

- ✓ AO.2: suspensión tangente (0°)
- ✓ A.2: suspensión media (hasta 5°)
- ✓ AA.2: suspensión pesada (hasta 8°)
- ✓ B.2: retención para deflexiones (hasta 30°)
- ✓ C.2: retención para deflexiones (hasta 45°)

5.2 Conductores de fase

Para el caso de estudio se realiza el montaje de los cables seleccionados. Las Tablas 23, 24, 25 y las figuras 6, 7 y 8, muestran las características de los cables y su montaje en el PLS-CADD.

Tabla 22. Peso estimado del conductor AAAC 740.8_37.

Tipo	LT- 500 kV
Calibre (kcmil)	740.8
Relación hebras de aluminio	37
Diámetro (mm)	25.16
Sección (mm ²)	375.4
Peso de espaciadores (kg/m)	22.41
Peso del conductor (kg/km)	1030
Peso del haz (kg/km)	4120

Cable Data

Physical | Electrical | Notes

Information

Name: C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\2\TESIS CRISTIAN\FLINT_AAAC_GCC_37.wir

Description: 740.8 kcmil 37W Flint/AAAC - General Cable [Chart E37/0/0]

Manufacturer: Stock Number:

Cable Type: Unknown Size Label: Number: Diameter:

Bimetallic Conductor Display Color: ■ Strands: (mm)

The parameters below are used to model sag and tension for this cable.

Cable Model

Nonlinear cable model (separate polynomials for initial and creep behavior for inner and outer materials)

Linear elastic with permanent stretch due to creep proportional to creep weather case tension

Linear elastic with permanent stretch due to creep specified as a user input temperature increase

Cross section area (mm²): 375.483 Outside diameter (mm): 25.1714 Unit weight (N/m): 10.0844 Ultimate tension (N): 108537

Number of independent wires (1 unless messenger supporting other wires with a spacer):

Temperature at which strand data below obtained (deg C):

Conductor is a J-Power Systems GAP type conductor strung with core supporting all tension.

Figura 6. Características del conductor AAAC 740.8 kcmil 37.

Tabla 23. Peso estimado del conductor ACAR_650_24/13.

Tipo	LT- 500 kV
Calibre (kcmil)	650
Relación hebras de aluminio/aleación de aluminio	24/13
Diámetro (mm)	23.57
Sección (mm ²)	329.3
Peso de espaciadores (kg/m)	22.41
Peso del conductor (kg/km)	907
Peso del haz (kg/km)	3628

Cable Data

Physical | Electrical | Notes

Information

Name: C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\2\TESIS CRISTIAN\650_kcmil_24-13_acar+espaciadores_z3.wir

Description: ACAR 650 MCM 24/13 + Espaciadores

Manufacturer: Stock Number:

Cable Type: ACAR Size Label: Number: Diameter:

Bimetallic Conductor Display Color: ■ Strands: (mm)

The parameters below are used to model sag and tension for this cable.

Cable Model

Nonlinear cable model (separate polynomials for initial and creep behavior for inner and outer materials)

Linear elastic with permanent stretch due to creep proportional to creep weather case tension

Linear elastic with permanent stretch due to creep specified as a user input temperature increase

Cross section area (mm²): 329 Outside diameter (mm): 23.56 Unit weight (N/m): 9.09 Ultimate tension (N): 66600

Number of independent wires (1 unless messenger supporting other wires with a spacer):

Temperature at which strand data below obtained (deg C):

Conductor is a J-Power Systems GAP type conductor strung with core supporting all tension.

Figura 7. Características del conductor ACAR 650 kcmil 24/13.

Tabla 24. Peso estimado del conductor ACSR_650_26/7.

Tipo	LT- 500 kV
Calibre (kcmil)	605
Relación hebras de aluminio/acero	26/7
Diámetro (mm)	24.54
Sección (mm ²)	356.51
Peso de espaciadores (kg/m)	22.41
Peso del conductor (kg/km)	1240
Peso del haz (kg/km)	4900

The screenshot shows the 'Cable Data' software window with the 'Physical' tab selected. The 'Information' section includes fields for Name, Description, Manufacturer, Cable Type, and Stock Number. The 'Cable Model' section has three radio button options for modeling sag and tension. The bottom section contains numerical input fields for Cross section area, Outside diameter, Unit weight, Ultimate tension, and Temperature at which strand data below obtained.

Property	Value
Name	C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\2\TESIS CRISTIAN\SQUAB_ACSR_GA2_GCC_26_7.wir
Description	605.0 kcmil 26/7 Squab/ACSR/GA2 - General Cable [Chart A7/C26/0.86] Conductor Type 16
Cable Type	Unknown
Display Color	Red
Cross section area (mm ²)	356.128
Outside diameter (mm)	24.5364
Unit weight (N/m)	12.1129
Ultimate tension (N)	108092
Temperature at which strand data below obtained (deg C)	20

Figura 8. Características del conductor ACSR 605 kcmil 26/7.

5.3 Plantillado

El proceso central de esta actividad es la verificación del comportamiento mecánico y eléctrico de los cables seleccionados en una localización de estructura libre, realizado en el programa PLS-CADD, la figura 9 muestra el proceso de plantillado

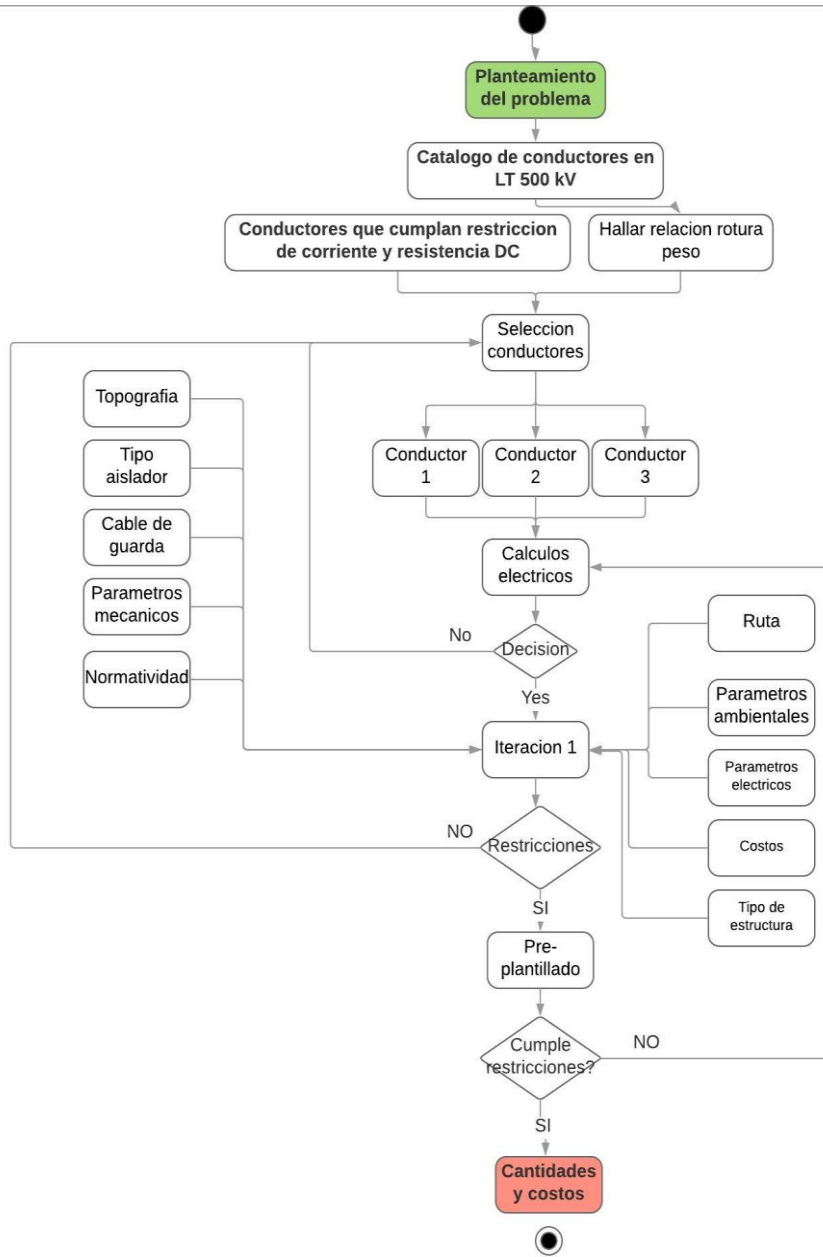


Figura 9. Flujo de datos para el proceso de plantillado.

5.4 Localización de estructuras

Se realiza la ubicación de las estructuras sobre el perfil topográfico del trazado de la línea, en este proceso se debe tener en cuenta la distancia mínima y máxima entre estructuras, las altitudes del terreno, los cambios de vértice del terreno, si es terreno llano o terreno montañoso, ríos, zonas protegidas, etc.

Luego de tener una ubicación aproximada de las n -estructuras sobre el terreno se procede al tendido del conductor en este proceso se debe tener en cuenta el tipo de cable, el porcentaje de tensionado del cable, las distancias de seguridad al suelo del punto más bajo del cable, los haz de conductores de cada fase, la ubicación de las fases en la estructura, las condiciones que se tendrán en cuenta para toda la vida útil del conductor como lo son corriente, temperatura ambiente, temperatura de trabajo y capacidad máxima de trasmisión entre otras.

En el Anexo 12 se muestra una sección del plantillado donde se genera una distancia en común con los cables del estudio de caso, en el cual se visualiza los diferentes comportamientos mecánicos, se realiza una verificación de campo eléctrico y magnético para la misma sección del plantillado.

En la figura 10 se muestra el comportamiento mecánico de los cables seleccionados en la línea azul representa el AAAC 740.8, el color rojo representa el ACAR 650 y el color verde representa el ACSR 605, en la Tabla 25 se muestra la distancia de estructura de inicio a segunda estructura de los conductores seleccionados.

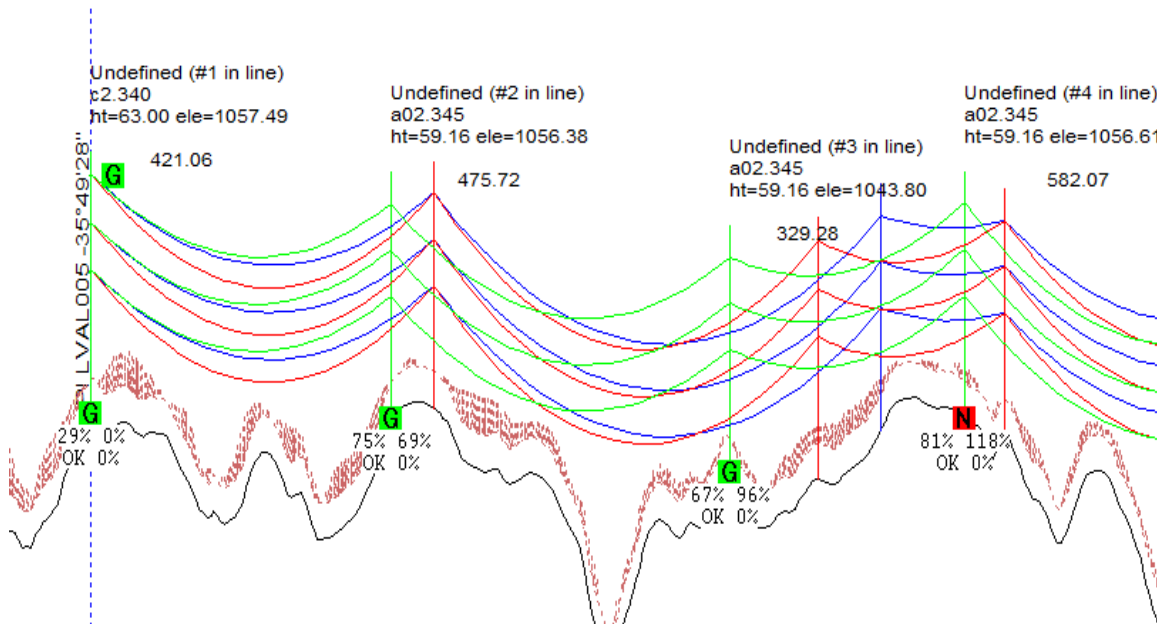


Figura 10. Comparación del comportamiento mecánico para los conductores seleccionados.

Tabla 25. Matriz de resumen de costo LT 500 kV.

Tipo de cable	Distancia comparativa a segunda torre (m)
AAAC_740.8_37	1807.19
ACAR_650_24/13	1115.63
ACSR_605_26/7	1023.43

5.5 Resultados del plantillado

De los resultados de la buena selección de ubicación de estructuras, el correcto montaje de los cables, cumpliendo con todos los requerimientos, se realiza el conteo y clasificación de estructuras, verificación de la longitud de la línea, la verificación de cantidad de cable aproximado y una solución de costo aproximado por cada tipo de cable y estructura utilizada en el plantillado.

A continuación, se muestran los resultados de obtenidos con los tres tipos de conductores para el caso de estudio según ítem 5.1 estructuras. En la tabla 26 se muestra la longitud de la línea, cantidad de fases, longitud total del cable utilizado.

Tabla 26. Matriz de cantidad por tipo de cable.

Tipo de cable	Número de fases	conductores por haz	Longitud de la línea (km)	Longitud del cable (km)
AAAC_740.8_37	6	4	212.38	5059.377
ACAR_650_24/13	6	4	212.38	4583.447
ACSR_605_26/7	6	4	212.38	4877.233

El Anexo 13 muestra los resultados obtenidos en PLS-CADD de la longitud total de los cables seleccionados.

Los resultados del montaje y clasificación estructural se muestran en la tabla 27 según clasificación dada en el ítem 5.1 Estructuras.

Tabla 27. Matriz de cantidad de estructuras por tipo de cable.

TIPO	AAAC	ACAR	ACSR
A02	159	215	204
A2	127	116	100
AA2	20	20	21
B2	52	53	49
C2	34	26	31
D3	10	10	11
Total	402	440	416

En la figura 11 se visualiza el balance realizado por tipo de estructura y cable utilizados en el plantillado.

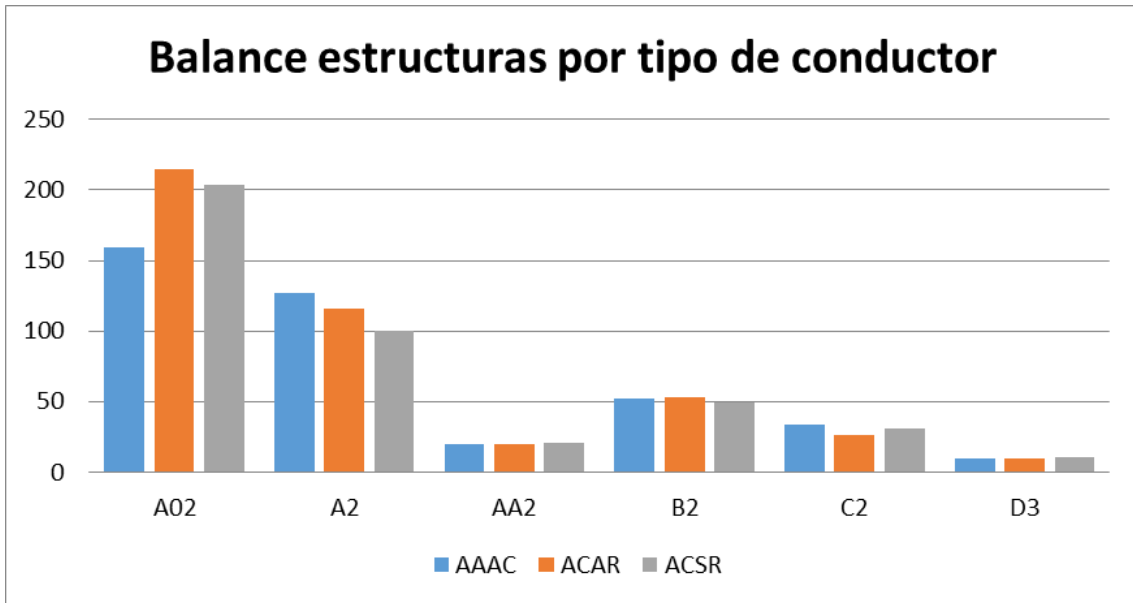


Figura 11. Matriz de balance de estructuras por tipo de conductor.

Se realiza una clasificación por distancias de vano mínimo vano máximo y vano promedio representativo del plantillado. Mostrados en la tabla 28.

Tabla 28. Matriz de comportamiento mecánico del cable.

Tipo de cable	Vano más corto	Vano más largo	Vano promedio
AAAC_740.8_37	43.58	1523.21	524.14
ACAR_650_24/13	49.92	1221.55	476.60
ACSR_605_26/7	43.58	1271.55	506.45

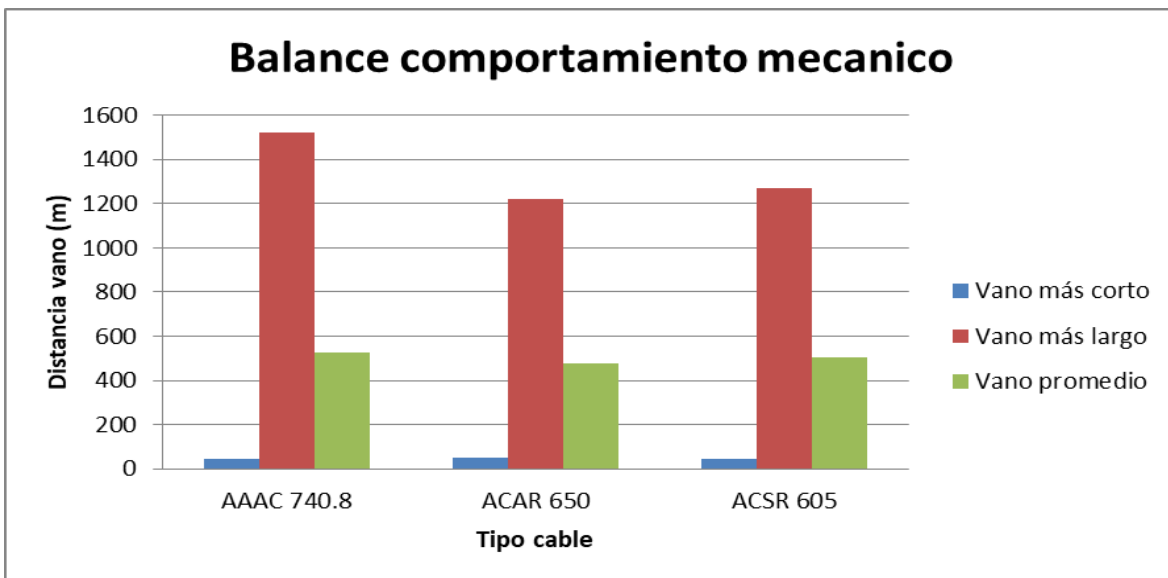


Figura 12. Matriz de balance de vano por tipo de cable.

5.6 Costos de plantillado

De los resultados del plantillado del ítem 5.5. Se procede a realizar una comparación tanto en cantidad, costo de estructuras y cables utilizados en el plantillado realizado, obteniendo una primera aproximación para la continuación futura del proyecto. En la tabla 29 se muestra el resumen de los costos de plantillado para estructuras y cables utilizados.

Tabla 29. Matriz de resumen de costo LT 500 kV.

Tipo de cable	Total de estructuras en la línea	Longitud de la línea (km)	Longitud del cable (km)	
AAAC_740.8_37	402	212.38	5059.38	
ACAR_650_24/13	440	212.38	4583.45	
ACSR_605_26/7	416	212.38	4877.23	
Tipo de cable	Costo total de estructuras en la línea	Costo cable (km)	Costo total del cable en la línea	Costo total del plantillado
AAAC_740.8_37	\$6,981,131.50	\$ 2,065.00	\$10,447,619.70	\$17,428,751.20
ACAR_650_24/13	\$7,673,291.79	\$ 1,981.00	\$9,079,814.45	\$16,753,106.24
ACSR_605_26/7	\$7,220,308.41	\$ 2,033.00	\$9,915,408.59	\$17,135,717.00

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante la solución de este trabajo se realizó una metodología base para el análisis tanto técnico como económico que se debe tener en cuenta en el momento que se inicie el diseño de una LT en Colombia, para esto se tuvo en cuenta las normas relacionadas las cuales dan un mínimo de requisitos que se deben cumplir tanto en diseño como en construcción para no tener afectaciones a la población, al hábitat de animales silvestres, áreas protegidas (vegetación, afluentes acuíferos), o comunidades protegidas (indígenas, grupos afrodescendientes), por donde se construya la LT, entre otros.

Con base en las tablas 10 se observa que el calibre mínimo que cumple con restricciones son el AAAC 740.8 (37), ACAR 900 (18/19) y el ACSR 900 (45/7). Estos conductores con respecto a la tabla 11 con calibres mínimos AAAC 740.8 (37), ACAR 650 (24/7) y el ACSR 605 (26/7), tienen un mayor peso y una mayor carga de rotura, lo cual aumentaría el tamaño de las estructuras en el diseño del plantillado, aumentando así el costo final de plantillado.

Con base en la solución encontrada en el numeral 5.6 la solución económica de los tres cables seleccionados es la del cable ACAR 650 kcmil (24/13), como se analizó a lo largo de este documento es uno de los calibres mínimos que se analizaron cumpliendo con los requisitos mínimos establecidos por la UPME para LT de 500 kV.

Con base en ítem 4.3.2 se verifica que los cables de calibre mínimo cumplen con la restricción de capacidad de corriente mínima exigida por la UPME, que es de 2400 amperios por fase.

Con base en el numeral 2 se construyó una base de datos con parámetros meteorológicos, eléctricos mecánicos y topográficos que se utilizaron para el montaje de la LT en el programa de simulación PLS_CADD para el análisis del estudio de caso.

De acuerdo con los cálculos realizados en la versión digital del EPRI (*Transmission Line Reference Book—200 kV and Above*), se verificó los cálculos eléctricos (gradiente crítico, gradiente superficial, radio interferencia, ruido audible, campo eléctrico y campo magnético) que cumplieran con las restricciones mínimas expresadas en el RETIE.

Se verificó el comportamiento mecánico en el software de simulación PLS-CADD, observando que los diferentes cables seleccionados tienen diferente comportamiento mecánico, así para los cables se utilizan diferentes tipos y cantidades de estructuras metálicas para que los cables cumplan con requerimientos de seguridad y aspectos eléctricos.

Según la tabla 26 en la solución cantidad total de cable utilizado la que menor cable utiliza es el ACAR 650 (24/7), con 4.583.447 km de cable, aunque se utilizan más estructuras con este cable la solución económica es la de menor costo de plantillado, es así como en la solución económica se escoge este cable para ser el de construcción de la LT.

Con base al numeral 3 se construyó una base de datos con costos aproximados investigados a diferentes fabricantes y base de datos del GEB, para encontrar un valor base para estructuras con sus fundaciones, aisladores, y conductores. Estas referencias están dadas para LT de 500 kV en Colombia.

Con base en el numeral 4. Se muestra una metodología para el análisis de cálculos eléctricos, estos cálculos se realizaron teniendo en cuenta las restricciones y dando cumplimiento con lo mínimo solicitado para poder construir una LT con normas colombianas.

Con base en el numeral 5. Se realizó el plantillado de los tres (3) cables seleccionados para el caso de estudio. Verificando el cumplimiento mecánico y las restricciones dadas por las normas colombianas, en el cual se visualiza los diferentes comportamientos mecánicos de los cables. Se visualizó que para diferentes tipos de familias los vanos que se dan son diferentes y las alturas de las estructuras varían según el peso de conductores de fase, aisladores y el perfil topográfico que se analice a lo largo de la línea de transmisión.

La selección económica con base al numeral 5.6. Se encuentra el valor más económico para el costo de plantillado siendo el cable ACAR 650 (24/7) con un total de \$16,753,106.24 de DOLARES, con referencia al AAAC 740.8 (37) es menor un 4% aproximadamente y con referencia al ACSR 605 (26/7) es 2.28% menor.

7. REFERENCIAS

- [Ref 1] Edison Electric Institute. EHV Transmission Line Reference Book. 1968.
- [Ref 2] Instituto Mexicano de la construcción en acero por esfuerzos permisibles. Manual de construcción en acero. 2002.
- [Ref 3] American Society of Civil Engineers. Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures. Revision of ASCE 07-1998.
- [Ref 4] CELEC EP. Instructivo para determinar los árboles de carga de estructuras metálicas de líneas de transmisión. 2017.
- [Ref 5] Pablo medina. Determinación del largo de una cadena de aisladores.
- [Ref 6] VDE-Verlag GmbH, 1985. Construcción de líneas aéreas de energía eléctrica de tensiones nominales mayores de 1kV. 1985.
- [Ref 7] Morris Thomas. Choice of Insulation and Surge protection of overhead Transmission Lines of 33 kV and above. 1956.
- [Ref 8] Insulation co-ordination- part 2: Application guide. International Standard IEC 60071-2.
- [Ref 9] General Electric Company. Project EHV. EHV Transmission Line Reference Book. 2015.
- [Ref 10] Fang, S.J. Transmission Structures. Structural Engineering. 1992.
- [Ref 11] Electrificadora del Meta (EMSA). Circuito Suria – Puerto López 115 kV. 2013.
- [Ref 12] Ramon M. Cálculo de líneas y redes eléctricas. 2002
- [Ref 13] Actualización del IEEE Std. 738. Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. 2006.
- [Ref 14] Grainger & Stevenson. Análisis de Sistemas de Potencia. 1996.
- [Ref 15] Peek, F. W. Dielectric phenomena in high-voltage engineering. 2da Ed. Mc-Graw Hill Book. 1920.
- [Ref 16] Wadwah C. L. Electric Power System. 2006.
- [Ref 17] Electric Power Research Institute. Transmission Line reference Book, 345 kV and Above. Segunda edición 1982.
- [Ref 18] Ing Rodmy Miranda Ordoñez. Determinación del campo electromagnético alrededor de una línea de transmisión aérea de 230 kV.
- [Ref 19] Holland H Farr. Transmission Line Desing Manual. 1980.
- [Ref 20] Grupo Energía de Bogotá. Diseño detallado para líneas de transmisión en 500 kV. 2013.
- [Ref 21] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Refuerzo suroccidental, Nivel de cortocircuito. 2014.
- [Ref 22] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (Res. 098). Criterios

de diseño de aislamiento eléctrico. 2000.

- [Ref 23] American National Standard. Review of Technical Consideration on Limits to Interference from Power Lines and Stations.
- [Ref 24] f. Kiessling. Overhead power lines, planning, design, construction. 2002
- [Ref 25] Power Line Systems. Manual de usuario PLS-CADD. 2016.
[2.1.1]
- [Ref 26] IEEE. Standard for Calculating the Current-temperature of Bare Overhead Conductors. Std 738-2006.
- [Ref 27] EPRI AC. Transmission Line Reference Book- 200 kV and Above. 3ra Edición. 2005.
- [Ref 28] IEEE. Guide for the Preparation of a Transmission Line Design Criteria Document. 2011.

ANEXO 1. VALORES DE RESISTIVIDAD TOMADOS DE NORMAS ASTM

Valores de resistividad equivalentes a 20°C

Material	Volumen conductividad % IACS	Constantes de resistividad			
		Volumen			
		$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$	$\Omega \cdot \text{cmil}/\text{ft}$	$\mu\Omega \cdot \text{in}$	$\mu\Omega \cdot \text{cm}$
Cobre	100	0,017241	10,371	0,67879	1,7241
Aluminio	61,3	0,028126	16,919	1,1073	2,8126
	61,4	0,028080	16,891	1,1055	2,8080
	61,5	0,028035	16,864	1,1037	2,8035
	61,8	0,027899	16,782	1,0984	2,7899

Nota: los valores de resistividad equivalentes para la conductividad de IACS al 100% se calcularon a partir del valor fundamental de IEC ($1/58 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) utilizando factores de conversión con una precisión de al menos siete cifras significativas. los valores correspondientes para otras conductividades (aluminio) se derivaron de estos al multiplicar por el recíproco de las relaciones de conductividad con precisión de al menos siete cifras significativas

Fuente: ASTM B233-97

ANEXO 2. INCREMENTO DEBIDO AL TRENZADO

Valores de incremento debido al trenzado

Tamaño del conductor, todas las clases, cmils (mm ²)	Incremento (aumento) de masa y resistencia eléctrica. %
4000000 a 3000001 [2000 a 1500, incl.]	4
3000000 a 2000001 [Debajo 1500 a 1000,incl]	3
2000000 y debajo [debajo 1000]	2

Fuente: ASTM B231/B231M-12

Valores de incremento estándar debido a la posición

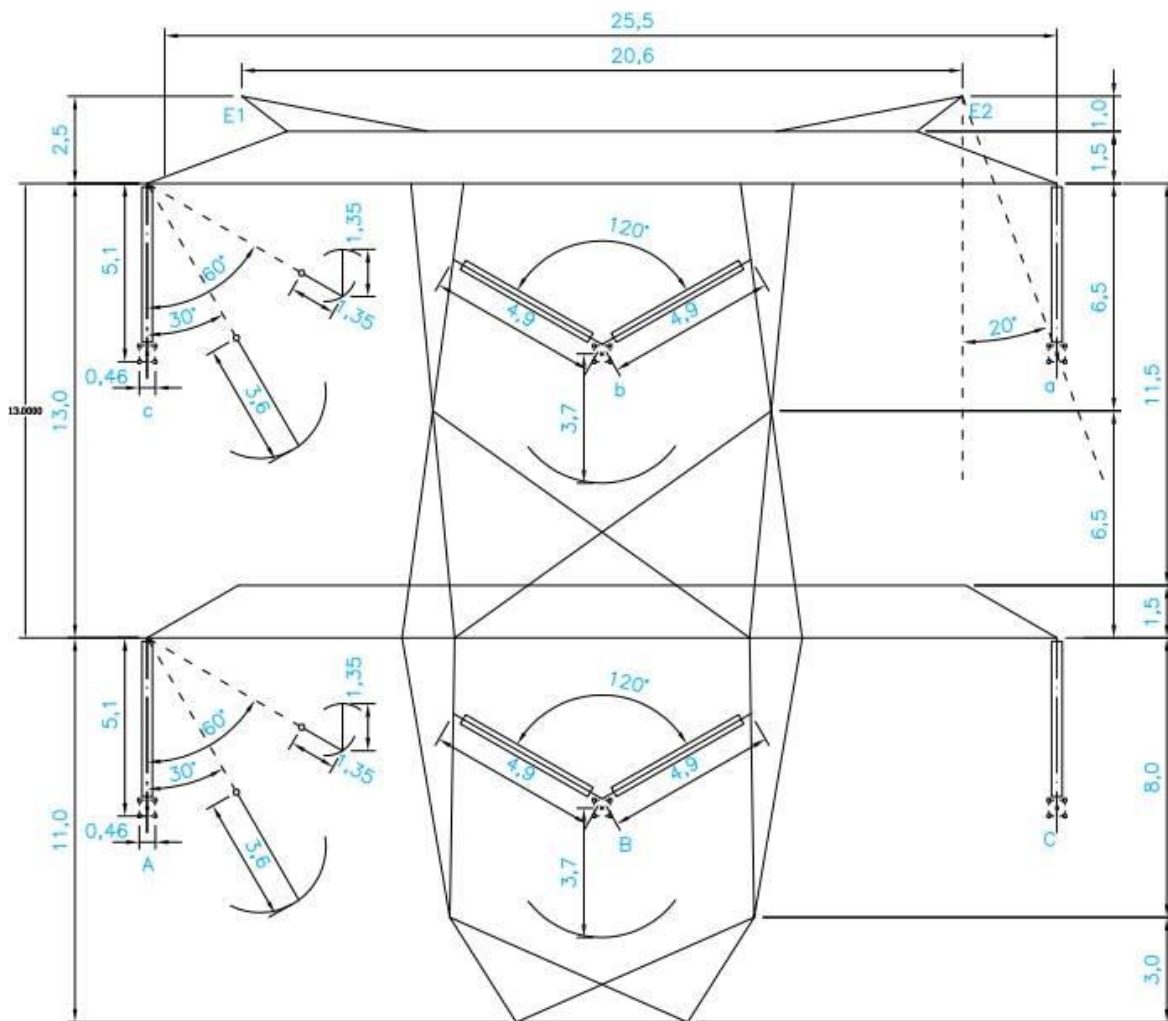
Tamaño del conductor, cmils (mm ²)	Incremento (aumento) de densidad lineal y resistencia eléctrica, %
4000000 a 3000001 (2027 a 1521), incl	4
3000000 a 2000001(1520 a 1014), incl.	3
2000000 (1013) y por debajo	2

Fuente: ASTM B524/B524M

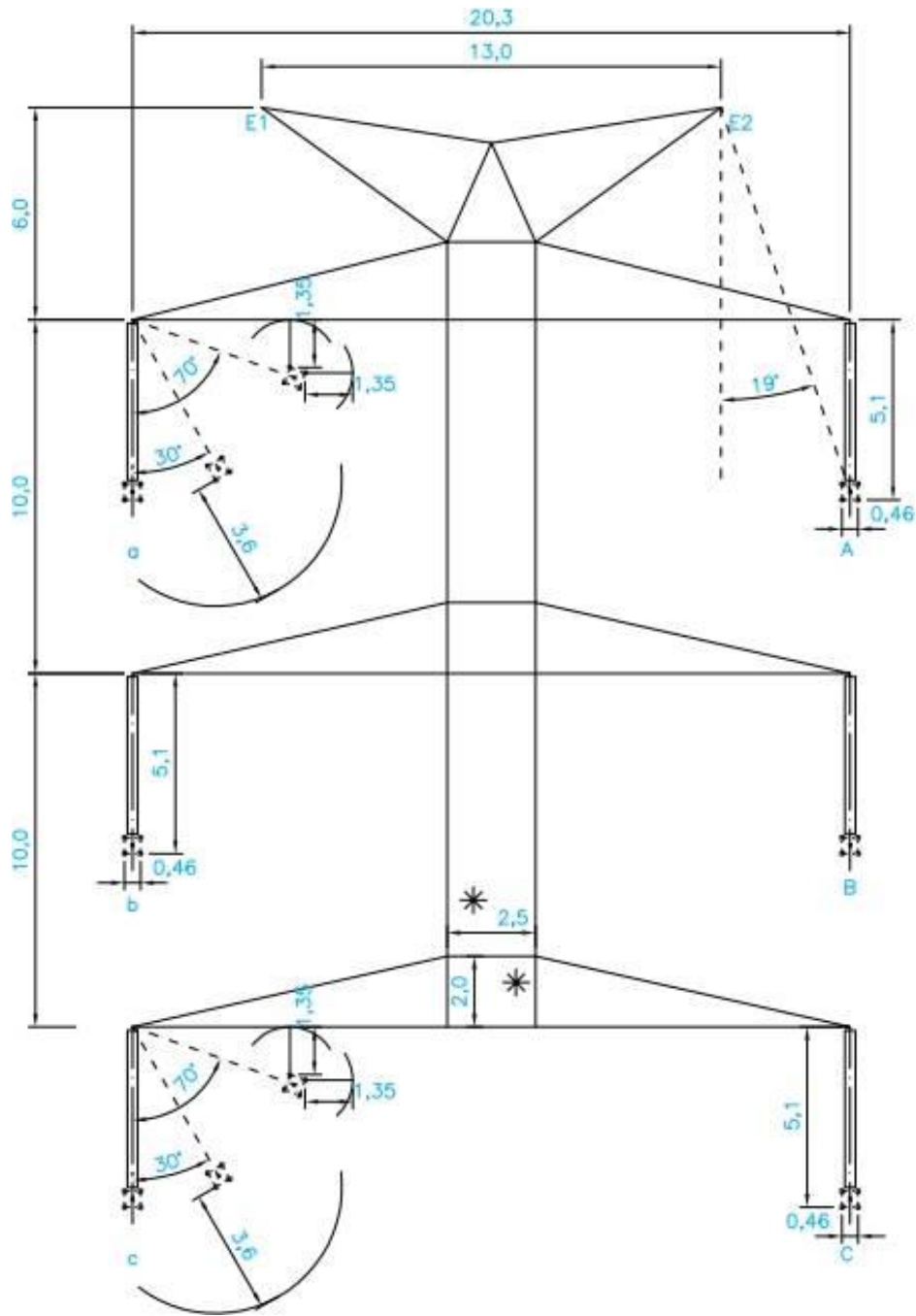
ANEXO 3. DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO DE ESTRUCTURA METÁLICA

Cuerpo tipo de estructuras

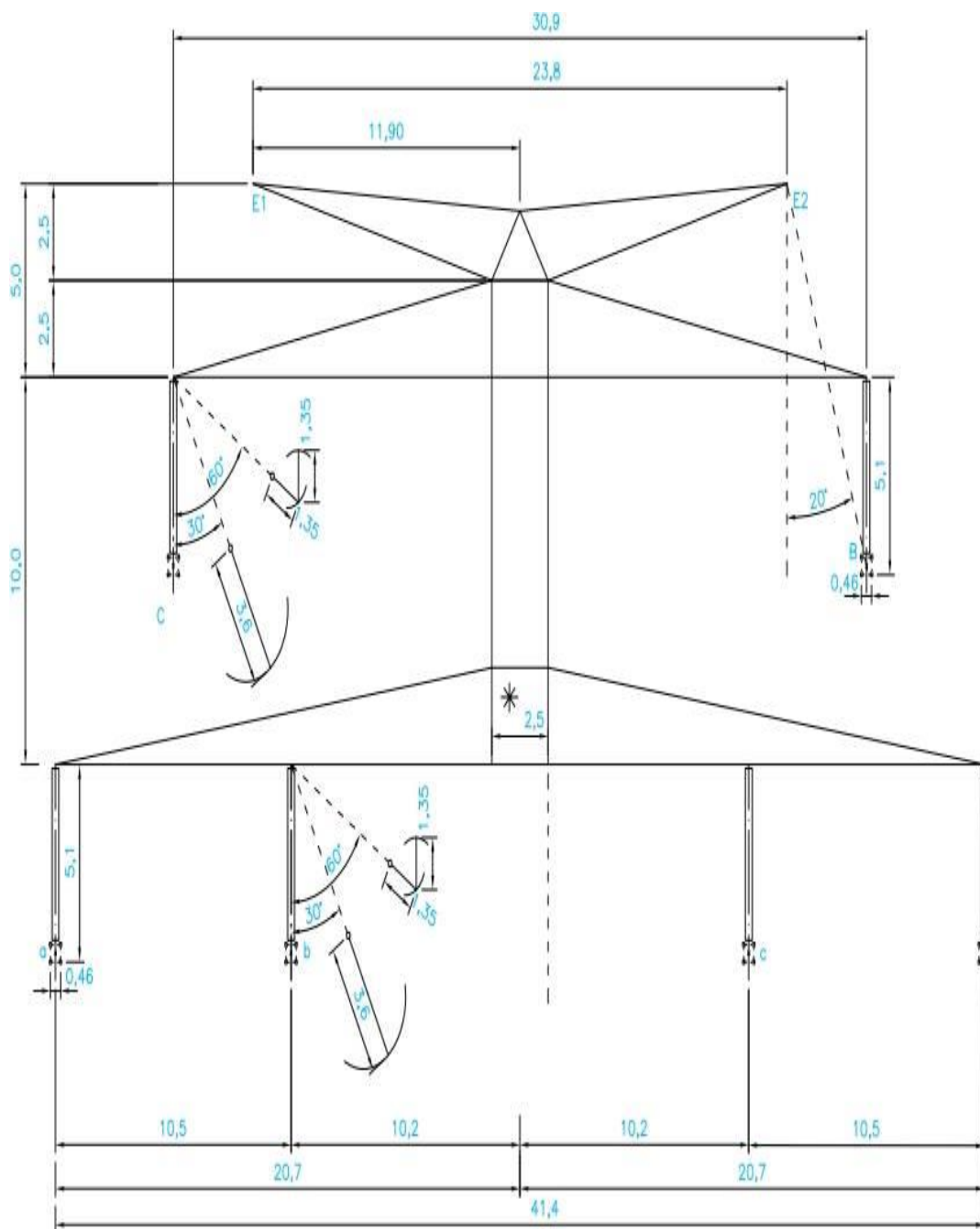
Horizontal base (cara de gato doble circuito horizontal),		Altura	Circuito		
			X1	x2	x3
CUERPO 4	GUARDA	60.5	-12.3		12.3
	FASE SUPERIOR	52.9	-13	0	13
	FASE INFERIOR	39.9	-13	0	13



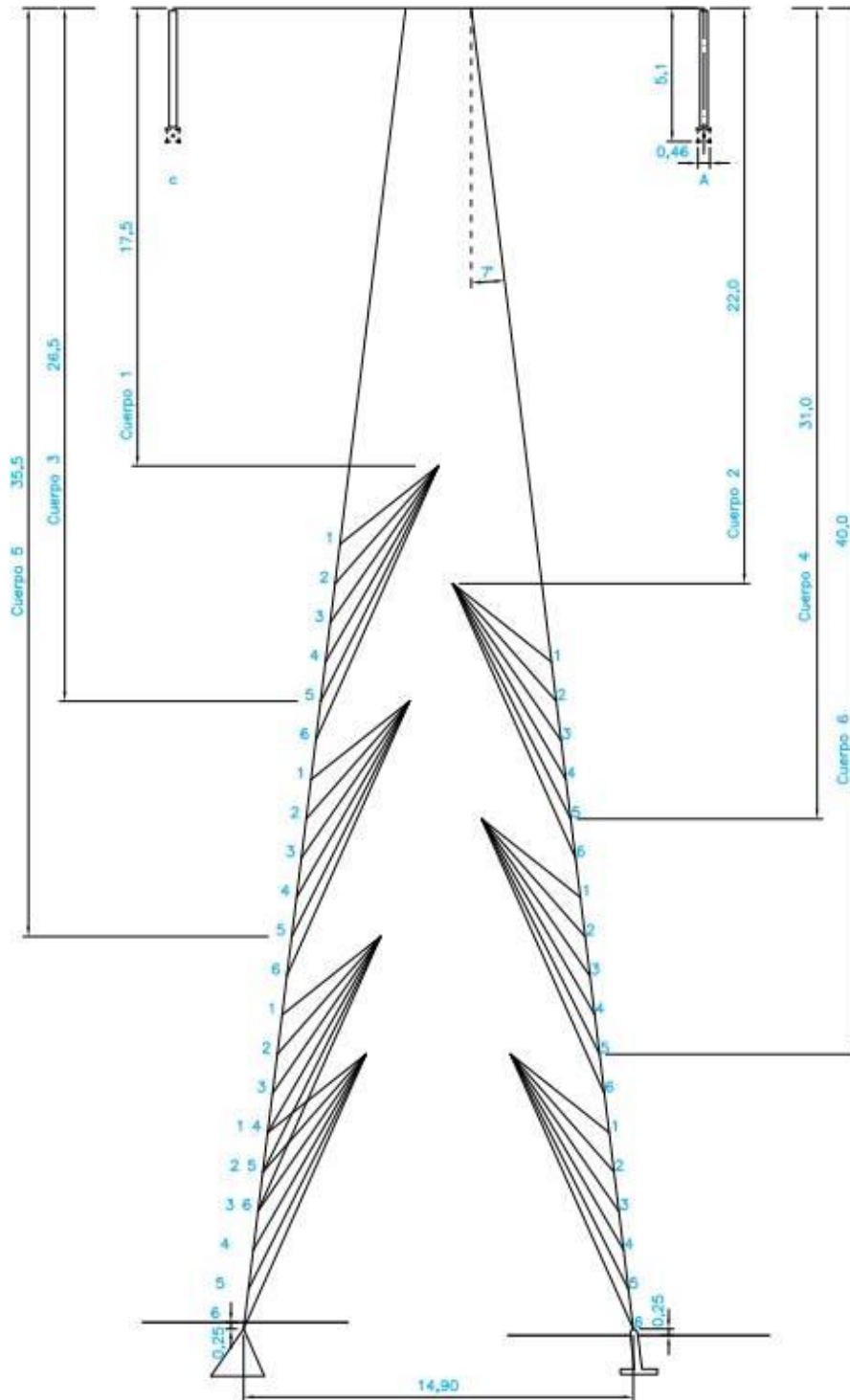
Vertical base (doble circuito vertical)		Circuito Izquierdo		Circuito Derecho	
		X1	Y	X1	Y
CUERPO 4	GUARDA	-6.5	60	6.5	60
	FASE SUPERIOR	-10.15	48.9	10.15	48.9
	FASE INTERMEDIA	-10.15	38.9	10.15	38.9
	FASE INFERIOR	-10.15	28.9	10.15	28.9



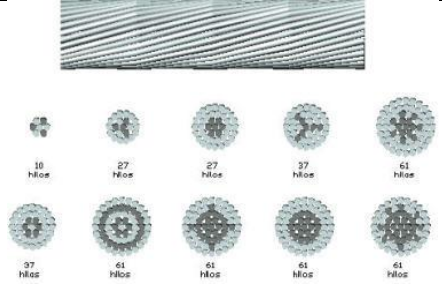

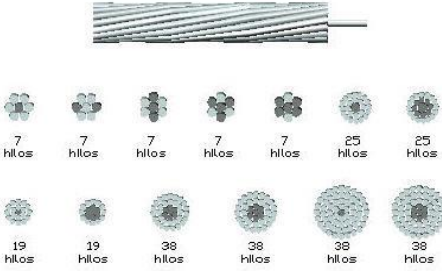
Triángulo base (Danubio)		Circuito Izquierdo			Circuito Derecho		
		X1	x2	Y	X3	X4	Y
CUERPO 4	GUARDA	-12		49	12		49
	FASE SUPERIOR	-15.45		38.9	15.45		38.9
	FASE INFERIOR	-10.2	-20.7	28.9	10.2	20.7	28.9



ANEXO 4. DIMENSIÓN DE CUERPO CARACTERÍSTICO PARA LAS TRES CONFIGURACIONES DE ESTRUCTURA



ANEXO 5. DESCRIPCIÓN CONDUCTORES UTILIZADOS EN LÍNEAS

Tipo Conductor	Descripción	Fuente: CENTELSA (fabricante de conductores eléctricos).
ACAR	<p>Son usados en líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica, la relación de rotura a peso los hace excelentes para sitios en donde se requieren buenas características de conducción de corriente.⁷</p>	 <p>El diagrama muestra un conductor ACAR con una configuración de hilos que incluye un núcleo de 10 hilos y una capa exterior de 27 hilos, con un total de 37 hilos. Se muestran también otras configuraciones de hilos como 61 hilos y 97 hilos.</p>
AAAC	<p>El conductor AAAC se utiliza como conductor suspendido desnudo en circuitos aéreos que requieren una mayor fortaleza mecánica que la del AAC y una mejor resistencia frente a la corrosión que la del ACSR. Las características de fuerza-peso del cable conductor AAAC son superiores a las del AAC.⁸</p>	 <p>El diagrama muestra un conductor AAAC con una configuración de hilos que incluye un núcleo de 1 hilo y una capa exterior de 10 hilos, con un total de 11 hilos. Se muestran también otras configuraciones de hilos como 27 hilos y 61 hilos.</p>
ACSR	<p>El conductor ACSR está disponible con un contenido de acero que varía entre el 6% y el 40%. Los conductores ACSR, de mayor resistencia, se utilizan para cruzar ríos y en instalaciones con gran extensión. Frente a una resistencia determinada se puede fabricar el conductor ACSR con distintas resistencias a la tracción, de manera que una alta resistencia a la tracción permitiría cubrir distancias más largas con menos soportes.</p> <p>El acero del núcleo puede soportar diferentes caras de rotura, sin sacrificar la capacidad de conducción de corriente.⁹</p>	 <p>El diagrama muestra un conductor ACSR con una configuración de hilos que incluye un núcleo de 7 hilos y una capa exterior de 19 hilos, con un total de 26 hilos. Se muestran también otras configuraciones de hilos como 38 hilos y 61 hilos.</p>

⁷ CENTELSA. Generalidades. Tipo ACAR.

⁸ CENTELSA. Generalidades. Tipo AAAC.

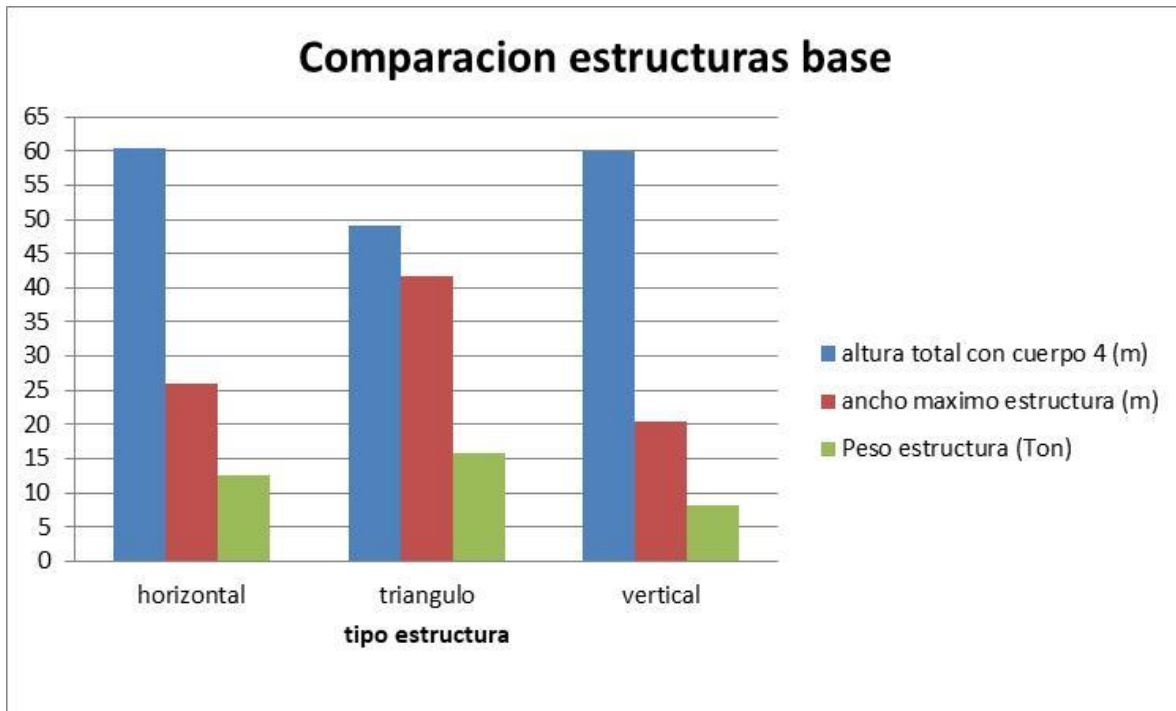
⁹ CENTELSA. Generalidades. Tipo ACSR.

ANEXO 6. CORRIENTE TÉRMICA PARA CONDUCTORES DE 4 HAZ DE SUB- CONDUCTORES QUE CUMPLEN RESTRICCIÓN RESISTENCIA DC, Y CORRIENTE MÍNIMA POR FABRICANTE

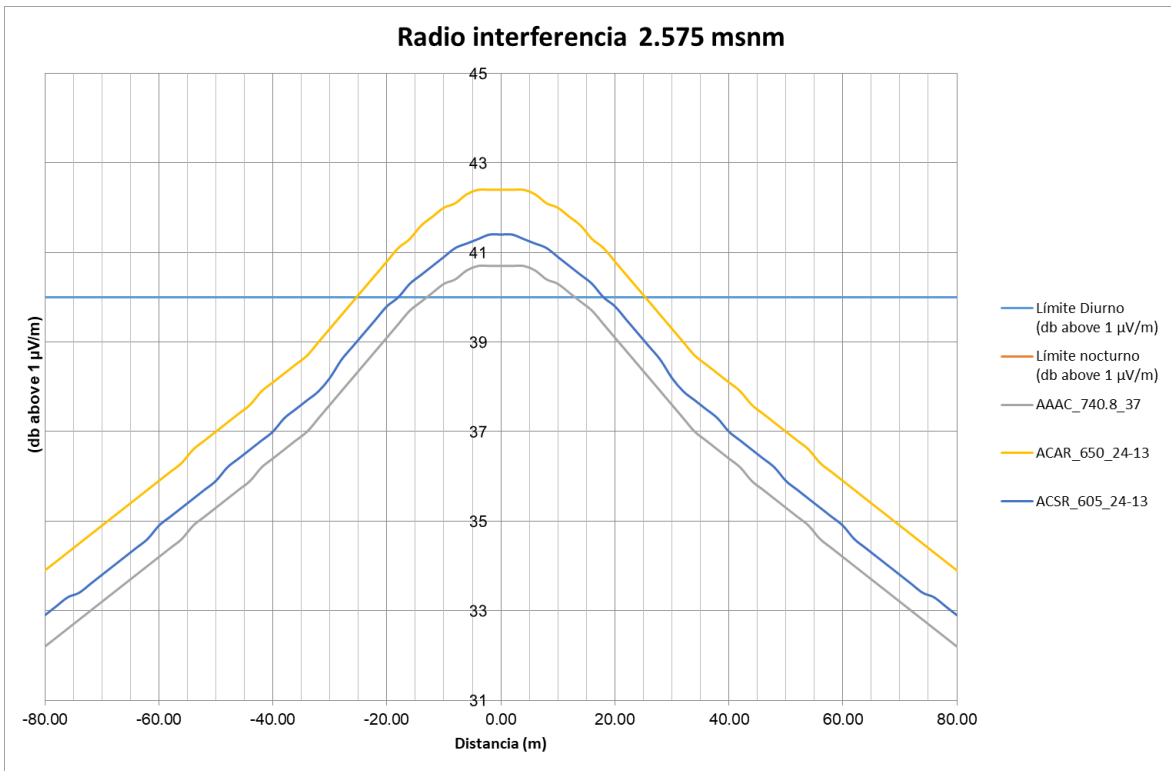
Tipo conductor	Altura máxima (msnm)	Temperatura (°C)	kcmil	Hilado conductor	N° de sub conductores en el haz	Corriente mínima por conductor	Capacidad térmica por conductor [A]		
							Valor	Restricción	¿Cumple?
<i>Familia AAAC</i>									
AAAC	1000	33	740.8	37	4	600	685.87	600	SÍ
AAAC	1000	33	750	37	4	600	706.84	600	SÍ
AAAC	1000	33	750	61	4	600	707.11	600	SÍ
AAAC	1000	33	795	37	4	600	704.95	600	SÍ
AAAC	1000	33	800	37	4	600	705.48	600	SÍ
AAAC	1000	33	800	61	4	600	705.75	600	SÍ
AAAC	1000	33	900	37	4	600	762.09	600	SÍ
AAAC	1000	33	900	61	4	600	762.37	600	SÍ
AAAC	1000	33	927.2	37	4	600	787.54	600	SÍ
AAAC	1000	33	954	61	4	600	790.14	600	SÍ
<i>Familia ACAR</i>									
ACAR	1000	33	650	24/13	4	600	653.63	600	SÍ
ACAR	1000	33	700	18/19	4	600	684.00	600	SÍ
ACAR	1000	33	700	24/13	4	600	690.61	600	SÍ
ACAR	1000	33	739.8	18/19	4	600	698.71	600	SÍ
ACAR	1000	33	750	18/19	4	600	712.20	600	SÍ
ACAR	1000	33	750	24/13	4	600	719.54	600	SÍ
ACAR	1000	33	800	18/19	4	600	741.62	600	SÍ
ACAR	1000	33	800	24/13	4	600	749.38	600	SÍ
ACAR	1000	33	850	18/19	4	600	770.11	600	SÍ
ACAR	1000	33	850	24/13	4	600	769.67	600	SÍ
<i>Familia ACSR</i>									
ACSR	1000	33	605	26/7	4	600	662.81	600	SÍ
ACSR	1000	33	605	30/7	4	600	667.51	600	SÍ
ACSR	1000	33	636	24/7	4	600	679.96	600	SÍ
ACSR	1000	33	636	26/7	4	600	682.32	600	SÍ
ACSR	1000	33	636	30/7	4	600	690.40	600	SÍ
ACSR	1000	33	666.6	24/7	4	600	700.49	600	SÍ
ACSR	1000	33	666.6	26/7	4	600	702.93	600	SÍ
ACSR	1000	33	715.5	26/7	4	600	735.17	600	SÍ
ACSR	1000	33	715.5	24/7	4	600	730.71	600	SÍ
ACSR	1000	33	795	24/7	4	600	780.13	600	SÍ
ACSR	1000	33	795	26/7	4	600	785.12	600	SÍ
AAAC	2000	33	740.8	37	4	600	656.10	600	SÍ
AAAC	2000	33	750	37	4	600	675.46	600	SÍ
AAAC	2000	33	750	61	4	600	676.72	600	SÍ
AAAC	2000	33	795	37	4	600	674.51	600	SÍ
AAAC	2000	33	800	37	4	600	875.01	600	SÍ
AAAC	2000	33	800	61	4	600	675.26	600	SÍ
AAAC	2000	33	900	37	4	600	728.87	600	SÍ
AAAC	2000	33	900	61	4	600	729.12	600	SÍ
AAAC	2000	33	927.2	37	4	600	753.15	600	SÍ
AAAC	2000	33	954	61	4	600	755.52	600	SÍ
ACAR	2000	33	650	24/13	4	600	625.55	600	SÍ

ACAR	2000	33	700	18/19	4	600	654.75	600	SÍ
ACAR	2000	33	700	24/13	4	600	661.08	600	SÍ
ACAR	2000	33	739.8	18/19	4	600	668.71	600	SÍ
ACAR	2000	33	750	18/19	4	600	681.59	600	SÍ
ACAR	2000	33	750	24/13	4	600	688.62	600	SÍ
ACAR	2000	33	800	18/19	4	600	709.59	600	SÍ
ACAR	2000	33	800	24/13	4	600	717.01	600	SÍ
ACAR	2000	33	850	18/19	4	600	736.69	600	SÍ
ACAR	2000	33	850	24/13	4	600	736.27	600	SÍ
ACSR	2000	33	605	26/7	4	600	634.46	600	SÍ
ACSR	2000	33	605	30/7	4	600	638.88	600	SÍ
ACSR	2000	33	636	24/7	4	600	650.83	600	SÍ
ACSR	2000	33	636	26/7	4	600	653.02	600	SÍ
ACSR	2000	33	636	30/7	4	600	660.62	600	SÍ
ACSR	2000	33	666.6	24/7	4	600	670.37	600	SÍ
ACSR	2000	33	666.6	26/7	4	600	672.64	600	SÍ
ACSR	2000	33	715.5	26/7	4	600	703.31	600	SÍ
ACSR	2000	33	715.5	24/7	4	600	699.12	600	SÍ
ACSR	2000	33	795	24/7	4	600	746.12	600	SÍ
ACSR	2000	33	795	26/7	4	600	750.82	600	SÍ
AAAC	2575	29	740.8	37	4	600	678.76	600	SÍ
AAAC	2575	29	750	37	4	600	699.84	600	SÍ
AAAC	2575	29	750	61	4	600	700.11	600	SÍ
AAAC	2575	29	795	37	4	600	697.89	600	SÍ
AAAC	2575	29	800	37	4	600	698.41	600	SÍ
AAAC	2575	29	800	61	4	600	698.61	600	SÍ
AAAC	2575	29	900	37	4	600	754.29	600	SÍ
AAAC	2575	29	900	61	4	600	754.56	600	SÍ
AAAC	2575	29	927.2	37	4	600	779.47	600	SÍ
AAAC	2575	29	954	61	4	600	781.96	600	SÍ
ACAR	2575	29	650	24/13	4	600	647.02	600	SÍ
ACAR	2575	29	700	18/19	4	600	677.31	600	SÍ
ACAR	2575	29	700	24/13	4	600	683.85	600	SÍ
ACAR	2575	29	739.8	18/19	4	600	691.81	600	SÍ
ACAR	2575	29	750	18/19	4	600	705.15	600	SÍ
ACAR	2575	29	750	24/13	4	600	712.42	600	SÍ
ACAR	2575	29	800	18/19	4	600	734.20	600	SÍ
ACAR	2575	29	800	24/13	4	600	741.87	600	SÍ
ACAR	2575	29	850	18/19	4	600	762.31	600	SÍ
ACAR	2575	29	850	24/13	4	600	781.67	600	SÍ
ACSR	2575	29	605	26/7	4	600	656.32	600	SÍ
ACSR	2575	29	605	30/7	4	600	660.90	600	SÍ
ACSR	2575	29	636	24/7	4	600	673.28	600	SÍ
ACSR	2575	29	636	26/7	4	600	675.58	600	SÍ
ACSR	2575	29	636	30/7	4	600	683.51	600	SÍ
ACSR	2575	29	666.6	24/7	4	600	693.54	600	SÍ
ACSR	2575	29	666.6	26/7	4	600	695.93	600	SÍ
ACSR	2575	29	715.5	26/7	4	600	727.75	600	SÍ
ACSR	2575	29	715.5	24/7	4	600	723.38	600	SÍ
ACSR	2575	29	795	24/7	4	600	772.15	600	SÍ
ACSR	2575	29	795	26/7	4	600	777.05	600	SÍ

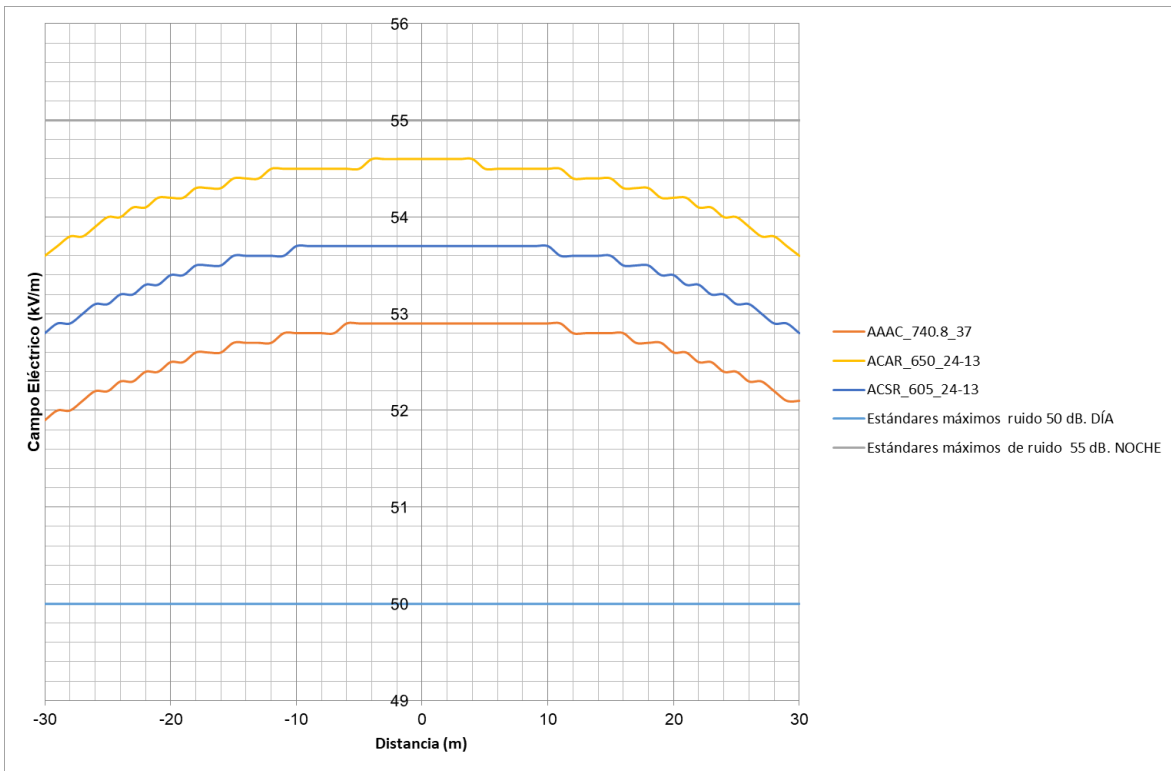
ANEXO 7. COMPARACIÓN DIMENSIONES DE ESTRUCTURAS BASE



ANEXO 8. GRÁFICA DE RADIO INTERFERENCIA CON ESTRUCTURA VERTICAL BASE



ANEXO 9. GRÁFICA DE RUIDO AUDIBLE CON ESTRUCTURA VERTICAL BASE



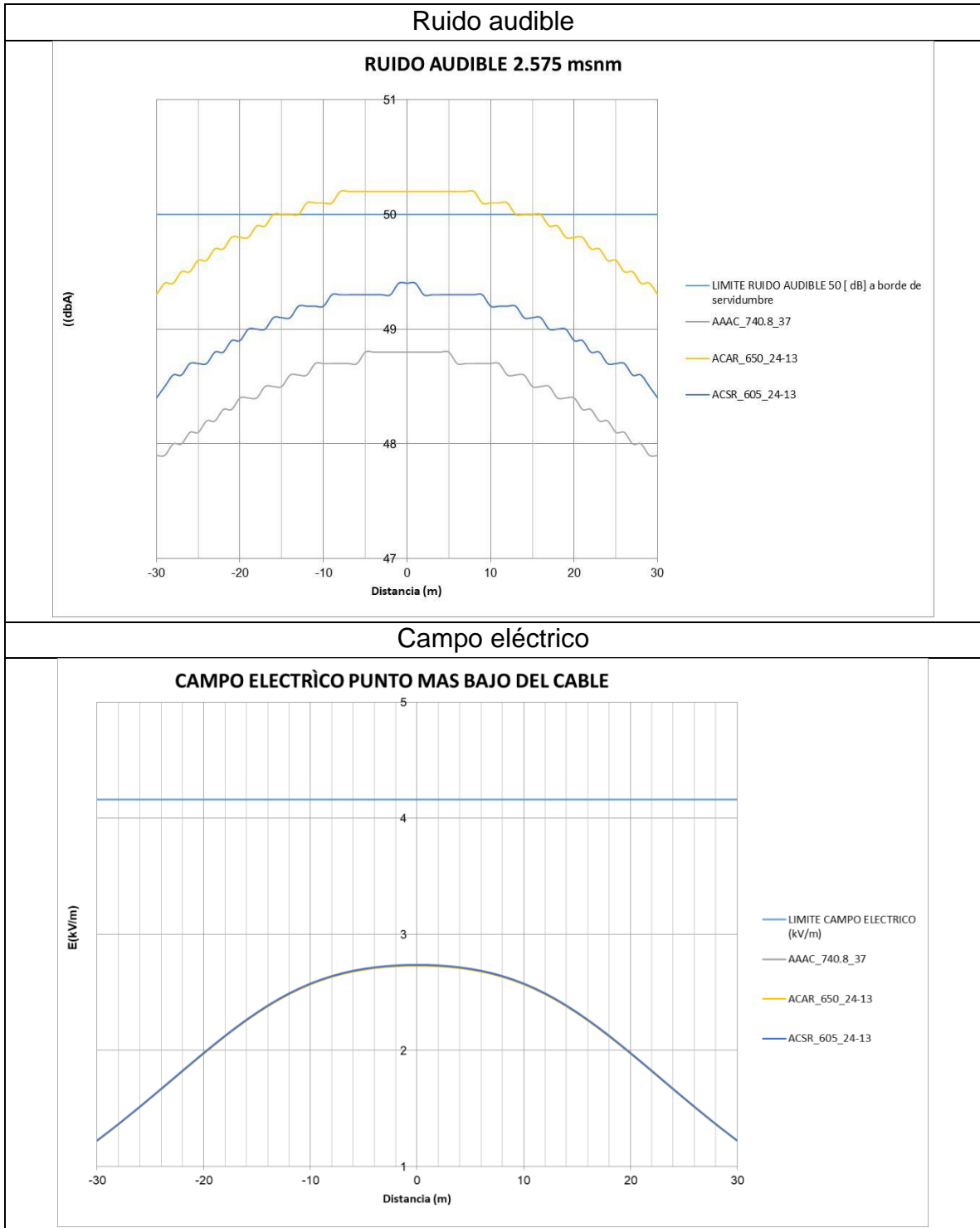
ANEXO 10. AJUSTE DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

IMPACTO EN LOS AJUSTES DE PARAMETROS				
<i>PARÁMETRO</i>	<i>CAMPO ELÉCTRICO</i>	<i>CAMPO MAGNÉTICO</i>	<i>RADIO INTERFERENCIA</i>	<i>RUIDO AUDIBLE</i>
Incrementar distancia entre conductores fases A - B - C	↑	↑	↓	↓
Incrementar la distancia a tierra	↓	↓	↓	↓
Incrementar el número de subconductores en el HAZ	↑	→	↓	↓
Incrementar la sección del conductor / subconductor	→	→	↓	↓
Incrementar la distancia de subconductores en el HAZ	→	→	→	↑
Invertir la secuencia de fases, para lograr una baja impedancia, solo en líneas de doble circuito	↓	↓	→	→

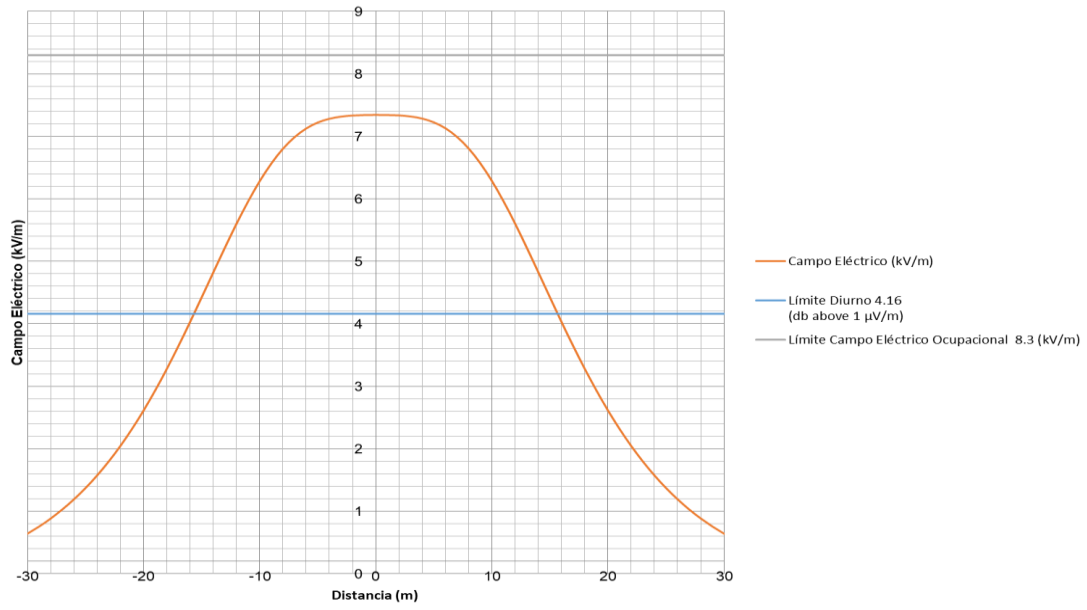
Descripción de los símbolos con respecto al parámetro de observación:

- se mantiene.
- ↓ se reduce.
- ↑ se incrementa.

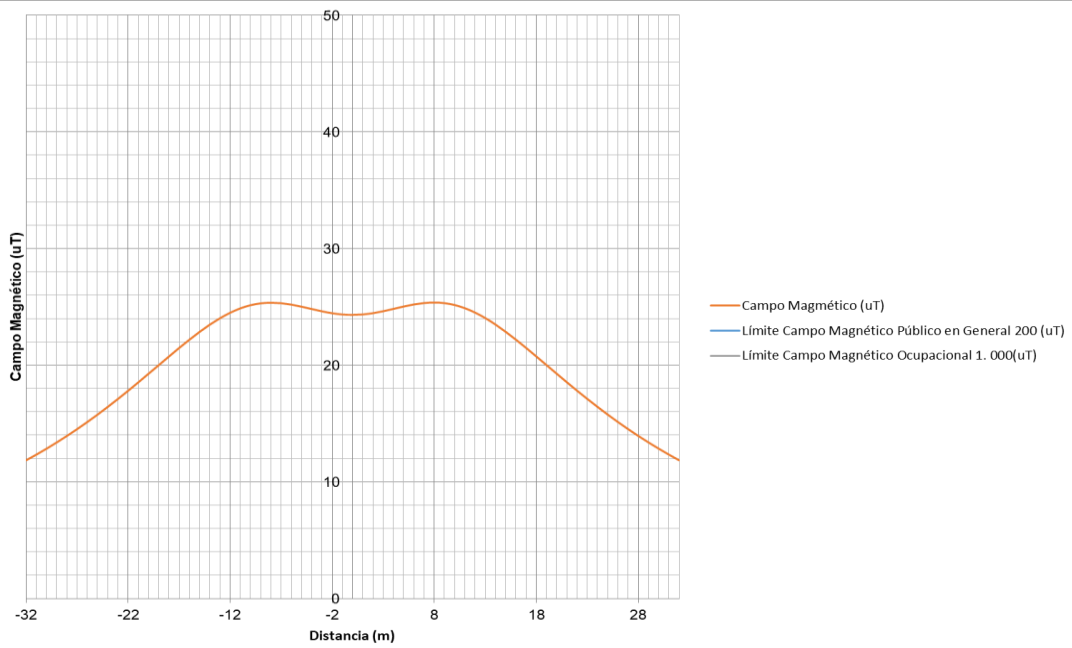
ANEXO 11. GRÁFICAS DE CÁLCULO ELÉCTRICO EN ESTRUCTURA VERTICAL MEJORADA



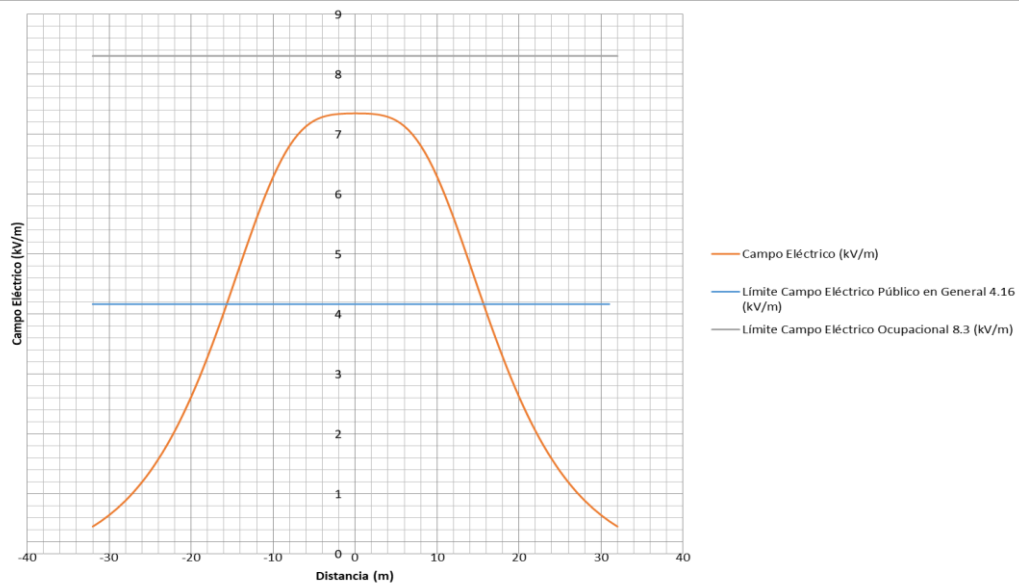
Campo eléctrico



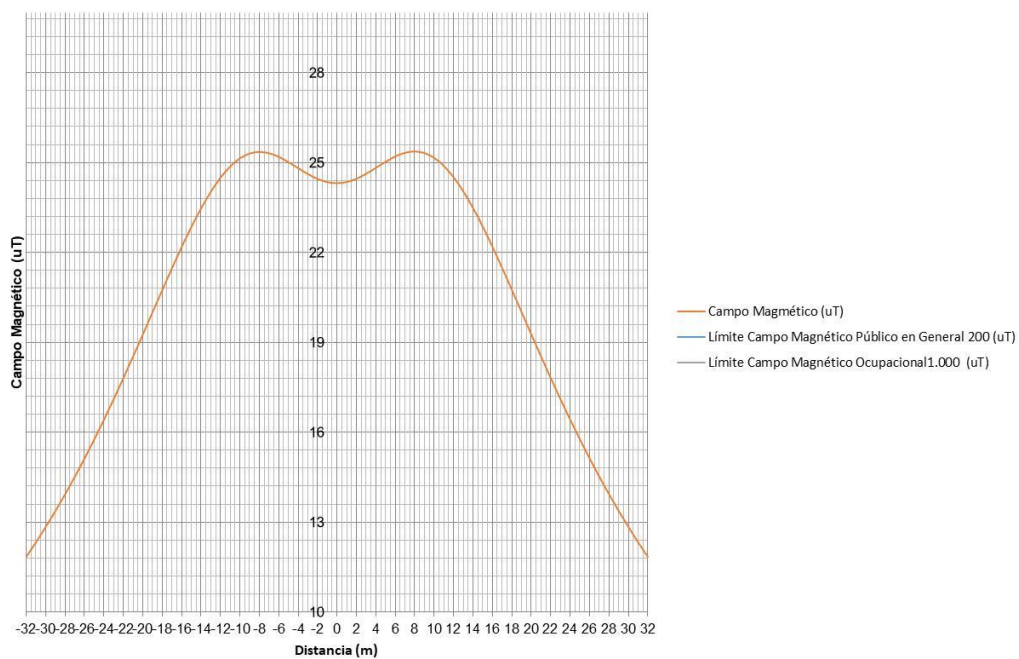
Campo magnético



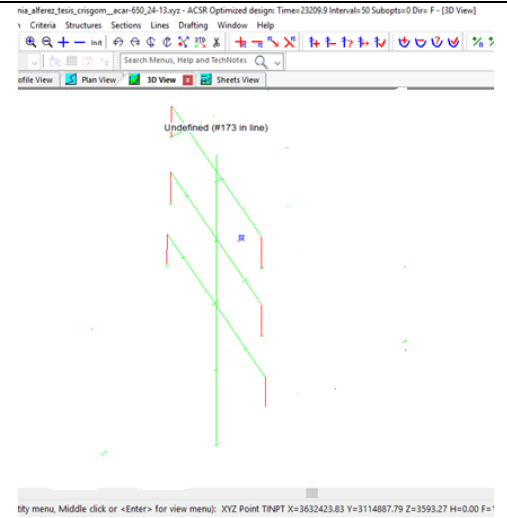
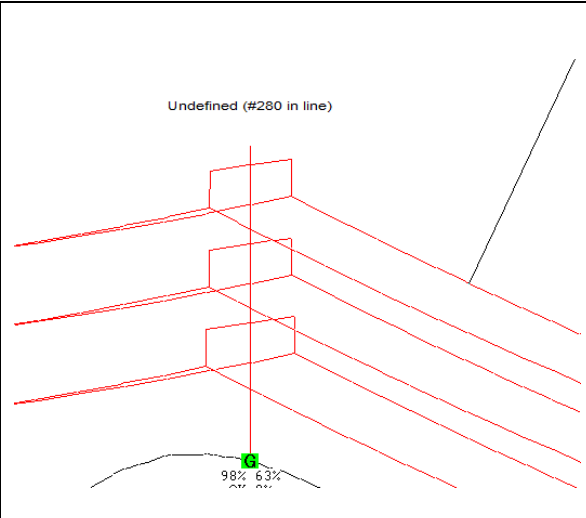
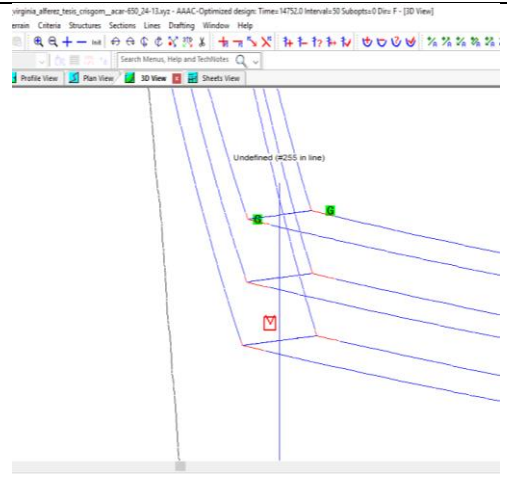
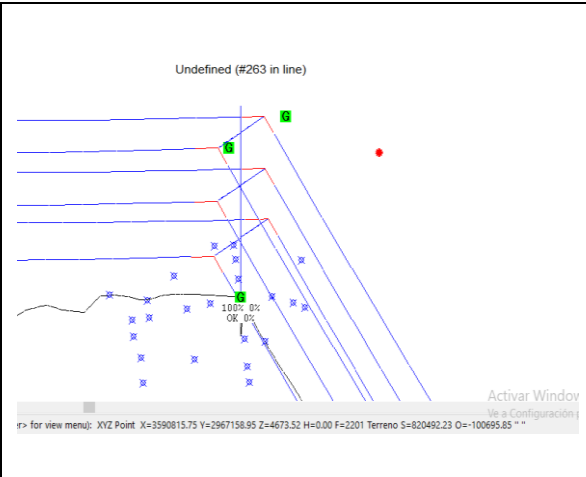
Campo eléctrico



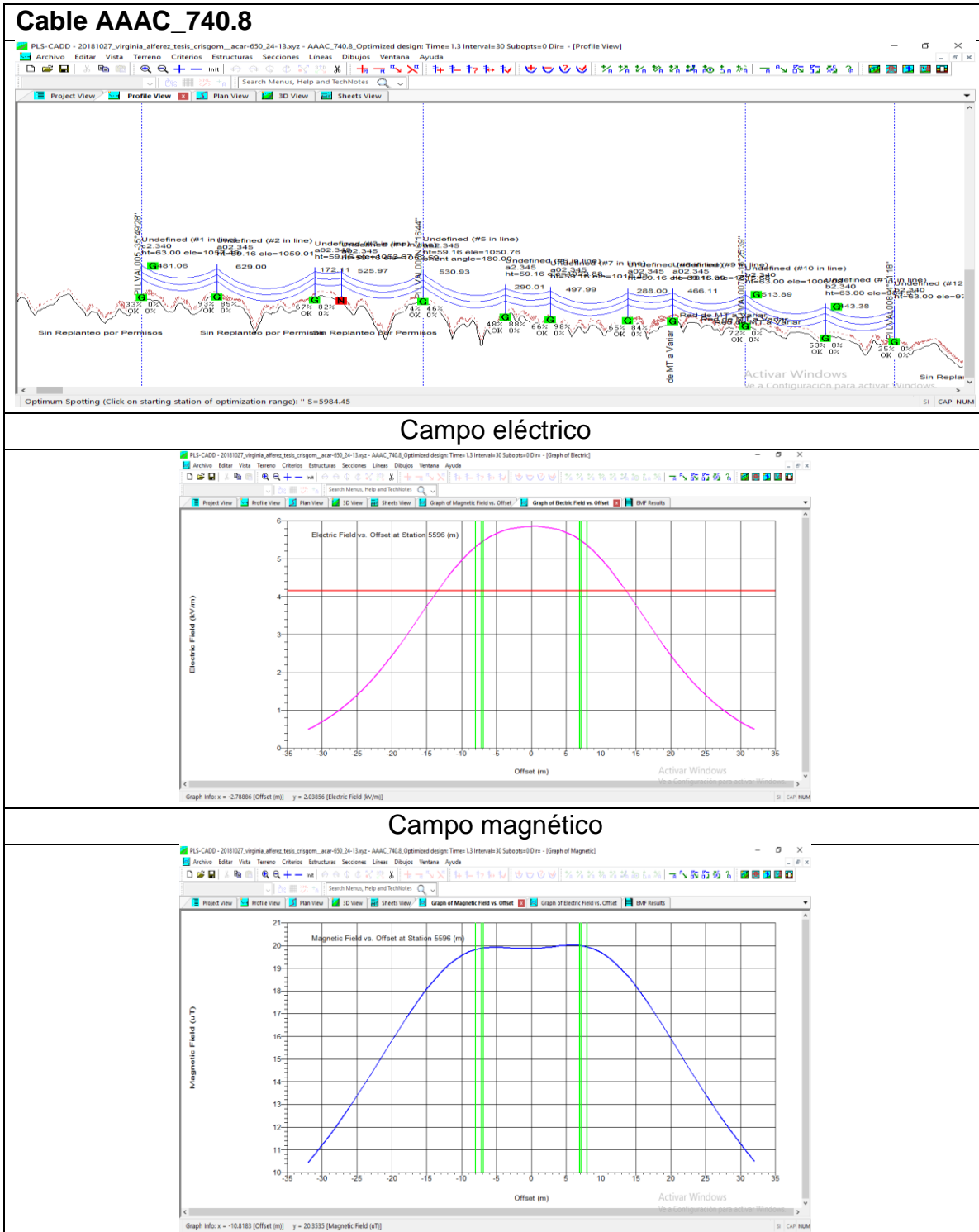
Campo magnético



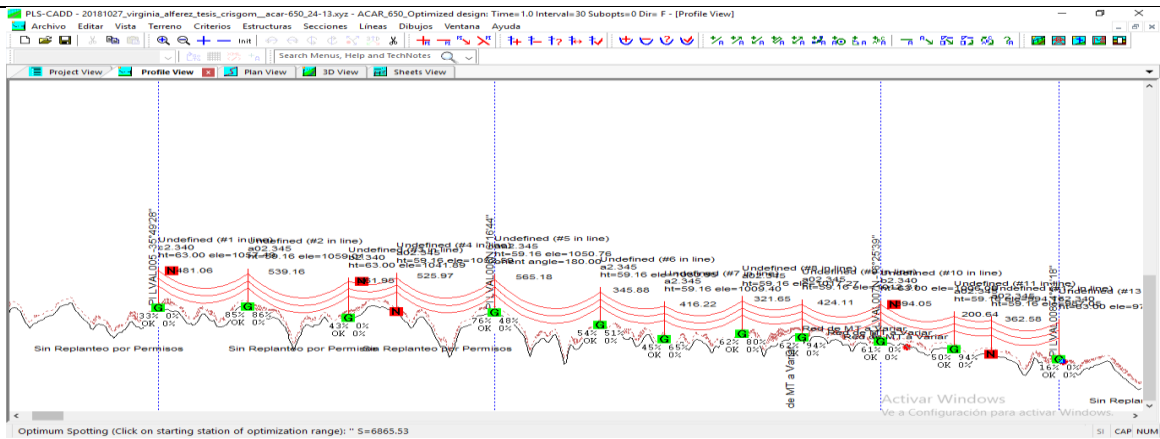
ANEXO 12. VISUALIZACIÓN ESTRUCTURAS SUSPENSIÓN Y RETENCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Montaje de estructura vertical modificada en PLS-CADD	
Estructura de suspensión	
	
Estructuras de retención	
	

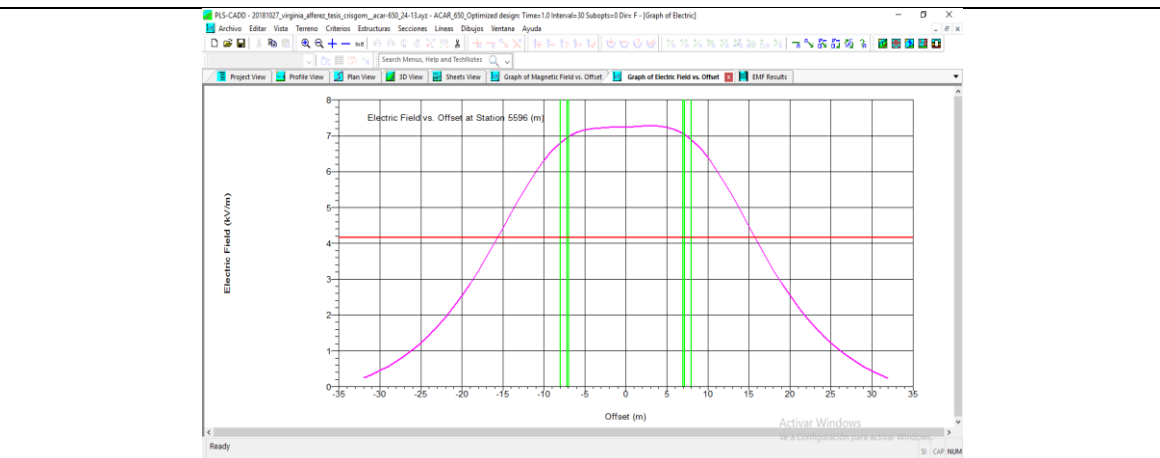
ANEXO 13. MONTAJE EN PLS-CADD DE CADA TIPO DE CABLE EN UNA DISTANCIA IGUAL. VERIFICANDO CAMPOS ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO.



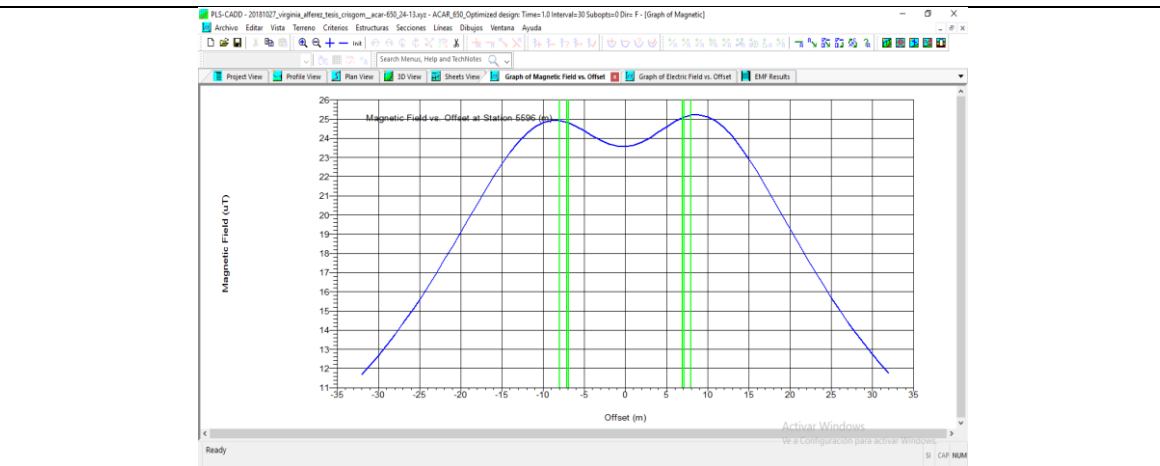
Cable ACAR 650



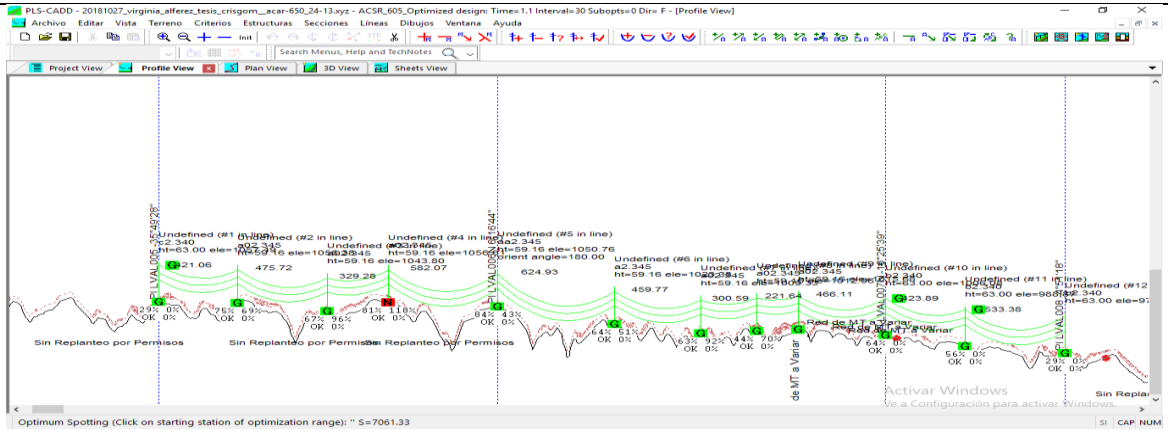
Campo eléctrico



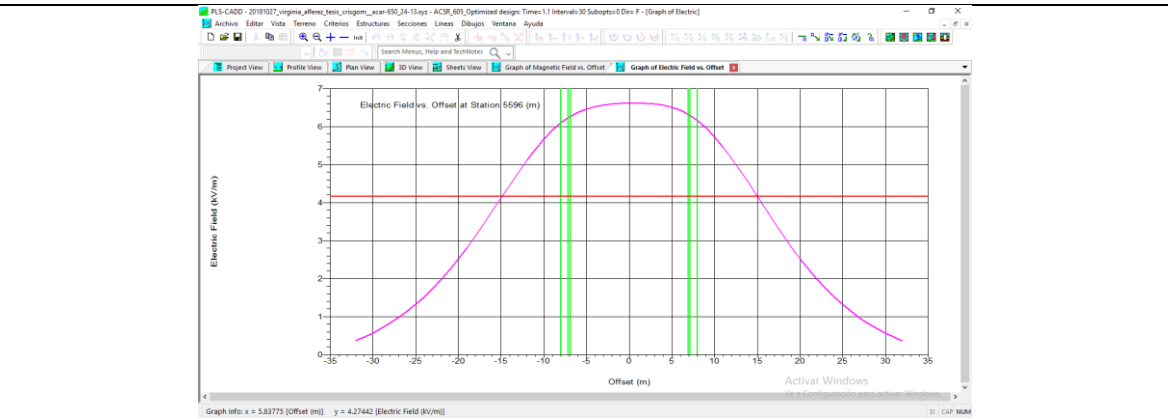
Campo magnético



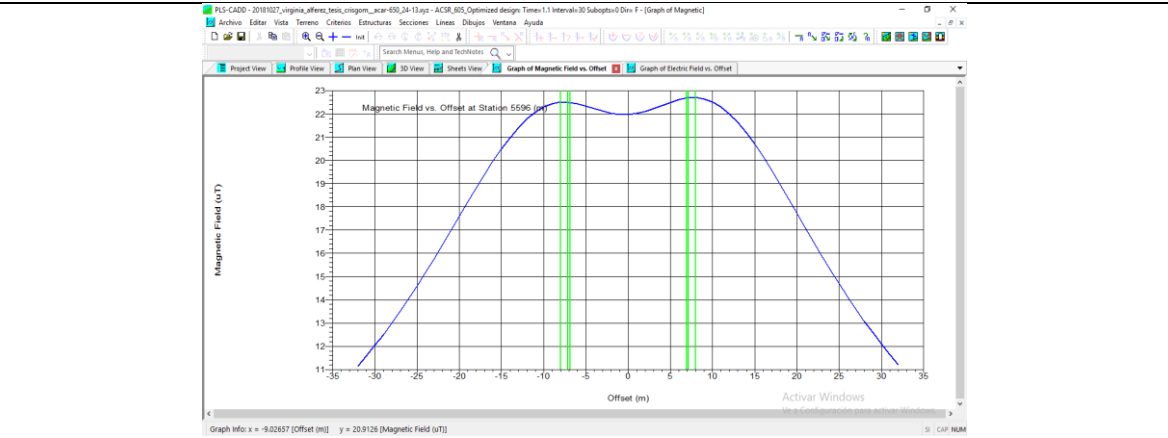
Cable ACSR_605



Campo eléctrico



Campo magnético



ANEXO 14. RESULTADOS DE LONGITUD DE CABLE DE PLS-CADD

AAAC 740.8

Cable Material List Report

Notes: Lengths are arc lengths along the wire at 15.56 (deg C), Initial.
 Lengths are adjusted for the number of phases, the number of subconductors and to exclude the length of strain insulators.
 Lengths are computed with any concentrated loads removed.

Cable File Name	Number Of Sections	Cable Length At Stringing Condition (m)
C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\TESIS CRISTIAN\FLINT_AAAC_GCC_37	190	5059377

Right click to view 'Cable Material List Report' in a table, export it to XML or a database, customize table formatting. [Cable File Name]

ACAR 650

Cable Material List Report

Notes: Lengths are arc lengths along the wire at 15.56 (deg C), Initial.
 Lengths are adjusted for the number of phases, the number of subconductors and to exclude the length of strain insulators.
 Lengths are computed with any concentrated loads removed.

Cable File Name	Number Of Sections	Cable Length At Stringing Condition (m)
C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\TESIS CRISTIAN\650_kcmil_24-13_acar+espaciadores_z3	158	4583447

Right click to view 'Cable Material List Report' in a table, export it to XML or a database, customize table formatting.

ACSR 605

Total number of structures = 416 1261

Cable Material List Report

Notes: Lengths are arc lengths along the wire at 15.56 (deg C), Initial.
 Lengths are adjusted for the number of phases, the number of subconductors and to exclude the length of strain insulators.
 Lengths are computed with any concentrated loads removed.

Cable File Name	Number Of Sections	Cable Length At Stringing Condition (m)
C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\TESIS CRISTIAN\SQUAB_ACSR_GA2_GCC_26_7	176	4877233

Right click to view 'Structure Material List Report' in a table, export it to XML or a database, customize table formatting.

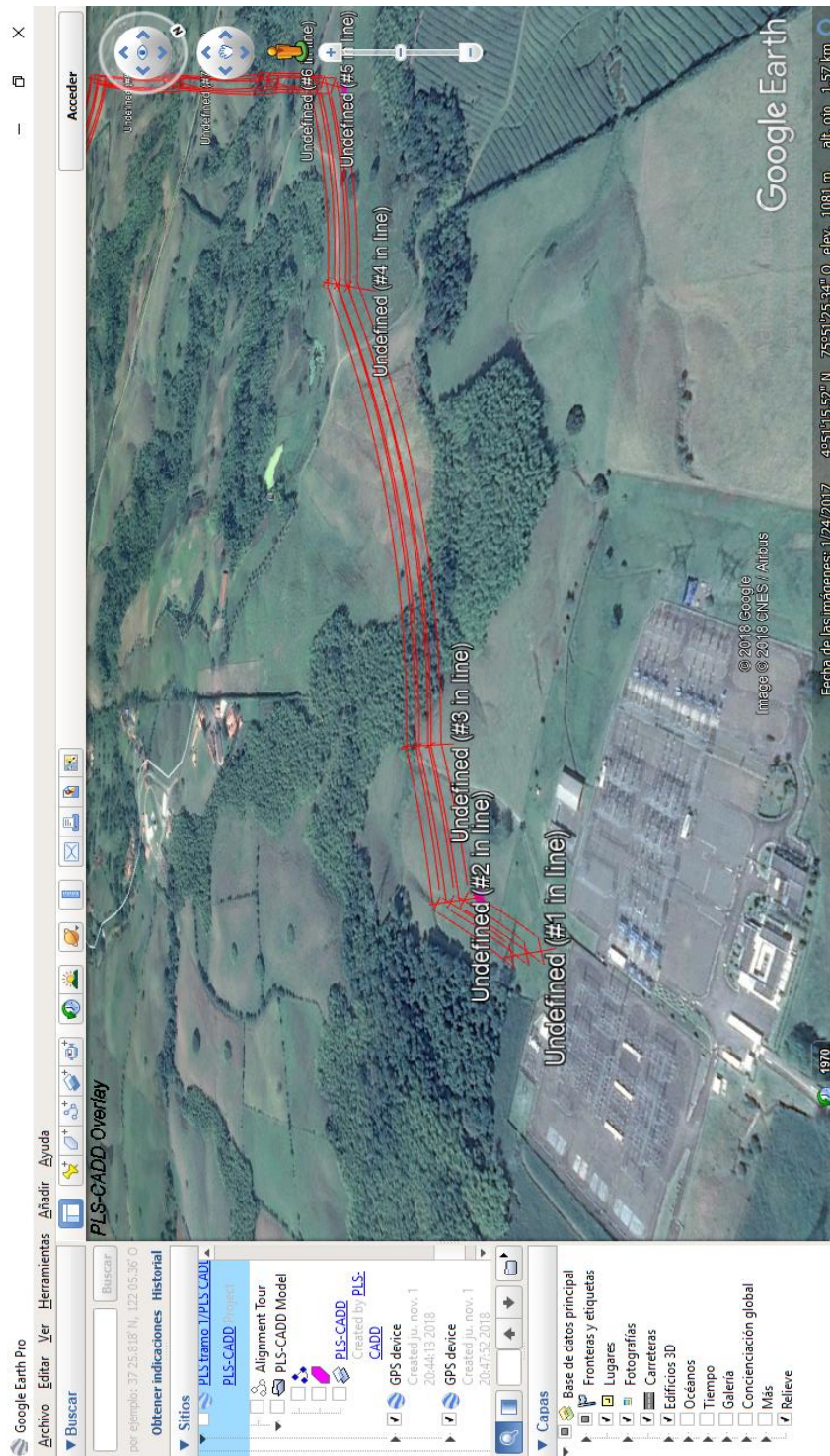
Longitud de la línea

PLS-CADD Version 15.30x64 10:59:56 martes, 6 de noviembre de 2018
 Empresa de Energia de Bogota - Colombia
 Project Name: 'C:\Users\usuario\Desktop\Plantillado\TESIS CRISTIAN\20181027_virginia_alferez_tesis_crisgom_acar-650_24-13.don'
 Line Title: 'AAAC-Optimized design: Time=14752.0 Interval=50 Subopts=0 Dir= F'

Line Statistics:

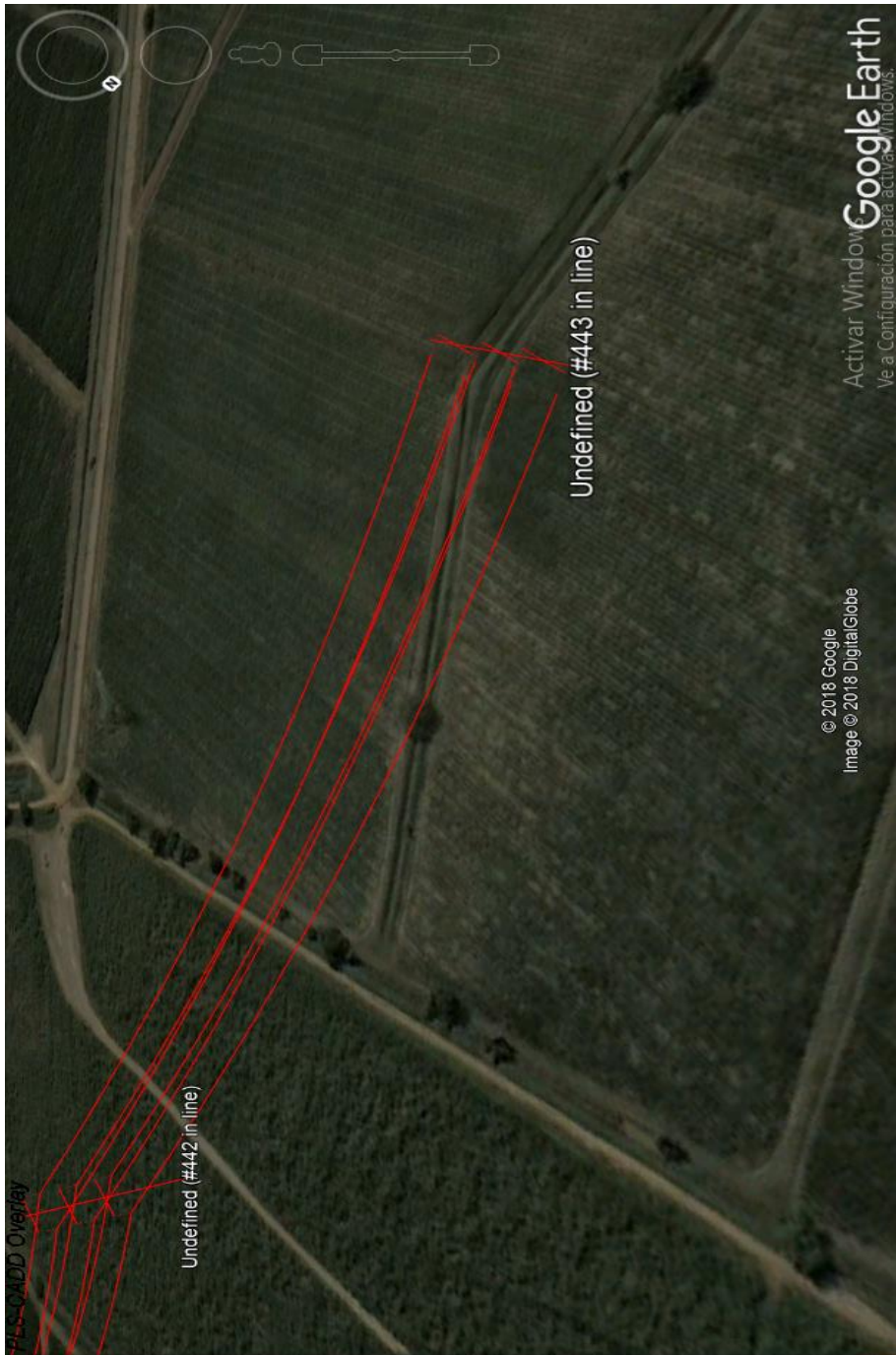
Total alignment length: 212.38 (km), Total of span lengths strung 210.18 (km)

ANEXO 15. EJEMPLO DE PLANO DE TRAZADO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A LA SALIDA DE S/E LA VIRGINIA





ANEXO 16. EJEMPLO DE PLANO DE TRAZADO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A LA LLEGADA DE S/E LA MEDELLÍN



ANEXO 17. EJEMPLO DE ESTRUCTURA RETENCIÓN VISTA EN GOOGLE EARTH



ANEXO 18. EJEMPLO DE TRAZADO DE LA LÍNEA VISTA EN GOOGLE EARTH

