



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

ESTIMACIÓN DE LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DEL TRAMO
PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE COTOPAXI DE LA LÍNEA
SANTA ROSA-TOTORAS 230 KV

Proyecto de investigación presentado previo la obtención del título de Ingeniera Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autora:

María Fernanda Velasco Cayo

Tutor:

Ing. MSc. Xavier Proaño Maldonado

Latacunga – Ecuador

Marzo 2021



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **VELASCO CAYO MARÍA FERNANDA** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: *“Estimación de los Campos Electromagnéticos del tramo perteneciente a la Provincia de Cotopaxi de la Línea Santa Rosa-Totoras 230 kV”*, siendo el **ING. PROAÑO MALDONADO XAVIER ALFONSO** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimiento y resultados vertidos en el presente trabajo de investigación, son de mi exclusiva responsabilidad.

Velasco Cayo María Fernanda
C.C.0550004345



AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“ESTIMACIÓN DE LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DEL TRAMO PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE COTOPAXI DE LA LÍNEA SANTA ROSA-TOTORAS 230 KV”, de **VELASCO CAYO MARÍA FERNANDA**, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación del Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo 2021

El Tutor

Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
C.C.0502656424



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ingeniería Eléctrica; por cuanto, la postulante: **Velasco Cayo María Fernanda** con el título de Proyecto de titulación: ***Estimación de los Campos Electromagnéticos del tramo perteneciente a la Provincia de Cotopaxi de la Línea Santa Rosa-Totoras 230 Kv*** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 04 de marzo de 2021

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)

Nombre: Ing. Gabriel Pesantez Palacios
CC: 0301893889

Lector 2

Nombre: Ing. Carlos Quinatoa
CC: 0503287864

Lector 3

Nombre: Ing. Wilian Guamán
CC: 0603578956

DEDICATORIA

A mi padre Diego por cuidarme y amarme los años que estuvo conmigo.

A mi madre María por su amor incondicional, consejos y el sacrificio en todos estos años, gracias por formarme y guiarme para ser quien soy.

A mis Tíos Faby y Efra por su apoyo, su amor y cuidado, gracias por creer en mí, gracias por ser mis segundos padres.

A mis hermanos Mayra, Kelly y Maykel por su cariño, y apoyo en este proceso.

A mis sobrinos Cami y José que me impulsan a ser mejor persona cada día.

A toda mi familia.

Contenido

1.	INFORMACIÓN GENERAL	1
2.	RESUMEN.....	2
3.	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	5
4.	BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	5
5.	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	6
6.	OBJETIVOS.....	6
7.	ACTIVIDADES PARA CUMPLIR CON LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	7
8.	FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	8
8.1.	<i>Introducción</i>	8
8.2.	<i>Antecedentes.....</i>	8
8.3.	<i>Fundamentos de campos eléctricos y magnéticos</i>	10
8.3.1.	Campo eléctrico.....	10
8.3.2.	Campo magnético	15
8.4.	<i>Campos electromagnéticos en líneas de transmisión.....</i>	21
8.4.1.	Campo eléctrico en las líneas de transmisión	23
8.4.2.	Campo magnético en las líneas de transmisión	24
8.5.	<i>Sistema Nacional de Transmisión</i>	25
9.	VALIDACIÓN DE LAS PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS	26
10.	METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL	26
10.1.	<i>Técnicas y métodos de investigación.....</i>	26
10.1.1.	Diagrama de bloques de la metodología.....	27
10.1.2.	Métodos de Diseño	28
10.1.3.	Método Analítico	29
10.2.	<i>Herramientas.....</i>	34
10.2.1.	Estructuras	34
10.2.2.	Coordinación de Aislamiento	35
10.2.3.	Dimensiones de la Ménsula	37
10.2.4.	Cargas mecánicas sobre las estructuras de soporte.....	38
10.2.5.	Tower.....	43
10.2.6.	Ruta de la línea de transmisión santa rosa – totoras 230 kV.....	48

10.2.7.	Ancho de la franja de servidumbre	50
10.2.8.	Distancias de Seguridad Verticales.....	51
10.2.9.	Criterios mecánicos	51
10.2.10.	Pls-cadd	52
10.3.	<i>Límites de emisión de campos electromagnéticos</i>	61
10.3.1.	Norma de radiaciones no ionizantes de campos electromagnéticos	61
11.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	62
11.1.	<i>Modelación de las estructuras metálicas</i>	62
11.2.	<i>Simulación de la ruta de la línea de transmisión Santa Rosa-Totoras (Tramo Cotopaxi)</i>	64
11.2.1.	PLS-CADD y Google Earth	64
11.3.	<i>Simulación de campos electromagnéticos mediante software</i>	65
11.3.1.	Resultados de la simulación.....	65
11.4.	<i>Distribución estadística de los CEM</i>	68
11.4.1.	Distribución de Weibull.....	74
11.4.2.	Medición del CEM a un metro y cero metros de altura	75
12.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
13.	BIBLIOGRAFÍA.....	81
14.	ANEXOS	85
14.1.	<i>Anexo I</i>	85
14.2.	<i>Anexo II</i>	85
14.3.	<i>Anexo III</i>	85
14.4.	<i>Anexo IV</i>	85
14.5.	<i>Anexo V</i>	85
14.6.	<i>Anexo VI</i>	85
14.7.	<i>Anexo VII</i>	85
14.8.	<i>Anexo VIII</i>	85

Índice De Figuras

Figura 8.1: a) Distribución lineal, b) Distribución superficial, c) Distribución volumétrica [11].	12
Figura 8.2: Líneas de campo entre una carga positiva y negativa [12].	13
Figura 8.3: Líneas de campo entre cargas del mismo signo [12].	13
Figura 8.4: Flujo eléctrico de una carga encerrada en una esfera [13].	14
Figura 8.5: Campo magnético creado por un Imán.	16
Figura 8.6: Campo eléctrico creado por una carga puntual [18].	16
Figura 8.7: Regla de la mano derecha [18].	17
Figura 8.8: Representación gráfica Ley Ampere [18].	18
Figura 8.9: Sentido del campo magnético en una corriente rectilínea [13].	19
Figura 8.10: Campo magnético creado por una esfera a) en el centro - b) distancia x del centro [19].	19
Figura 8.11: Flujo magnético atravesando una superficie [20].	20
Figura 8.12: Líneas de campo magnético de un imán [21].	21
Figura 8.13: a) Campo eléctrico de una elipse – b) Variación del campo eléctrico en el tiempo [26].	23
Figura 8.14: Distribución de las líneas de campo eléctrico de las líneas de transmisión a tierra [27].	24
Figura 8.15: Imagen Reflejada del conductor sobre la tierra [27].	24
Figura 8.16: Campo magnético sobre la tierra de un conductor infinitamente largo [26].	25
Figura 8.17: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión	26
Figura 10.1: Vista en 3D de la línea aplicando el método 1.	28
Figura 10.2: Vista en 3D de la línea aplicando el método 4.	28
Figura 10.3: Informe detallado de la evaluación de cargas de la estructura.	29
Figura 10.4: Imagen de los conductores [26].	30
Figura 10.5: Cálculo del campo eléctrico de una carga lineal [26].	32
Figura 10.6: Configuración de un circuito trifásico doble [26].	34
Figura 10.7: Ángulo de Apantallamiento [31].	37
Figura 10.8: Nudos primarios que conforman una estructura.	43
Figura 10.9: Elementos y tipo de ángulos de la estructura.	44
Figura 10.10: Elementos que conforman una estructura metálica.	45
Figura 10.11: Ventana de conectividad entre miembros.	46
Figura 10.12: Interface de Aisladores- Conexión PLS-CADD – TOWER.	46
Figura 10.13: Ventana de datos generales para elegir la norma para el diseño de la estructura.	47
Figura 10.14: Tipos de normas que pueden ser aplicadas para el diseño de estructuras.	47
Figura 10.15: Ruta de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV	48
Figura 10.16: Ancho de las franjas de servidumbre [36].	50
Figura 10.17. Ventana Interactiva de Preferencias – PLS CADD.	53
Figura 10.18: Sistema de Coordenadas	54
Figura 10.19: Curvas de nivel generadas mediante el Software Global Mapper.	54
Figura 10.20: Archivo adjunto importado desde AUTOCAD.	55
Figura 10.21: Curvas de nivel dentro de PLSCADD, vista de planta.	55
Figura 10.22: Ventana interactiva de códigos característicos, para cargar la topografía del terreno.	56

<i>Figura 10.23: Ventana para el ingreso de casos climáticos</i>	57
<i>Figura 10.24: Set de una estructura de doble circuito</i>	57
<i>Figura 10.25: Ventana interactiva para la creación de una estructura método 1</i>	58
<i>Figura 10.26: Tendido del conductor entre estructuras- desde la estructura 16 a 34</i>	58
<i>Figura 10.27: Tabla de secciones de PLS_CADD</i>	59
<i>Figura 10.28: Venta de selección para el cálculo de campos electromagnéticos</i>	60
<i>Figura 10.29: Ventana interactiva para el ingreso de los datos requeridos para el cálculo de los campos electromagnéticos</i>	60
<i>Figura 10.30: Informe de resultados del cálculo de los campos eléctricos y magnéticos en una estructura</i>	61
<i>Figura 11.1: Modelado de la estructura terminal</i>	62
<i>Figura 11.2: Modelado de la estructura angular</i>	63
<i>Figura 11.3: Modelado estructura de suspensión</i>	64
<i>Figura 11.4: Vista de Perfil de la Ruta de la Línea Santa Rosa-Totoras</i>	64
<i>Figura 11.5: Puntos de localización de estructuras</i>	63
<i>Figura 11.6: Vista en 3D de las estructuras</i>	64
<i>Figura 11.7: Vista del Proyecto en Google Earth</i>	64
<i>Figura 11.8: Valores máximos de la emisión del campo eléctrico y magnético de la Estructura N°1</i>	65
<i>Figura 11.9: Informe de resultados de los campos eléctricos y magnéticos en una estructura de la línea</i>	67
<i>Figura 11.10: Gráfica del campo magnético</i>	67
<i>Figura 11.11: Gráfico del campo eléctrico</i>	68
<i>Figura 11.12: Histograma del campo eléctrico medido 15 m hacia la izquierda</i>	70
<i>Figura 11.13: Histograma del campo magnético medido 15 m hacia la izquierda</i>	70
<i>Figura 11.14: Histograma de frecuencia del campo eléctrico a 10 m</i>	71
<i>Figura 11.15: Histograma de frecuencia del campo magnético a 10 m</i>	71
<i>Figura 11.16: Histograma de frecuencia del campo eléctrico a 5 m</i>	72
<i>Figura 11.17: Histograma de frecuencia del campo magnético a 5 m</i>	72
<i>Figura 11.18: Histograma de frecuencia del campo eléctrico a 0 m</i>	73
<i>Figura 11.19: Histograma de frecuencia del campo magnético a 0 m</i>	73

Índice de Tablas

<i>Tabla 10.1: Distancia Horizontal regulada por NESC-C2-107 [32].</i>	37
<i>Tabla 10.2: Distancia Horizontal regulada por NESC-C2-107 [32].</i>	37
<i>Tabla 10.3: Factores de Sobrecarga [33].</i>	38
<i>Tabla 10.4: Características del conductor Bluejay</i>	49
<i>Tabla 10.5: Características del cable de guarda OPGW.</i>	49
<i>Tabla 10.6: Características del cable de guarda ALUMOWELD.</i>	49
<i>Tabla 10.7: Niveles de referencia para la exposición a campos eléctricos y magnéticos [39].</i>	61
<i>Tabla 11.1: Valores máximos de emisión de los campos eléctricos y magnéticos.</i>	66
<i>Tabla 11.2: Valores de emisión de CEM con una probabilidad del 90%.</i>	74
<i>Tabla 11.3: Porcentaje de error de la medición del campo magnético tomados a 1 m y 0 m de altura, de la estructura N° 1.</i>	75
<i>Tabla 11.4: Porcentaje de error de la medición del campo eléctrico tomados a 1 m y 0 m de altura, de la estructura N° 1.</i>	76
<i>Tabla 11.5: Valores de emisión de los CEM de 0 m a 15 m.</i>	77

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto

**ESTIMACIÓN DE LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DEL TRAMO
PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE COTOPAXI DE LA LÍNEA
SANTA ROSA-TOTORAS 230 KV**

Fecha de inicio:

Octubre del 2020

Fecha de finalización:

Marzo 2021

Lugar de ejecución:

Provincia: Cotopaxi

Cantón: Latacunga

Sector: Límites entre las provincias de Pichincha- Cotopaxi y Tungurahua-Cotopaxi

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Equipo de trabajo:

Tutor de titulación: Ing. Proaño Xavier

Estudiante: Velasco Cayo María Fernanda

Área de Conocimiento:

0713 electricidad y energía

Línea de Investigación:

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental

Sub líneas de Investigación de la Carrera:

Explotación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia

2. RESUMEN

Los equipos de un sistema de potencia al manejar altos niveles de voltaje y corriente, son propensos a generar campos eléctricos y magnéticos (CEM). Las líneas de transmisión al ser parte del SEP y estar a una baja frecuencia (50/60Hz) generan un campo eléctrico cuando los cables conductores son sometidos a una determinada tensión, y un campo magnético cuando fluye por ellos una corriente eléctrica, estos niveles de emisión deben estar por debajo de los límites establecidos por las normativas nacionales e internacionales.

El objetivo del presente proyecto es estimar los CEM del tramo perteneciente a la Provincia de Cotopaxi de la Línea Santa Rosa-Totoras 230 kV, para lo que, en principio se revisó el estado del arte de trabajos asociados al estudio de campo eléctrico, campo magnético, y los CEM en los sistemas eléctricos de potencia. A continuación, se diseñó la ruta de la línea de transmisión por medio del software PLS_CADD y mediante el módulo de cálculo de CEM de este programa, se obtienen los valores de campos eléctricos y magnéticos de la línea de transmisión, Además, aplicando la metodología de cálculo utilizado por Electric Power Research Institute (EPRI) se determinaron los niveles de campo eléctrico y magnético emitidos por la línea en estudio.

Finalmente, con estos resultados se realiza un análisis estadístico para determinar si las emisiones de CEM de la línea Santa Rosa-Totoras se encuentran dentro de los límites establecidos por la Comisión Internacional de Protección de radiaciones No Ionizantes (ICNIRP), así como los valores más representativos de campo eléctrico y magnético presentes dentro de la franja de servidumbre.

Palabras Clave: Campo eléctrico, campo magnético, líneas de transmisión, franja de servidumbre, sistemas eléctricos de potencia

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE POTENCIA

THEME: “Estimation of Electromagnetic fields of the section belonging to the Cotopaxi province of the Santa Rosa-Totoras 230 kV Line”.

Author: Velasco Cayo María Fernanda

ABSTRACT

Power system equipment when handling high voltage and current levels, are prone to generate electric and magnetic fields (EMF). Transmission lines, being part of the SEP and being at a low frequency (50/60Hz), generate an electric field when the conductor cables are subjected to a certain voltage, and a magnetic field when an electric current flow through them; these emission levels must be below the limits established by national and international regulations.

The objective of this project is to estimate the EMF of the section belonging to the Cotopaxi Province of the Santa Rosa-Totoras 230 kV Line, for which, first, the state of the artworks associated with the study of the electric field, magnetic field, and EMF in electric power systems was reviewed. Then, the route of the transmission line was designed by means of the PLS_CADD software, and by means of the EMF calculation module of this program, the values of electric and magnetic fields of the transmission line were obtained. In addition, applying the calculation methodology used by the Electric Power Research Institute (EPRI), the levels of electric and magnetic fields emitted by the line under study were determined.

Finally, with these results, a statistical analysis is performed to determine if the EMF emissions of the Santa Rosa-Totoras line are within the limits established by the International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP), as well as the most representative values of electric and magnetic field present within the easement strip.

Keywords: Electric field, magnetic field, transmission lines, easement strip, electric power systems.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

CENTRO DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por la señorita egresada **VELASCO CAYO MARÍA FERNANDA** de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, cuyo título versa **“ESTIMACIÓN DE LOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DEL TRAMO PERTENECIENTE A LA PROVINCIA DE COTOPAXI DE LA LÍNEA SANTA ROSA-TOTORAS 230 KV”**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a la peticionaria hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimare conveniente.

Latacunga, 05 de marzo del 2021

Atentamente,

Msc. Vladimir Sandoval V.
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 0502104219

Firmado digitalmente por
1803027935
VICTOR HUGO ROMERO GARCIA
ROMERO GARCIA
Fecha: 2021.03.05
19:17:44 -05'00'

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La estimación de campos electromagnéticos en la línea Santa Rosa-Totoras, forma parte del proyecto generativo de la Universidad Técnica de Cotopaxi, denominado Estudios de Campos electromagnéticos en Sistemas Eléctricos de Potencia: caso Provincia de Cotopaxi, que tiene por objetivo establecer los niveles de campos electromagnéticos asociados a un SEP.

Los resultados obtenidos en este trabajo permitirán estimar el nivel del espectro electromagnético, específicamente en un tramo de línea de transmisión de 230kV correspondiente a la Provincia de Cotopaxi. Luego, se evaluará si los niveles de CEM se encuentran dentro de los límites permitidos por la normativa local, y con esto se dispondrán datos de referencia de niveles de emisión de los campos eléctricos y magnéticos que deberían tener las líneas de transmisión, estos incluso podrían ser utilizados para futuras investigaciones relacionadas con el estudio de campos electromagnéticos.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Beneficiarios Directos:

- Universidad Técnica de Cotopaxi: Generación de grupos de investigación para el estudio de los campos electromagnéticos asociados a sistemas eléctricos de potencia.
- CELEC-Transelectric: Obtiene datos de los niveles de emisión de los campos electromagnéticos en la línea Santa Rosa-Totoras (230 kV).

Beneficiarios Indirectos:

- Empresas eléctricas de distribución: Socializar los resultados con los usuarios que se encuentran bordeando la línea de transmisión.

5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Los equipos de un sistema de potencia al manejar altos niveles de voltaje y corriente, son propensos a generar campos electromagnéticos, cuyos niveles deben ser cuidadosamente medidos, con la finalidad de garantizar que se encuentren por debajo de los límites establecidos por la ICNIRP (Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación No Ionizante), organismo vinculado a la Organización Mundial de la Salud y la normativa nacional correspondiente al Texto Unificado de la Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente (TULSMA).

Si bien, a nivel mundial se han realizado múltiples estudios de los efectos de los campos electromagnéticos en sistemas de potencia, así como en los seres humanos, en Ecuador, existe limitada información al respecto. Apenas ciertas subestaciones y líneas de transmisión en nuestro país registran mediciones de CEM a la que el público pueda acceder. De ahí que, resulta relevante una propuesta para estimar los CEM ya sea mediante una herramienta de cálculo o con el apoyo de software en donde se modelen las líneas de transmisión en condiciones los más próximas a la realidad.

La estimación de campos electromagnéticos mediante el uso de Software permitirá determinar si los resultados obtenidos se encuentran dentro de los límites permitidos por la Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación No Ionizante.

6. OBJETIVOS

Objetivos General

Estimar los Campos Electromagnéticos del tramo perteneciente a la Provincia de Cotopaxi de la Línea Santa Rosa-Totoras 230 kV.

Objetivos Específicos

Revisar el estado del arte relacionado con el estudio de campos electromagnéticos en líneas de transmisión.

Modelar la ruta de la línea de transmisión Santa Rosa- Totoras (Tramo Cotopaxi) mediante Software.

Validar el cálculo de campos electromagnéticos utilizado en el software de modelación de líneas de transmisión.

7. ACTIVIDADES PARA CUMPLIR CON LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

OBJETIVOS	ACTIVIDADES	RESULTADOS	MEDIOS DE VERIFICACIÓN
<p>Objetivo 1:</p> <p>Revisar el estado del arte relacionado con el estudio de campos electromagnéticos en líneas de transmisión.</p>	<p>Búsqueda de antecedentes del tema de estudio, y normativas que rigen las emisiones de campos electromagnéticos.</p> <p>Recopilación de datos técnicos correspondientes a la línea Santa Rosa-Totoras.</p>	<p>Criterios de diseño de líneas de transmisión.</p> <p>Niveles de campos electromagnéticos en sistemas de transmisión de energía</p>	<p>NESC C2</p> <p>EPRI</p> <p>INECEL</p> <p>TULSMA</p> <p>ICNIRP</p> <p>ASCE 10</p> <p>UEP_Bulletin_172 4E</p>
<p>Objetivo 2:</p> <p>Modelar la ruta de la línea de transmisión Santa Rosa- Totoras (Tramo Cotopaxi) mediante Software.</p>	<p>Análisis de los parámetros eléctricos y mecánicos que influyen en el diseño de la línea.</p> <p>Diseño tridimensional de las estructuras que conforman la ruta.</p>	<p>Modelo de las torres de transmisión (terminal, retención y anclaje).</p> <p>Simulación de la Línea de Transmisión Santa Rosa- Totoras (tramo Cotopaxi).</p>	<p>Modelado de cuatro estructuras metálicas en Tower.</p> <p>Simulación de la ruta de la línea de transmisión en PLS_CADD</p>
<p>Objetivo 3:</p> <p>Validar el cálculo de campos electromagnéticos utilizado en el software de modelación de líneas de transmisión.</p>	<p>Cálculo de los campos electromagnéticos, mediante la aplicación de ecuaciones basadas en el libro EPRI.</p> <p>Simulación de los campos eléctricos y magnéticos que se generan alrededor de la línea Santa Rosa-Totoras.</p>	<p>Herramienta de análisis de los resultados.</p> <p>Informe comparativo entre la simulación y el cálculo de los campos eléctricos y magnéticos en la línea seleccionada.</p>	<p>Histograma de frecuencia del campo eléctrico y magnético.</p> <p>Distribución estadística de Weibull de los campos electromagnéticos.</p>

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

8.1. Introducción

Las líneas de alta tensión generan a su alrededor campos eléctricos y magnéticos variables de frecuencia baja (50 Hz en Europa, 60 Hz en EE.UU.), cuyos niveles deben ser cuidadosamente medidos, para garantizar que se encuentren por debajo de los límites establecidos por las normativas nacionales e internacionales. Para una determinada tensión, la intensidad del campo eléctrico puede variar de unas líneas a otras dependiendo de las características de la línea, el número de circuitos y su disposición geométrica. El campo magnético en una línea también cambia según la intensidad de corriente que circula en función de la demanda de potencia [1].

Los CEM, generados por las líneas de transmisión de alta tensión, son elementos de gran importancia que las empresas de energía consideran cuidadosamente durante el diseño y mantenimiento de las líneas. Como medida de protección para los habitantes cercanos a las líneas de transmisión las empresas de energía, establecen franjas de servidumbre, así como las medidas de seguridad que deben adoptarse durante los trabajos de mantenimiento.

El nivel de tensión que manejan las líneas es un factor importante para la generación de CEM, evidentemente a mayor tensión mayores serán los campos. La intensidad de los campos eléctricos y magnéticos se ve afectada por las condiciones atmosféricas (presión, temperatura, humedad, altura sobre el nivel del mar) y también por las condiciones propias de la zona.

8.2. Antecedentes

Los Campos Electromagnéticos (CEM) han formado parte de la tierra desde sus inicios, aparecieron de manera natural en forma de campo eléctrico atmosférico y campo magnético terrestre. Con el descubrimiento de la electricidad se desarrollaron nuevas fuentes de campos eléctricos y magnéticos no naturales, por ejemplo los generados por las líneas de transmisión de energía eléctrica [2]. De ahí que, durante muchos años, gran parte de las investigaciones de la ingeniería eléctrica han estado enfocadas en la distribución de los CEM en la apartamentada de sistemas de potencia.

Sin embargo, el estudio de los posibles efectos de los CEM sobre la salud ha resultado particularmente complejo. En 1979 Wertheimer y Leeper [1] sugirieron la existencia de una relación entre la presencia de líneas eléctricas de alta tensión cercanas a los domicilios y la incidencia de leucemia y otros tipos de cáncer en los niños. Ello despertó el interés de los investigadores sobre los posibles efectos que podrían causar los campos electromagnéticos de bajas frecuencias en la salud.

Entre los estudios realizados, destaca las revisiones del National Radiological Protection Board del Reino Unido (1992 y 1994), que logró formar una delegación cuya misión fue investigar los peligros que pueden causar los CEM, pero para lograr este objetivo, en 1996, la OMS a través de la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (ICNIRP), desarrolló los límites de exposición a los CEM tras evaluar las publicaciones científicas respecto al objeto de estudio, tomando en cuenta diversos efectos sobre la salud. A partir de estas investigaciones, las normas establecen unos límites de exposición a los CEM, tomando en cuenta los efectos biológicos que pueden afectar la salud [3].

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por más de 15 años ha seguido de cerca las investigaciones de los CEM producidos por las líneas de transmisión de alto voltaje y su posible afectación en la salud de las personas. En un estudio realizado por el Dr. Elías Jiménez en (1997) encargado de investigar si la leucemia infantil era causada por las emisiones de los campos electromagnéticos, se concluyó en base a los resultados de todas estas investigaciones que no se ha podido establecer ninguna relación válida entre las emisiones de campos eléctricos y magnéticos y el padecimiento de ciertas enfermedades [4].

En 1998, el informe preparado por la Academia Nacional de las Ciencias de EE.UU. y la revisión de la International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (1998), determina que las emisiones que causan las líneas de alta tensión cumplen con los límites permitidos por esta razón no existe evidencia de daños biológicos para las personas.

Red Eléctrica de España (REE) en 2010, evaluó los campos eléctricos generados por las instalaciones eléctricas de Alta Tensión. Las mediciones realizadas en las instalaciones de REE entregaron valores máximos, tomando como referencia de estudio un punto cercano a los conductores que fluctúan entre 3 – 5 kV/m para el campo eléctrico y 1 – 15 μT para el campo magnético para líneas de 400 kV . También se evidenció que la intensidad de campo disminuye rápidamente cuando aumenta la distancia a los conductores: a 30 metros de distancia los niveles de campo eléctrico y magnético oscilan entre 0,2 – 2,0 kV/m y 0,1 – 3,0 μT respectivamente, siendo regularmente inferiores a 0,2 kV/m y 0,3 μT a partir de 100 metros de distancia. Para las líneas a 220 kV los valores de emisión fueron inferiores, registrándose en el punto más cercano a los conductores valores entre 1 – 3 kV/m para el campo eléctrico y 1 – 6 μT para el campo magnético. A 30 metros de distancia los niveles de campo eléctrico y magnético oscilan entre 0,1 – 0,5 kV/m y 0,1 – 1,5 μT , siendo inferiores a 0,1 kV/m y 0,2 μT a partir de 100 metros de distancia. Los resultados obtenidos permitieron concluir que, las instalaciones eléctricas de alta tensión cumplen la recomendación europea [5].

En el año 2015 se desarrolló en Ecuador uno de los primeros estudios sobre CEM en sistemas eléctricos, que concluyó con la publicación del libro titulado “Determinación de campos electromagnéticos en sistemas eléctricos. Aplicación a casos reales”. Basado en la medición de variables de campo magnético y campo eléctrico en más de 400 puntos distribuidos dentro y fuera de las instalaciones de diferentes subestaciones eléctricas de la ciudad de Quito, incluyendo a los alimentadores de distribución. Mediante este estudio se verificó que, los valores máximos de campo para la exposición ocupacional y poblacional están muy por debajo de los límites propuestos por los estándares internacionales, por lo tanto, no existe riesgo de la exposición ni para los trabajadores, ni para la ciudadanía [6].

En enero del 2020, en la ciudad de Loja, la EERSSA (Empresa Eléctrica Regional del Sur) realizó la medición de niveles CEM asociados a sus sistemas de potencia, aplicando los criterios establecidos en el Libro VI anexo 10 del Texto Unificado de la Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente (TULSMA). Obteniendo como resultados que, tanto los niveles de campo eléctrico como de campo magnético se encuentran dentro de los límites establecidos por la normativa [7].

8.3. Fundamentos de campos eléctricos y magnéticos

8.3.1. Campo eléctrico

El concepto de campo eléctrico fue planteado por primera vez por Michel Faraday, que deseaba explicar la acción de fuerzas eléctricas a distancia. Este fenómeno es considerado como un campo de fuerza formado por la atracción o repulsión de cuerpos cargados, que puede tener magnitudes físicas y eléctricas [8].

El campo eléctrico puede definirse como campo físico del espacio que interactúa con cargas eléctricas mediante una fuerza eléctrica. La forma de representar este campo es por medio de un modelo que describe como diferentes cuerpos y materia de la naturaleza interactúa con él [9].

Ahora en términos físicos, el campo eléctrico \vec{E} es una cantidad vectorial en donde una carga eléctrica denominada (q) es afectada por una fuerza eléctrica (\vec{F}), ecuación (8.1). La unidad de medida del campo eléctrico de acuerdo al Sistema Internacional esta expresada en Voltios por metro (V/m) o también como Newton por Coulomb (N/C) que representa la fuerza que actúa sobre la carga.

$$\vec{E} = \frac{\vec{F}}{q} \quad (8.1)$$

Donde:

\vec{F} = Fuerza eléctrica , dada por la ley de Coulomb.

q = Carga eléctrica

Para el cálculo del campo eléctrico, se debe determinar la fuerza eléctrica sobre la carga la cual viene dado por la ley de Coulomb.

8.3.1.1.Ley de Coulomb

En 1785, Charles Agustín de Coulomb, descubrió que “La fuerza ejercida por una carga puntual sobre otra está dirigida a lo largo de la línea que las une. La fuerza varía inversamente con el cuadrado de la distancia que separa las cargas y es proporcional al producto de las cargas. Es repulsiva si las cargas tienen el mismo signo y atractiva si tienen signos opuestos” La ecuación (8.2) representa esta ley [10]:

$$\vec{F} = K \cdot \frac{q_1 q_2}{r^2} \cdot \vec{u}_r \quad (8.2)$$

Donde:

\vec{F} = Fuerza eléctrica (N)

$q_1 q_2$ = valores de las cargas (C)

r = distancia que las separa (m)

\vec{u}_r = vector unitario

K = Constante de Proporcionalidad expresada como:

$$K = \frac{1}{4\pi\epsilon_0}$$

ϵ_0 = Permitividad eléctrica del vacío = $8.854 \cdot 10^{-12}$ (C²/N · m²)

Campo Eléctrico cerca de una carga puntual aislada

Cuando es necesario el cálculo del campo eléctrico creado por una sola carga se aplica la ecuación (8.3):

$$\vec{E} = K \cdot \frac{q}{r^2} \cdot \vec{u}_r \quad (8.3)$$

Campo Eléctrico cerca de varias cargas puntuales

Al tener varias cargas puntuales esparcidas, el campo eléctrico es igual a la sumatoria de los campos de cada carga como se expresa en la ecuación (8.4):

$$\vec{E} = K \cdot \sum_i \frac{q_i}{r^2} \cdot \vec{u}_i \quad (8.4)$$

Campo Eléctrico en un sistema de carga distribuida

Para definir el campo eléctrico dentro de una superficie, volumen o una línea existe las distribuciones continuas de carga, que para todos estos casos se supone que es uniforme, es decir, se divide la distribución en pequeños elementos diferenciales de carga, dq [11]. Dependiendo de la forma de la distribución, se establecen las siguientes:

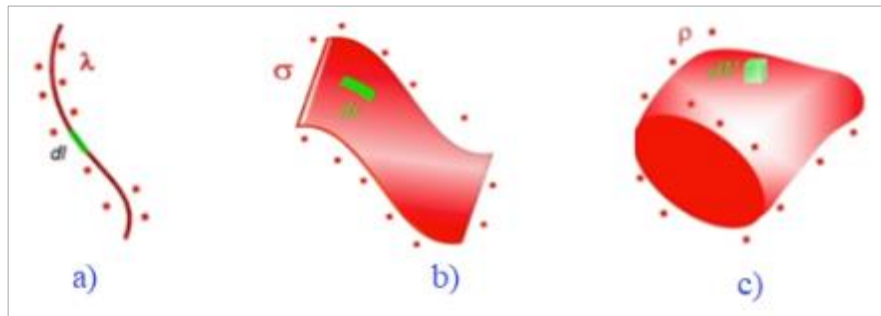


Figura 8.1: a) Distribución lineal, b) Distribución superficial, c) Distribución volumétrica [11].

$$\text{Lineal} \quad \lambda = \frac{dq}{dl} \quad (8.5)$$

$$\text{Superficial} \quad \sigma = \frac{dq}{ds} \quad (8.6)$$

$$\text{Volumétrica} \quad \rho = \frac{dq}{dv} \quad (8.7)$$

El cálculo de campo eléctrico para estas distribuciones esta dado por las siguientes expresiones [11]:

$$\vec{E} = \int_L k \cdot \lambda \frac{dl}{r^2} \cdot \vec{u}_r \quad (8.8)$$

$$\vec{E} = \int_S k \cdot \sigma \frac{ds}{r^2} \cdot \vec{u}_r \quad (8.9)$$

$$\vec{E} = \int_V k \cdot \rho \frac{dv}{r^2} \cdot \vec{u}_r \quad (8.10)$$

8.3.1.2. Líneas de campo eléctrico

Michael Faraday (1791-1867) propuso una representación geométrica mediante líneas del campo eléctrico que indica la dirección y sentido del mismo (Figura 8.2.). Estas “líneas de campo” tienen algunas características en las que destacan [12]:

- Las líneas indican la dirección y sentido que la fuerza eléctrica tiene sobre una carga.
- El vector campo eléctrico \vec{E} es tangente a las líneas de campo en cada punto.
- Las líneas de campo no pueden cruzarse en ningún punto.
- Las líneas son abiertas, parten de las cargas positivas y entran en las cargas negativas.
- El número de líneas que salen o ingresan en la carga es proporcional al valor de la misma.
- El campo eléctrico será más intenso cuando las líneas de campo estén más unidas.

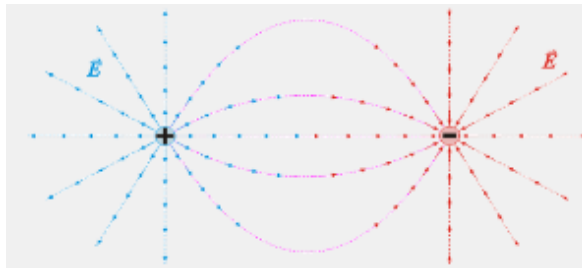


Figura 8.2: Líneas de campo entre una carga positiva y negativa [12].

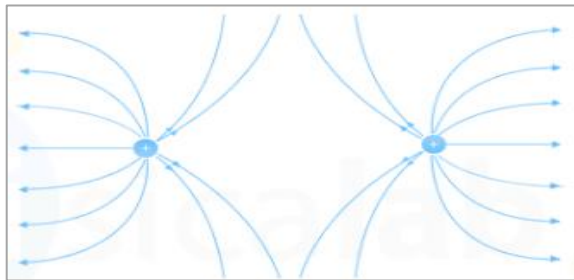


Figura 8.3: Líneas de campo entre cargas del mismo signo [12].

8.3.1.3. Flujo del campo eléctrico

El flujo del campo eléctrico (Φ_E) es una magnitud escalar que representa la relación entre el número de líneas de campo que atraviesan una superficie. Se mide en newton por metro cuadrado y por coulomb ($N \cdot m^2/C$) [13].

$$\Phi_E = \int_S \vec{E} \cdot d\vec{S} \quad (8.11)$$

La ecuación (8.11) muestra el flujo eléctrico que atraviesa una superficie no plana y creado por un campo eléctrico no uniforme.

Donde:

Φ_E : Flujo eléctrico

\vec{E} : Campo eléctrico

$d\vec{S}$: Área Superficial

8.3.1.4. Teorema de Gauss

La ley de Gauss, fue formulada por el alemán Karl Friedrich Gauss (1777-1855). Lo que establecía que “El flujo del campo eléctrico a través de cualquier superficie cerrada es igual a la carga (q) contenida dentro de la superficie, dividida por la constante dieléctrica del medio (ϵ_0)” [12].

$$\Phi_E = \oint_S \vec{E} \cdot d\vec{S} = \frac{q}{\epsilon_0} \quad (8.12)$$

De la ecuación (8.12) se deduce que el flujo eléctrico no depende de la forma geométrica de la superficie cerrada, pero sí de la carga y de la constante dieléctrica del medio.

Para calcular el flujo eléctrico creado por una carga encerrada en una esfera de radio r , se utiliza el teorema de Gauss, por lo tanto, la esfera es dividida en pequeñas superficies planas y en cada una de ellas el vector de campo eléctrico \vec{E} y el vector de superficie $d\vec{S}$ son paralelos como se muestra en la Figura 8.4.

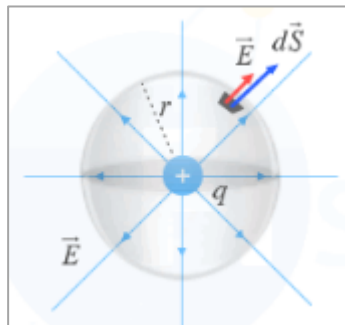


Figura 8.4: Flujo eléctrico de una carga encerrada en una esfera [13].

El flujo eléctrico para una superficie esférica encerrada es:

$$\Phi_E = \oint_S \vec{E} \cdot d\vec{S} = \oint_S E \cdot dS \cdot \cos 0 = E \oint_S dS = E \cdot S \quad (8.13)$$

Ahora la superficie de la esfera está dada por $S = 4 \cdot \pi \cdot r^2$ al reemplazar en la ecuación (8.13).

$$\Phi_E = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \epsilon_0} \cdot 4 \cdot \pi \cdot r^2 = \frac{q}{\epsilon_0} \quad (8.14)$$

Con la ecuación (8.14) se demuestra que el flujo eléctrico de cualquier superficie cerrado no depende de su forma, solo de la carga (q) y de la constante dieléctrica del medio ϵ_0 .

8.3.2. Campo magnético

La definición de campo magnético es una descripción matemática donde se representan las fuerzas magnéticas y su distribución en una fuente magnética. Los campos magnéticos son dipolares, es decir, poseen un polo norte y un polo sur, como los imanes. Para que exista un campo magnético debe haber una fuente de energía magnética, un imán, una carga en movimiento o una corriente eléctrica, siempre que exista alguno de estos elementos, habrá un campo magnético a su alrededor [14]. El campo magnético \vec{B} en el Sistema Internacional de Unidades se expresa en Teslas (T) o Weber por metro cuadrado (Wb/m^2).

El campo magnético se representa por medio de líneas de inducción o magnéticas que expresan gráficamente la acción de las fuerzas magnéticas en el espacio. Son líneas imaginarias, líneas invisibles, formas curvas cerradas y continuas dentro de un material magnético, estas líneas nunca se cruzan y se acumulan en las regiones en que el campo es más intenso [15].

8.3.2.1. Fuerza magnética

La fuerza magnética considerada como una de las cuatro fuerzas principales de la naturaleza, causada por el movimiento de partículas cargadas (electrones), lo que implica una relación estrecha entre la electricidad y el magnetismo [16]. La fuerza magnética está representada por la Fuerza de Lorentz ecuación (8.15).

$$\vec{F} = q \cdot \vec{v} \cdot \vec{B} \quad (8.15)$$

8.3.2.2. Fuentes del campo magnético

Los campos magnéticos se pueden generar por medio de imán, una corriente eléctrica o por medio de una o varias cargas puntuales.

Campo magnético creado por un imán

Los imanes son materiales que producen campo magnético exterior y atraen el hierro. Los imanes naturales presentan propiedades permanentes como la magnetita, algunos imanes

se pueden obtener de aleaciones con diferentes metales. Los imanes presentan dos polos conocidos como polos magnéticos: norte y sur [17].

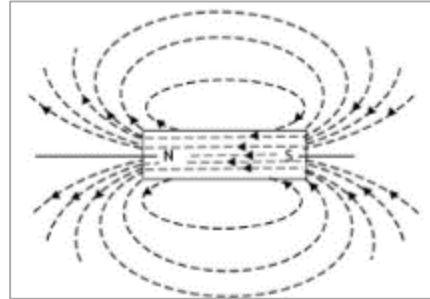


Figura 8.5: Campo magnético creado por un Imán.

Campo magnético creado por una carga puntual

La carga puntual puede ser positiva (+ q) o negativa ($-q$) cuando estas cargas se mueven a una velocidad (v), se genera un campo magnético B dentro del espacio dado.

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \frac{q \cdot \vec{v} \cdot \vec{U}_r}{r^2} \quad (8.16)$$

Donde:

\vec{B} = *campo magnético*, se mide en Teslas (T)

μ_0 = *permeabilidad magnética*, se mide en ($m \cdot kg/C^2$)

\vec{U}_r = *vector unitario* desde la carga hacia el punto de cálculo de campo.

q = *carga*, se mide en Coulomb (C)

\vec{v} = *velocidad* a la que se mueve la carga, se mide en metros por segundo (m/s)

r = *distancia* entre la carga y el punto (P) de cálculo del campo, se mide en (m)

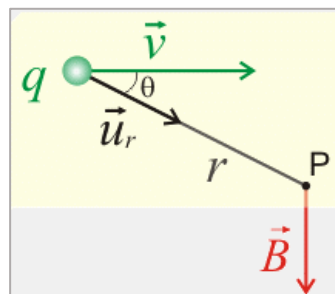


Figura 8.6: Campo eléctrico creado por una carga puntual [18].

Ahora, la dirección y el sentido del campo magnético B , para una carga puntual viene dada por regla de la mano derecha, además se expresa el módulo de este producto vectorial ecuación (8.17).

$$B = \frac{\mu_0 \cdot q \cdot v \cdot \sin \theta}{4\pi \cdot r^2} \quad (8.17)$$

La regla de la mano derecha consiste en situar el pulgar sobre la dirección del vector velocidad. Al orientar el pulgar en el mismo sentido que el vector velocidad en el caso de que la carga sea positiva y en sentido contrario en el caso de que sea negativa, el resto de dedos indican el sentido del campo magnético (Figura 8.7: Regla de la mano derecha [18].Figura 8.7).

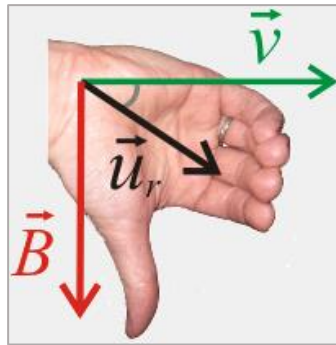


Figura 8.7: Regla de la mano derecha [18].

Campo magnético creado por una corriente eléctrica

Una corriente eléctrica produce campo magnético, su cálculo se realiza mediante la Ley Biot y Savart (ecuación (8.18)) y con la Ley de Ampere (ecuación ((8.19))), cuya ley relaciona a las corrientes y los campos magnéticos creados por ellas. El campo magnético creado por la circulación de corriente puede ser por medio de un hilo conductor rectilíneo o una espira [16].

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 \cdot I}{4\pi} \int_l \frac{d\vec{l} \cdot \vec{u}_r}{r^2} \quad (8.18)$$

Donde:

\vec{B} = intensidad del campo magnético

μ_0 = permeabilidad magnética del vacío . Se mide en $m \cdot kg/C^2$

I = corriente eléctrica que circula por $d\vec{l}$. Se mide en Amperios (A)

$d\vec{l}$ = vector de la dirección de la corriente. Se mide en metros (m)

\vec{u}_r = vector unitario entre la corriente y el punto de medición del campo magnético

Ley de Ampere

La ley de Ampere permite calcular campos magnéticos a partir de las corrientes eléctricas. Los campos magnéticos no son conservativos y, por lo que, la circulación a lo largo de una línea cerrada no es nula y viene dada por la ley de Ampere [13].

Esta ley determina que el campo magnético a través de una línea cerrada es igual al producto de la corriente total por la permisividad magnética del vacío.

$$\oint \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 \cdot I_T \quad (8.19)$$

\vec{B} = campo magnetico en una esfera. Se mide en Tesla (T)

μ_0 = permeabilidad magnetica del vacío. Se mide en $m \cdot kg/C^2$

$d\vec{l}$ = vector tangente a la trayectoria elegida en cada punto

I_T = corriente total que circula por la superficie. Se mide en Amperios (A)

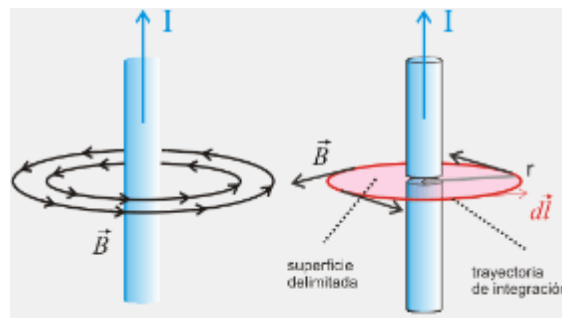


Figura 8.8: Representación gráfica Ley Ampere [18].

Campo magnético creado por una corriente eléctrica rectilínea

El campo magnético B de una línea recta en el punto P tiene una dirección perpendicular al plano formado entre la línea recta y el punto P de medición [13], ecuación (8.20). El sentido del campo magnético lo da la “Regla de la mano derecha”, Figura 8.9.

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi \cdot R} \quad (8.20)$$

B = campo magnetico de una linea recta. Se mide en Tesla (T)

μ_0 = permeabilidad magnetica del vacío. Se mide en $m \cdot kg/C^2$

I = corriente que circula en la linea recta. Se mide en Amperios (A)

$R =$ distancia en línea recta desde P hasta la corriente. Se mide en metros (m)

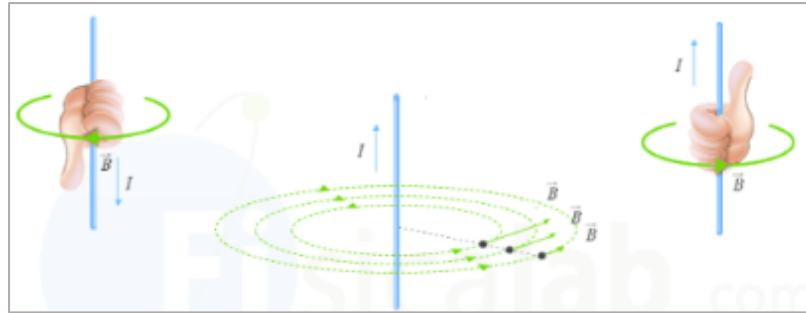


Figura 8.9: Sentido del campo magnético en una corriente rectilínea [13].

Campo magnético creado por una corriente eléctrica que circula por una esfera

El campo magnético B producido por una esfera por donde circula una corriente I , puede estar en el centro de la esfera o en un punto de su eje.

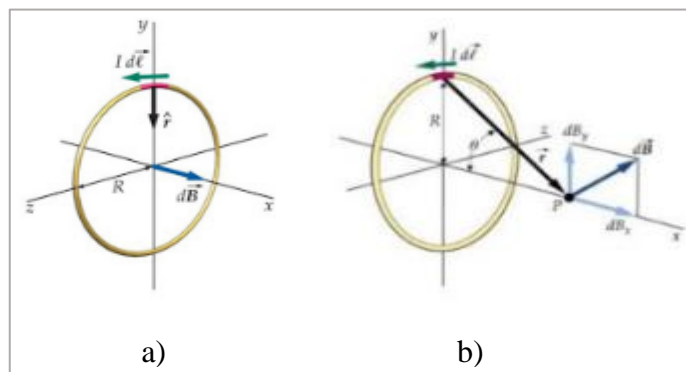


Figura 8.10: Campo magnético creado por una esfera a) en el centro - b) distancia x del centro [19].

Espira en el centro:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot R} \quad (8.21)$$

Espira a una distancia x del centro:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot I}{2} \cdot \frac{R^2}{\sqrt{(x^2 + R^2)^3}} \quad (8.22)$$

$B =$ campo magnético en una esfera. Se mide en Tesla (T)

$\mu_0 =$ permeabilidad magnética del vacío. Se mide en $m \cdot kg/C^2$

$I =$ corriente que circula por la esfera. Se mide en Amperios (A)

$R =$ radio de la esfera. Se mide en metros (m)

$x = \text{distancia del punto } P$. Se mide en metros (m)

8.3.2.3. Flujo magnético

El flujo magnético Φ , mide la cantidad de magnetismo que atraviesa un área dada. Se calcula a partir del campo magnético, la superficie sobre la que actúa y el ángulo de incidencia entre los elementos de la superficie y las líneas de campo magnético que forma [20].

$$\Phi = \int_S \mathbf{B} \cdot d\mathbf{S} \cdot \cos \theta \quad (8.23)$$

La unidad de flujo magnético en el Sistema Internacional de Unidades es el weber Wb .

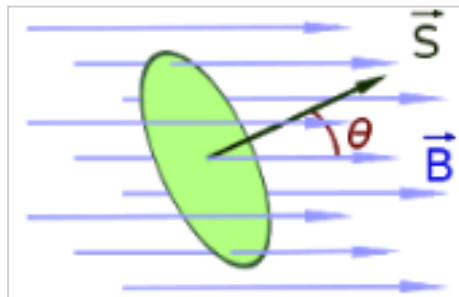


Figura 8.11: Flujo magnético atravesando una superficie [20].

8.3.2.4. Ecuaciones de Maxwell

Estas ecuaciones son la describen la relación entre los campos magnéticos, eléctricos y las corrientes sobre los conductores. James Clerk Maxwell (1865) unificó diversas teorías y leyes como la de Ampere, Faraday y Gauss, logrando con esto el nacimiento de un nuevo concepto, el de campos electromagnéticos [21].

Ley de Gauss- campo magnético

Esta ley indica el que las líneas del campo magnético deben ser cerradas, debido a que la divergencia de esta ley es igual a 0, como se demuestra en la ecuación (8.24).

$$\nabla \cdot \mathbf{B} = 0 \quad (8.24)$$

Además, expresa que no existen cargas magnéticas y que las líneas del campo magnético no nacen ni mueren en ninguna parte de manera completa, es decir, las líneas del campo magnético no tienen principio ni fin [21], como se observa en la (Figura 8.12).

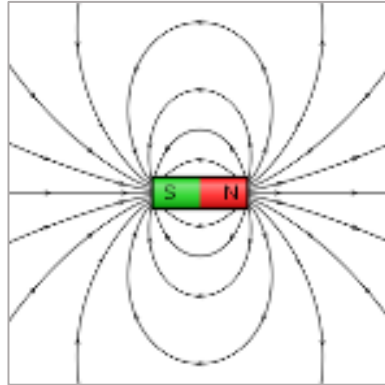


Figura 8.12: Líneas de campo magnético de un imán [21]

Ley de Faraday

La ley de Faraday o ley de inducción de Faraday muestra el origen de una fuerza electromotriz en un campo magnético. Por lo tanto, relaciona la razón de cambio de flujo magnético que pasa a través de una espira con la magnitud de la fuerza electromotriz ε inducida en la espira [21]. El signo negativo explica que el sentido de la corriente inducida es tal que su flujo se opone a la causa que lo produce, compensando la variación de flujo magnético. La relación es:

$$\varepsilon = -\frac{d\Phi}{dt} \quad (8.25)$$

Fuerza electromotriz, o *fem*, se denomina a la energía proveniente de cualquier fuente que suministre corriente, para lo que es necesario un diferencial de potencia entre dos puntos de dicha fuente que sea capaz de impulsar las cargas eléctricas por medio de un circuito cerrado [22].

Ley de Ampère - Maxwell

La ley de Ampère dice que la circulación en un campo magnético a lo largo de una curva cerrada es igual a la densidad de corriente sobre la superficie encerrada en la curva. James Maxwell se dio cuenta que, al igual que un campo magnético variable produce un campo eléctrico “de la nada”, como vimos en la ley de Faraday, también sucede lo contrario: un campo eléctrico variable produce un campo magnético [21].

$$B = \mu_0 J + \mu_0 \varepsilon_0 \frac{dE}{dt} \quad (8.26)$$

8.4. Campos electromagnéticos en líneas de transmisión

Los Campos Eléctricos y Magnéticos, también conocidos como campos electromagnéticos (CEM), son áreas invisibles de energía. Estos campos están catalogados por dos tipos de

radiación electromagnética: radiación ionizante¹ y radiación no ionizante². Los CEM que están asociados con el uso de la electricidad son un tipo de radiación no ionizante de baja frecuencia y pueden provenir tanto de fuentes naturales como artificiales. Por ejemplo, un rayo durante una tormenta crea radiación electromagnética por la corriente entre el cielo y la tierra que produce [23].

Así también, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) al tener subsistemas como los de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, producen campos eléctricos y magnéticos. En este sentido, los alimentadores de distribución y cada uno de los elementos del SEP son una fuente de constante emisión electromagnética [6].

Las líneas de transmisión al ser parte del SEP y estar a una baja frecuencia (50/60Hz). Generan un campo eléctrico cuando los cables conductores son sometidos a una determinada tensión, y un campo magnético cuando fluye por ellos una corriente eléctrica. La fuerza de los CEM es proporcional a la cantidad de corriente eléctrica que pasa a través de la línea y disminuye a medida que se aleja. Debido a esta propiedad, la exposición a un campo electromagnético que recibiría de una línea de transmisión disminuye con la distancia. A continuación, se examinarán los conceptos pertinentes de los campos eléctricos y magnéticos creados por las líneas de transmisión [24] [25].

Los campos eléctricos y magnéticos juegan un papel importante en el diseño y funcionamiento de las líneas de transmisión. Sin embargo, cuando la distancia de la fuente es pequeña, tal como en el caso de los campos eléctricos y magnéticos cerca de las líneas de transmisión, los campos son independientes y deben ser considerados por separado como campos eléctricos y magnéticos, estos campos cercanos forman la región "cuasiestática", donde la variación temporal de los campos es lenta para que se puedan aplicar fórmulas estáticas.

Estos campos que están cercanos a las líneas de transmisión se describen mediante fasores y vectores. Un vector se caracteriza por una magnitud y un ángulo en el espacio, mientras que un fasor es una cantidad con una variación temporal sinusoidal descrita por una magnitud y un ángulo de fase [26].

¹ La radiación ionizante es lo suficientemente poderosa como para sacar electrones de su órbita alrededor de un átomo. Este proceso se llama ionización y puede dañar las células del cuerpo [23].

² La radiación no ionizante tiene suficiente energía para mover los átomos en una molécula y hacer que vibren, lo que hace que el átomo se caliente, pero no lo suficiente para eliminar los electrones de los átomos, generalmente se percibe como inofensiva para los humanos [23].

8.4.1. Campo eléctrico en las líneas de transmisión

La magnitud y la dirección de la fuerza ejercida sobre una carga eléctrica se define como campo eléctrico. Una visualización más intuitiva de un campo eléctrico se obtiene al considerar dos placas conductoras paralelas separadas por un medio aislante, como el aire. Si un voltaje es aplicado entre las dos placas, se creará un campo eléctrico entre ellos, dirigido de una placa a la otra. El campo eléctrico puede variar dependiendo de las características de la línea, esto es, número de conductores por fase, diámetro del conductor, número de circuitos, disposición geométrica del conductor, entre otros [26].

La unidad de medida del campo eléctrico es el voltio por metro (V/m). El campo eléctrico está definido por sus componentes espaciales a lo largo de tres ejes ortogonales. Cada componente espacial es una función del tiempo, ver ecuación (8.27).

$$\vec{e}(t) = e_x(t) \cdot \vec{u}_x + e_y(t) \cdot \vec{u}_y + e_z(t) \cdot \vec{u}_z \quad (8.27)$$

Donde: $\vec{u}_x, \vec{u}_y, \vec{u}_z$, son los vectores unitarios de las direcciones de los ejes x, y, z , respectivamente. Ahora, $e_x(t), e_y(t), e_z(t)$, son funciones periódicas de tiempo.

De la ecuación (8.27) se puede indicar como un vector que se mueve en el espacio representa a una elipse que se caracteriza por sus ejes mayor y menor Figura 8.13 a), cuando los ejes son iguales en magnitud, la elipse se convierte en un círculo, el campo es constante en magnitud, pero su dirección varía con el tiempo.

Por otra parte, cuando el eje menor se hace muy pequeño con respecto al eje mayor, la elipse se hace muy estrecha, hasta que finalmente se colapsa en un vector oscilante. En este caso, el campo está representado por un vector constante, pero con una magnitud que varía con el tiempo Figura 8.13 b). Cuando el vector de campo tiene una dirección constante en el espacio, el campo es "linealmente polarizado". Esto ocurre, en la superficie de los conductores de la línea de transmisión, en la superficie de objetos conductores, y cerca de un objeto conductor a tierra [26].

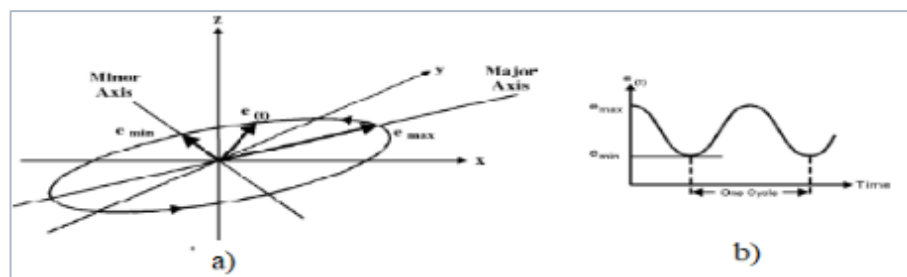


Figura 8.13: a) Campo eléctrico de una elipse – b) Variación del campo eléctrico en el tiempo [26].

El alto voltaje en los conductores crea una capacitancia entre los conductores y la tierra, con el aire actuando como medio dieléctrico. Se supone que la carga sobre el conductor se distribuye a lo largo de la línea central del conductor situada sobre el suelo. La carga lineal (q) induce una densidad de carga superficial de polaridad opuesta por debajo del plano de la tierra.

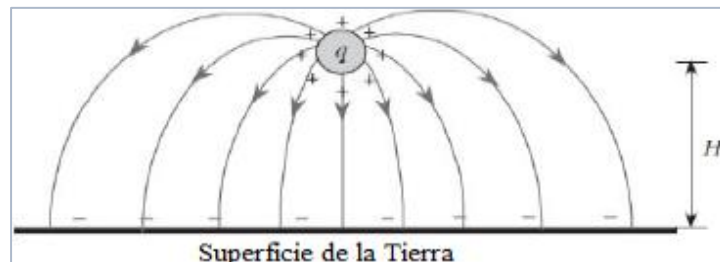


Figura 8.14: Distribución de las líneas de campo eléctrico de las líneas de transmisión a tierra [27].

El campo eléctrico del suelo puede ser calculado usando la teoría de imágenes reflejadas propuesto por Reitz y Milford. El método consiste en sustituir el plano del suelo por una segunda línea de carga ($-q$) que es "imagen espejo" de la carga (q) [27].

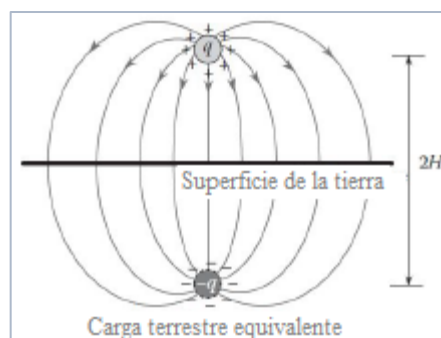


Figura 8.15: Imagen Reflejada del conductor sobre la tierra [27].

8.4.2. Campo magnético en las líneas de transmisión

La magnitud y dirección de la fuerza ejercida sobre una carga eléctrica en movimiento se define como campo magnético. La fuente de creación de los campos magnéticos es la corriente cuando este flujo es mayor los campos magnéticos también son mayores. Las líneas de campo magnético pueden atravesar la mayoría de los objetos y no pueden ser bloqueados tan fácilmente como los campos eléctricos.

La unidad internacional de la densidad de flujo magnético es el tesla (T). Sin embargo, como la mayoría de los campos magnéticos experimentados por las personas son mucho más bajos que un tesla y un gauss, las unidades más utilizadas son el microtesla (μT), y el miligauss (mG): $1 mG = 0,001G = 10^{-7} T = 0,1 \mu T$ [26].

En la mayoría de los casos, el campo magnético generado por las líneas de transmisión de transmisión puede calcularse con suficiente precisión mediante un análisis bidimensional simplificado. Las suposiciones en las que se basa este análisis son las siguientes:

- Los conductores forman líneas rectas infinitamente largas y paralelas entre sí.
- La tierra es un mal conductor de los campos magnéticos.
- Una vez que se tiene en cuenta la presencia de la tierra utilizando las imágenes de los conductores, el campo magnético variable en el tiempo generado por una línea de transmisión puede tratarse como cuasiestático, es decir, como un campo esencialmente estático porque la longitud de onda es mucho mayor que las dimensiones de la línea de transmisión.

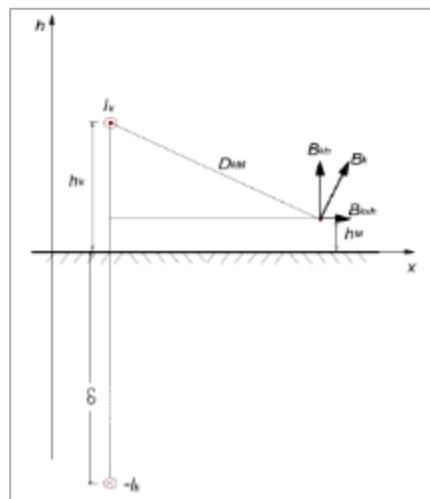


Figura 8.16: Campo magnético sobre la tierra de un conductor infinitamente largo [26].

8.5. Sistema Nacional de Transmisión

El sistema eléctrico en Ecuador en los últimos años ha sido reformado y fortalecido en todas las etapas que lo conforman, esto debido al crecimiento de la demanda, con la implementación de nuevas subestaciones y líneas de transmisión se busca garantizar que en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) se mantengan los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio técnico [28].

El sector eléctrico cuenta con una capacidad de generación instalada de 7153 MW y líneas de transmisión que operan en niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV siendo 610.17 km de líneas de transmisión de 500 kV, 3 239.9 km de líneas de 230 kV finalmente, las líneas de transmisión de 138 kV suman 2 241.84 km de longitud y alimentan 16 661.20 MVA de transformación. También, existen líneas de interconexión con el sistema eléctrico colombiano

a través de un enlace de 230 kV, mientras que las transacciones de energía eléctrica con el sistema eléctrico peruano se realizan mediante transferencias de bloques de carga de Ecuador a Perú, o viceversa [29].

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con diferentes zonas operativas, como se presenta en la Figura 8.17.



Figura 8.17: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión

9. VALIDACIÓN DE LAS PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS

La estimación de los campos electromagnéticos generados por la línea de transmisión Santa Rosa-Totoras 230 kV, permitirá determinar si los niveles emitidos de campo eléctrico y magnético de esta línea, se encuentran dentro de los parámetros internacionales descritos por la ICNIRP y a nivel nacional por TULSMA.

10. METODOLOGÍAS Y DISEÑO EXPERIMENTAL

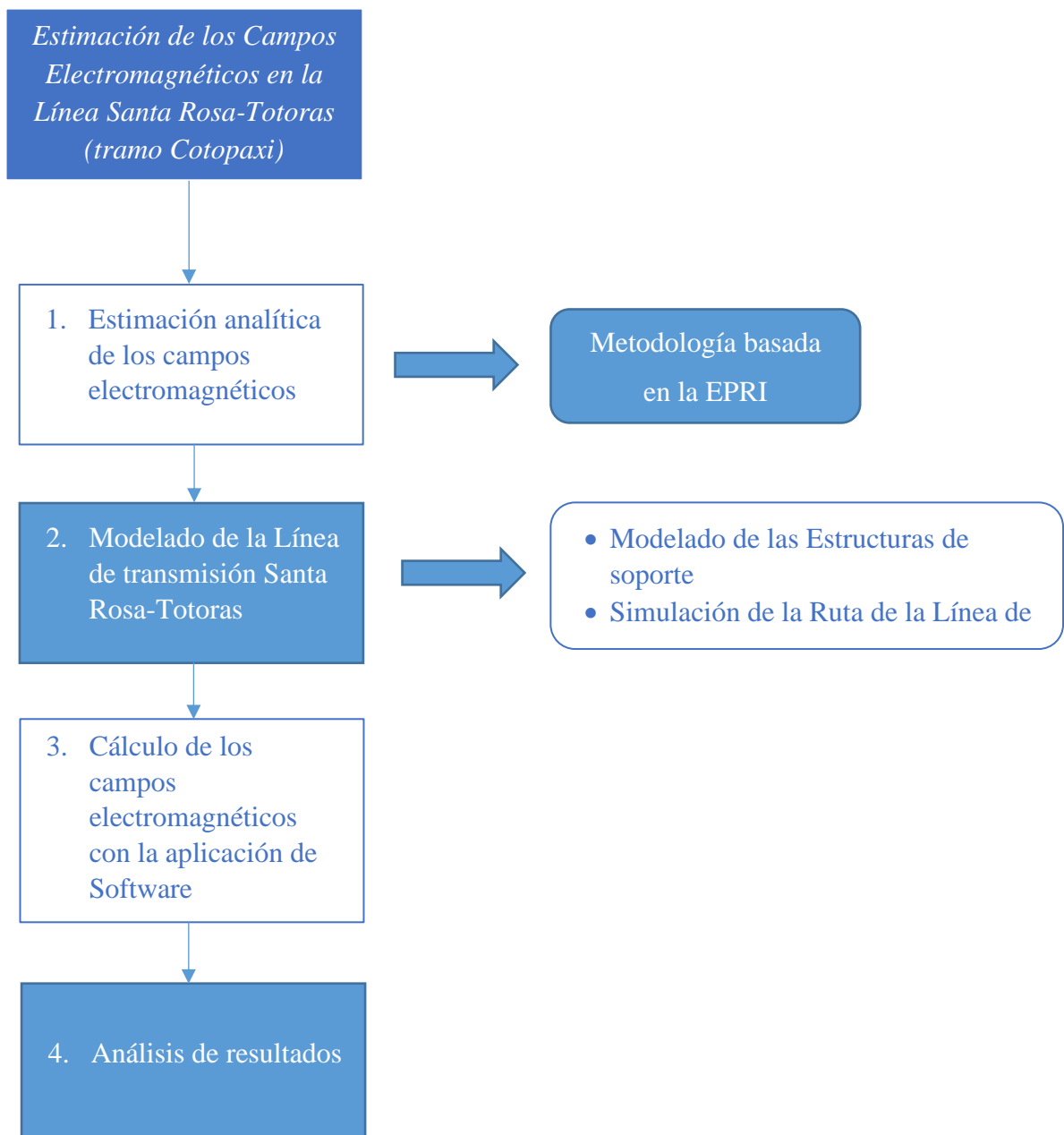
10.1. Técnicas y métodos de investigación

Este proyecto está basado en una metodología de investigación práctica debido a que se basa en la simulación de una ruta de la línea de transmisión de 230 kV cuyo objetivo es determinar los campos electromagnéticos que generan durante el transporte de la energía eléctrica. Luego de la obtención de los resultados de la investigación, a los mismos se les aplican distintos tratamientos estadísticos para la determinación de diferencias significativas entre las variables estudiadas, esto se logrará mediante el uso de histogramas que revelaran los índices de emisión de CEM más frecuentes.

Mediante una investigación bibliográfica se logra la recopilación de las características de los elementos que serán modelados por medio del software de diseño TOWER, también se describe el procedimiento a seguir para realizar las simulaciones de los campos eléctricos y magnéticos empleando el software PLS CADD y aplicando una metodología analítica se muestra el cálculo matemático usado por Electric Power Research Institute (EPRI) para determinar los niveles de campo eléctrico y magnético emitido por la línea en estudio.

Para este trabajo se utilizaron dos métodos para calcular los campos electromagnéticos emitidos por las líneas de transmisión, uno derivado del programa PLS-CADD y otro por el método analítico desarrollado por EPRI.

10.1.1. Diagrama de bloques de la metodología



10.1.2. Métodos de Diseño

Las herramientas tecnológicas del proyecto aplican criterios de diseño diferentes, por un lado, se encuentra el método 1, es el preferido por los diseñadores, su implementación no tiene dificultades, mientras, que el método 4 si bien tiene una vista en 3D de las estructuras, necesita una tarjeta gráfica dedicada, es decir las características del equipo usado para la ejecución de este método deben ser las mejores.

El Método 1 es el más simple. Es usado en el cálculo manual tradicional, y en la mayor parte de los programas de cálculo automáticos. En este método se aplican las condiciones climáticas descritas anteriormente y son evaluadas para las cargas planteadas para cada estructura. Al ser un método simple el modelo grafico que presentan es muy sencillo a comparación del método 4 (ver Figura 10.1).

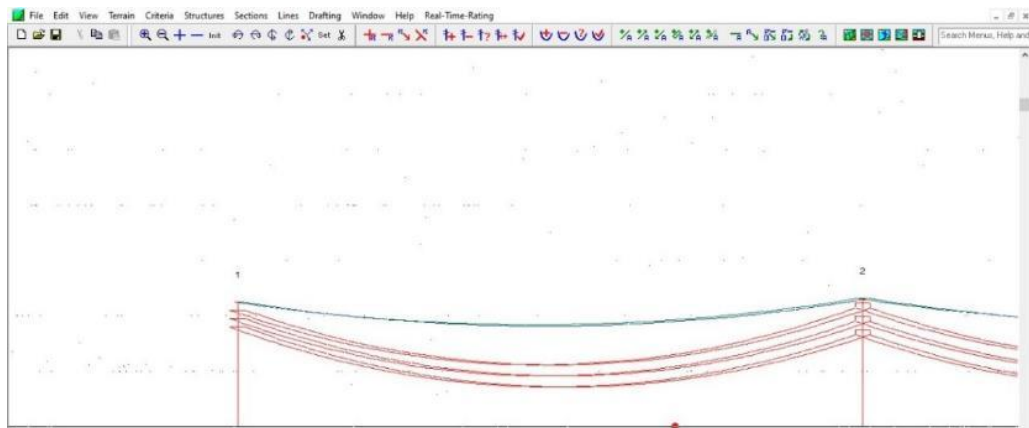


Figura 10.1: Vista en 3D de la línea aplicando el método 1.

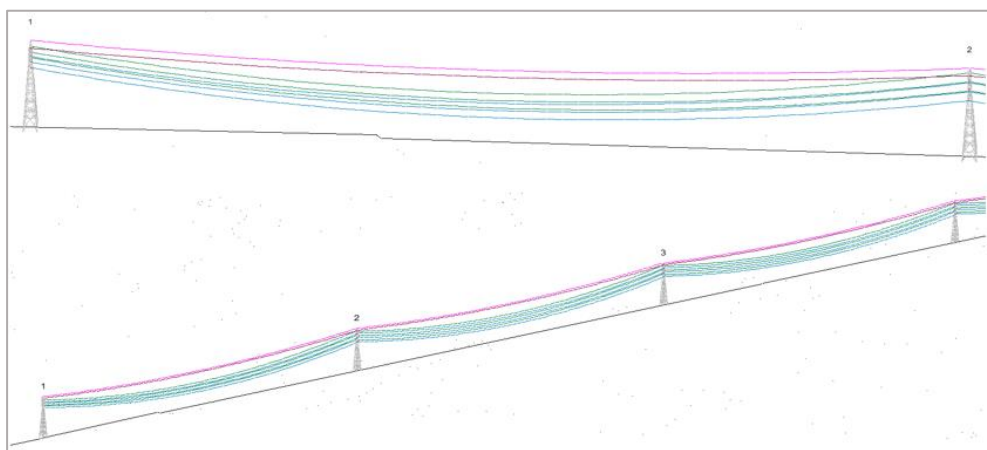


Figura 10.2: Vista en 3D de la línea aplicando el método 4.

Se utiliza el Método 4 cuando se desea que PLS-CADD verifique la resistencia de la estructura usando TOWER. Cuando se elige una estructura para su verificación, PLS-CADD

determina sus cargas de diseño y las pasa al programa apropiado. El programa luego analiza la estructura, verifica su diseño y devuelve a PLS-CADD informes detallados (Figura 10.3).

El Método 4 es el método más general y exacto de todos. Cuando se usa una estructura del Método 4, su árbol de cargas es primeramente determinado por PLS-CADD, el cual lo pasa al programa TOWER, para el análisis y verificación de la estructura.

Successfully performed nonlinear analysis

Checked included angles between 168 leg members and 1344 other members and found 0 violations of ASCE 10 minimum of 15 (deg)
The model has 0 warnings.

Opciones de verif. de elem: ASCE 10
Verificar rupturas en conexión: ASCE 10
Crossing diagonal check: ASCE 10 [Alternate Unsupported RLOUT = 1]
Included angle check: ASCE 10
Climbing load check: ASCE 10 [Can control design]
Redundant members checked with: Actual Force

Cargar de un archivo: c:\users\mafer\onedrive\documents\mafer\archivos_base\cargas_terminal.lca

*** Análisis de resultados

El uso máximo del elemento es: 98.74% for Angle "FFFPg12449Y" in load case "Casol Viento máximo"
El uso máximo de los aisladores es: 62.07% for Strain "FASE_a" in load case "Casol Viento máximo"

Summary of Joint Support Reactions For All Load Cases:

Load Case	Joint Label	Long. Force (kN)	Tran. Force (kN)	Vert. Force (kN)	Shear Force (kN)	Tran. Moment (kN-m)	Long. Moment (kN-m)	Vert. Moment (kN-m)	Bending Moment (kN-m)	Found. Usage %
Casol Viento máximo	BaseP	93.68	106.50	1403.10	141.84	39.76	-53.46	-0.56	66.62	0.00
Casol Viento máximo	BaseX	-107.78	121.25	-1644.02	162.23	52.65	67.10	-0.34	85.29	0.00
Casol Viento máximo	BaseXY	107.82	121.28	-1644.63	162.28	52.68	-67.12	0.33	85.33	0.00
Casol Viento máximo	BaseY	-93.72	106.54	1403.75	141.90	39.78	53.49	0.54	66.66	0.00
Caso4 Rotura CG	BaseP	28.90	33.20	436.78	44.02	12.38	-17.10	-0.16	21.11	0.00
Caso4 Rotura CG	BaseX	-41.54	45.88	-626.89	61.89	20.09	24.88	-0.13	31.98	0.00
Caso4 Rotura CG	BaseXY	41.55	45.89	-627.05	61.90	20.09	-24.88	0.12	31.98	0.00
Caso4 Rotura CG	BaseY	-28.92	33.21	436.98	44.04	12.39	17.11	0.15	21.13	0.00
Caso5 Rotura OPGW	BaseP	28.90	33.20	436.78	44.02	12.38	-17.10	-0.16	21.11	0.00
Caso5 Rotura OPGW	BaseX	-41.54	45.88	-626.89	61.89	20.09	24.88	-0.13	31.98	0.00
Caso5 Rotura OPGW	BaseXY	41.55	45.89	-627.05	61.90	20.09	-24.88	0.12	31.98	0.00
Caso5 Rotura OPGW	BaseY	-28.92	33.21	436.98	44.04	12.39	17.11	0.15	21.13	0.00
Caso6 Rotura fase superior	BaseP	28.90	33.20	436.78	44.02	12.38	-17.10	-0.16	21.11	0.00
Caso6 Rotura fase superior	BaseX	-41.54	45.88	-626.89	61.89	20.09	24.88	-0.13	31.98	0.00
Caso6 Rotura fase superior	BaseXY	41.55	45.89	-627.05	61.90	20.09	-24.88	0.12	31.98	0.00
Caso6 Rotura fase superior	BaseY	-28.92	33.21	436.98	44.04	12.39	17.11	0.15	21.13	0.00
Caso7 Rotura fase intermedia	BaseP	28.90	33.20	436.78	44.02	12.38	-17.10	-0.16	21.11	0.00
Caso7 Rotura fase intermedia	BaseX	-41.54	45.88	-626.89	61.89	20.09	24.88	-0.13	31.98	0.00
Caso7 Rotura fase intermedia	BaseXY	41.55	45.89	-627.05	61.90	20.09	-24.88	0.12	31.98	0.00
Caso7 Rotura fase intermedia	BaseY	-28.92	33.21	436.98	44.04	12.39	17.11	0.15	21.13	0.00
Caso8 Rotura fase inferior	BaseP	28.90	33.20	436.78	44.02	12.38	-17.10	-0.16	21.11	0.00

Figura 10.3: Informe detallado de la evaluación de cargas de la estructura.

10.1.3. Método Analítico

De acuerdo a *Electric Power Research Institute* (EPRI), en su tercera edición, capítulo siete, desarrolla ecuaciones que servirán para el cálculo manual de los campos electromagnéticos, detallados a continuación.

10.1.3.1. Cálculo del campo eléctrico en las líneas de transmisión

Para calcular el campo eléctrico en las líneas de transmisión se parte desde un análisis bidimensional simplificado. Los fundamentos en los que se basa este análisis son los siguientes:

- Los campos eléctricos en las proximidades de las líneas de transmisión se calculan suponiendo que no hay carga espacial³. Si se genera efecto corona, creará una carga

³ El concepto de "carga" se refiere a la cantidad de electricidad, de modo que la carga espacial es, en su forma más general, una acumulación de carga eléctrica en una zona del espacio [43].

espacial cerca del conductor que afecta al campo eléctrico, pero de forma insignificante, incluso en caso de mal tiempo, cuando este efecto es mayor.

- Se supone que la tierra es un conductor perfecto porque el tiempo necesario para que las cargas se redistribuyan en la superficie de la tierra bajo la acción de un cambio en el campo aplicado (*tiempo de relajación*, $\tau = \rho\varepsilon$) es extremadamente pequeño (0,1 a 100 ns) comparado con el periodo de la frecuencia. El medio dieléctrico entre los conductores y la tierra es el aire, cuya permitividad es prácticamente independiente de condiciones meteorológicas y es igual a la permitividad en el vacío, $\varepsilon = 8,854 \cdot 10^{-12} \frac{F}{m}$.
- Una vez registrada la presencia de la tierra mediante las imágenes de los conductores, el campo eléctrico variable en el tiempo generado por una línea de transmisión puede ser tratado como cuasiestático, es decir, como un campo esencialmente estático porque la longitud de onda es mucho mayor que las dimensiones consideradas.

Las cargas en la superficie de la tierra son simuladas por cargas de imagen de igual magnitud, pero de polaridad opuesta a las cargas de los conductores. Estas cargas imagen se colocan debajo de la superficie de la tierra como si la tierra fuera un espejo perfecto que refleja a los conductores Véase (Figura 10.4). Este sistema de cargas crea campos eléctricos en el espacio entre los conductores y la tierra que son iguales a los creados por las cargas reales distribuidas en las superficies de los conductores y la tierra.

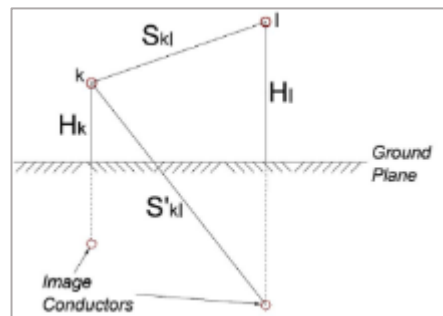


Figura 10.4: Imagen de los conductores [26].

El campo eléctrico en un punto del espacio puede calcularse a partir de las cargas. Las cargas son calculadas mediante la tensión, V_k , aplicada a cada conductor, k , el cálculo de estas cargas viene dado por:

$$[Q] = [P]^{-1} \cdot [V] \quad (10.1)$$

Donde:

$[Q]$ = Matriz de las cargas de las líneas, (C/m)

$[P]^{-1} = \text{Matriz del coeficiente de potencias de Maxwell, (m/F)}$

$[V] = \text{Matriz del voltaje de los conductores, (V)}$

Las cargas y tensiones son magnitudes alternas a la frecuencia de alimentación y pueden expresarse mediante números complejos con una parte real y otra imaginaria.

$$[Q_r] = [P]^{-1} \cdot [V_r] \quad \text{y} \quad [Q_i] = [P]^{-1} \cdot [V_i] \quad (10.2)$$

Los conductores pueden tener cualquier voltaje, incluido el cero. Los conductores con voltaje cero incluyen cables para protección contra rayos o alambres usados intencionalmente para blindaje de campos eléctricos.

Los coeficientes de potencial para un sistema de conductores paralelos tienen expresiones simples:

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{4H_k}{d_k} \right) \quad (10.3)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln \left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}} \right) \quad (10.4)$$

Donde:

$P_{kk} = \text{Coeficiente de potencial propio del conductor } k$

$P_{kl} = \text{Coeficiente de potencial mutuo, entre los conductores } k \text{ y } l.$

$d_k = \text{Diámetro del conductor } k.$

$H_k = \text{Altura del conductor } k, \text{ desde la tierra.}$

$S'_{kl} = \text{Distancia entre el conductor } k \text{ y la imagen del conductor } l$

$S_{kl} = \text{Distancia entre el conductor } k \text{ y } l$

Cada carga del conductor contribuye al campo eléctrico, este se calcula sumando las contribuciones de todas las cargas. La Figura 10.5 hace referencia, al campo eléctrico, \bar{E}_k , en el punto M causado por la carga de la línea, \tilde{Q}_k , en el conductor k , es igual a la suma vectorial de los campos, \bar{E}_{k1} , debido a, \tilde{Q}_k , y \bar{E}_{k2} generados por la imagen, $-\tilde{Q}_k$ de \tilde{Q}_k , sobre la tierra [26].

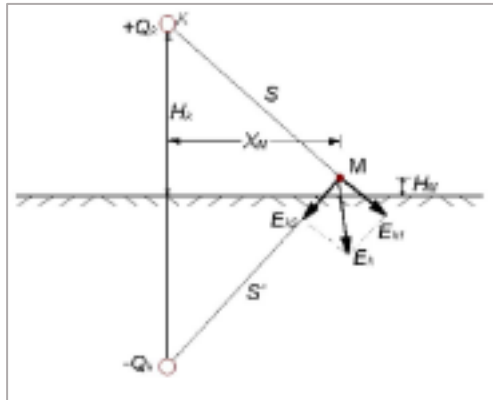


Figura 10.5: Cálculo del campo eléctrico de una carga lineal [26].

Ahora, H_k , representa la altura del conductor hacia la tierra, X_M , es la distancia horizontal que existe desde el punto de medida M y el conductor k , además H_M , es la altura desde la tierra hasta el punto de medida M . La magnitud de las componentes horizontales y verticales del campo eléctrico causadas por las cargas en el conductor k , \tilde{E}_{kx} y \tilde{E}_{ky} , viene dado por la ecuación.

$$\tilde{E}_{kx} = \frac{(\tilde{Q}_{rk} + j\tilde{Q}_{ik})}{2\pi \cdot \epsilon} \cdot \left[\frac{X_M}{X_M^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{X_M}{X_M^2 + (H_k + H_M)^2} \right] \quad (10.5)$$

$$\tilde{E}_{ky} = \frac{(\tilde{Q}_{rk} + j\tilde{Q}_{ik})}{2\pi \cdot \epsilon} \cdot \left[\frac{H_M - H_k}{X_M^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{H_M + H_k}{X_M^2 + (H_k + H_M)^2} \right] \quad (10.6)$$

El campo eléctrico total viene dado por:

$$\tilde{E}_x = \sum_k \tilde{E}_{kx} = E_{rx} + jE_{ix} \quad (10.7)$$

$$\tilde{E}_y = \sum_k \tilde{E}_{ky} = E_{ry} + jE_{iy} \quad (10.8)$$

El valor eficaz de las componentes reales e imaginarias, horizontales y verticales, E_{rx} , E_{ix} , E_{ry} y E_{iy} , caracterizan completamente el campo vectorial. El valor eficaz del campo eléctrico viene dado por:

$$E_{rms} = \sqrt{E_{rx}^2 + E_{ix}^2 + E_{ry}^2 + E_{iy}^2} \quad (10.9)$$

Con la aplicación de estas ecuaciones el campo eléctrico en las líneas de transmisión puede ser calculado, en el Anexo II, se muestra un ejemplo del cálculo.

10.1.3.2. Cálculo del campo magnético en las líneas de transmisión

Al igual que en el campo eléctrico, el campo magnético basa su análisis en las siguientes suposiciones:

- El campo magnético decae con la distancia a la línea mucho menos que el campo eléctrico. Por esto, la altura del conductor afecta tanto a los campos eléctrico y magnético, pero el efecto es más pronunciado para el campo eléctrico.
- El campo magnético varía aproximadamente en proporción inversa con el cuadrado de la distancia desde el centro del conductor.

$$B = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot P / D^2 \quad (10.10)$$

donde I es la corriente, P es la separación de fases, y D es la distancia entre el punto de medición y la fase central, el Anexo II, muestra el cálculo del campo magnético.

- El diámetro del conductor afecta a los campos eléctricos, pero no a los magnéticos.
- El campo magnético es proporcional a la corriente de línea. Mientras que el campo eléctrico, es proporcional a la tensión línea, este es relativamente estable en el tiempo y el campo magnético tiene variaciones temporales en función de las variaciones de la carga. La corriente para la que se realizan los cálculos debe estar bien especificada.
- Hasta unos cientos de metros de la línea, las corrientes de retorno a tierra tienen un efecto insignificante comparado con las corrientes en los conductores de la línea.
- Los cables de blindaje o apantallamiento están presentes y conectados a tierra en cada estructura, transportan corrientes que pueden tener un efecto pequeño pero detectable en el campo magnético.

Para el cálculo del campo magnético en una línea de transmisión de doble circuito y con configuración vertical se usará la siguiente ecuación (10.11).

$$B = \frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot P_v \cdot (I_1 + I_2)}{R^2} \quad (10.11)$$

Donde:

$B =$ Campo magnético, [μT]

$P_v =$ Distancia vertical entre fases, [m]

$I_1; I_2 =$ Corrientes que circulan en el sistema, [A]

$R =$ Distancia horizontal entre el punto de medida y la fase, [m]

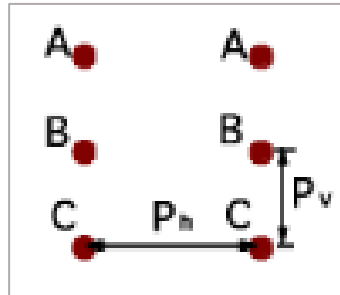


Figura 10.6: Configuración de un circuito trifásico doble [26].

10.2. Herramientas

Para cumplir el objetivo de modelar la ruta de la Línea de 230 kV Santa Rosa-Totoras, se utilizaron softwares destinados para el diseño de estructuras eléctricas de transmisión y también para el modelamiento de la ruta, tomando en cuenta las características topográficas del terreno, variables climáticas, y de carga que podrían ser una variante para que las emisiones del campo eléctrico o magnético se pueda ver afectadas.

10.2.1. Estructuras

Las Estructuras de una línea de transmisión aérea, soportan los esfuerzos mecánicos causados por los conductores, cables de guarda y accesorios que componen esta línea. En estas cargas influye mucho los factores climáticos. También hay que tener en cuenta que las estructuras ayudan a mantener la altura adecuada de los conductores, por esto es importante determinar la separación entre conductores de fase y tierra para evitar violaciones de los límites de seguridad.

Se debe tener en cuenta lo siguiente, la distancia de seguridad está relacionada con el nivel de tensión, mientras esta se mayor, las distancias de seguridad de las estructuras serán mayores.

En el Ecuador, existen diversas estructuras autosoportantes, gran parte de ellas están construidas por perfiles de acero galvanizado, resistentes a la corrosión, estas estructuras se clasifican por la función que realizan:

- **Estructuras de Suspensión:** Su función es la de soportar a los conductores, resisten a las cargas verticales, estas torres no soportan esfuerzos longitudinales.
- **Estructuras de Retención- Terminal:** Es la estructura más pesada, está diseñada para soportar el tiro de los conductores de un solo lado, se usa en el inicio y fin de la línea.
- **Estructuras de Retención- Angular:** Estas estructuras son usadas en los vértices de las líneas cuando hay cambios de dirección.

10.2.2. Coordinación de Aislamiento

La coordinación de aislamiento eléctrico, tiene como objetivo reducir el número de interrupciones, causadas por las descargas atmosféricas, o sobretensiones que pueden causar daños en los equipos y en diferentes elementos del sistema. El aislamiento para una línea de transmisión puede ser seleccionado en función de la altitud sobre el nivel del mar en el que se encuentra [30]. Dentro del diseño del aislamiento se encuentra la selección del espaciamiento entre fases, fases y tierra y el número adecuado de aisladores, en este trabajo se revisará la selección del número de aisladores y el ángulo de apantallamiento.

▪ Niveles de Aislamiento de la Línea

De acuerdo con la norma IEC 60071-1, los niveles de aislamiento asociados con la máxima tensión de sistema son los siguientes:

Tensión de operación nominal:	230 kV
Tensión máxima del sistema:	242 kV
Tensión al impulso atmosférico:	1050 kV

Con el fin de garantizar un adecuado aislamiento en la línea se aplican los siguientes criterios:

- Determinación del número de aisladores por cadena de acuerdo con la distancia de fuga necesaria para el nivel de contaminación⁴ en la zona del proyecto.
- Verificación de la resistencia mecánica de la cadena de aisladores.

La norma IEC 60071-1 establece que, para tensiones hasta los 245 kV, el nivel de aislamiento a la tensión de impulso es determinado principalmente por las descargas atmosféricas (*Lightning Impulse Withstand Level – LIWL*), que son las que ocasionan los mayores esfuerzos en el aislamiento, en tanto que las sobretensiones por maniobra (*Switching Impulse Withstand Level – SIWL*) cobran mayor importancia para tensiones iguales o superiores a los 300 kV.

▪ Criterios de Cálculo

El número de aisladores por cadena, de acuerdo a las condiciones de contaminación en la zona del proyecto, está dado por:

$$L_f = V_{M\acute{a}x} \cdot L_{fe} \cdot \frac{1}{\delta} \quad (10.12)$$

⁴ Los niveles de contaminación se encuentran descritos en la norma IEC 60071-1 y 60071-2.

$$N_a = \frac{L_f}{L_a} \quad (10.13)$$

Donde:

L_f = Longitud de fuga de acuerdo al nivel de contaminación, [mm]

$V_{M\acute{a}x}$ = Tensión máxima del sistema (Fase Tierra)

L_{fe} = Longitud de fuga mínima, [kV/mm]

N_a = Número de aisladores por cadena

L_a = Longitud de fuga de un aislador, [mm]

δ = Densidad relativa del aire

El número de aisladores por cadena también debe cumplir la evaluación por sobretensiones atmosféricas, la tensión crítica de contorneo⁵ (CFO) para la altitud en la que se encuentre la línea, es calculada por la siguiente relación:

$$CFO_L = \frac{LIWL_0}{(1 - 3\sigma) \cdot \delta} \quad (10.14)$$

$$\text{Número de aisladores} = \frac{CFO_L}{CFO_i} \quad (10.15)$$

Donde:

CFO_L = Tensión de contorneo al impulso en la línea

CFO_i = Tension critica de flameo de cada aislador

$LIWL_0$ = Tension al impulso atmosferico – hasta 1000 msnm

σ = Desviación estándar⁶

δ = Densidad relativa del aire

▪ Ángulo de apantallamiento

Si un rayo cae sobre un cable de tierra, se creará una onda de corriente viajera que inducirá una onda de tensión viajera. Esta onda de tensión generalmente aumentará en magnitud a medida que se desplaza por el cable, hasta que llegue a una estructura en la que la reflexión de la onda viajera en la tierra impide que la tensión siga aumentando. (El cable de tierra está conectado a tierra en cada estructura). Si la onda de tensión viajera en la estructura es lo suficientemente alta, se produce un "retroceso" en el aislamiento del cable de tierra de la

⁵ El voltaje de contorneamiento, CFO se define como el nivel de tensión al cual estadísticamente existe el 50% de probabilidad de contorneamiento [44].

⁶ De acuerdo a la norma IEC 60071-2. Al ser un impulso tipo rayo (BIL) es igual a 0.03 y maniobra (NBS) igual a 0.06 [45].

estructura al conductor de fase [31]. El cálculo del ángulo de apantallamiento viene dado por BULLETIN 1724E-200.

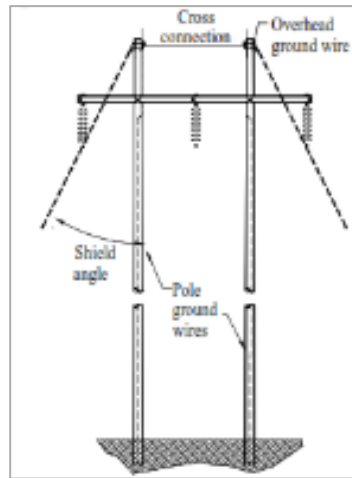


Figura 10.7: Ángulo de Apantallamiento [31].

Para hallar el ángulo de apantallamiento de una línea de transmisión se aplica la siguiente ecuación:

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{C. \text{opuesto}}{C. \text{adyacente}} \right) \quad (10.16)$$

10.2.3. Dimensiones de la Ménsula

La longitud de la ménsula de la línea de transmisión comparte una relación con la longitud de la cadena de aisladores, con la altitud de la zona, el nivel de tensión, todos estos factores influyen en la medida que tendrá este elemento.

- **Distancia Horizontal**

Según NESC-C2-2017, la distancia horizontal de un soporte viene dado por:

Tabla 10.1: Distancia Horizontal regulada por NESC-C2-107 [32].

Nivel de Tensión	Distancia (mm)
50 kV > x < 814 kV	d = 715 + 10 (este adicional se da por cada kV que supere los 50 kV)

- **Distancia Vertical**

Espacio libre en cualquier dirección desde los conductores de línea en o cerca de un soporte a los soportes, y a los conductores verticales.

Tabla 10.2: Distancia Horizontal regulada por NESC-C2-107 [32].

Nivel de Tensión	Distancia (mm)
50 kV > x < 814 kV	d = 580 + 10 (este adicional se da por cada kV que supere los 50 kV)

Nota: Tanto para las distancias vertical y horizontal se debe cumplir que, cuando las tensiones superen a 50 kV, la distancia adicional se incrementará en un 3% por cada 300 m que supere los 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias se basarán en la tensión máxima de funcionamiento [32].

10.2.4. Cargas mecánicas sobre las estructuras de soporte

Las estructuras de soporte de las líneas de transmisión deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar las cargas que actuarán sobre ellas, sin que presenten deformaciones permanentes en sus elementos. Estas pueden ser:

- Cargas normales: Aquellas que están presentes durante toda la vida útil de la línea de transmisión. Como la del peso del conductor, aisladores, herrajes, hilos de guarda, personal de mantenimiento entre otros.
- Cargas excepcionales: Surgen por un tiempo mínimo en la vida útil de la línea de transmisión.

Las cargas transversales son ocasionadas mayormente por el viento o debido a la deflexión de la línea de transmisión. Mientras que las cargas verticales, pueden estar presentes en los puntos de suspensión o anclaje y se deben a la tracción que ejerce los conductores por el peso propio del conductor, aisladores y accesorios. La sobrecarga vertical aparece únicamente durante las actividades de montaje y mantenimiento. También, las cargas longitudinales se deben a la acción del viento cuando actúa longitudinalmente sobre el conductor o cable de guarda.

10.2.4.1. Factores de seguridad

Las cargas anteriormente vistas se deben aplicar en el diseño mecánico de las torres de transmisión, pero considerando los factores de seguridad para la sobrecarga [33]:

Tabla 10.3: Factores de Sobrecarga [33].

Cargas verticales	1,4
Sobrecarga vertical	1,2
Cargas debidas al viento	1,5
Cargas debido al ángulo	1,4
Sobrecarga longitudinal	1,2
Desequilibrio longitudinal	1,2
Terminal	1,2

10.2.4.2. Hipótesis de carga para el cálculo de estructuras

La hipótesis para el cálculo del árbol de cargas de los diversos tipos de estructuras metálicas en celosía son las siguientes [34]:

Para Estructuras de Suspensión:

- **Hipótesis A:** Viento máximo transversal
Presión de viento máximo transversal al eje de la línea.
Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.
Conductores y cables de guarda sanos.
- **Hipótesis B:** Viento máximo a 45°
Presión de viento máximo a 45° con respecto al eje de la línea.
Presión de viento máximo a 45° sobre la estructura
Conductores y cables de guarda sanos.
- **Hipótesis C:** Condición de viento medio y hielo
Presión de viento medio
Temperatura media
Espesor de manguito de hielo medio
Conductor y cables de guarda sanos
- **Hipótesis E, F y G:** Rotura de conductor de fases superior, media e inferior alternadamente (uno por vez).
En torres de simple terna triangular: rotura de fase superior, fase inferior izquierda y fase inferior derecha alternadamente (uno por vez).
En ambos casos se considera una reducción de tiro longitudinal remanente en el conductor por efecto del desplazamiento de la cadena de aisladores.
Demás conductores y cables de guarda sanos
Temperatura media
Presión de viento nulo
- **Hipótesis H:** Rotura de cable de guarda
Rotura de un cable de guarda.
Conductores de fase y el otro cable de guarda sanos.
Temperatura media
Presión de viento nulo
- **Hipótesis I:** Tendido de Conductor

Tendido de conductor con EDS inicial, que permitirá verificar las cargas verticales sobre la cruceta.

Temperatura media

Presión de viento nulo

La carga vertical será igual a dos veces el vano gravante, más el peso de aisladores y herrajes, más 250 kg por peso de operarios más herramientas.

- **Hipótesis J:** Tendido de cables de guarda

Tendido de cables de guarda en condición EDS.

Temperatura media

Presión de viento nulo

La carga vertical será igual a dos veces el vano gravante, más 250 kg por peso de operarios más herramientas.

Para Estructuras de Anclaje Angular:

- **Hipótesis A:** Viento máximo transversal

Presión de viento máximo transversal al eje de la línea aplicado sobre conductores de fase, cables de guarda y aisladores.

Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.

Conductores de fase y cables de guarda sanos.

- **Hipótesis B:** Condición de arranque

Tiro hacia arriba, en arranque (vano gravante negativo)

Presión de viento máximo transversal al eje de la línea aplicado sobre conductores de fase, cables de guarda y aisladores.

Presión de viento máximo transversal sobre la estructura

Conductores de fase y cables de guarda sanos.

- **Hipótesis C:** Condición de sólo hielo

Presión de viento nulo

Máximo espesor de manguito de hielo

Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos

Conductores de fase y cables de guarda sanos

- **Hipótesis D:** Condición de viento medio y hielo

Presión de viento medio

Espesor de manguito de hielo medio

Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos

Conductores de fase y cables de guarda sanos

- **Hipótesis E, F y G:** Rotura de fase superior, inferior derecha e inferior izquierda alternadamente (uno por vez).

Temperatura media

Presión de viento nulo

Rotura de fase superior, fase inferior izquierda y fase inferior derecha alternadamente (uno por vez). Otros conductores de fase y cables de guarda sanos.

- **Hipótesis H:** Rotura de un cable de guarda

Rotura de un cable de guarda; en donde no se considera reducción de tiro longitudinal remanente.

Conductores de fase y el otro cable de guarda sanos

Temperatura media

Presión de viento nulo

- **Hipótesis I:** Tendido de conductor

El tendido se efectuará en condición EDS inicial

Temperatura media

Presión de viento nulo

La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más el componente vertical por tendido de conductor (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

- **Hipótesis J:** Tendido de cables de guarda

El tendido se efectuará en condición EDS del cable de guarda

Temperatura media

Presión de viento nulo

La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más componente vertical por tendido de cable de guarda (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

Para Estructuras de Anclaje Angular y Terminal:

- **Hipótesis A:** Viento máximo transversal

Presión de viento máximo transversal al eje de la línea sobre conductores, cables de guarda y aisladores.

Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.

Conductores y cables de guarda sanos.

- **Hipótesis B:** Condición de arranque (tiro hacia arriba)

Presión de viento máximo transversal sobre conductores, cables de guarda y aisladores. Presión de viento máximo transversal sobre la estructura.

En condición de arranque, se considera vano gravante negativo

Conductores y cables de guarda sanos
- **Hipótesis C:** Condición de sólo hielo

Presión de viento nulo

Máximo espesor de manguito de hielo

Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos

Conductores de fase y cables de guarda sanos
- **Hipótesis D:** Condición de viento medio y hielo

Presión de viento medio

Espesor de manguito de hielo medio

Tensión longitudinal debido a diferencia de vanos

Conductores de fase y cables de guarda sanos
- **Hipótesis E, F y G:** Rotura de fase superior, inferior derecha e inferior izquierda alternadamente (uno por vez).

Rotura de conductor de fase superior, fase inferior derecha y fase inferior izquierda alternadamente (uno por vez).

En ambos casos se considerará el 100% de tiro longitudinal remanente de la rotura del conductor de fase.

Demás conductores y cables de guarda sanos

Temperatura media

Presión de viento nulo
- **Hipótesis H:** Rotura del cable de guarda

Rotura de un cable de guarda, en donde no se considera reducción de tiro longitudinal. Conductores de fase y el otro cable de guarda sanos

Temperatura media

Presión de viento medio
- **Hipótesis I:** Tendido de conductor

El tendido del conductor se efectuará en condición EDS inicial.

Temperatura media

Presión de viento nulo

La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más el componente vertical por tendido de conductor (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por el peso de operarios y herramientas.

- **Hipótesis J:** Tendido de cables de guarda

El tendido se efectuará en condición EDS del cable de guarda

Temperatura media

Presión de viento nulo

La carga vertical será igual al 75% del vano gravante, más el componente vertical por tendido de cable de guarda (30° respecto a la horizontal) y más 250 kg por peso de operarios y herramientas.

10.2.5. Tower

Tower es un programa desarrollado por *Power Line Systems* para el análisis y diseño de estructuras de transmisión [35]. A continuación, se detalla los pasos más importantes para el diseño de una estructura de soporte, aplicando normas internacionales.

- **Nudos y miembros**

Los nudos primarios o *Primary Joints*, son los puntos base de la estructura. Cada nudo tiene una etiqueta única de identificación y es ubicado en el espacio con coordenadas que están asociadas con un sistema global de coordenadas tridimensionales. Se completa la geometría de la torre al conectar los nudos entre sí con miembros (Figura 10.8).

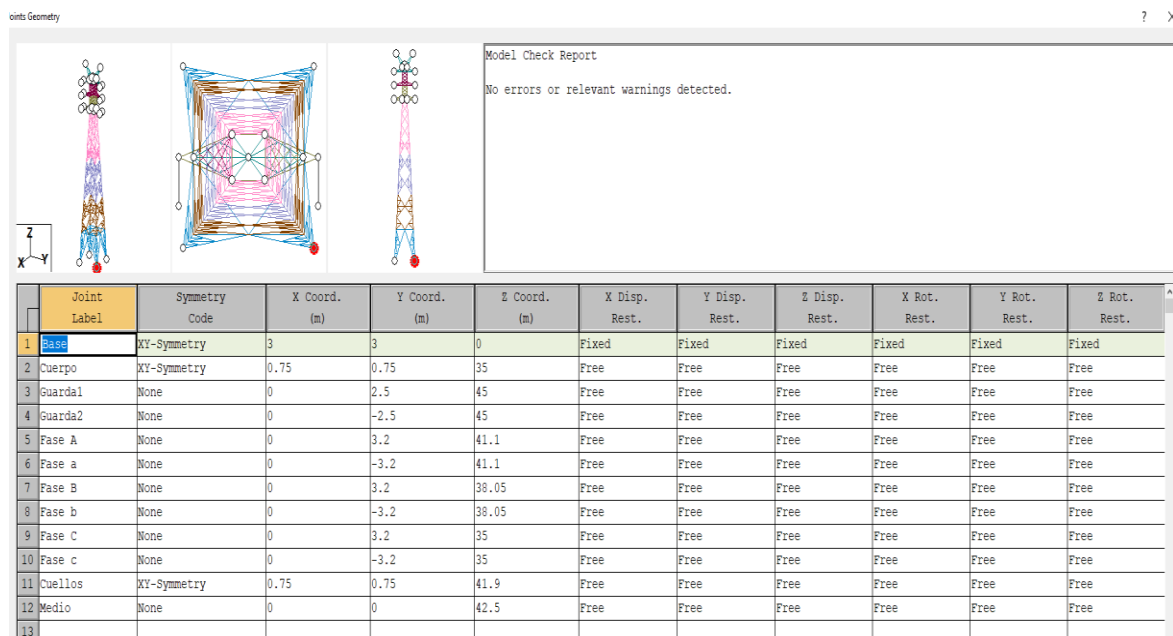


Figura 10.8: Nudos primarios que conforman una estructura.

■ Grupos

En la Figura 10.9, se muestra los grupos que forman la torre, el tipo y tamaño de los ángulos con los que será construida, los datos para los grupos de ángulos son ingresados en la tabla, la cual es seleccionada con *Geometry/Groups/table Edit*. Además, describe a los elementos como tipo Beam⁷(Viga), el uso de los elementos de viga en Tower es el de estabilizar los nudos y mecanismos. El elemento tipo Truss (Cercha), este tipo de elemento de pueden usar en elementos secundarios, debido a que no soportaran mayor rigidez [35].

Group Label	Group Description	Angle Type	Angle Size	Material Type	Element Type	Group Type	Optimize Group	Allow. Add. Angle Width For Optimize (cm)
1 M1	Montante 1	AI	150x150x14	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
2 M2	Montante 2	AI	150x150x14	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
3 M3	Montante 3	AI	150x150x14	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
4 M4	Montante 4	AI	180x180x12	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
5 M5	Montante 5	AI	180x180x12	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
6 M6	Montante 6	AI	180x180x12	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
7 M7	Montante 7	AI	200x200x16	A572-50	Beam	Leg	Size + Type	10.000
8 D1	Diagonal 1	AI	70x70x4	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
9 D2	Diagonal 2	AI	70x70x4	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
10 D3	Diagonal 3	AI	70x70x4	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
11 D4	Diagonal 4	AI	110x110x8	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
12 D5	Diagonal 5	AI	100x100x8	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
13 D6	Diagonal 6	AI	100x100x8	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
14 D7	Diagonal 7	AI	100x100x8	A572-50	Truss	Other	Size + Type	10.000
15 R1	Redundante 1	AI	60x60x4	A572-50	Truss	Redundant	Size + Type	10.000
16 R2	Redundante 2	AI	60x60x4	A572-50	Truss	Redundant	Size + Type	10.000
17 R3	Redundante 3	AI	60x60x4	A572-50	Truss	Redundant	Size + Type	10.000
18 R4	Redundante 4	AI	60x60x4	A572-50	Truss	Redundant	Size + Type	10.000

Figura 10.9: Elementos y tipo de ángulos de la estructura.

La estructura se encuentra constituida por diversos elementos, caracterizados por la función que cumplen:

Montante: necesita ser más robusto que el resto, debido a que forma la base para la estructura, generalmente localizados en las esquinas de la torre.

Redundante: para miembros que no soportan cargas, pero son utilizados para aumentar su capacidad a la compresión.

Diagonales cruzadas: Para pares de miembros diagonales, en donde la capacidad a la compresión del miembro depende de la fuerza sobre el otro.

⁷ Los elementos de viga proveerán alguna rigidez en las tres direcciones; X, Y, Z

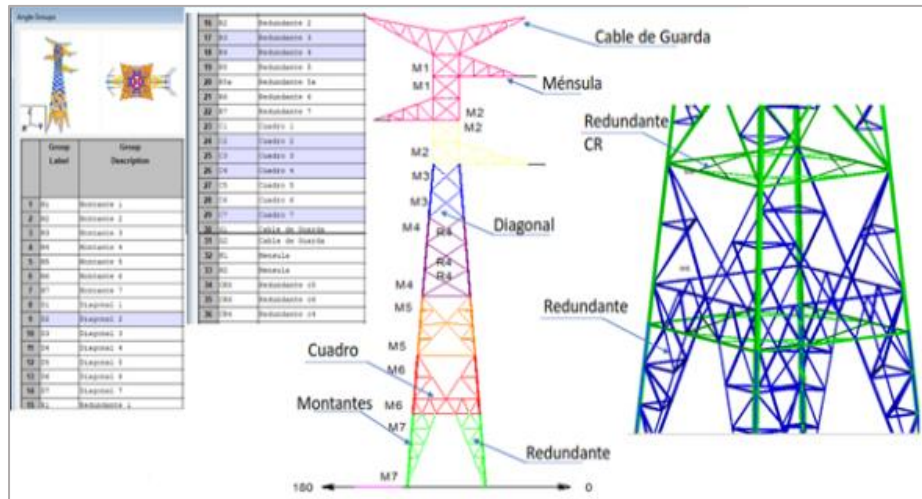


Figura 10.10: Elementos que conforman una estructura metálica.

▪ Conexión

La parte superior de la tabla (Figura 10.11) es una vista que muestra los datos de conexión de entrada para el elemento seleccionado, el sistema de coordenadas de referencia que TOWER utiliza para ángulos. La tabla contiene los siguientes ítems:

Etiqueta de Miembro: Es la descripción alfanumérica usada para identificar uno o varios miembros.

Etiqueta de Grupo: Etiqueta del grupo al cual este miembro pertenece (de las opciones descritas en la Figura 10.9).

Etiqueta de Sección: Etiqueta de la sección a la cual pertenece este miembro

Código de Simetría: Aquí se puede elegir las dimensiones en las que se dibujaran los elementos.

XY: para generar tres miembros por simetría doble con respecto a los ejes X e Y.

Tri: para generar dos miembros en un patrón triangular.

X o Y: para generar un miembro por simetría con respecto al eje X o Y.

Ninguno: si no se generan miembros.

Código de Excentricidad: Código utilizado para determinar el efecto de las excentricidades de extremo de los miembros sobre la capacidad de compresión del mismo. La norma ASCE-10 usa valores de 1, 2 y 3.

Código de Sujeción: Este Código es usado para determinar el efecto de las sujeciones de los extremos de los miembros sobre la capacidad de compresión de éste. Los valores de este código son de 4, 5, 6, 7.

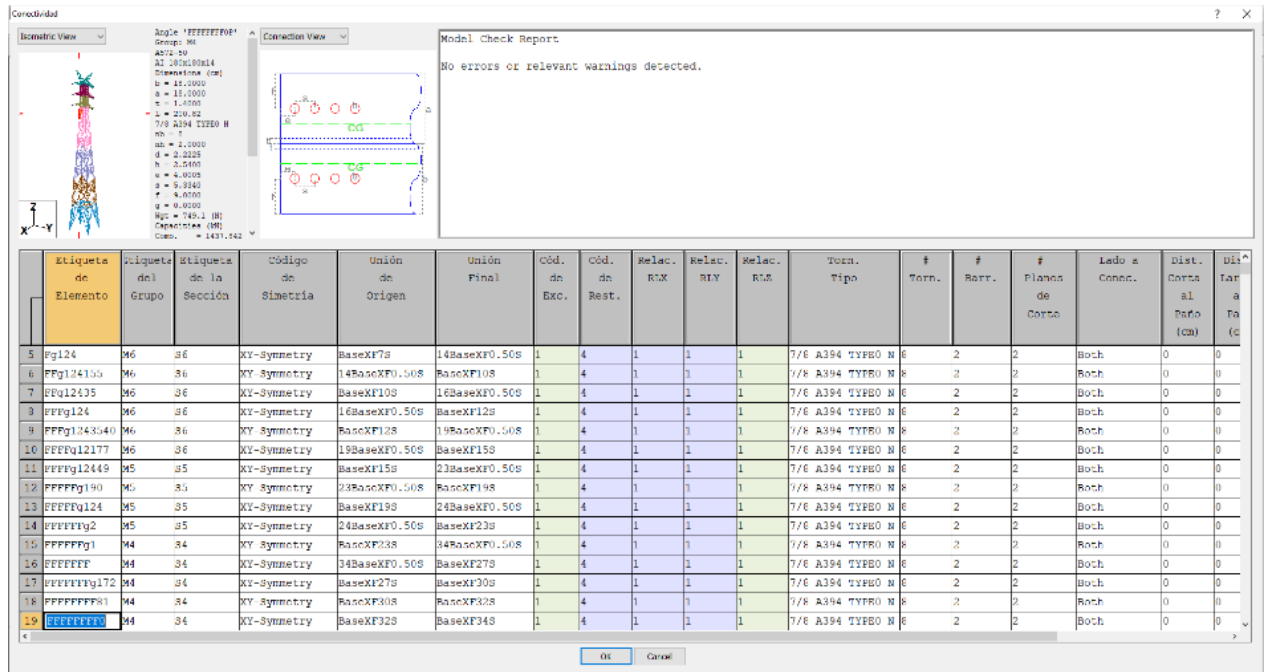


Figura 10.11: Ventana de conectividad entre miembros.

▪ **Vinculación Tower-Pls-cadd**

Cualquier estructura de TOWER puede ser vista en PLS-CADD, se le pueden ubicar aisladores y ser analizada para su ubicación exacta en una línea de transmisión. El programa PLS-CADD puede ser utilizado para resumir la información para toda una línea de torres reticuladas. Como se ha mencionado, TOWER puede ser utilizado en conexión con el programa de diseño de líneas de transmisión PLS-CADD. Para vincular Tower con PLS-CADD, debe dirigirse a través de los menús de Geometría/ PLS-CADD (Figura 10.12).

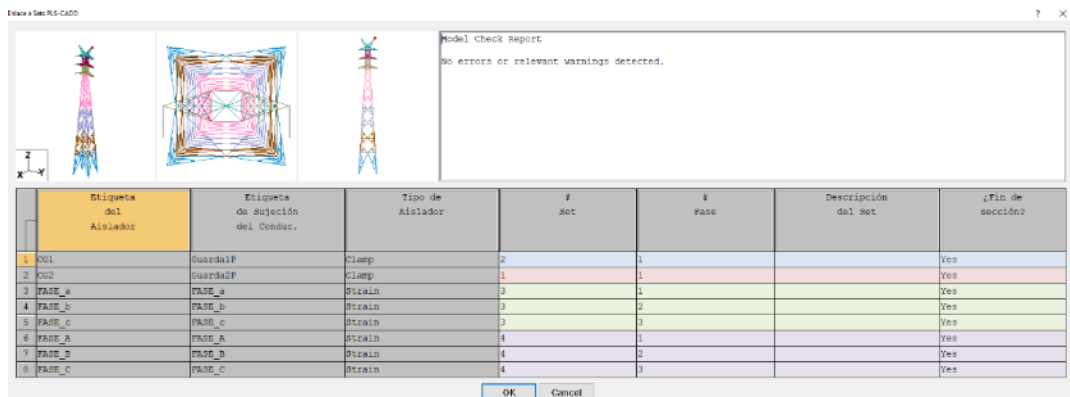


Figura 10.12: Interface de Aisladores- Conexión PLS-CADD – TOWER.

■ Normas Aplicadas

La opción (General- Datos Generales) muestra las normas que pueden ser aplicadas de acuerdo al proyecto (Figura 10.13). TOWER empezó con el diseño de estructuras metálicas para líneas de transmisión, de acuerdo a las Normas de Estados Unidos ASCE 10-97 (ASCE, 2000), actualmente también se puede encontrar una amplia variedad de otras normas: Norma Americana US NESC ANSI C2 (NESC, 2002, 2007 y 2012), Norma Europea para Acero de Construcción (ECCS, 1985), Norma Europea CENELEC EN-50341-1 (CENELEC, 2001), varias normas de cargas y resistencias para Australia/Nueva Zelanda, Norma IEC 60826 (IEC 60826, 2003), y Normas EIA 222 para torres de comunicaciones (EIA/TIA Rev F-1996 y ANSI/TIA Rev G-2005).

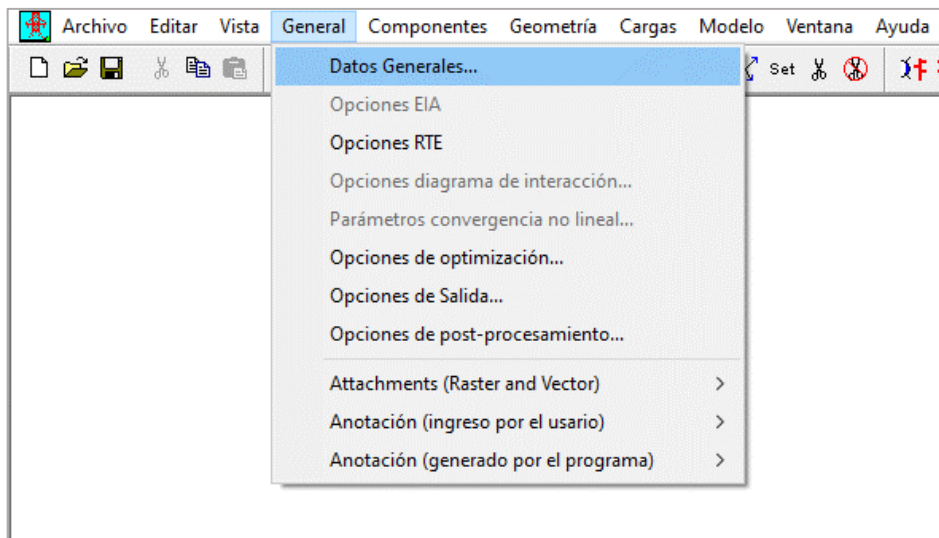


Figura 10.13: Ventana de datos generales para elegir la norma para el diseño de la estructura.

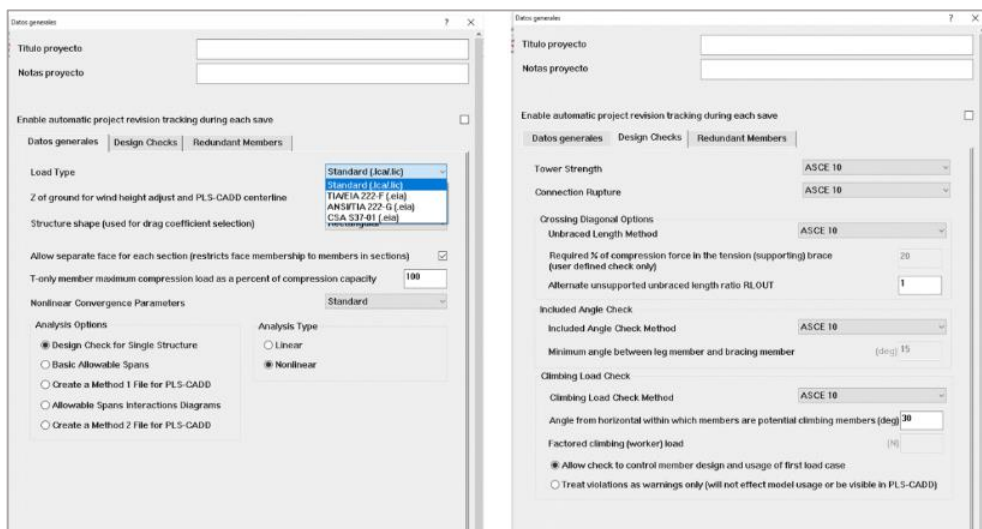


Figura 10.14: Tipos de normas que pueden ser aplicadas para el diseño de estructuras.

10.2.6. Ruta de la línea de transmisión santa rosa – totoras 230 kV

La línea en estudio nace desde la subestación Santa Rosa en la zona central del país y se conecta con la línea Totoras ubicada en la provincia de Tungurahua.

10.2.6.1. Características de Transmisión Proyectada

Subestación Santa Rosa 230/138 kV

La Subestación Santa Rosa se encuentra ubicada en la provincia de Pichincha, en la ciudad de Quito, en el km. 17 de la Panamericana Sur, sector de Cutuglahua.

Subestación Totoras 230/138 kV

La Subestación Totoras se encuentra en la Provincia de Tungurahua, esta subestación opera a 230 kV bajo la configuración de doble barra, dispone de ocho bahías, seis de línea, una para el transformador y una de acoplamiento.

La línea de transmisión en estudio interconecta las provincias de Pichincha y Tungurahua, con una longitud de 110.09 km, de los cuales 60.5 km de esta línea bordean la provincia de Cotopaxi. Las rutas de las líneas atraviesan por zonas de altitud que varían entre 3500 msnm y 2900 msnm. La línea Santa Rosa-Totoras está formada por dos circuitos A y B, de un solo conductor ACSR (1X1113 MCM) de tipo Bluejay, el apantallamiento viene dado por un conductor OPGW y otro tipo Steel.

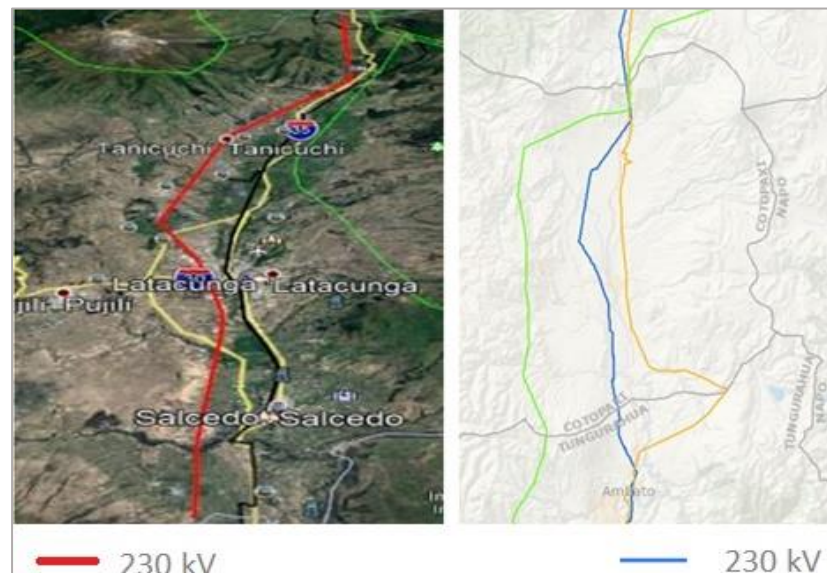


Figura 10.15: Ruta de la L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV

10.2.6.2. Características del conductor

Tabla 10.4: Características del conductor Bluejay

Conductor Bluejay	
Clave:	ACSR-Bluejay
Número de Hilos:	Aluminio 45
	Acero 7
Peso:	1869 kg/km
Sección Transversal:	604.39 mm ²
Diámetro:	32 mm
Ampacidad:	1070.0 A

Tabla 10.5: Características del cable de guarda OPGW.

Cable de guarda de fibra óptica OPWG	
Clave:	CC-26/26/461
Número máximo de fibras:	48
Corriente de falla:	56 (kA) ² s
Área Total de conductor:	81.62 (mm) ²
Diámetro:	11.70 mm
Peso:	0.346 kg/m

Tabla 10.6: Características del cable de guarda ALUMOWELD.

Cable de Acero ALUMOWELD 8#7	
Clave:	3_8-7_strand_hs- Steel
Número máximo de hilos:	7
Tensión de rotura:	18.9 kN
Diámetro:	9.144 mm
Peso:	0.406 kg/m

10.2.6.3. Características climatológicas y ambientales

▪ Características Climatológicas

Las características climatológicas de la zona del proyecto, que sirven de referencia para el diseño de la línea de transmisión, son las siguientes:

Temperatura Ambiente:

Máxima: 25 °C

Media: 14 °C

Mínima: 9 °C

Máxima Velocidad de Viento: 15 km/h

- **Características Ambientales**

El proyecto al estar en la sierra centro del Ecuador, su clima es frío, siendo bien marcados las variaciones de temperatura, donde las oscilaciones térmicas tienen variaciones de temperatura por encima de los 15 °C durante el día e inferiores a 0 °C durante la noche. El ambiente es limpio y de baja contaminación industrial.

10.2.7. Ancho de la franja de servidumbre

Según Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) define a la franja de servidumbre como la superficie horizontal simétrica respecto al eje de la línea de alto voltaje, determinada con el objeto de evitar contactos accidentales con partes energizadas, garantizar la seguridad de las personas así como la confiabilidad de la línea [36].

La distancia de la franja de servidumbre depende del nivel de tensión.

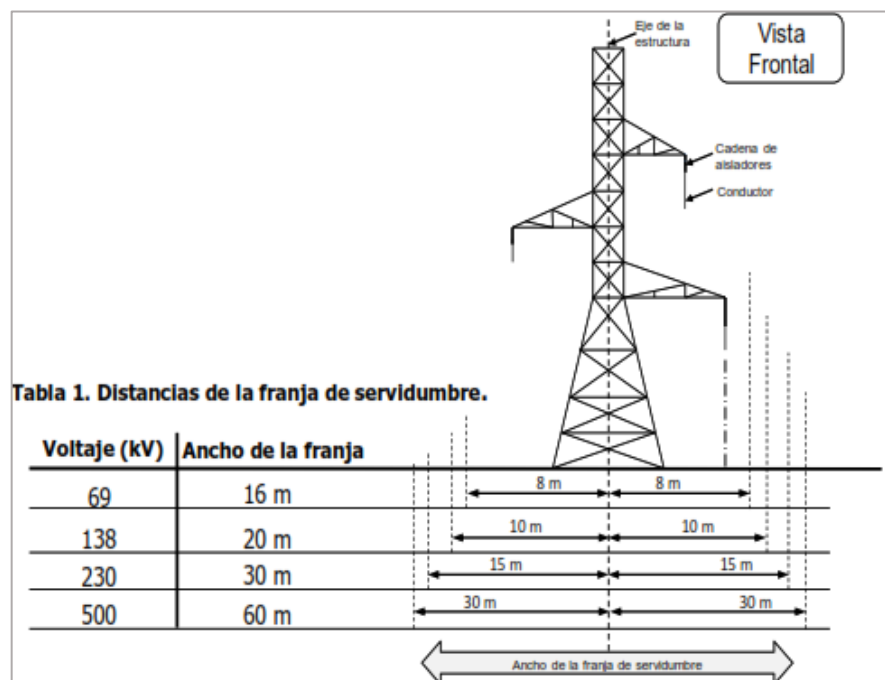


Figura 10.16: Ancho de las franjas de servidumbre [36].

- **Condiciones de Servicio**

Para este proyecto las condiciones de servicio descritas a continuación están establecidas por UEP_Bulletin_1724E [31].

Tensión nominal: 230 kV

Tensión máxima de operación: 242 kV

Frecuencia del sistema: 60 Hz

10.2.8. Distancias de Seguridad Verticales

Estas distancias de seguridad mínimas son muy importantes para garantizar la seguridad de las personas, las distancias de los conductores de fase al terreno y a las instalaciones cercanas a la línea de transmisión vienen dadas por la siguiente ecuación (10.17).

$$D_V = D_O + (0,01 \cdot (V_n - 22)) \cdot (1 + 0,01 \cdot f_c) \quad (10.17)$$

Donde:

$D_V =$ Distancia vertical

$D_O =$ Distancia vertical de seguridad

$V_n =$ Voltaje fase – fase nominal del conductor

$f_c =$ Factor de corrección a partir de los 1000 msnm

Para voltajes mayores a 22 kV, las distancias de seguridad se deberán incrementar 0,01 m por cada kV en exceso de 22 kV, y realizar una corrección de 3% por cada 300 m de altura a partir de los 1000 msnm [36].

10.2.9. Criterios mecánicos

Los conductores ejercen esfuerzos sobre la estructura y elementos de sujeción, estas cargas tienen tres componentes, longitudinal, transversal y vertical. Adicional, se describen las hipótesis mecánicas que deben realizarse para seleccionar la estructura, garantizando el cumplimiento de las condiciones técnicas exigidas, como capacidad estructural y deflexión máxima [34].

La tensión de cada día (T_{EDS}) es la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo a una temperatura media de 15 °C sin la existencia de sobrecarga alguna.

Hipótesis del cálculo mecánico de conductores

La diversificación de las condiciones de carga o de la temperatura, producen la modificación de la tensión y de la flecha de los conductores. Se plantea hipótesis de cálculo en función de las cargas que debe soportar el conductor y también por la zona en que está situado el proyecto.

- **Hipótesis N° 1:** Tensión de cada día (EDS)

Temperatura media: 9 °C

Presión del viento: 0 Pa

Esfuerzo de Trabajo: 18% de carga de rotura (final)

- **Hipótesis N° 2:** Viento máximo

Temperatura media: 5 °C
 Presión del viento: 47 Pa
 Esfuerzo de Trabajo: < 60% de carga de rotura

- **Hipótesis N° 3:** Viento medio y hielo

Temperatura: 0 °C
 Presión del viento: 38 Pa
 Espesor de Hielo: 3 mm
 Esfuerzo de Trabajo: < 60% de carga de rotura

- **Hipótesis N° 4: Temperatura máxima (Flecha Máxima)**

Temperatura máxima: 75 °C + CREEP⁸
 Presión del viento: 0 Pa

- **Hipótesis N° 6:** Oscilación de cadena de suspensión

Temperatura: 25 °C
 Presión del viento: 290 Pa

10.2.10. PIs-cadd

Power Line Systems Computer Aided Design and Drafting (PLS-CADD) es un programa para el análisis y diseño de líneas aéreas de transmisión eléctrica. Permite que topógrafos, diseñadores de líneas, ingenieros estructurales/geotécnicos y dibujantes mejoren su trabajo en conjunto, así aumenta la productividad y se reduce las posibilidades de errores, desde la selección del trazado de la línea hasta la producción de documentos y dibujos de la construcción [37].

- **Diseño de la Línea de Transmisión**

Uno de los puntos más importantes para un proyecto nuevo es la configuración de las unidades de medida, pueden ser en el sistema Imperial (*U.S*) o en el Sistema Internacional de Medidas (*N. fuerza*) (Ver Figura 10.17).

⁸ Creep: Debido al esfuerzo constante en el cable, con el tiempo se produce un alargamiento llamado fluencia lenta (creep) que ocurre durante los primeros días después del tendido, pero continúa a lo largo de la vida útil de una línea, aunque a un ritmo decreciente.

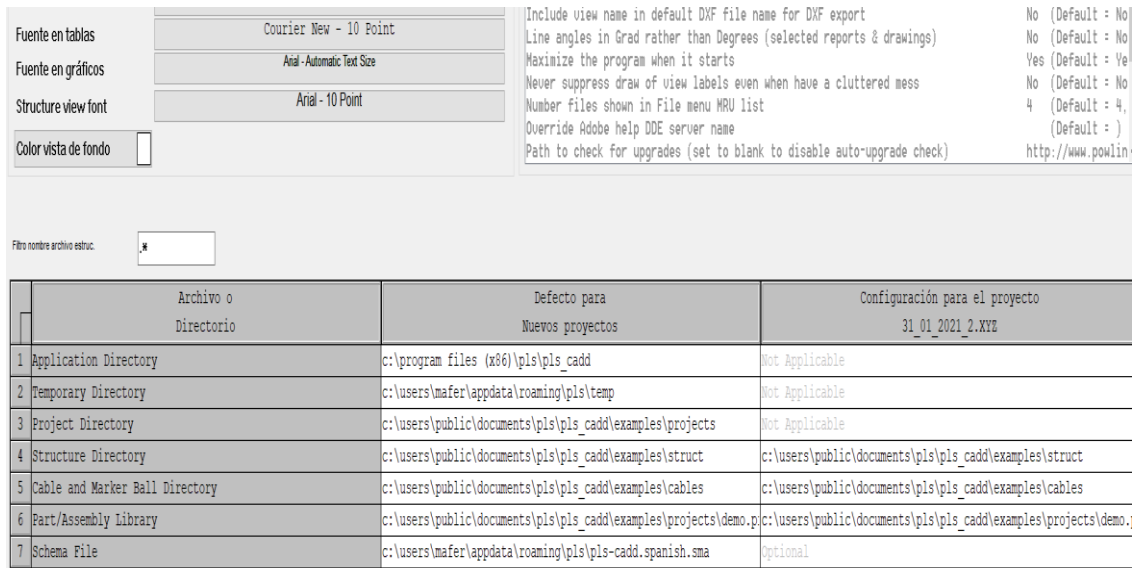


Figura 10.17. Ventana Interactiva de Preferencias – PLS CADD

▪ Sistema de Coordenadas:

Un sistema de coordenadas es un sistema que maneja uno o más números para determinar la posición de un punto geométrico. La localización geográfica de un punto se puede realizar detallando las coordenadas en formato de longitud-latitud y coordenadas en el sistema universal transversal de Mercator (en inglés *Universal Transverse Mercator*, *UTM*⁹) [38]. Los proyectos de diseño de las líneas pueden estar en diferentes Datum geodésicos ¹⁰, existen cientos de datum de referencia en este caso se utiliza el WGS84¹¹. Los datum más comunes en las diferentes zonas geográficas son los siguientes:

- América del Norte: NAD27, NAD83 y WGS84
- Argentina: Campo Inchauspe
- Brasil: SAD 69/IBGE
- Colombia: MAGNA-SIRGAS1
- Sudamérica: PSAD 56 y WGS84
- España: ED50, desde el 2007 el ETRS89 en toda Europa.

La Figura 10.18 muestra los pasos a seguir para elegir la coordenada con la que se va a trabajar.

⁹ El sistema de coordenadas UTM es un sistema de proyección cartográfico basado en cuadrículas con el que se puede referenciar puntos sobre la superficie terrestre.

¹⁰ Datum es un conjunto de puntos de referencia en la superficie terrestre con los cuales las medidas de la posición son tomadas para definir el sistema de coordenadas geográfico.

¹¹ El datum WGS84, es el datum estándar por defecto para coordenadas en los dispositivos GPS.

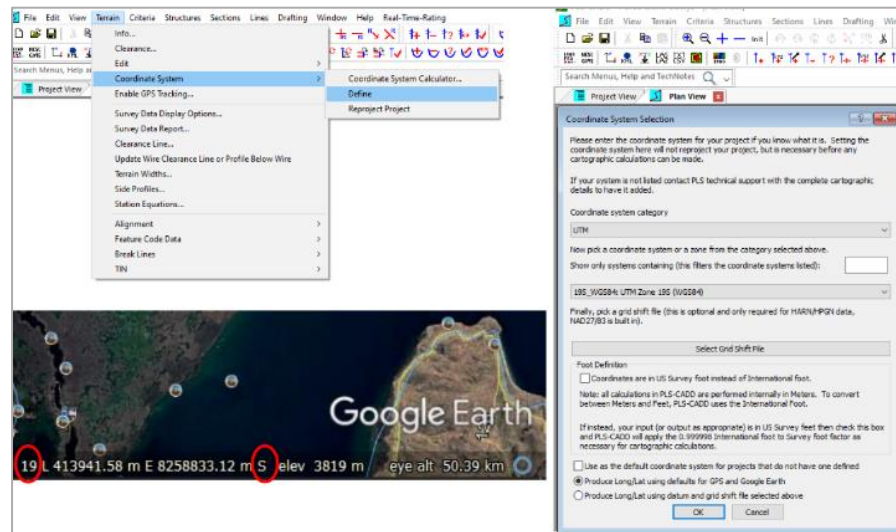


Figura 10.18: Sistema de Coordenadas

▪ Curvas de Nivel

En el perfil topográfico de una línea de transmisión, los vanos no necesariamente están ubicados en un terreno a nivel, todo esto debido a las características geográficas de la zona. La obtención de las curvas de nivel del terreno es generada mediante GLOBAL MAPPER (Figura 10.19), un programa que accede a datos topográficos, imágenes satelitales de calles y carreteras, mapas base, y datos lidar, que forman un archivo (gmw).

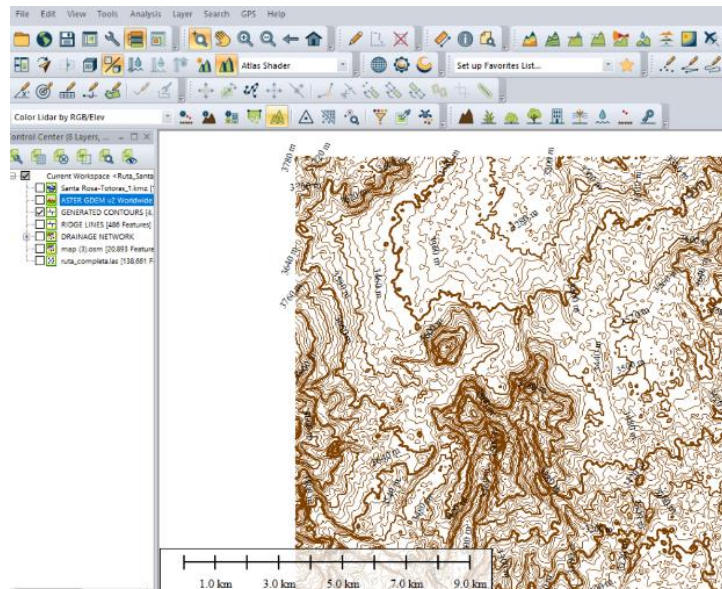


Figura 10.19: Curvas de nivel generadas mediante el Software Global Mapper.

Este archivo puede ser exportado a AUTOCAD para obtener un archivo DXF que finalmente será cargado en PLSCADD (Figura 10.20) como un attachment (archivo

adjunto). Este archivo genera una vista de planta del terreno donde se puede visualizar las curvas de nivel (Figura 10.21).

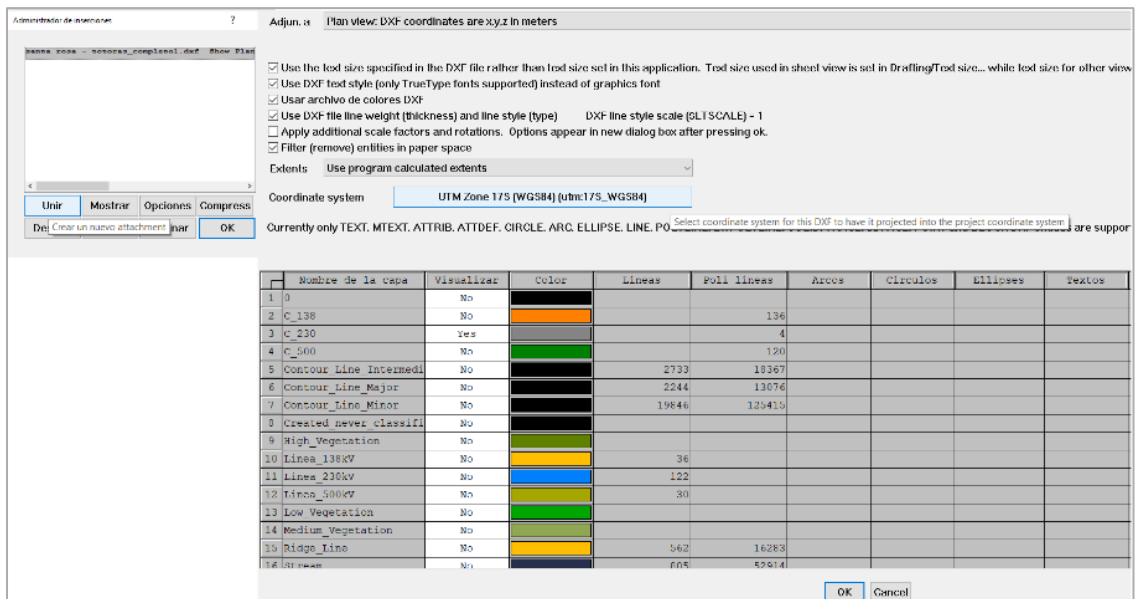


Figura 10.20: Archivo adjunto importado desde AUTOCAD.

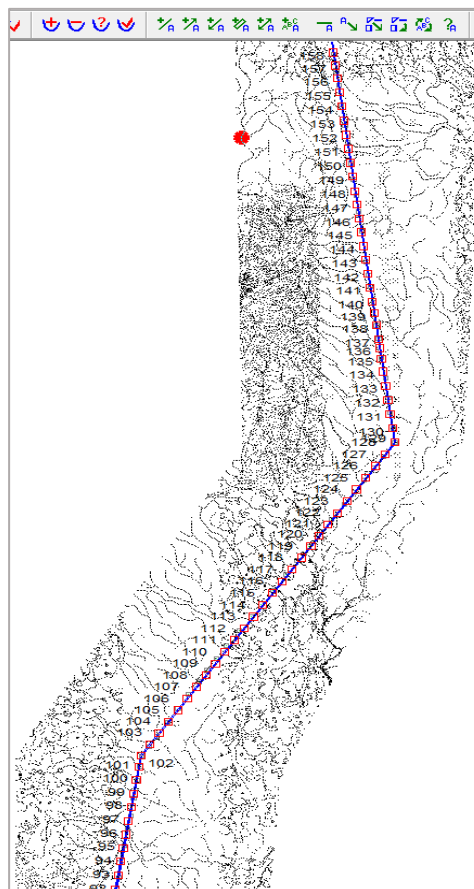


Figura 10.21: Curvas de nivel dentro de PLSCADD, vista de planta.

▪ Uso de Códigos de Característicos

Estos códigos son números que representan a todos los objetos que están dentro de la zona de diseño, por ejemplo, para el terreno natural se usa el código 200, este número representará a dicho elemento dentro del programa PLS_CADD.

Antes de generar un archivo del terreno, se deben decidir entre varias categorías de terreno, aquí es donde ingresan los datos topográficos de la ruta elegida, los cuales poseen exigencias. Incluyen códigos, así como los símbolos a ser usados para mostrar estos puntos en la pantalla. Las amplitudes de código dependen de la tensión. Los archivos de códigos de características usan la extensión. fea. Estos códigos poseen la distancia del suelo hacia objetos que se encuentran cercanos a las líneas de transmisión.

Foot Code	Feature Description	Prof Symbol	Plan Symbol	Line From	Aerial	Point	Req Vert	Req Horiz	Required Clearance	Prof Label	Plan Label	Active	Inactive
1	200 TERRENO NATURAL			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
2	201 PUNTO INTERPOLADO			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
3	202 OTTO OBLIGADO DE TORNE			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
4	203 OTTO PROHIBIDO			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
5	210 OBRERA/ESTRUCTURA			Yes	No	Yes	6.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
6	211 PUNTO RED GEOMETRICA			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
7	220 CASERO			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
8	221 CASERITA SIN IDENTIFICADA			Yes	No	Yes	8.4	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
9	222 CASERITA SIN IDENTIFICADA			Yes	No	Yes	7.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
10	224 CERRA PEREA			Yes	No	Yes	10.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
11	230 LAGUNA			Yes	No	Yes	9.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
12	240 ZONALIDA			Yes	No	Yes	9.9	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
13	250 DONALDE			Yes	No	Yes	12	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
14	254 ESTANQUE			Yes	No	Yes	9.5	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
15	204 BZO			Yes	No	Yes	12	12.5	0	0000000001	0000000001	0	0
16	271 CABLE DE GUARDIA			Yes	Yes	No	8.2	12.8	0	0000000001	0000000001	0	0

Figura 10.22: Ventana interactiva de códigos característicos, para cargar la topografía del terreno.

▪ Casos de Clima

Anteriormente ya se explicaron las hipótesis climáticas que podrían afectar al diseño de la línea de transmisión, que combinan viento, hielo y temperatura. Tal combinación es definida como un “caso de clima”. En PLS-CADD, todos los cálculos de flechas y cargas, son llevados a cabo para casos de clima escogidos. Todos los casos de clima que serán usados en un diseño en particular deben ser descritos en la tabla de *Weather Cases* (Casos de Clima) (ver Figura 10.23).

Nota: Los casos de clima provienen del archivo Demo.cri.

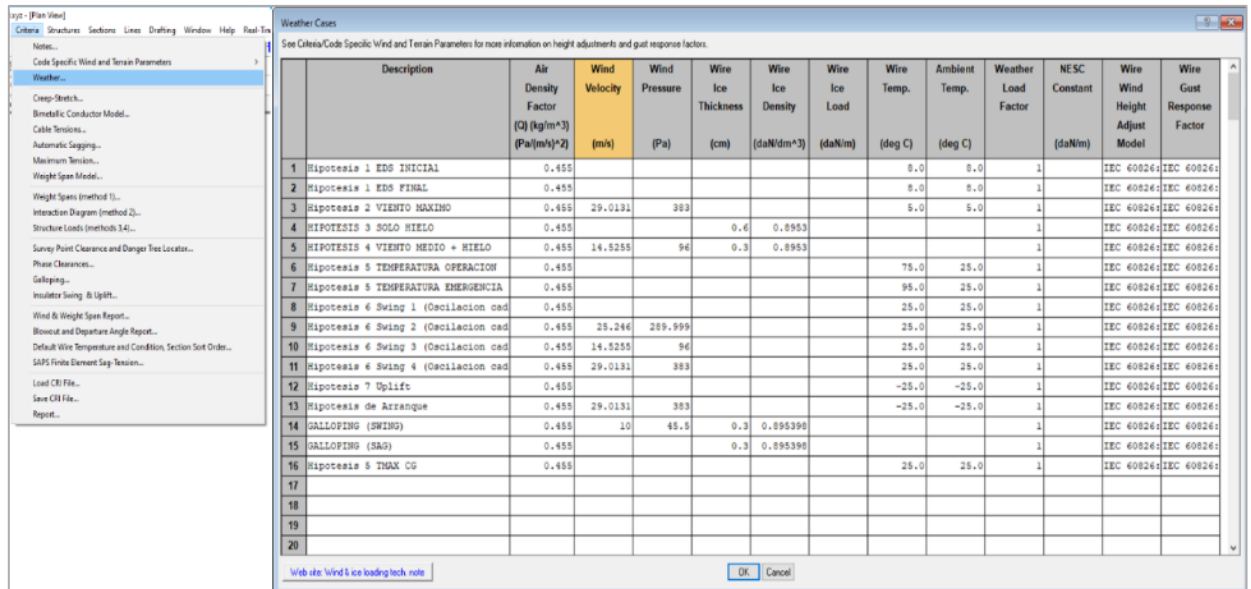


Figura 10.23: Ventana para el ingreso de casos climáticos

▪ Set de Conductores

Un “set” de conductores, es definido por PLS CADD como un grupo de uno a tres conductores con idénticas propiedades mecánicas y tensiones. Por ejemplo, el cable de guarda tendrá el set 1 y las fases el set 2, porque tienen diferentes propiedades.

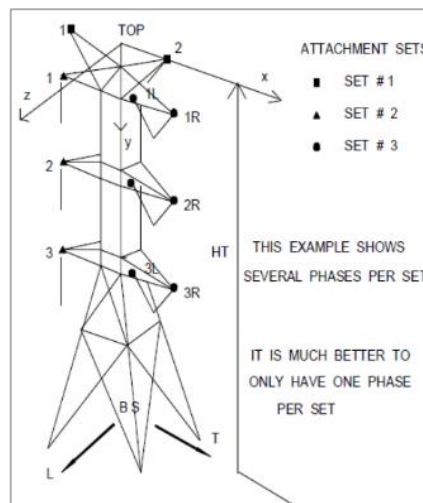


Figura 10.24: Set de una estructura de doble circuito.

La (Figura 10.25) muestra una ventana para crear una estructura, donde se definirá la altura que tendrá la torre, además de los sets, el tipo y la longitud del aislador, además de la distancia horizontal y vertical que tendrán las ménsulas de la torre, al estar basado en un sistema (x,y), los valores positivos ubican las fases hacia la derecha y negativos a la izquierda.

Structure Data Editor

Structure file name: c:\users\mafer\onedrive\documentos\mafer\..._lat_0_30-90 (1)

Description: AT-10-0-90

Height (ground to top of structure) (m): 45.00

Embedded length (for report purposes only) (m):

Lowest wire attachment point height above ground (m): 36.00

Set #	Phase #	Dead End Set	Set Description	Insulator Type	Insul. Weight (N)	Insul. Wind Area (cm ²)	Insul. Length (m)	Attach. Trans. Offset (m)	Attach. Dist. Below Top (m)	Attach. Longit. Offset (m)	Min. Req. Vertical Load (uplift) (N)	Allowable Suspension Swing Angles and 2-Part Load Angles min,max for 4 conditions (deg)	Insul. Weight Side 2 (N)	Insul. Wind Area Side 2 (cm ²)	Insul. Length Side 2 (m)	Attach. Trans. Offset Side 2 (m)	Attach. Dist. Below Top Side 2 (m)	Attach. Longit. Offset Side 2 (m)
1	1	1	Yes	CG-Steel	Clamp	NA	NA	NA	1.50		No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2	2	1	Yes	CG-OPGW	Clamp	NA	NA	NA	-1.50		No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
3	3	1	Yes	Fase 1	Strain	582.12	3147.76	1.80	3.20	2.90	0.50	No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4	3	2	NA	NA	Strain	582.12	3147.76	1.80	3.20	5.95	0.50	No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA
5	3	3	NA	NA	Strain	582.12	3147.76	1.80	3.20	9.00	0.50	No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA
6	4	1	Yes	Fase 2	Strain	582.12	3147.76	1.80	-3.20	2.90	0.50	No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA
7	4	2	NA	NA	Strain	582.12	3147.76	1.80	-3.20	5.95	0.50	No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA
8	4	3	NA	NA	Strain	582.12	3147.76	1.80	-3.20	9.00	0.50	No Limit	NA	NA	NA	NA	NA	NA
9			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
10			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
11			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
12			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
13			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
14			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
15			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
16			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
17			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
18			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
19			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Struct. Strength Material Multiple Save Save As OK Cancel

Figura 10.25: Ventana interactiva para la creación de una estructura método 1.

■ Instalación de cables de guarda y conductores

Una vez que las estructuras han sido ubicadas sobre la alineación, PLS-CADD ofrece una serie de comandos para tender los cables. Debido a que todos los conductores tienen propiedades idénticas y comparten el mismo set. Las estructuras angulares que se encuentran en los vértices son los puntos donde nace una nueva sección. Una sección de tracción debe tener un comienzo, un fin, y puede ser soportada por estructuras intermedias en puntos de fijación que no son de extremos, en el caso de las estructuras de suspensión.

Modificar sección

Sección 4 Desde estruc. #16 A estruc. #34

Tipo

Cable file: documentos\mafer\archivos_base\cables\bluejay_acsr (1).wir

Voltaje (kV): 230 Conductores por fase: 1

Fluchado

Condición: Load RS

Sobreponer vano regulador calculado

Vano regulador (m): 382.84

Temperatura (deg C): 12.0

Catenaria (m): 1264.2

Tensión horiz. (N): 26401.5

Fluchado Automático

Visualizar

Color:

Catenaria (m): 1029.3

Mostrar caso climático elegido

Ángulo de balanceo (deg):

Caso clim.: Hipotesis 5: Temperatura Máxima

Viento de: Both

Condición: Creep RS

Fase: 1

Notas de cri.: Editar tendido OK Cancel

Fase visualizada no tendrá efecto hasta que sobreponer sea invalidado en Secciones/Vista-opciones

Opciones elemento finito SAPS de flecha-tensión

Sujeción de aisladores (figar longitud sin tensión, forzar elemento finito para flecha-tensión)

Graph Tension vs. Elongation Edit Span Specific Wire Lengths, Concentrated Loads, Attachment Stiffnesses, Surveyed Temperatures

Figura 10.26: Tendido del conductor entre estructuras- desde la estructura 16 a 34.

▪ **Tabla de Sección**

La mayor parte de la información del montaje de la línea está disponible en la *Section Table* (Tabla de Sección) (ver Figura 10.27), a la que se accede con el comando *Sections/ Table* (Secciones/ Tabla). Las columnas en el extremo izquierdo de la tabla, las cuales están sombreadas, incluyen información resultante de algunas operaciones de tendido y flechado, que no pueden ser editadas dentro de la tabla. Además, se puede ingresar el nivel de tensión en el que se trabajará y lo más importante el caso climático en el que la línea va a ser tendida, y el número de conductores por fase.

Clasificar secciones por:

Número de sección

Número de estructura donde inicia la sección

Set de sujeción donde inicia la sección

Voltaje

Nombre archivo de cable

Ver fase no tendrá efecto hasta que se desactive en Secciones/Opciones de visualización

Sec #	Inicio Est # Set #	Fin Est # Set #	Vano reg. (m)	Insul. Clip-ped	Nombre arch. cable	Vol-taje (kV)	Cond. por fase	Cond-ición flecha	Temp. flecha	Sag Horiz. Ten. (N)	Ver caso clim.	Ver cond-ición	Disp. Wind From	Ver fase	Ver color	Comando a aplicar
1	25	1:1	9:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8994.0	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
2	26	9:1	16:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8987.5	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
3	27	16:1	34:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8902.2	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
4	28	34:1	47:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8924.7	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
5	29	47:1	61:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8946.7	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
6	30	61:1	62:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8993.9	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
7	31	62:1	63:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8703.0	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
8	32	63:1	74:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8981.1	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
9	33	74:1	86:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8937.4	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
10	34	86:1	102:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8968.7	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
11	35	102:1	129:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8956.2	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
12	36	129:1	159:1	-383	No	3_8-7_strand_hs_steel (1).wir	230	1	Load RS	12.0	8864.5	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
13	37	1:2	9:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10847.7	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
14	38	9:2	16:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10837.8	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
15	39	16:2	34:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10699.3	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
16	40	34:2	47:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10732.3	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
17	41	47:2	61:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10771.2	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
18	42	61:2	62:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10847.7	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
19	43	62:2	63:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10370.5	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	
20	44	63:2	74:2	-383	No	cc-26-26-461 (1).wir	230	1	Load RS	12.0	10823.5	Hipotesis 5:Temperatur	Creep RS	Both	1	

Apply OK Cancel

Figura 10.27: Tabla de secciones de PLS_CADD

▪ **Cálculo de Campos Electromagnéticos**

PLS-CADD cuenta con la opción de calcular los campos electromagnéticos emitidos en las líneas de transmisión mediante el ítem secciones/ calculador EMF (Figura 10.28), donde al ingresar se despliega diferentes números que representan el número de estructuras, al seleccionar muestra una ventana interactiva (Figura 10.29), donde se debe ingresar la tensión, distancia en metros de la franja de seguridad, la corriente máxima del conductor, así como los límites de emisión de los campos eléctricos y magnéticos establecidos en ICNIRP (Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación No Ionizante).

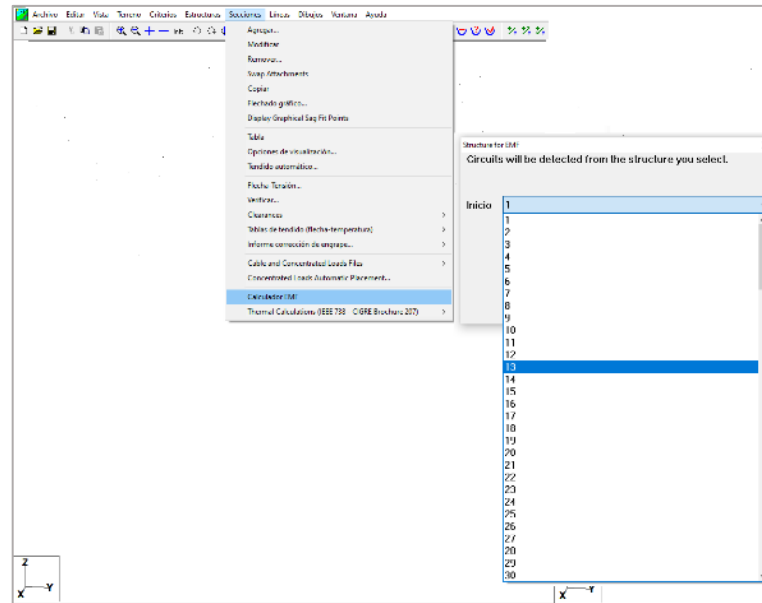


Figura 10.28: Venta de selección para el cálculo de campos electromagnéticos.

EMF Circuit Data

Input the current phase angles for each wire you wish to contribute to the electric and magnetic field. If you wish the calculation to consider the effects of induced currents then you should input those currents.

The input phase to phase voltage will be converted to a phase to ground voltage using the factor of $1/\sqrt{3}$. Note the default voltage is a nominal voltage that you may want to override with the maximum design voltage.

If you have a bundle please enter the bundle diameter (diameter that circumscribes through the center of the subconductors). For square bundles this equals the bundle spacing multiplied by the $\sqrt{2}$.

All calculations are performed with wires at the displayed weather case:
Global display turned off - each section displaying it's own weather case

	Set #	Phase #	Conductors Per Phase	Voltage Ph-Ph (kV)	Current (Amps)	Phase Angle (deg)	Bundle Diameter (cm)
1	1	1	1	0	0.000	0	0.000
2	2	1	1	0	0.000	0	0.000
3	3	1	1	230	878.300	0	0.000
4	3	2	1	230	878.300	120	0.000
5	3	3	1	230	878.300	-120	0.000
6	4	1	1	230	878.300	0	0.000
7	4	2	1	230	878.300	120	0.000
8	4	3	1	230	878.300	-120	0.000

Calculation Settings

Meter height (m)

Cross section width (m)

Point interval (m)

Obtain Z from TIN instead of centerline ground

Inset picture of structure in graphs

Field Limits

Electric (kV/m)

Magnetic (uT)

Calculations Performed At

Mid-span (half the distance to the next structure)

Low point for all wires

Specified station (m)

Figura 10.29: Ventana interactiva para el ingreso de los datos requeridos para el cálculo de los campos electromagnéticos.

Informe donde se reflejan los resultados de los campos eléctricos y magnéticos, a una distancia de 15m a la derecha y 15m la izquierda, los resultados se dan en las siguientes unidades (Figura 10.30):

Campo eléctrico: kilovoltio/metro – kV/m

Campo magnético: microteslas – μT

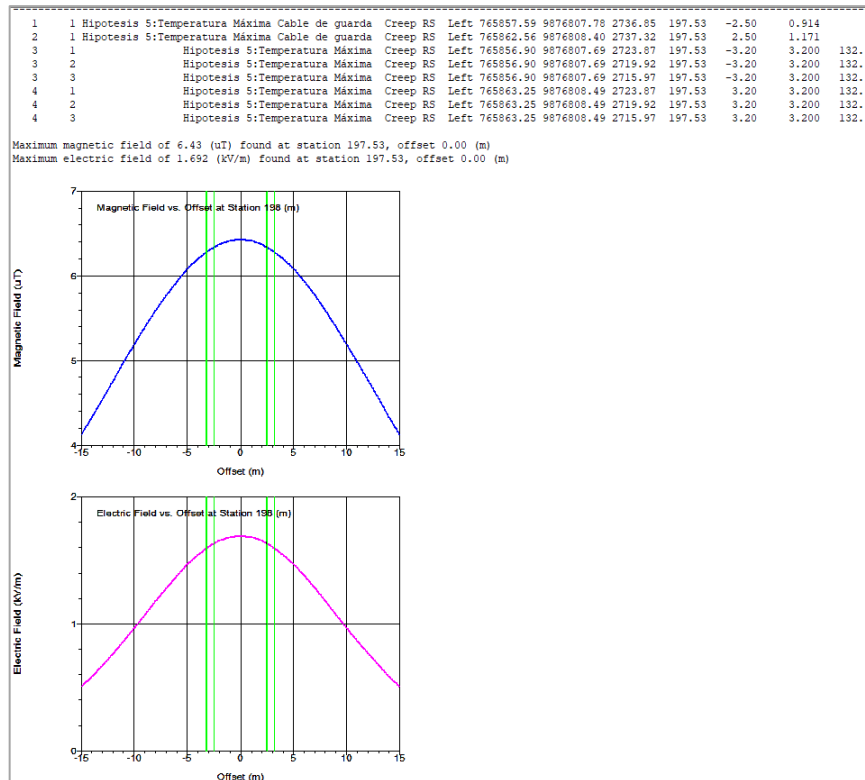


Figura 10.30: Informe de resultados del cálculo de los campos eléctricos y magnéticos en una estructura.

10.3. Límites de emisión de campos electromagnéticos

10.3.1. Norma de radiaciones no ionizantes de campos electromagnéticos

Los niveles de referencia para la exposición a campos eléctricos y magnéticos provenientes de fuentes de 60 Hz, para público en general y para personal ocupacionalmente expuesto, se encuentran establecidas en la tabla A4.1 del Registro Oficial Nro. 41 Libro VI, Anexo 10 del Texto Unificado Legislación Secundaria, Medio Ambiente (TULSMA). Esta norma está basada en la Comisión Internacional de Protección de radiaciones No Ionizantes (ICNIRP), 1998 [39].

Tabla 10.7: Niveles de referencia para la exposición a campos eléctricos y magnéticos [39].

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico (V/m)	Densidad de Flujo Magnético (μT)
Público en General	4 167	83
Personal Ocasionalmente Expuesto	8 333	417

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En este punto se detallan los resultados obtenidos una vez simulados los campos eléctricos y magnéticos en las diferentes estructuras seleccionadas que conforman la línea de transmisión Santa Rosa-Totoras. Con los datos obtenidos en la simulación por medio del software PLS_CADD, se aplicaron métodos estadísticos para determinar los niveles de emisión de CEM más comunes en estas estructuras.

11.1. Modelación de las estructuras metálicas

Antes de simular los campos electromagnéticos en las líneas, fue necesario la modelación de las estructuras metálicas, tomando en cuenta parámetros de diseño dados en la norma ASCE 10 que son aplicados por el Software Tower, ya mencionado en la sección anterior. En la ruta de la línea se evidenció, que existen tres tipos de estructuras de acuerdo a la función que cumplen, con base en apoyos normalizados [40][41] y los cálculos de distancias de seguridad verticales y horizontales. A continuación, se modelan las estructuras con las siguientes características:

Torre Terminal (DT1+0)

- **Función:** Terminal
- **Material:** Celosía
- **Tensión:** 230 kV
- **Altura:** 45m (Las dimensiones de la torre se encuentran en el Anexo III)

Estructura de doble circuito, horizontal, tipo cónica, cuenta con dos conexiones para el cable de guarda, ménsula tipo triangular, aisladores de retención, perpendiculares a las ménsulas, como se muestra en la Figura 11.1.

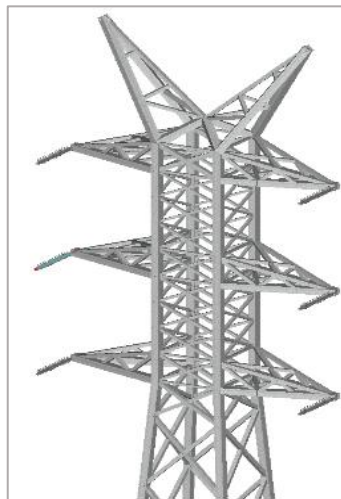


Figura 11.1: Modelado de la estructura terminal.

Torre Angular (DA1+0)

- **Función:** Angular
- **Material:** Celosía
- **Tensión:** 230 kV
- **Altura:** 45 m (Las dimensiones de la torre se encuentran en el Anexo III)

Estructura de doble circuito, horizontal, tipo cónica, cuenta con dos conexiones para el cable de guarda, ménsula tipo cuadrada, aisladores de retención (trece platos), conectados en cada vértice de la ménsula, estas estructuras están diseñadas para ángulos de 0° a 30° o 30° a 60° (Figura 11.2).

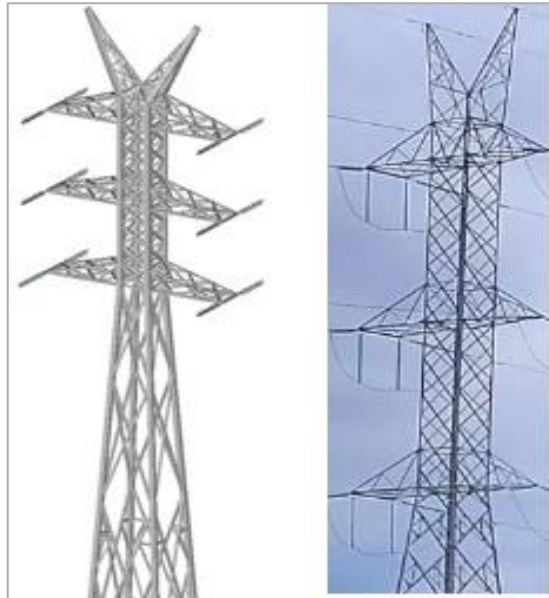


Figura 11.2: Modelado de la estructura angular.

Torre de suspensión (DS1+0)

- **Función:** Suspensión
- **Material:** Celosía
- **Tensión:** 230 Kv
- **Altura:** 46,25m (Las dimensiones de la torre se encuentran en el Anexo III)

Estructura de doble circuito, horizontal, tipo cónica, cuenta con dos conexiones para el cable de guarda, ménsula tipo triangular, aisladores de suspensión, como se muestra en la Figura 11.3.

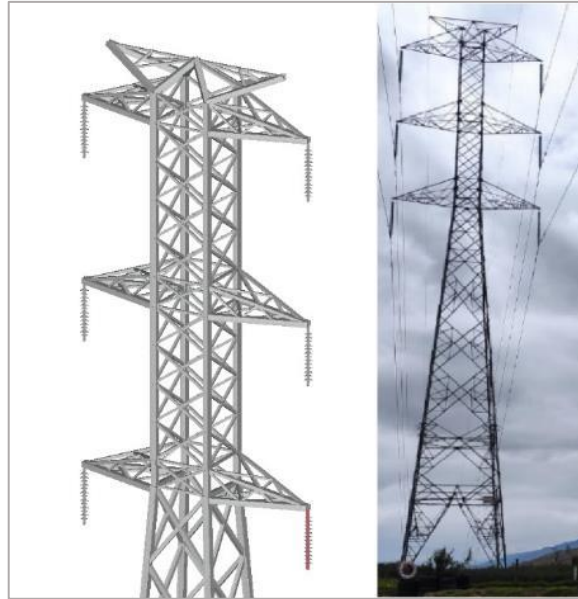


Figura 11.3: Modelado estructura de suspensión.

11.2. Simulación de la ruta de la línea de transmisión Santa Rosa-Totoras (Tramo Cotopaxi)

Mediante el software PLS_CADD se obtiene la simulación de la ruta de la línea, con una longitud de 60.5 km, este proyecto consta de 160 estructuras repartidas entre terminales, de anclaje y de suspensión. Para la simulación de la ruta de la línea, se han considerado parámetros climáticos, como temperatura ambiente, temperatura mínima y máxima, todos estos valores ya han sido detalladas en las herramientas de diseño.

PLS_CADD posee una capacidad gráfica potente, cuenta con diferentes vistas para presentar la ruta de la línea de transmisión. En la Figura 11.4 se muestra la vista de perfil del tramo Cotopaxi perteneciente a la línea Santa Rosa-Totoras.

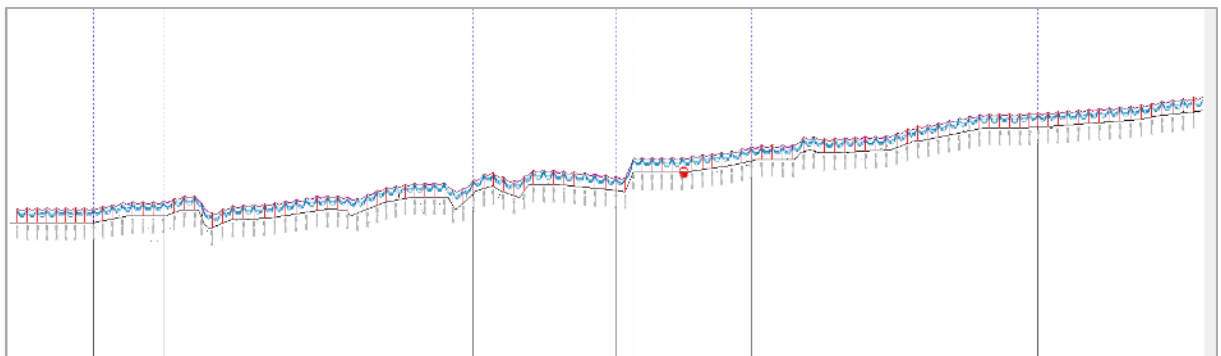


Figura 11.4: Vista de Perfil de la Ruta de la Línea Santa Rosa-Totoras

Cada estructura tendrá un punto de localización, ya que para exportar el archivo a Google Earth es importante tener las coordenadas de ubicación, ver Figura 11.5.

Tabla de localización

	Nro de estructura	Station (m)	Height Adjust. (m)	Offset Adjust. (m)	Orientation Angle (deg)	X Easting (m)	Y Northing (m)	Interline Elevation (m)	TIN Z Elevation (m)	Ahead Span (m)	Line Angle (deg)	Transverse Axis Azimuth (deg)	Nombre de estructura	Script structure	Struct. Height (m)	Embedded Length (m)
1	1	2.709				765884.296	9876614.779	2700.000	2700.000	389.648	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\terminal_1.tow		45.000	0.000
2	2	392.357				765835.853	9877001.404	2700.000	2700.000	380.508	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
3	3	772.865				765788.547	9877378.960	2700.000	0.000	361.747	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
4	4	1134.612				765743.573	9877737.900	2700.000	2700.000	364.112	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
5	5	1498.724				765698.306	9878099.187	2700.000	0.000	352.290	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
6	6	1851.014				765654.508	9878448.744	2700.000	2700.000	361.747	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
7	7	2212.761				765609.534	9878807.684	2700.000	2700.000	342.832	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
8	8	2555.593				765566.912	9879147.857	2700.000	2700.000	347.053	0.0000	82.8583	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
9	9	2902.650				765523.296	9879492.158	2700.353	2700.000	344.264	0.0000	81.7088	31_01\torres_usadas\at_0_30_1.tow		45.000	0.000
10	10	3246.914				765473.652	9879832.823	2705.514	0.000	365.248	0.0000	81.7088	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
11	11	3612.162				765420.982	9880194.254	2710.990	0.000	376.372	0.0000	81.7088	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
12	12	3988.534				765366.708	9880566.692	2716.632	2720.000	389.351	0.0000	81.7088	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
13	13	4377.885				765310.562	9880951.974	2720.000	2720.000	393.059	0.0000	81.7088	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
14	14	4770.944				765253.882	9881340.924	2720.000	0.000	385.643	0.0000	81.7088	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
15	15	5156.587				765198.271	9881722.537	2720.000	2640.000	391.087	0.0000	81.7088	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
16	16	5547.674				765141.875	9882109.536	2722.625	2722.625	399.378	5.2374	84.3276	31_01\torres_usadas\at_0_30_1.tow		45.000	0.000
17	17	5947.052				765120.599	9882508.347	2730.373	2690.907	381.219	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
18	18	6328.271				765100.291	9882889.025	2740.000	2750.471	407.822	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
19	19	6736.093				765078.565	9883296.268	2740.000	2734.285	251.528	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
20	20	6987.621				765065.166	9883547.438	2716.141	2724.526	399.040	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
21	21	7386.661				765043.908	9883945.912	2683.554	2693.524	392.034	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
22	22	7778.695				765023.023	9884337.389	2696.677	2711.569	391.136	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
23	23	8169.831				765002.187	9884727.970	2708.106	2706.720	401.026	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
24	24	8570.857				764980.823	9885128.426	2709.987	2703.837	398.912	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
25	25	8969.769				764959.572	9885526.772	2711.859	2705.467	396.920	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
26	26	9366.689				764938.428	9885923.128	2713.721	2709.067	393.568	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000
27	27	9760.257				764917.461	9886316.137	2717.284	2715.960	399.576	0.0000	86.9463	01\torres_usadas\torre_s_0_1.tow		46.250	0.000

OK

Cancel

Figura 11.5: Puntos de localización de estructuras.

11.2.1. PLS-CADD y Google Earth

Una opción muy útil para los diseñadores, es que se puede exportar muchos informes a Google Earth, es importante que el proyecto se encuentre en modo 3D (Figura 11.6) para ser exportado. La extensión de Google Earth a la que se debe exportar es KML export.

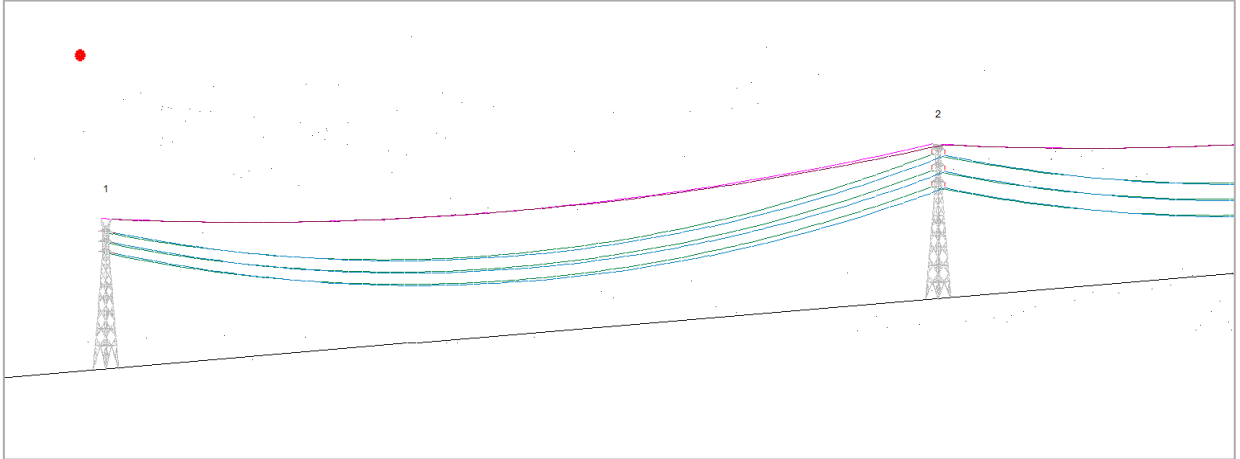


Figura 11.6: Vista en 3D de las estructuras.

Como resultado de la exportación se observa las estructuras que forman parte de la ruta de la línea de transmisión Santa Rosa-Totoras.

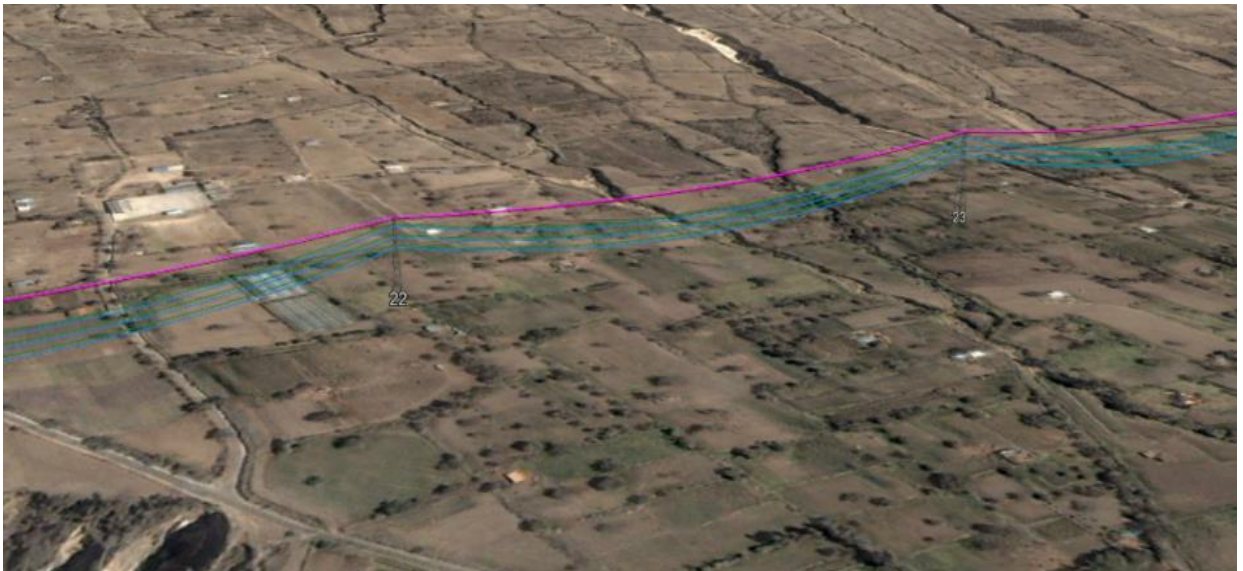


Figura 11.7: Vista del Proyecto en Google Earth.

11.3. Simulación de campos electromagnéticos mediante software

Los cálculos de los campos electromagnéticos determinados por PLS_CADD, están basados en la metodología del Libro Rojo de la EPRI [26], por lo que para realizar las respectivas simulaciones se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Voltaje nominal del sistema, en este caso 230 kV.
- Corriente que circula por el conductor a 75°C, para este caso es de 878.3 A.
- Los cables de guarda con tensión y corriente igual a 0.
- Los ángulos de las fases; (0°; 120°; -120° para a, b y c respectivamente)
- Altura del punto de medida (tomando como referencia el terreno plano).
- Valor en metros de la franja de servidumbre (desde el centro de la torre hacia la izquierda y derecha).
- Límites de emisión del campo magnético y eléctrico de acuerdo a la Tabla 10.7.¹²

11.3.1. Resultados de la simulación

Según la IEEE Std 664 [42], los campos eléctricos y magnéticos son medidos por cada estructura, a mitad del vano y a una altura de un metro sobre el nivel del suelo. Los resultados que arroja el módulo de cálculo de CEM de PLS_CADD son:

- El campo magnético y eléctrico máximo respecto al punto de medición, definidos conforme lo establecido en la sección 10.1.3.1, para cada una de las 160 estructuras pertenecientes al tramo Cotopaxi de la línea de transmisión Santa Rosa- Totoras.

Set #	Phase #	Weather Case	Cable Condition	Wind From	Wire X (m)	Wire Y (m)	Wire Z (m)	Wire Station (m)	Wire Eqv. Offset (m)	Wire Diameter (cm)	Wire Voltage To Gnd. (kV)
1	1	Hipotesis 5:Temperatura Máxima	Cable de guarda	Creep RS	Left 765533.14	9919320.16	3093.74	45136.11	-2.50	0.914	0
2	1	Hipotesis 5:Temperatura Máxima	Cable de guarda	Creep RS	Left 765537.23	9919317.29	3094.24	45136.11	2.50	1.171	0
3	1	Hipotesis 5:Temperatura Máxima		Creep RS	Left 765532.56	9919320.56	3080.70	45136.11	-3.20	3.200	132.8
3	2	Hipotesis 5:Temperatura Máxima		Creep RS	Left 765532.56	9919320.56	3075.85	45136.11	-3.20	3.200	132.8
3	3	Hipotesis 5:Temperatura Máxima		Creep RS	Left 765532.56	9919320.56	3071.00	45136.11	-3.20	3.200	132.8
4	1	Hipotesis 5:Temperatura Máxima		Creep RS	Left 765537.81	9919316.89	3080.70	45136.11	3.20	3.200	132.8
4	2	Hipotesis 5:Temperatura Máxima		Creep RS	Left 765537.81	9919316.89	3075.85	45136.11	3.20	3.200	132.8
4	3	Hipotesis 5:Temperatura Máxima		Creep RS	Left 765537.81	9919316.89	3071.00	45136.11	3.20	3.200	132.8

Maximum magnetic field of 8.25 (uT) found at station 45136.11, offset 0.00 (m)
Maximum electric field of 2.074 (kV/m) found at station 45136.11, offset 0.00 (m)

Figura 11.8: Valores máximos de la emisión del campo eléctrico y magnético de la Estructura N°1.

¹² El software PLS_CADD mide el campo eléctrico en kV/m y el campo magnético en μT .

La tabla muestra los valores máximos de emisión de los campos eléctricos y magnéticos de los 159 vanos, con esto se verifica que los resultados obtenidos se encuentran dentro de los límites de emisión regulados por ICNIRP, para el campo eléctrico es de 4.167 kV/m y el campo magnético un límite del 83 uT , para el público en general y para el personal ocasionalmente expuesto es 8.33 kV/m de campo eléctrico y el campo magnético un límite de 416.7 uT .

Tabla 11.1: Valores máximos de emisión de los campos eléctricos y magnéticos.

Valores de Emisión Máximos		
<i>Distancia</i>	<i>Campo Magnético (uT)</i>	<i>Campo Eléctrico (kV)</i>
-15	6,941	0,593
-14	7,444	0,696
-13	7,981	0,813
-12	8,549	0,943
-11	9,142	1,128
-10	9,753	1,361
-9	10,367	1,618
-8	10,97	1,892
-7	11,541	2,176
-6	12,058	2,456
-5	12,502	2,72
-4	12,859	2,953
-3	13,123	3,142
-2	13,299	3,281
-1	13,397	3,365
0	13,428	3,393
1	13,397	3,365
2	13,299	3,281
3	13,123	3,142
4	12,859	2,953
5	12,502	2,72
6	12,058	2,456
7	11,541	2,176
8	10,97	1,892
9	10,367	1,617
10	9,753	1,361
11	9,142	1,128
12	8,549	0,943
13	7,981	0,813
14	7,444	0,696
15	6,941	0,593

- La Figura 11.9 es el resultado de los campos eléctricos y magnéticos tomados de izquierda (-15 m) a derecha (+15 m), definidas por la franja de servidumbre [36]. Para los análisis posteriores serán utilizados los valores eficaces (RMS) de campo eléctrico y magnético.

EMF Calculation Results:													
Station	Offset	X	Y	Z	B Real	B Img.	B Phase Angle	B rms Res.	E Real	E Img.	E Phase Angle	E Axis Angle	E rms Res.
(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(uT)	(uT)	(deg)	(kV/m)	(kV/m)	(kV/m)	(deg)	(deg)	(kV/m)
45136.11	-15.00	765522.89	9919327.32	3056.15	4.215	3.00459	35.5	5.176	0.409	0.40587	44.8	260.9	0.576
45136.11	-14.00	765523.71	9919326.74	3056.15	4.423	3.18158	35.7	5.448	0.478	0.47292	44.7	261.4	0.673
45136.11	-13.00	765524.53	9919326.17	3056.15	4.635	3.36445	36.0	5.728	0.553	0.54742	44.7	261.9	0.778
45136.11	-12.00	765525.35	9919325.60	3056.15	4.850	3.55146	36.2	6.011	0.633	0.62915	44.8	262.4	0.893
45136.11	-11.00	765526.17	9919325.03	3056.15	5.064	3.74039	36.4	6.296	0.718	0.71749	45.0	262.9	1.015
45136.11	-10.00	765526.99	9919324.45	3056.15	5.276	3.92848	36.7	6.578	0.806	0.81133	45.2	83.4	1.144
45136.11	-9.00	765527.81	9919323.88	3056.15	5.482	4.11252	36.9	6.853	0.896	0.90900	45.4	84.0	1.277
45136.11	-8.00	765528.63	9919323.31	3056.15	5.678	4.28893	37.1	7.116	0.986	1.00828	45.6	84.6	1.410
45136.11	-7.00	765529.45	9919322.73	3056.15	5.861	4.45400	37.2	7.361	1.074	1.10644	45.9	85.2	1.542
45136.11	-6.00	765530.27	9919322.16	3056.15	6.027	4.60408	37.4	7.584	1.156	1.20037	46.1	85.9	1.667
45136.11	-5.00	765531.09	9919321.59	3056.15	6.173	4.73585	37.5	7.780	1.232	1.28681	46.3	86.5	1.781
45136.11	-4.00	765531.91	9919321.02	3056.15	6.295	4.84660	37.6	7.945	1.297	1.36254	46.4	87.2	1.881
45136.11	-3.00	765532.73	9919320.44	3056.15	6.393	4.93430	37.7	8.076	1.351	1.42468	46.5	87.9	1.963
45136.11	-2.00	765533.55	9919319.87	3056.15	6.464	4.99763	37.7	8.170	1.390	1.47083	46.6	88.6	2.024
45136.11	-1.00	765534.36	9919319.30	3056.15	6.506	5.03586	37.7	8.228	1.414	1.49924	46.7	89.3	2.061
45136.11	0.00	765535.18	9919318.72	3056.15	6.521	5.04869	37.7	8.247	1.423	1.50884	46.7	90.0	2.074
45136.11	1.00	765536.00	9919318.15	3056.15	6.507	5.03601	37.7	8.228	1.414	1.49928	46.7	90.7	2.061
45136.11	2.00	765536.82	9919317.58	3056.15	6.464	4.99791	37.7	8.171	1.390	1.47090	46.6	91.4	2.024
45136.11	3.00	765537.64	9919317.01	3056.15	6.393	4.93471	37.7	8.076	1.351	1.42478	46.5	92.1	1.963
45136.11	4.00	765538.46	9919316.43	3056.15	6.296	4.84711	37.6	7.946	1.297	1.36266	46.4	92.8	1.881
45136.11	5.00	765539.28	9919315.86	3056.15	6.173	4.73643	37.5	7.781	1.232	1.28693	46.3	93.5	1.781
45136.11	6.00	765540.10	9919315.29	3056.15	6.027	4.60470	37.4	7.585	1.156	1.20049	46.1	94.1	1.667
45136.11	7.00	765540.92	9919314.71	3056.15	5.861	4.45465	37.2	7.362	1.074	1.10654	45.9	94.8	1.542
45136.11	8.00	765541.74	9919314.14	3056.15	5.679	4.28958	37.1	7.117	0.986	1.00836	45.6	95.4	1.410
45136.11	9.00	765542.56	9919313.57	3056.15	5.482	4.11314	36.9	6.854	0.896	0.90906	45.4	96.0	1.277
45136.11	10.00	765543.38	9919313.00	3056.15	5.277	3.92907	36.7	6.579	0.806	0.81136	45.2	96.6	1.144
45136.11	11.00	765544.20	9919312.42	3056.15	5.065	3.74094	36.4	6.297	0.718	0.71749	45.0	277.1	1.015
45136.11	12.00	765545.02	9919311.85	3056.15	4.850	3.55197	36.2	6.012	0.633	0.62913	44.8	277.6	0.893
45136.11	13.00	765545.84	9919311.28	3056.15	4.636	3.36491	36.0	5.728	0.553	0.54738	44.7	278.1	0.778
45136.11	14.00	765546.66	9919310.70	3056.15	4.423	3.18199	35.7	5.449	0.478	0.47287	44.7	278.6	0.672
45136.11	15.00	765547.48	9919310.13	3056.15	4.215	3.00495	35.5	5.177	0.409	0.40580	44.8	279.1	0.576

Figura 11.9: Informe de resultados de los campos eléctricos y magnéticos en una estructura de la línea.

- El comportamiento de los CEM dentro de la franja de servidumbre. Al ser una línea de doble circuito, los resultados serán los mismos hacia +15 m y -15 m, teniendo un efecto de reflejo que crea una parábola perfecta en ambos casos.

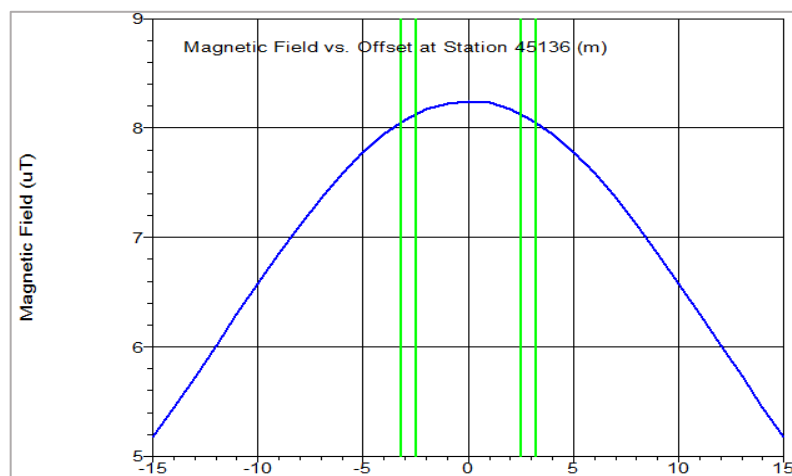


Figura 11.10: Gráfica del campo magnético.

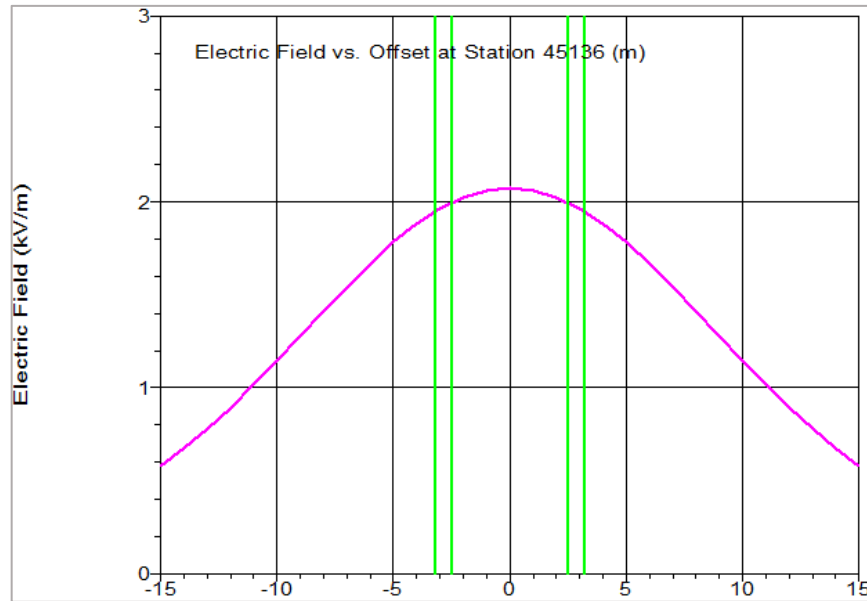


Figura 11.11: Gráfico del campo eléctrico

11.4. Distribución estadística de los CEM

Lo que se pretende con el análisis estadístico de los datos de campo eléctrico y campo magnético obtenidos en la sección anterior, es identificar las magnitudes de CEM más representativas en la simulación. Para ello, es necesario obtener la frecuencia relativa, de dichas magnitudes para las 160 estructuras, en el rango de -15 m a +15 m.

Luego, con la aplicación de la distribución acumulada de Weibull¹³, se obtiene la función de densidad de probabilidad, que especifica la posibilidad relativa del 90%, de que los resultados del campo eléctrico y magnético, se encuentren por debajo de valores obtenidos.

Procedimiento:

1. Frecuencia absoluta:

Esta medida estadística permite obtener el número de veces que un valor se encuentra repetido dentro de una base de datos, en este caso, se muestra la frecuencia absoluta, aplicada a la medición del campo magnético en una muestra de 159 vanos (correspondientes a 160 estructuras).

2. Frecuencia Relativa f_i :

Es el cociente de la frecuencia absoluta entre el valor total de la muestra.

$$f_i = \frac{Fa}{N} \quad (11.1)$$

¹³ El análisis de Weibull es la técnica mayormente escogida para estimar una probabilidad basada en datos medidos o asumidos.

Donde:

$f_i = \text{frecuencia relativa}$

$Fa = \text{Frecuencia absoluta}$

$N = \text{valor total de la muestra, para este caso 159.}$

3. Campo eléctrico promedio:

Se debe definir límites máximos y mínimos, para clasificar por rangos los resultados, y después esos dos límites son promediados para obtener un valor absoluto.

4. Para la aplicación del método de Weibull es necesario encontrar los parámetros de escala y de forma, de la siguiente manera:

$$x_i = \text{Ln}(Vi) \quad (11.2)$$

$$y_i = \text{ln}(-\text{ln}(1 - f_i)) \quad (11.3)$$

5. Para obtener la probabilidad que el campo eléctrico y magnético, sean iguales o inferiores a un valor, se aplica la densidad acumulativa de Weibull, descrita en la ecuación:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (11.4)$$

Donde:

$F(t) = \text{Función de distribución acumulada}$

$U = \text{valores de los campos eléctrico y magnético resultante de la simulación}$

$c, k = \text{parametros } c \text{ de escala y } k \text{ de forma de la distribución}$

A continuación, se detallan los resultados obtenidos del análisis estadístico para una distancia de +15 m,+10 m,+5 m y 0 m. Sin embargo, en la hoja de cálculo se determinaron los valores de CEM para cada metro, en el rango -15 m hasta +15 m.

Resultados a 15 m:

Las figuras Figura 11.12 y Figura 11.13, son resultado de la simulación de campos eléctricos y magnéticos a 15 metros de distancia desde el centro de la torre hacia ambos lados. Los 159 resultados de los CEM, han demostrado que, para esta distancia de medida, el valor más común de emisión de campo eléctrico es 0.58 kV/m , seguido por 0.56 kV/m y 0.5 kV/m . Mientras que, para el campo magnético las emisiones más comunes se encuentran entre ($4.375 \text{ } \mu\text{T}$ y $5.625 \text{ } \mu\text{T}$).

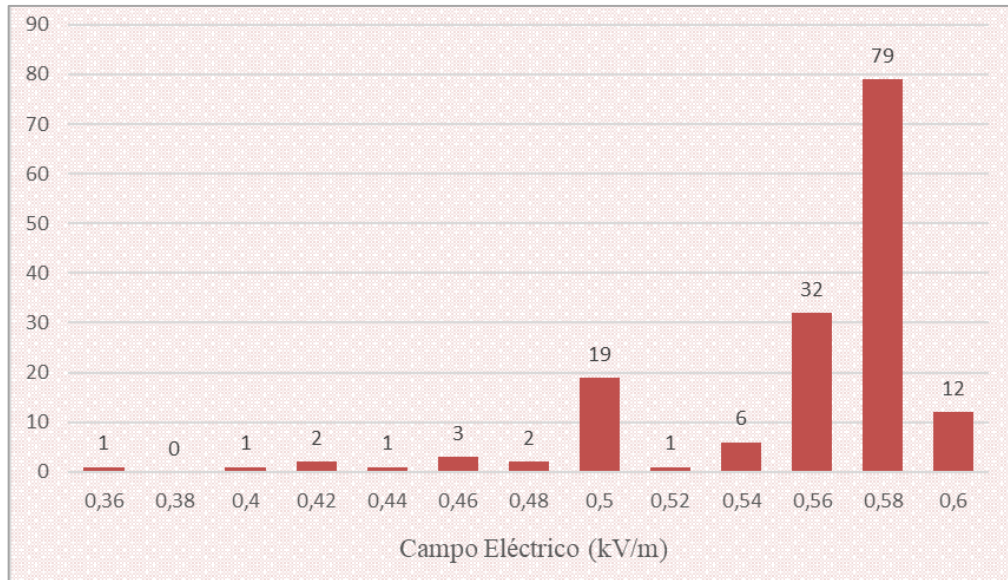


Figura 11.12: Histograma del campo eléctrico medido 15 m hacia la izquierda.

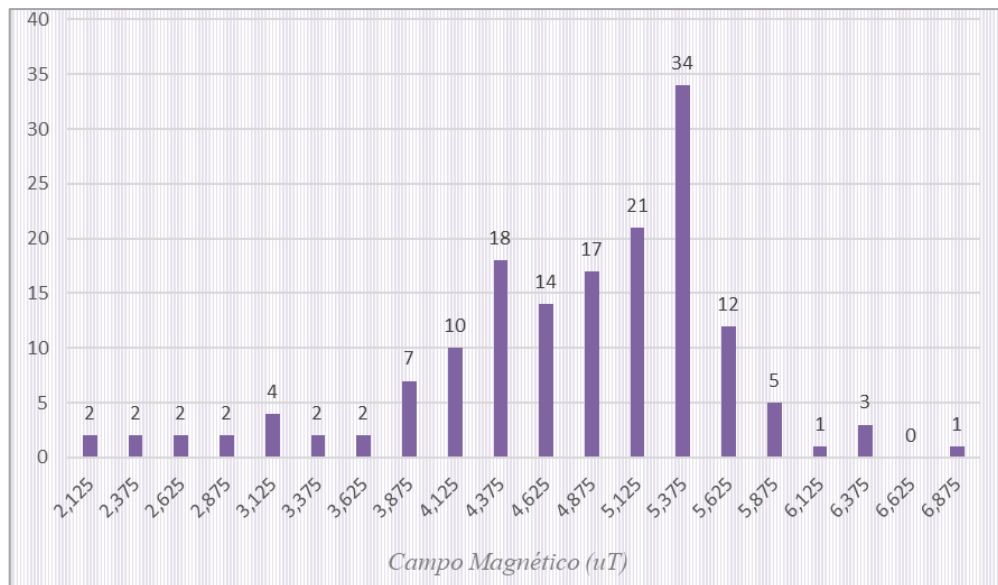


Figura 11.13: Histograma del campo magnético medido 15 m hacia la izquierda.

Resultados a 10 m:

El procedimiento para la aplicación de la distribución de Weibull, tiene los mismos principios, varían los datos de los CEM calculados, debido a que la distancia ahora es de 10 m. De acuerdo al diagrama de frecuencia presentado, el valor más común de emisión de campo eléctrico es 1.19 kV/m , seguido por 1.17 kV/m y 1.069 kV/m . Así también para el campo magnético, las emisiones más comunes se encuentran entre $6.375 \text{ } \mu\text{T}$ y $7.125 \text{ } \mu\text{T}$.

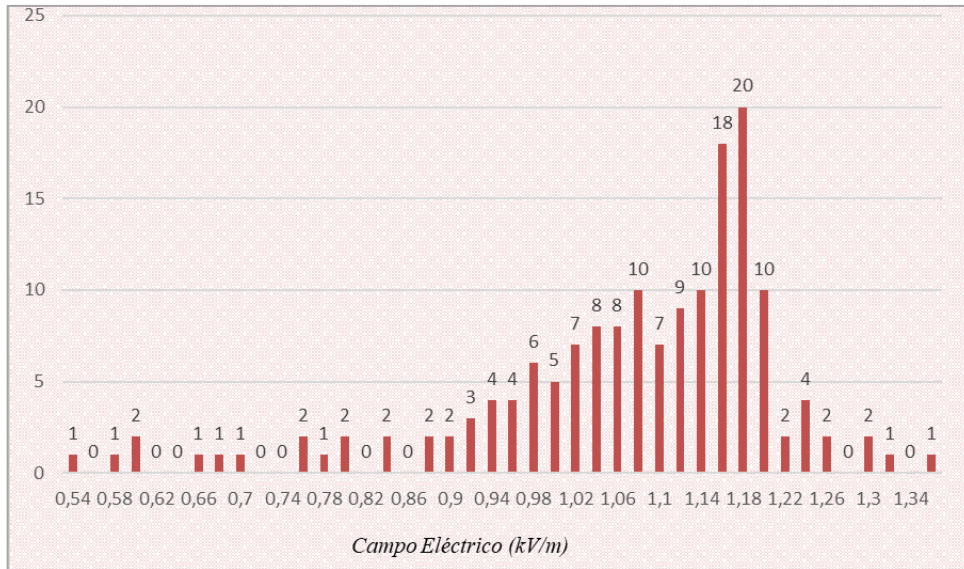


Figura 11.14: Histograma de frecuencia del campo eléctrico a 10 m.

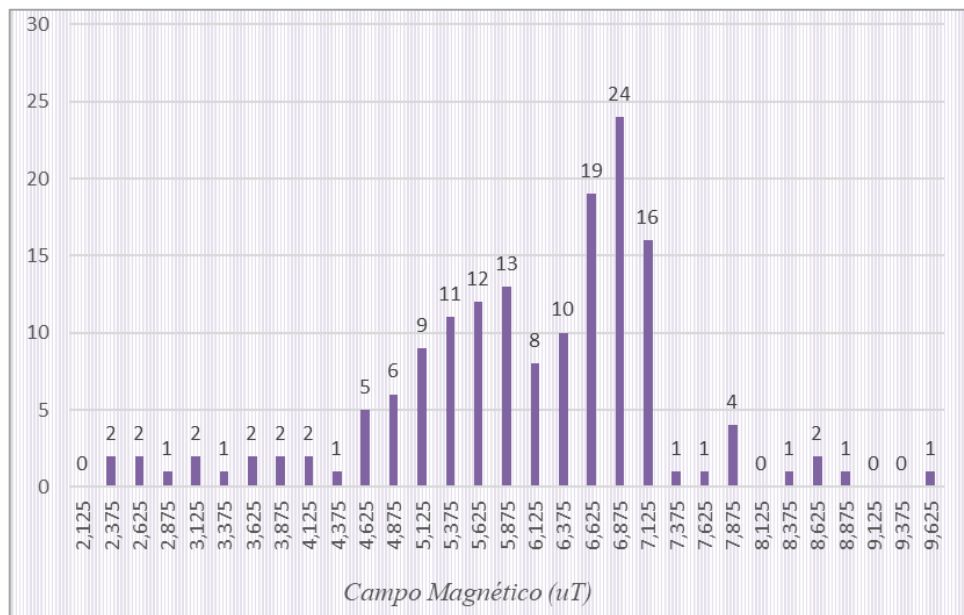


Figura 11.15: Histograma de frecuencia del campo magnético a 10 m.

Resultados a 5 m:

Como los resultados anteriores en el histograma se presenta que el valor de emisión más común de campo eléctrico está entre los rangos de 1.8 kV, a una distancia de medición de 5m desde el centro de la estructura (Figura 11.16).

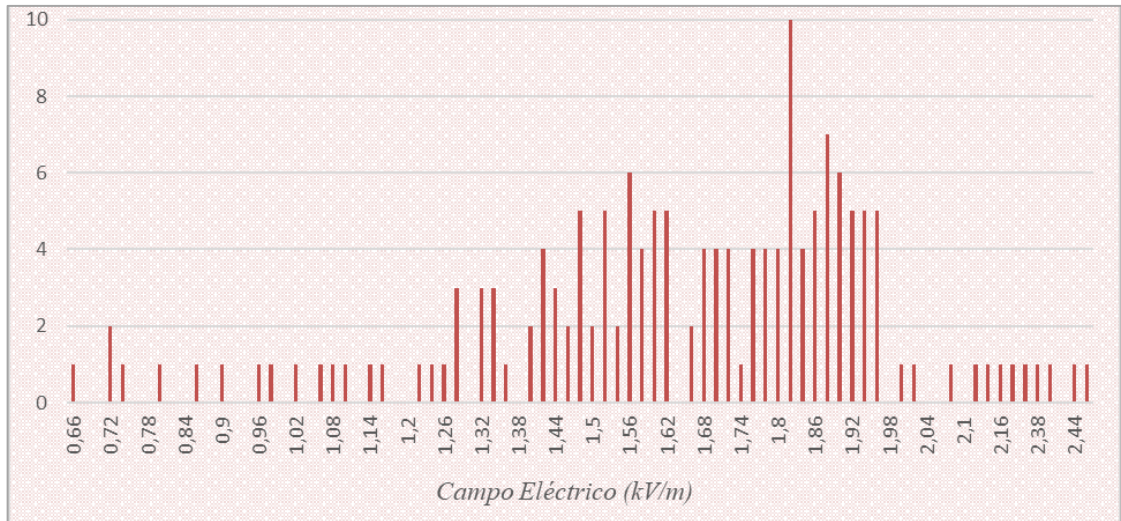


Figura 11.16: Histograma de frecuencia del campo eléctrico a 5 m.

Para el campo magnético (Figura 11.17), el nivel más común es de 8.125 kV/m , teniendo una tasa de repetitividad de 17 veces.

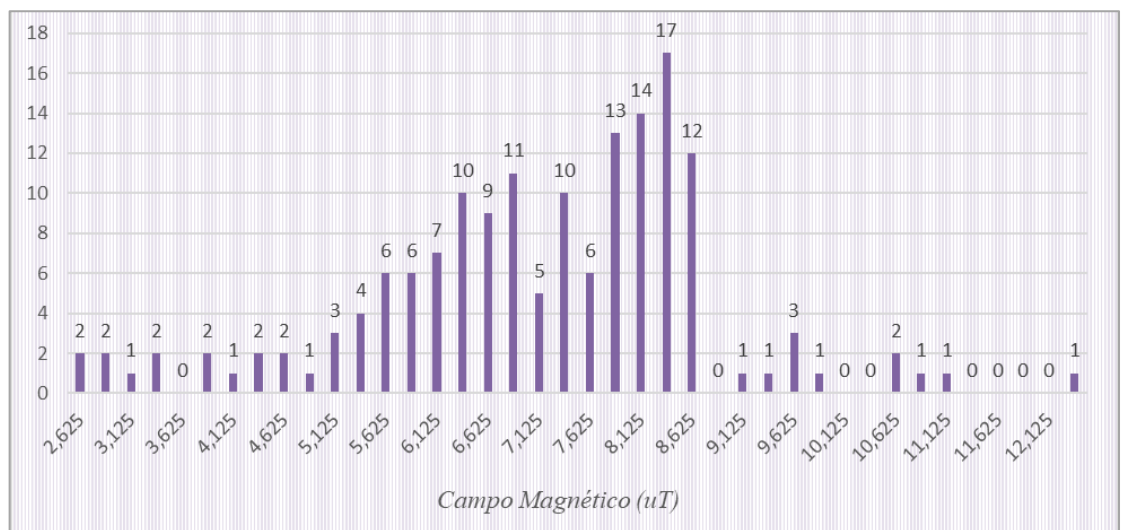


Figura 11.17: Histograma de frecuencia del campo magnético a 5 m.

Resultados a 0 m:

Como se ha venido mencionando las mediciones tomadas en el centro de la torre, tendrán los valores más altos de emisión de los CEM debido a que las corrientes y voltajes inducidos en los conductores se encuentran cerca del punto de medida. Para una distancia de 0 m, el valor más común del campo eléctrico es de $2,22 \text{ kV/m}$ y para el campo magnético estos valores están dentro de los rangos de $6,62 \text{ } \mu\text{T}$ a $9,125 \text{ } \mu\text{T}$.

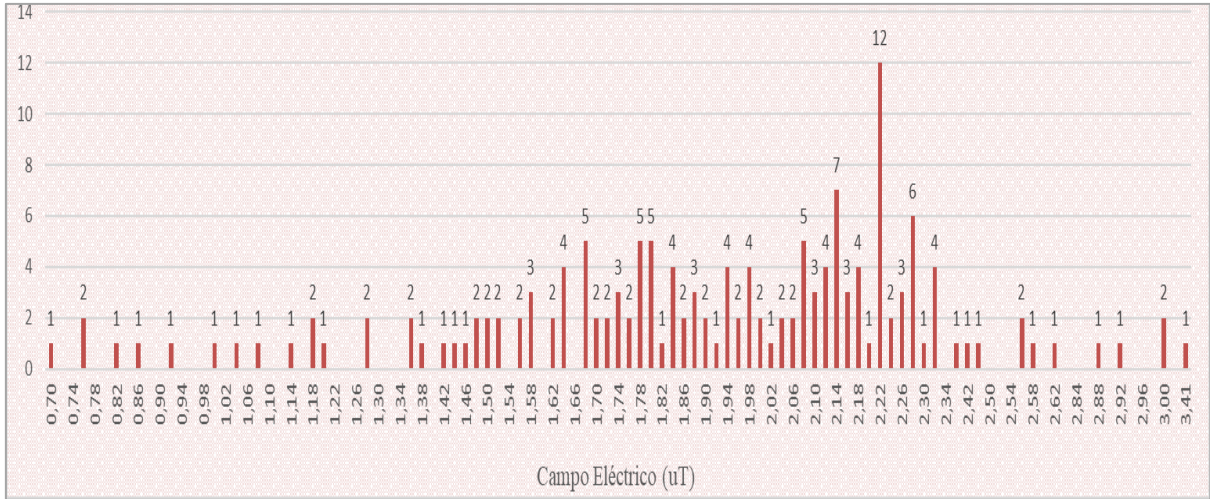
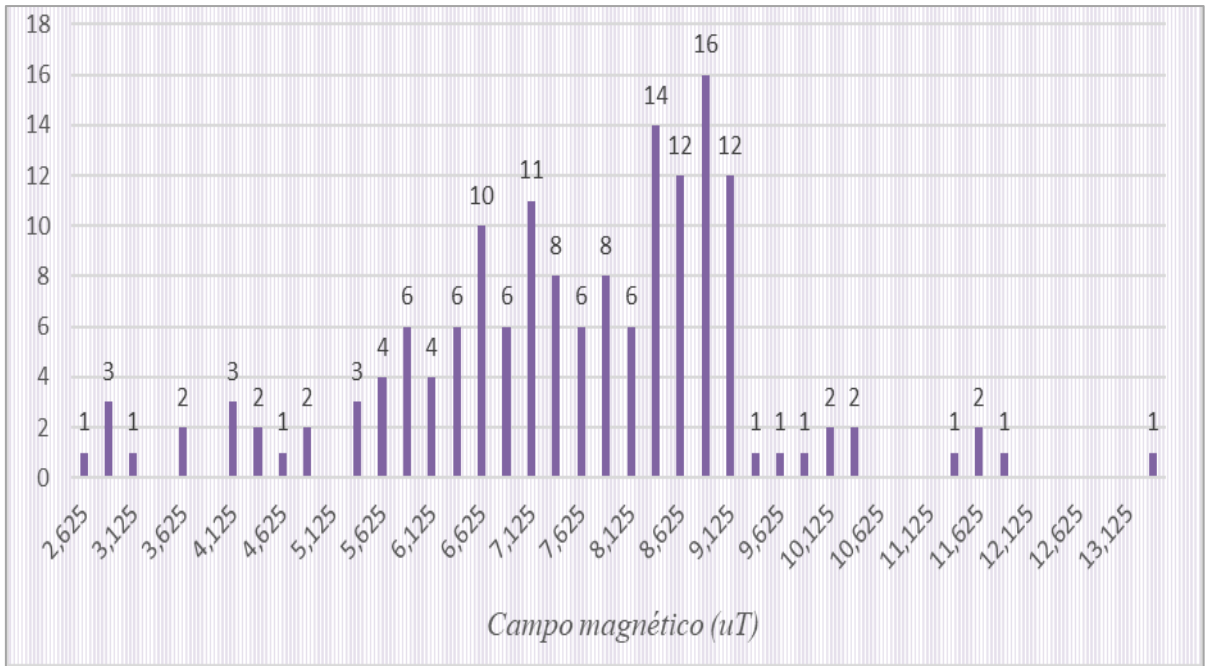


Figura 11.18: Histograma de frecuencia del campo eléctrico a 0 m.



11.4.1. Distribución de Weibull

Por otra parte, mediante la distribución de Weibull, se obtiene la función de densidad de probabilidad, que especifica la posibilidad relativa del 90%, de que los resultados del campo eléctrico y magnético, se encuentren por debajo de valores obtenidos.

Tabla 11.2: Valores de emisión de CEM con una probabilidad del 90%.

<i>Distribución de Weibull al 90%</i>		
<i>Distancia</i>	<i>Campo Magnético (uT)</i>	<i>Campo Eléctrico (kV/m)</i>
-15	5,7707	0,5937
-14	6,1365	0,6754
-13	6,4819	0,7889
-12	6,8287	0,9301
-11	7,2369	1,0876
-10	7,5904	1,2520
-9	8,0129	1,4308
-8	8,3618	1,6070
-7	8,6592	1,7798
-6	8,9698	1,9179
-5	9,2684	2,1038
-4	9,4984	2,2076
-3	9,6664	2,3479
-2	9,8067	2,4506
-1	9,8512	2,4396
0	9,8980	2,5018
1	9,8512	2,4370
2	9,8083	2,4506
3	9,6693	2,3481
4	9,4969	2,2078
5	9,2658	2,1050
6	8,9720	1,9459
7	8,6642	1,7767
8	8,3656	1,6076
9	8,0110	1,4309
10	7,5912	1,2531
11	7,1770	1,0879
12	6,8385	0,9280
13	6,4878	0,7896
14	6,1374	0,6754
15	5,7727	0,5927

11.4.2. Medición del CEM a un metro y cero metros de altura

Para determinar los CEM en cada una de las estructuras la IEEE Std 664, establece que el punto de medición puede estar a un metro sobre el suelo, ahora, si las medidas del campo eléctrico y magnético son tomadas al nivel del suelo los resultados no tendrán una variación significativa, como se muestra a continuación, donde se presenta el porcentaje de error en los resultados para las dos alturas.

Tabla 11.3: Porcentaje de error de la medición del campo magnético tomados a 1 m y 0 m de altura, de la estructura N.º 1.

Campo Magnético (uT)			
Distancia	Altura de Medición		Porcentaje de error (%)
	0 m	1 m	
0	5,829	6,428	9,319
1	5,817	6,414	9,308
2	5,781	6,372	9,275
3	5,721	6,301	9,205
4	5,639	6,204	9,107
5	5,536	6,082	8,977
6	5,414	5,937	8,809
7	5,275	5,772	8,611
8	5,121	5,59	8,39
9	4,956	5,395	8,137
10	4,781	5,19	7,881
11	4,601	4,978	7,573
12	4,417	4,764	7,284
13	4,231	4,549	6,991
14	4,047	4,337	6,687
15	3,865	4,128	6,371

Nota: La distancia de medición para -15 m a 0 m, es la misma que para +15 m a 0 m, es por esto que para la Tabla 11.3 no se toman en cuenta los valores negativos.

Tabla 11.4: Porcentaje de error de la medición del campo eléctrico tomados a 1 m y 0 m de altura, de la estructura N.º 1.

Campo Eléctrico (kV/m)			
Distancia	Altura de Medición		Porcentaje de error (%)
	0 m	1 m	
0	1,682	1,692	0,591
1	1,673	1,682	0,535
2	1,644	1,654	0,605
3	1,598	1,607	0,56
4	1,535	1,544	0,583
5	1,458	1,467	0,613
6	1,370	1,378	0,581
7	1,274	1,281	0,546
8	1,172	1,178	0,509
9	1,067	1,073	0,559
10	0,963	0,967	0,414
11	0,861	0,865	0,462
12	0,763	0,766	0,392
13	0,67	0,673	0,446
14	0,584	0,587	0,511
15	0,505	0,507	0,394

De estos resultados se demuestra que en la estructura N.º 1, la emisión de campo magnético alcanza un porcentaje de error de 8,21%, mientras que para el campo eléctrico se tiene una variación promedio de 0,50 % entre los puntos de medición, lo que demuestra que la emisión del campo eléctrico para una altura de 1 m y 0 m no tiene un cambio significativo. Lo que implica que mientras más elevado este el punto de medida con respecto al suelo el campo magnético será más fuerte.

En el Anexo VII se detalla el promedio de variación de las medidas de los CEM entre las dos alturas consideradas, para esto se toma como referencia el análisis de cinco estructuras de alturas diferentes, que muestran al igual que para la estructura N.º 1 que el campo eléctrico tiene una variación promedio del 0.511% para una altura de medición de 1 m respecto a otra tomada a nivel del suelo.

Finalmente, se analizará la variación por metro del campo eléctrico y magnético para un vano, con la finalidad de evidenciar que el campo eléctrico varía en mayor medida que el campo magnético, conforme el punto de medida se aproxima al centro de la torre los valores de emisión se reducen porque la distancia entre la estructura y el punto de medida se incrementan, por ejemplo, para la emisión de campo eléctrico en la estructura número 1, los valores desde 0 m a 15 m tienen un decrecimiento de 1.185 (kV/m), lo que representa un 233.73 % del valor más alto de emisión.

Tabla 11.5: Valores de emisión de los CEM de 0 m a 15 m.

Campos Electromagnéticos		
<i>Distancia</i>	<i>Campo Magnético</i> (uT)	<i>Campo Eléctrico</i> (kV)
0	1,692	6,428
1	1,682	6,414
2	1,654	6,372
3	1,607	6,301
4	1,544	6,204
5	1,467	6,082
6	1,378	5,937
7	1,281	5,772
8	1,178	5,59
9	1,073	5,395
10	0,967	5,19
11	0,865	4,978
12	0,766	4,764
13	0,673	4,549
14	0,587	4,337
15	0,507	4,128

Con estos datos se calcula que el decrecimiento para:

$$\% \text{ Decrecimiento Campo Eléctrico} = \frac{(0,507 - 1,692)}{0,507} \cdot 100$$

$$\% \text{ Decrecimiento Campo Eléctrico} = -233,73 \%$$

El campo magnético

$$\% \text{ Decrecimiento Campo Magnético} = \frac{(4,128 - 6,428)}{4,128} \cdot 100$$

$$\% \text{ Decrecimiento Campo Magnético} = -55,72 \%$$

De acuerdo a los resultados se evidencia que el campo magnetico para la estructura N° 1 tiene un porcentaje de decaimiento menor al del campo eléctrico, con $2,3 \mu T$ que representa el 55,72 %, aproximadamente 4 veces menor frente al resultado del campo eléctrico.

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Las normas y directrices prescriben mediciones a 1 m de altura. Sin embargo, hay muy poca diferencia entre los valores estimados para el punto de medida de 0 m a 1 m, en este caso el campo eléctrico cambia un 0.501 % y el campo magnético un 8,29%, demostrando así que el campo magnético es más intenso mientras más cerca este del conductor.
- Al analizar la variación por metro del campo eléctrico y magnético para cada vano, se evidencia que el campo eléctrico varía en mayor medida que el campo magnético, conforme el punto de medida se aproxima al centro de la torre los valores de emisión se reducen porque la distancia entre la estructura y el punto de medida se incrementa. En el caso estudiado se identificó una variación de campo eléctrico de 1.185 (kV/m), que representa un 233.73 % del valor más alto de emisión. Mientras que para el campo magnético el porcentaje de variación es de 55,72%.
- La simulación de la ruta Santa Rosa -Totoras (tramo Cotopaxi), permite establecer que los valores de campo eléctrico y magnético estimados no exceden los límites de emisión de campos electromagnéticos establecidos tanto en la IEEE Std 664, como en la ICNIRP, donde se establecen límites de 4.167 kV/m y 83 μT , para el público en general y para el personal ocasionalmente expuesto es 8.33 kV/m y 416.7 μT de campo eléctrico y el campo magnético respectivamente.

Recomendaciones

- Las características climáticas dependen de la zona del proyecto, por lo tanto, serán datos variables que cambiarán de acuerdo a la temperatura, densidad del aire y la velocidad de viento predominantes en el área de diseño. Por esto se recomienda revisar la Norma IEC 60826 para establecer estas hipótesis climáticas.
- Para la exportación de las curvas de nivel al software PLS_CADD, se recomienda seleccionar el mismo sistema de coordenadas establecido por Google Earth, ya que esto define la posición exacta de las estructuras en la línea de transmisión.

- Los datos obtenidos han sido evaluados para una temperatura máxima de operación del conductor, esta condición cambiara de acuerdo al diseñador. Cuando existe variación en la temperatura las emisiones del campo magnético se verán afectadas debido a su relación con la corriente.

13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. C. Lara, J. M. R. Gómez, and A. R. Gallego., “Campos Electromagéticos generados por las líneas eléctricas de alta tensión. Efectos posibles la sobre el salud y medio ambiente,” *CIEMAT. Madrid.*, 1997.
- [2] T. Barsam, M. R. Monazzam, A. A. Haghdoost, M. R. Ghotbi, and S. F. Dehghan, “Effect of extremely low frequency electromagnetic field exposure on sleep quality in high voltage substations,” *Iranian J. Environ. Health Sci. Eng.*, vol. 9, no. 1, p. 15, Dec. 2012, doi: 10.1186/1735-2746-9-15.
- [3] W. H. O. (OMS), “Campos Electromágneticos,” *OMS*, 2016, Accessed: Jul. 29, 2020. [Online]. Available: <http://www.who.int/peh-emf/about/WhatisEMF/es/>.
- [4] Instituto Costarricense de Electricidad, “Líneas de Transmisión y Campos Electromagnéticos,” *ICE*, p. 20, 2002, [Online]. Available: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/19ae6b97-af0b-4505-aeb5-2e93266182d7/FolletoLineasdeTransmisionyCamposElectromagneticos.pdf?MOD=AJPERES&CVID=l2lITgZ>.
- [5] R. E. de España, “Resumen sobre los campos eléctricos y magnéticos generados por las instalaciones eléctricas de alta tensión.,” *Red Eléctrica España*, vol. 1, pp. 1–8, 2010.
- [6] J. A. Morales and P. Gavela, “Determinación de Campos Electromagnéticos en Sistemas Eléctricos,” *Univ. Politécnica Sales.*, vol. 1, p. 151, 2015.
- [7] F. E. Pineda Ochoa and F. X. Pineda Delgado, “Campos Eléctricos y Magnéticos (CEM) producidos por el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA),” *ECUACIER*, vol. 93, pp. 1–6, 2020, Accessed: Nov. 29, 2020. [Online]. Available: <https://ecuacier.org.ec/nuevositio/edicion-93/>.
- [8] W. McAllister, “El campo eléctrico,” *Khan Academy*, 2017. <https://es.khanacademy.org/science/electrical-engineering/ee-electrostatics/ee-electric-force-and-electric-field/a/ee-electric-field> (accessed Dec. 08, 2020).
- [9] Aguilar and Cano, “Interacción electromagnética,” 2018.
- [10] E. Reyes Flores, “Ley de Coulomb,” 2019.
- [11] J. S. Paco, “FISICA III CIV 221,” 2016.

- [12] T. BLas Martín and A. Serrano Fernández, “Electrostática. Campo eléctrico y líneas de campo,” *Universidad Politécnica de Madrid*. http://www2.montes.upm.es/dptos/digfa/cfisica/electro/campo_electr.html (accessed Dec. 09, 2020).
- [13] J. Fernández and G. Coronado, “Teoría Electromagnética,” *FISICALAB*, 2015. <https://www.fiscalab.com/apartado/flujo-electrico> (accessed Dec. 09, 2020).
- [14] M. E. Raffino, “Campo Magnético,” *Concepto.de.*, 2020. <https://concepto.de/campo-magnetico/> (accessed Dec. 10, 2020).
- [15] J. M. Uriarte, “Campo Magnético,” *Características.co.*, 2020. <https://www.caracteristicas.co/campo-magnetico/> (accessed Dec. 11, 2020).
- [16] A. González Arias, *¿Qué es el magnetismo?*, 1era Edici. Salamanca-España, 2001.
- [17] A. R. Castaño, “Física III- Carga y Campo Eléctrico,” 2008.
- [18] T. Martín Blas and A. Serrano Fernández, “Campo magnético,” *Universidad Politécnica de Madrid*, 2016. <http://www2.montes.upm.es/dptos/digfa/cfisica/magnet/campomag.html> (accessed Dec. 11, 2020).
- [19] A. Agraz Sánchez and S. Clúa, “Campo magnético producido por una corriente rectilínea indefinida,” 2011. http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/electromagnet/campo_magnetico/ampere/ampere.htm (accessed Dec. 12, 2020).
- [20] F. Masot Conde, “Campo Magnético,” 2010.
- [21] P. Gómez and E. González, “Las Ecuaciones de Maxwell,” vol. 1, p. 142, 2012, [Online]. Available: <http://library1.nida.ac.th/termpaper6/sd/2554/19755.pdf>.
- [22] J. Guisasola, A. Montero, and M. Fernández, “La historia del concepto de fuerza electromotriz en circuitos eléctricos y la elección de indicadores de aprendizaje comprensivo,” *Rev. Bras. Ensino Física*, vol. 30, no. 1, p. 8, 2008, doi: 10.1590/s1806-11172008000100018.
- [23] EPA, “Electric and Magnetic Fields from Power Lines,” *United States Environmental Protection Agency*, 2019. <https://www.epa.gov/radtown/electric-and-magnetic-fields->

- power-lines (accessed Dec. 15, 2020).
- [24] J. Hannigan, “Effects of Electric and Magnetic Fields on Transmission Line Design,” *ELECTRIC ENERGY MAGAZINE*, 2013. <https://electricenergyonline.com/energy/magazine/718/article/Effects-of-Electric-and-Magnetic-Fields-on-Transmission-Line-Design.htm> (accessed Dec. 15, 2020).
- [25] B. J. of Cancer, “Childhood leukaemia close to high-voltage power lines - The Geocap study, 2002-2007,” *Br. J. Cancer*, vol. 108, no. 9, pp. 1899–1906, May 2013, doi: 10.1038/bjc.2013.128.
- [26] Electric Power Research Institute, “AC Transmission Line Reference Book--200 kV and Above, Third Edition,” *EPRI*, vol. 3, pp. 1–1074, 2005.
- [27] M. Mubassir and N. Swapnil, “COMPUTING EFFECTS OF ELECTRIC AND MAGNETIC FIELDS NEAR,” no. September, 2017.
- [28] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *MERNNR Minist. Energía y Recur. No Renov. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [29] CELEC, “Infraestructura del SNT,” 2021. <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/informacion-de-gestion> (accessed Jan. 30, 2021).
- [30] Universidad Don Bosco, “Coordinación de Aislamiento.”
- [31] U. S. D. of A. R. U. S. E. S. Division, “Bulletin 1724E-200 Design Manual for High Voltage Transmission Lines,” no. May, 2009.
- [32] A. S. C. C2-2017, *2017 National Electrical Safety Code (NESC-C2-2017)*. 2017.
- [33] M. de E. y E. Renovable, “Diseño Electromecánico Línea De Subtransmisión a 69 Kv,” pp. 0–28.
- [34] R. A. Dejo Serquen, “Metodología para el Diseño de una Línea de Transmisión de 230 kV en el Perú, según consideraciones nacionales e internas,” 2019.
- [35] P. L. Systems, “Tower,” 2016.
- [36] A. de R. y C. de la Electricidad, “RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18,” *018*, pp. 1–

- 13, 2018.
- [37] P. L. System, “Pls-Cadd,” 2009.
- [38] I. A. Fernández Coppel, “Las Coordenadas Geográficas y la Proyección UTM.” <https://www.cartesia.org/data/apuntes/cartografia/cartografia-geograficas-utm-datum.pdf> (accessed Feb. 11, 2021).
- [39] Tribunal Constitucional, “Libro VI: De la Calidad Ambiental del Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria del Ministerio del Ambiente,” *Regist. Of.*, vol. VI, pp. 1–79, 2007, [Online]. Available: https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento_Normas-ambientales-Sectores-Elctrico-Telecomunicaciones-Transporte.pdf.
- [40] M. Torres, “SERIE TEJO.”
- [41] M. Torres, “SERIE DRAGO.”
- [42] D. Committee, *IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields From AC Power Lines*, vol. 644. 1994.
- [43] L. I. Hernández Irriberí, “Carga Espacial.” <http://espacio-geografico.overblog.es/article-carga-espacial-109517211.html> (accessed Feb. 05, 2021).
- [44] M. A. Jurado Manchado, “Análisis del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente al rayo,” 2013.
- [45] International Electrotechnical Commission - IEC, “IEC60071-1,” 7ma, p. 21, 2011, [Online]. Available: http://ariadne.cti.espol.edu.ec/sidweb36/sidweb_2/4017/794003/ISO+17025.pdf.

14. ANEXOS

14.1. Anexo I

Diagrama de bloques de la metodología

14.2. Anexo II

Cálculo matemático de los campos eléctricos y magnéticos aplicando el método analítico de la EPRI.

14.3. Anexo III

Planos estructurales de las Torres de Transmisión

14.4. Anexo IV

Características geométricas de las estructuras metálicas utilizadas por CELEC EP

14.5. Anexo V

Apoyo Normalizado para estructuras tipo DRAGO

14.6. Anexo VI

Vista en 3D de las estructuras montadas en el terreno

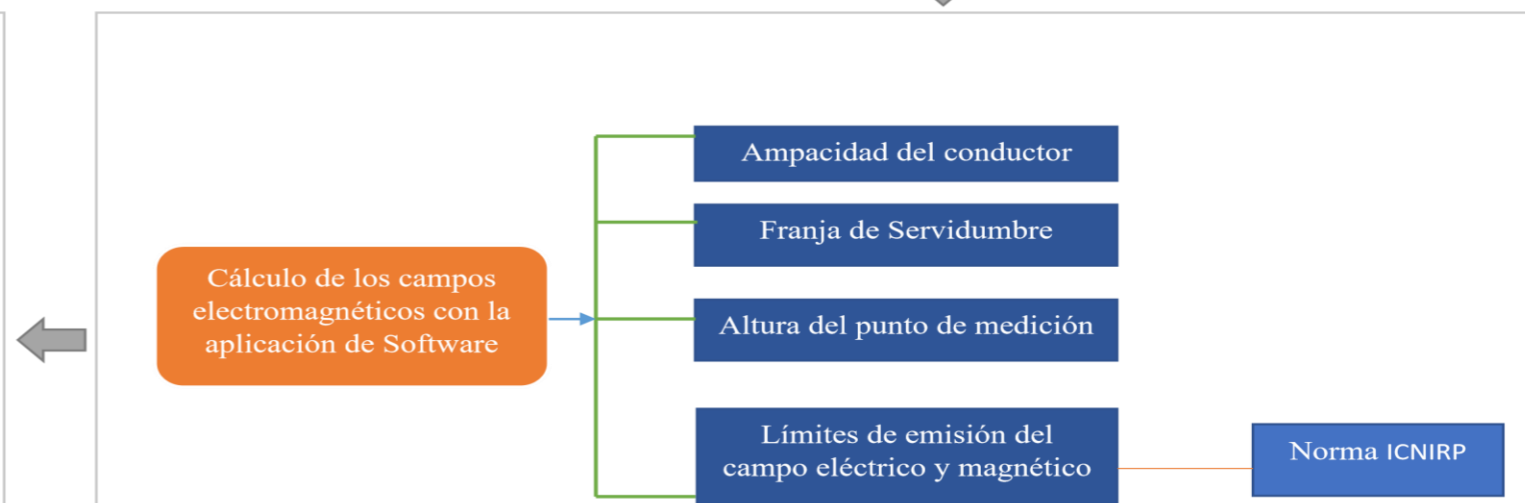
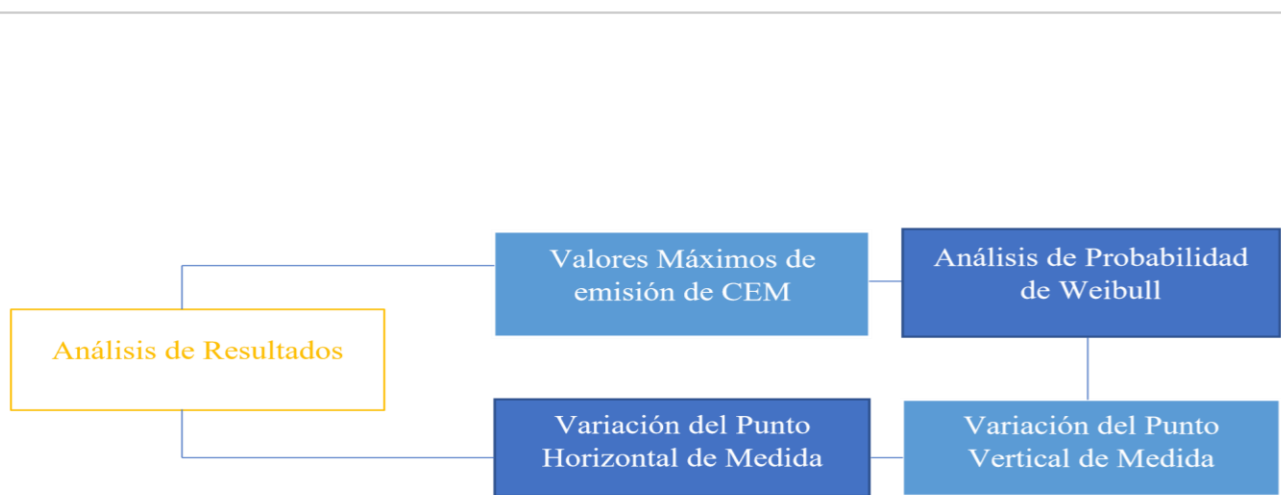
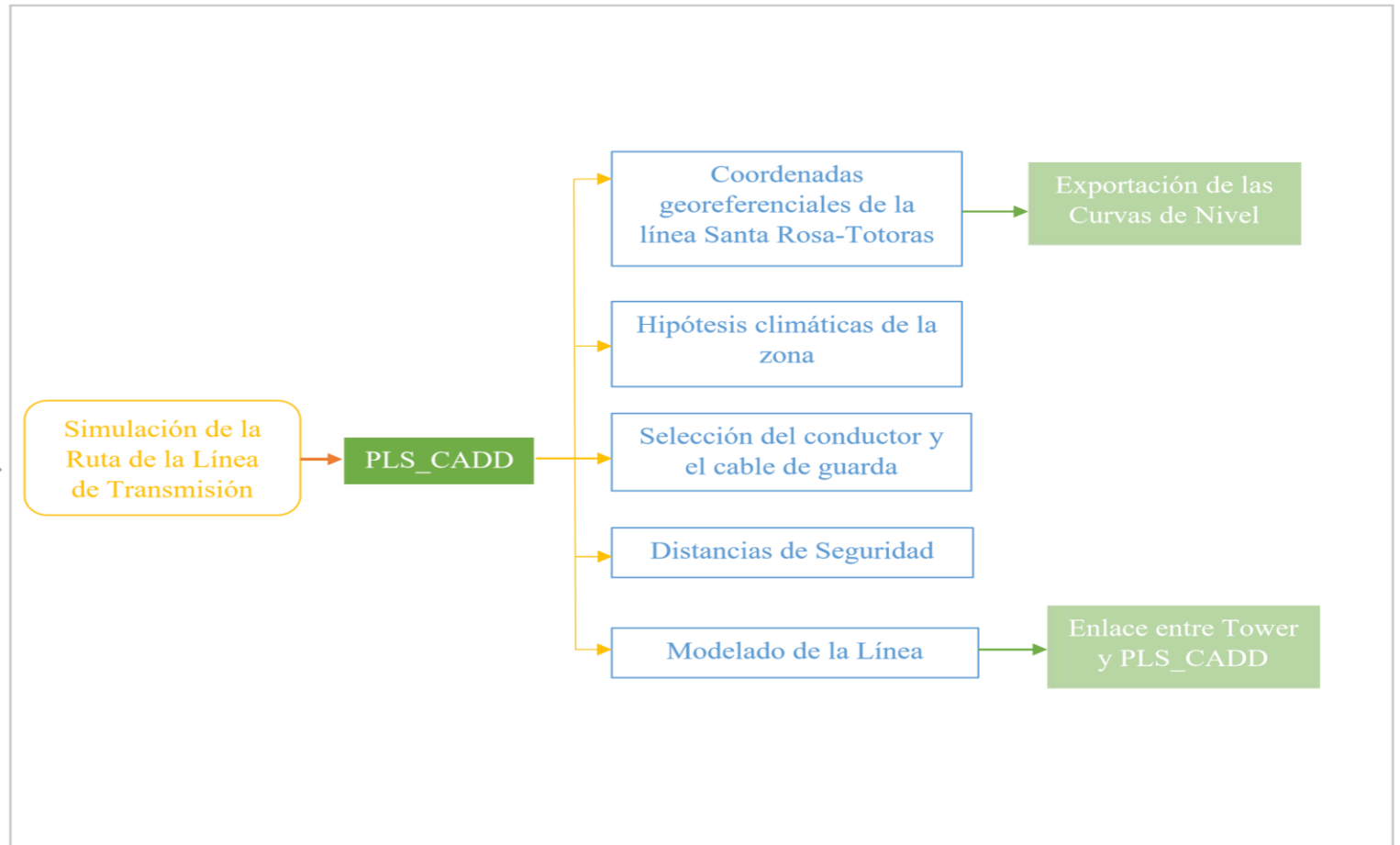
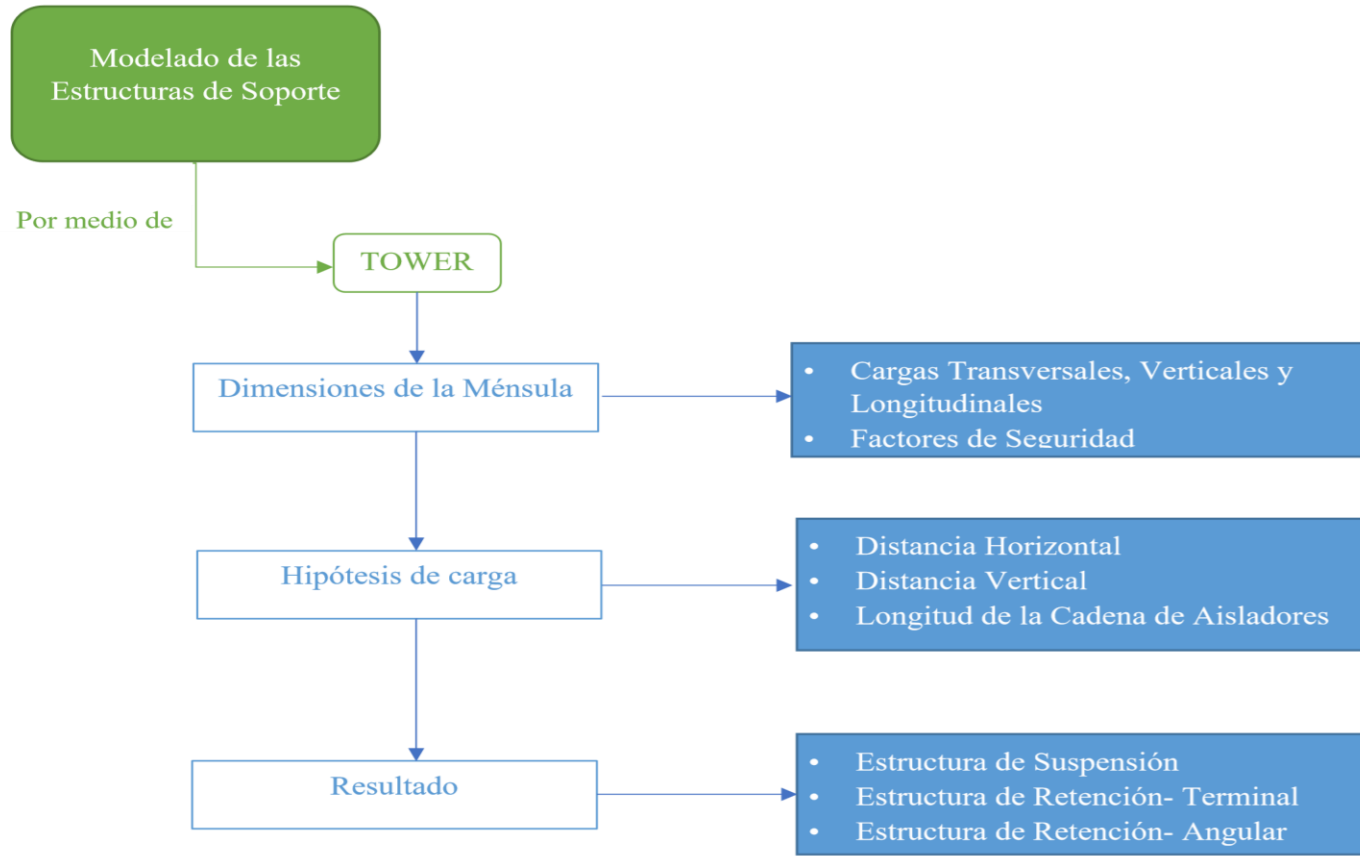
14.7. Anexo VII

Porcentaje de error de las medidas de los CEM a 1 m de altura y a 0 m, tomando como muestra cinco estructuras de diferentes alturas.

14.8. Anexo VIII

Catálogo de aisladores

Anexo I



Anexo II

Campo Eléctrico

1- Distancias entre conductores

$Ha=HA=$	41,1		$daB=dBa=$	7,0896		$dAA'=daa'='$	82,2		$dab'=dba'='$	79,15
$Hb=HB=$	38,05		$daC=dCa=$	8,8414		$dBb'=dbb'='$	76,1		$dac'=dca'='$	76,1
$Hc=HC=$	35		$dbC=dBc=$	7,0896		$dCC'=dcc'='$	70		$dbc'=dcb'='$	73,05
$daA=dAa=$	6,4		$daA'=dAa'='$	82,45		$dAa'=dAa'='$	82,45			
$dbB=dBb=$	6,4		$daB'=dBa'='$	79,41		$dAb'=dBa'='$	79,41			
$dcC=dCc=$	6,4		$daC'=dCa'='$	76,37		$dAc'=dcA'='$	76,37			
$dab=dAB=$	3,05		$dbA'=dAb'='$	79,41		$dAB'=dBA'='$	79,15			
$dbc=dBC=$	3,05		$dbC'=dCb'='$	73,33		$dAC'=dCA'='$	76,10			
$dca=dCA=$	6,1		$dcA'=dAc'='$	76,37		$dBb'=dbB'='$	76,37			
Diámetro=	0,032	<i>m</i>	$dcB'=dBc'='$	73,33		$dBC'=dCB'='$	73,05			
$Eo=$	8,854E-12	<i>F/m</i>	$dcC'=dCc'='$	70,29						

Los cálculos obtenidos para el cálculo de los coeficientes de potencial individual y mutuo vienen dados por las ecuaciones:

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left(\frac{4H_k}{d_k} \right) \quad (14.1)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}} \right) \quad (14.2)$$

2. Coeficiente de Potencial de un Conductor

$Paa=$	1,5359E+11	<i>m/F</i>	$PAA=$	1,53588E+11	<i>m/F</i>
$Pbb=$	1,522E+11	<i>m/F</i>	$PBB=$	1,52202E+11	<i>m/F</i>
$Pcc=$	1,507E+11	<i>m/F</i>	$PCC=$	1,507E+11	<i>m/F</i>

3. Coeficiente de Potencial Mutuo

$Pab=Pba=$	5,8532E+10	<i>m/F</i>	$PAB=BA=$	58531831298	<i>m/F</i>
$Pbc=Pcb=$	5,709E+10	<i>m/F</i>	$PAC=CA=$	45365800609	<i>m/F</i>
$Pca=Pac=$	4,5366E+10	<i>m/F</i>	$PBC=PCB=$	57090185760	<i>m/F</i>
$PaA=PaA=$	4,5943E+10	<i>m/F</i>			
$PaB=PbA=PAb=$	4,3428E+10	<i>m/F</i>			
$PbB=PBb=$	4,4566E+10	<i>m/F</i>			
$PbC=PBc=PCb=$	4,1997E+10	<i>m/F</i>			
$PcA=PAc=PCa=$	3,8757E+10	<i>m/F</i>			
$PcC=PCc=$	4,3076E+10	<i>m/F</i>			

3. Tensiones

V_{ra} :	132790,562
V_{rb} :	-66395,281
V_{rc} :	-66395,281
V_{rA} :	132790,562
V_{rB} :	-66395,281
V_{rC} :	-66395,281

V_{ia} :	0
V_{ib} :	115008,1736
V_{ic} :	-115008,1736
V_{iA} :	0
V_{iB} :	115008,1736
V_{iC} :	-115008,1736

4. Cargas

Q_{ra} :	1,2548E-06	Q_{ia} :	-1,45069E-07
Q_{rb} :	-7,2831E-07	Q_{ib} :	1,24824E-06
Q_{rc} :	-5,1495E-07	Q_{ic} :	-1,16882E-06
Q_{rA} :	1,2548E-06	Q_{iA} :	-1,45069E-07
Q_{rB} :	-7,2831E-07	Q_{iB} :	1,24824E-06
Q_{rC} :	-5,1495E-07	Q_{iC} :	-1,16882E-06

5. Campo Eléctrico

Distancia: 15 m

H_m :	1
X_{ma} :	11,8
X_{mb} :	11,8
X_{mc} :	11,8

E_{xa} :	13,0999334742624
E_{xb} :	-9,34469932772398+16,0158150848433j
E_{xc} :	-8,22593116012004-18,6707641615818j
E_{xA} :	13,0999334742624
E_{xB} :	-9,34469932772398+16,0158150848432j
E_{xC} :	-8,22593116012004-18,6707641615818j

E_{ya} :	-1014,38446726868
E_{yb} :	628,012300147952-1076,34590663994j
E_{yc} :	475,166033674663+1078,50561591673j
E_{yA} :	-1014,38446726868
E_{yB} :	628,012300147952-1076,34590663993j
E_{yC} :	475,166033674663+1078,50561591673j

E_x :	-8,94139402716324-5,3098981534771j
E_y :	177,58773310787+4,31941855358991j

-8,941394027 -5,309898153
177,5877331 4,319418554

E_{rms} :	177,944384	V/m
-------------	------------	-----

E_{rms} :	0,18	kV/m
-------------	------	------

<i>Hm:</i>	1
<i>X ma:</i>	18,2
<i>X mb:</i>	18,2
<i>X mc:</i>	18,2

<i>E xa:</i>	16,5430132032653
<i>E xb:</i>	-11,4660610496351+19,6516021631279j
<i>E xc:</i>	-9,74577902961058-22,1204309020857j
<i>E xA:</i>	16,5430132032653
<i>E xB:</i>	-11,4660610496351+19,6516021631278j
<i>E xC:</i>	-9,74577902961058-22,1204309020857j

<i>E ya:</i>	-917,796373992693
<i>E yb:</i>	560,086369611152-959,928127448721j
<i>E yc:</i>	416,401796099219+945,125795498892j
<i>E yA:</i>	-917,796373992693
<i>E yB:</i>	560,086369611152-959,928127448712j
<i>E yC:</i>	416,401796099219+945,125795498892j

<i>E x:</i>	-9,33765375196076-4,9376574779157j
<i>E y:</i>	117,383583435356-29,604663899649j

-9,33765375	-4,93765748
117,383583	-29,6046639

<i>E rms:</i>	121,519192	V/m
---------------	------------	-----

<i>E rms:</i>	0,121519	kV/m
---------------	----------	------

Campo Magnético

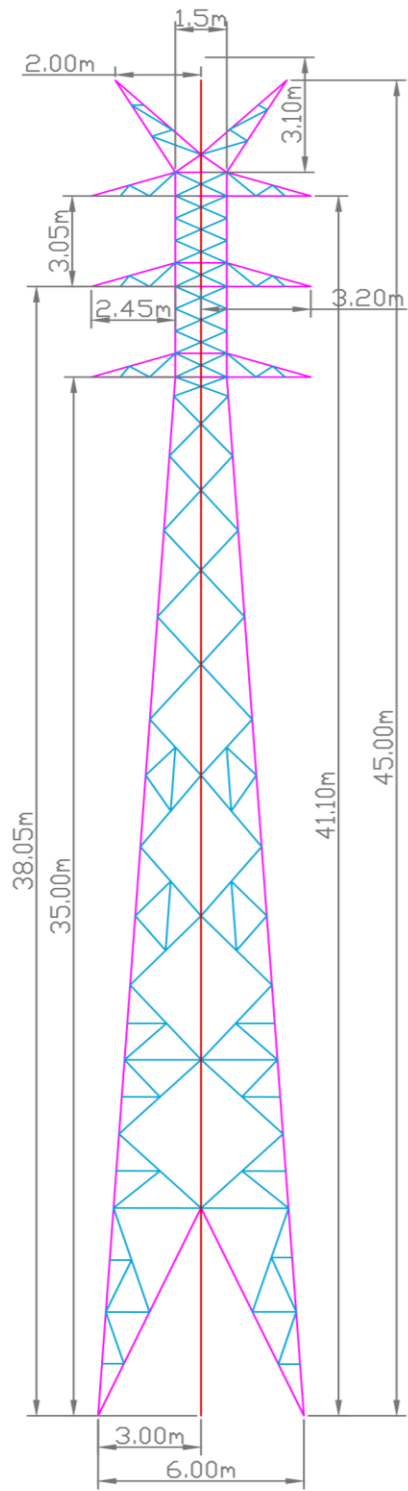
Datos:	Longitud (m)	
Presión Atmosférica:	3,46410162	
Corriente:	878,3	
Distancia entre Fases (P):	3,05	
Longitud de la Ménsula:	3,2	
Altura de las Fases (D):	A	41,1
	B	38,05
	C	35
Altura del Punto de Medición:	1	

FASE A		FASE B		FASE C	
<i>Corriente=</i>	878,3	<i>Corriente=</i>	878,3	<i>Corriente=</i>	878,3
<i>P=</i>	3,05	<i>P=</i>	3,05	<i>P=</i>	3,05
<i>D=</i>	41,800	<i>D=</i>	38,884	<i>D=</i>	35,989
<i>B=</i>	1,062204	<i>B=</i>	1,22751856	<i>B=</i>	1,4328908

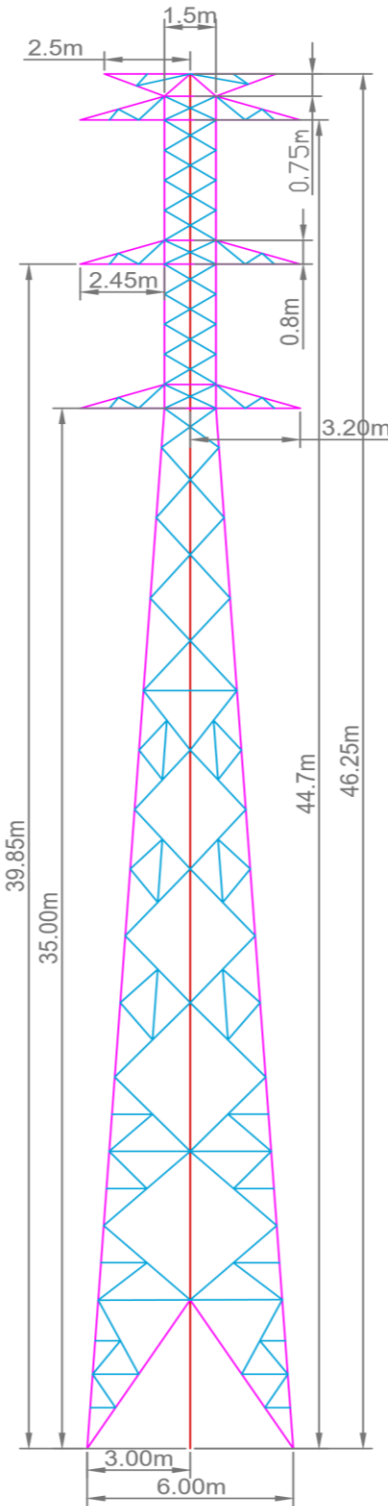
$$B_{Total} = 3,72261423 \mu T$$

Anexo III

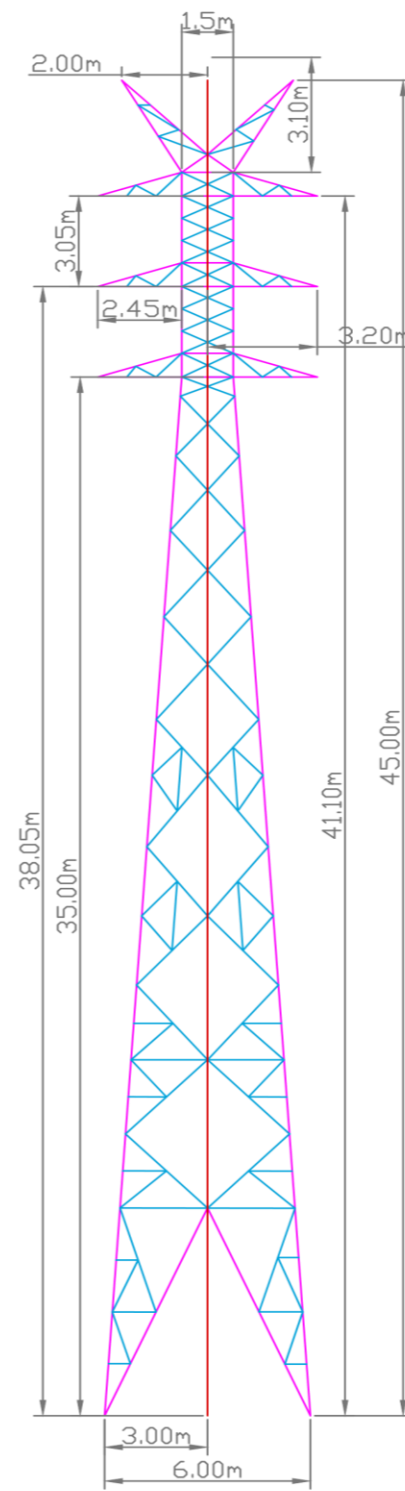
Torre Terminal (DT1+0)



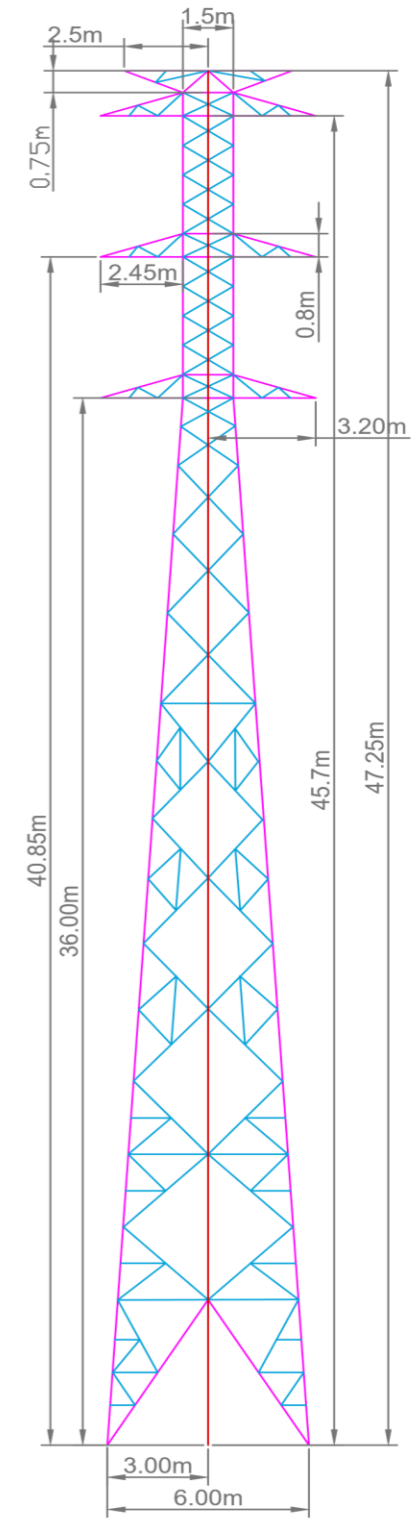
Torre de suspensión (DS1+0)



Torre Angular (DA1+0)



Torre de suspensión (DS1+1)



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

Proyecto: *Estimación de los Campos Electromagnéticos del tramo perteneciente a la Provincia de Cotopaxi de la Línea Santa Rosa-Totoras 230 kV*



Carrera: **Ingeniería Eléctrica**

Fecha: **01/03/2021**

Elaborado por:
María Fernanda Velasco

Revisado por:
Ing. Xavier Proaño

Escala: 1:1 Formato: A3

[Signature]
Tutor de Proyecto

Anexo IV

• Torre SL1

Mayor altura: 44.3 metros
Menor altura: 36.8 metros

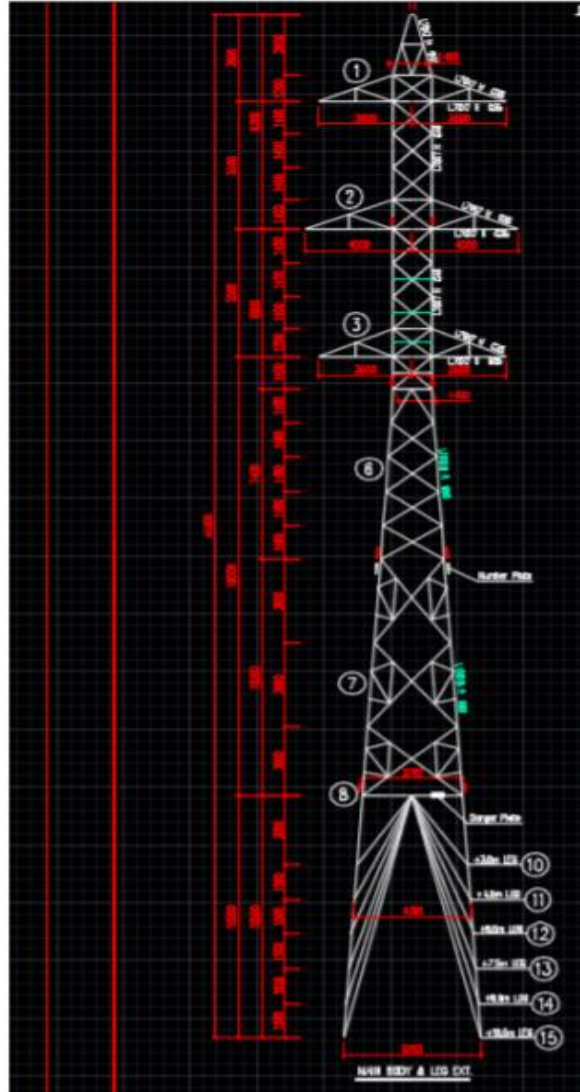


Imagen Nro. 5.1: Silueta, altura máxima y mínima de la estructura SL1

- Torre SA1

Mayor altura: 47.3 metros

Menor altura: 39.8 metros

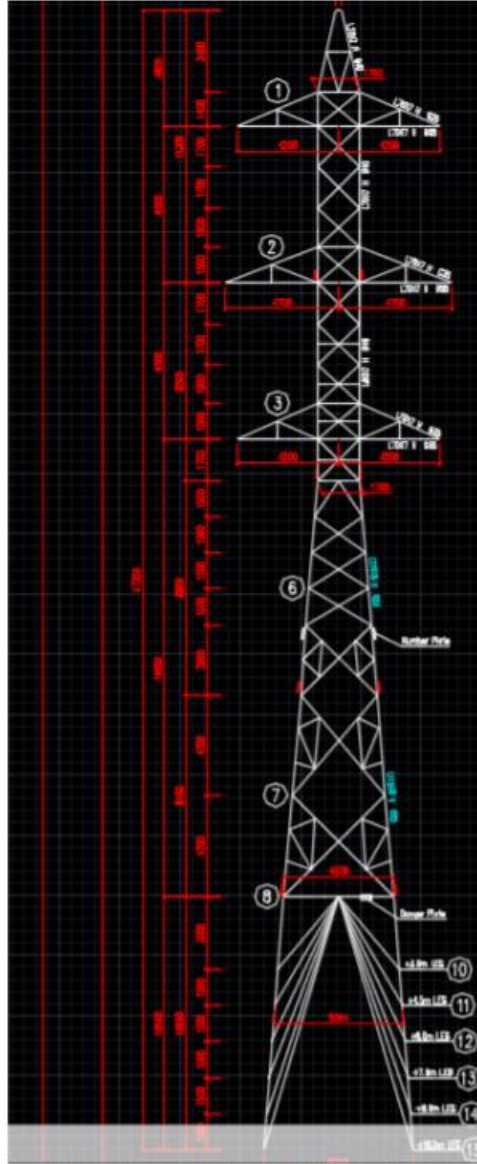


Imagen Nro. 5.2: Silueta, altura máxima y mínima de la estructura SA1

Anexo V

SERIE DRAGO

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Apoyos diseñados para tensiones de hasta 220 kV.

Los apoyos tipo DRAGO están compuestos por perfiles angulares de alas iguales totalmente atornillados. El fuste está constituido por tramos troncopiramidales cuadrados de 6 metros de longitud, o 3 metros en los casos de las bases finales cortas.

Los 2 primeros tramos del fuste son de celosía contrapeada entre caras, y a partir de ahí el apoyo se complementa con tramos "base" de 6m. que van modulando hasta conformar la altura requerida, terminando en base final de 3 o 6 mts.

Los valores de las anchuras de las bases (B) para las distintas alturas se indican en el siguiente cuadro en metros:

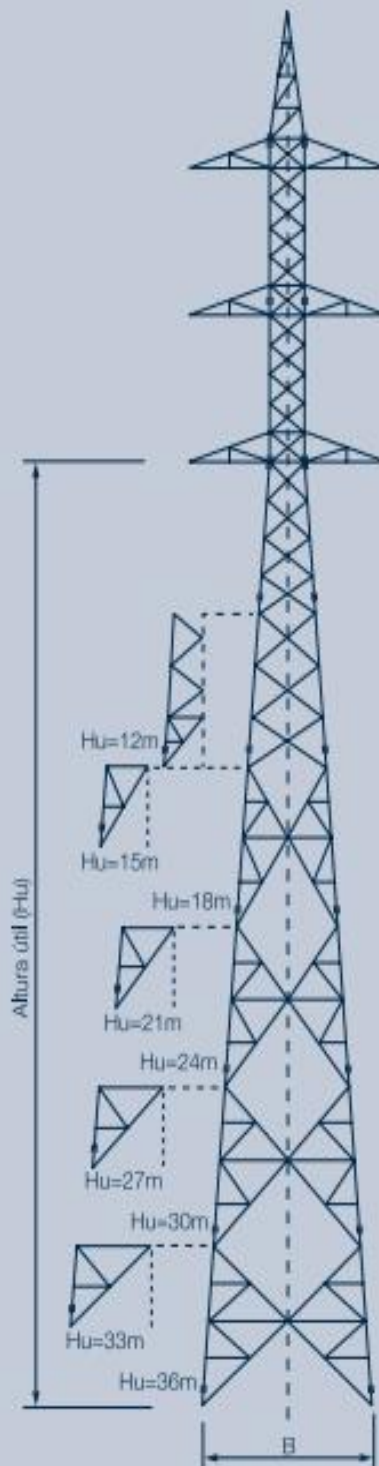
Hu	12	15	18	21	24	27	30	33	36
B	3,40	3,90	4,40	4,80	5,30	5,80	6,30	6,70	7,20

Las características de materiales de los apoyos son las siguientes:

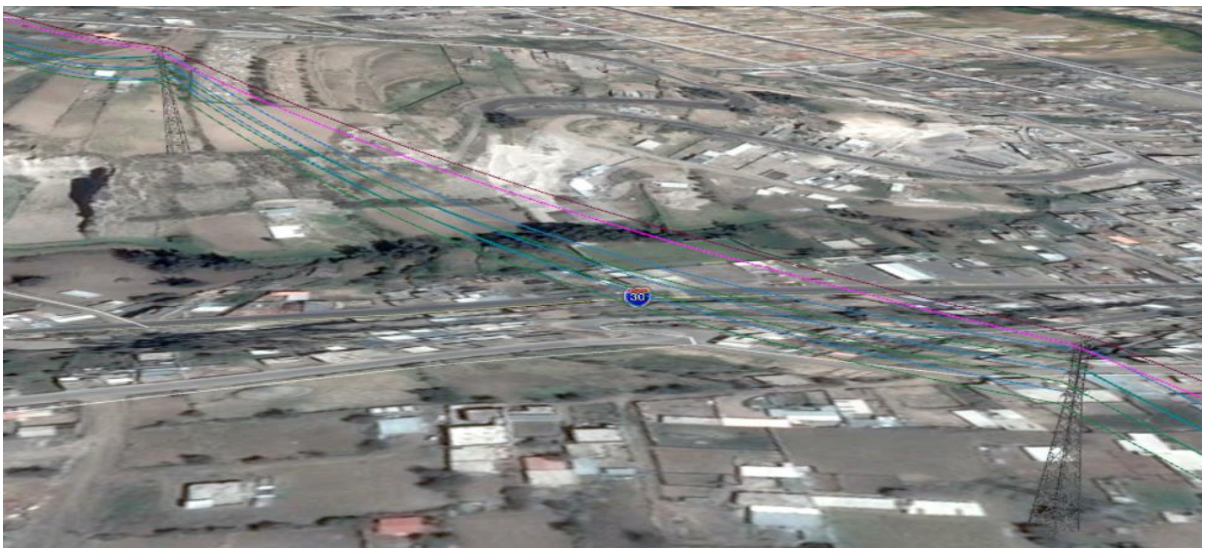
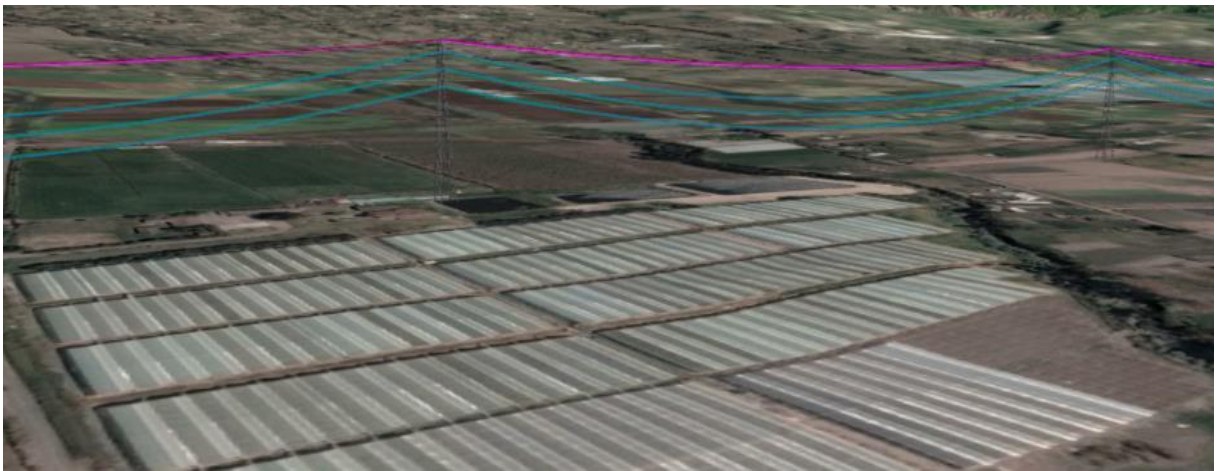
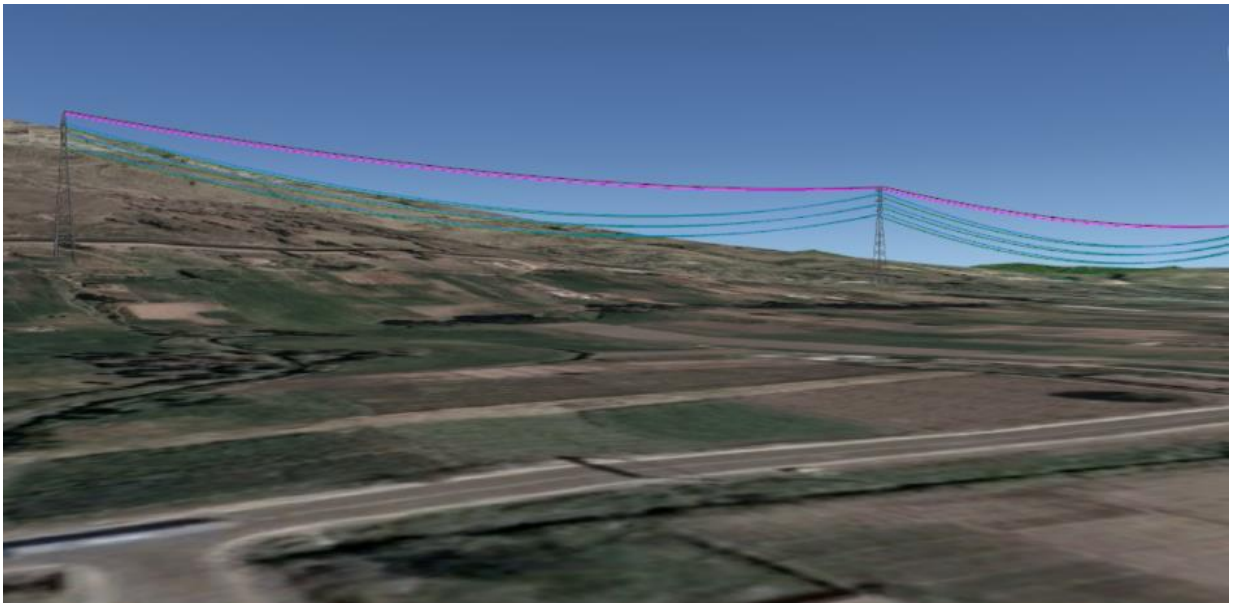
- Aceros S355JD y S275JR según norma UNE-EN 10025.
- Tornillería calidad 5.6 según norma UNE-EN 20898.
- Geometría de tornillos según norma UNE 17010.
- Geometría de tuercas según norma ISO 4034.
- Geometría de arandelas según norma DIN 7989 (espesor 8 mm).
- Galvanizado en caliente según norma UNE-EN ISO 1461.

Características constructivas particulares:

- Pates de escalada en un montante de torre, ubicados contrapeadamente en las alas del angular cada 325 mm aproximadamente.
- Suministro de solución mixta para amarre y suspensión en puntas de cruzeta y cúpula.
- Taladros para amarre M24 (Ø26 mm), ubicados en chapas punta de cruzeta horizontales (paralelas al terreno). Los taladros de amarre realizados son tres por chapa.
- Taladros para suspensión M24 (Ø26 mm), ubicados en casquillos bajo chapas punta de cruzeta, perpendiculares al sentido de línea (paralelos al eje de la cruzeta).
- Taladros para toma de tierra taladro M16 (Ø17,5 mm).
- Pueden adaptarse patas desniveladas para alturas de pata de +1,5/+3/1,5.
- Se pueden montar alargaderas en anclajes para los casos especiales. Alargaderas +0,25/+0,50 y +0,75/+1,00 mts.



Anexo VI



Anexo VII

CAMPO MAGNÉTICO																																
S 1																																
0	3,865	4,047	4,231	4,417	4,601	4,781	4,956	5,121	5,275	5,414	5,536	5,639	5,721	5,781	5,817	5,829	5,817	5,781	5,721	5,639	5,536	5,414	5,275	5,121	4,956	4,781	4,601	4,417	4,231	4,047	3,865	
1	4,128	4,337	4,549	4,764	4,978	5,190	5,395	5,590	5,772	5,937	6,082	6,204	6,301	6,372	6,414	6,428	6,414	6,372	6,301	6,204	6,082	5,937	5,772	5,590	5,395	5,190	4,978	4,764	4,549	4,337	4,128	
	6,371%	6,687%	6,991%	7,284%	7,573%	7,881%	8,137%	8,390%	8,611%	8,809%	8,977%	9,107%	9,205%	9,275%	9,308%	9,319%	9,308%	9,275%	9,205%	9,107%	8,977%	8,809%	8,611%	8,390%	8,137%	7,881%	7,573%	7,284%	6,991%	6,687%	6,371%	8,211%
S 2																																
0	4,492	4,695	4,901	5,107	5,312	5,512	5,705	5,888	6,058	6,212	6,347	6,461	6,552	6,617	6,657	6,671	6,657	6,617	6,552	6,461	6,347	6,212	6,058	5,888	5,705	5,512	5,312	5,107	4,901	4,695	4,492	
1	4,793	5,025	5,262	5,5	5,738	5,972	6,198	6,414	6,615	6,797	6,956	7,091	7,198	7,276	7,323	7,339	7,323	7,276	7,198	7,091	6,956	6,797	6,615	6,414	6,198	5,972	5,738	5,5	5,262	5,025	4,793	
	6,280%	6,567%	6,861%	7,145%	7,424%	7,703%	7,954%	8,201%	8,420%	8,607%	8,755%	8,885%	8,975%	9,057%	9,095%	9,102%	9,095%	9,057%	8,975%	8,885%	8,755%	8,607%	8,420%	8,201%	7,954%	7,703%	7,424%	7,145%	6,861%	6,567%	6,280%	8,031%
S 44																																
0	5,190	5,464	5,745	6,030	6,317	6,600	6,877	7,141	7,387	7,611	7,808	7,973	8,104	8,198	8,256	8,275	8,256	8,198	8,104	7,973	7,808	7,611	7,387	7,141	6,877	6,600	6,317	6,030	5,745	5,464	5,190	
1	5,550	5,865	6,191	6,524	6,860	7,196	7,525	7,841	8,136	8,405	8,640	8,837	8,993	9,105	9,172	9,195	9,172	9,105	8,993	8,837	8,640	8,405	8,136	7,841	7,525	7,196	6,860	6,524	6,191	5,865	5,550	
	6,486%	6,837%	7,204%	7,572%	7,915%	8,282%	8,611%	8,927%	9,206%	9,447%	9,630%	9,777%	9,885%	9,962%	9,987%	10,005%	9,987%	9,962%	9,885%	9,777%	9,630%	9,447%	9,206%	8,927%	8,611%	8,282%	7,915%	7,572%	7,204%	6,837%	6,486%	8,692%
S 103																																
0	3,677	3,841	4,007	4,172	4,336	4,495	4,649	4,794	4,928	5,049	5,154	5,243	5,312	5,362	5,391	5,399	5,385	5,351	5,296	5,222	5,129	5,020	4,897	4,761	4,614	4,460	4,301	4,137	3,973	3,808	3,646	
1	3,925	4,113	4,303	4,494	4,684	4,870	5,050	5,221	5,379	5,521	5,646	5,751	5,833	5,892	5,926	5,935	5,919	5,878	5,813	5,725	5,615	5,486	5,341	5,180	5,009	4,829	4,643	4,453	4,264	4,075	3,889	
	6,318%	6,613%	6,879%	7,165%	7,430%	7,700%	7,941%	8,179%	8,384%	8,549%	8,714%	8,833%	8,932%	8,995%	9,028%	9,031%	9,022%	8,966%	8,894%	8,786%	8,655%	8,494%	8,313%	8,089%	7,886%	7,641%	7,366%	7,096%	6,825%	6,552%	6,248%	7,985%
S 159																																
0	4,146	4,357	4,571	4,788	5,005	5,219	5,427	5,625	5,809	5,976	6,123	6,247	6,345	6,416	6,459	6,474	6,459	6,416	6,345	6,247	6,123	5,976	5,809	5,625	5,427	5,219	5,005	4,788	4,571	4,357	4,146	
1	4,434	4,676	4,924	5,177	5,431	5,683	5,929	6,164	6,383	6,583	6,758	6,905	7,022	7,107	7,158	7,175	7,158	7,107	7,022	6,905	6,758	6,583	6,383	6,164	5,929	5,683	5,431	5,177	4,924	4,676	4,434	
	6,495%	6,822%	7,169%	7,514%	7,844%	8,165%	8,467%	8,744%	8,993%	9,221%	9,396%	9,529%	9,641%	9,723%	9,765%	9,770%	9,765%	9,723%	9,641%	9,529%	9,396%	9,221%	8,993%	8,744%	8,467%	8,165%	7,844%	7,514%	7,169%	6,822%	6,495%	8,540%
																											PROMEDIO: 8,292%					

CAMPO ELÉCTRICO																																
S 1																																
0	0,505	0,584	0,670	0,763	0,861	0,963	1,067	1,172	1,274	1,370	1,458	1,535	1,598	1,644	1,673	1,682	1,673	1,644	1,598	1,535	1,458	1,370	1,274	1,172	1,067	0,963	0,861	0,763	0,670	0,584	0,505	
1	0,507	0,587	0,673	0,766	0,865	0,967	1,073	1,178	1,281	1,378	1,467	1,544	1,607	1,654	1,682	1,692	1,682	1,654	1,607	1,544	1,466	1,378	1,280	1,178	1,072	0,967	0,864	0,766	0,673	0,586	0,507	
	0,394%	0,511%	0,446%	0,392%	0,462%	0,414%	0,559%	0,509%	0,546%	0,581%	0,613%	0,583%	0,560%	0,605%	0,535%	0,591%	0,535%	0,605%	0,560%	0,583%	0,546%	0,581%	0,469%	0,509%	0,466%	0,414%	0,347%	0,392%	0,446%	0,341%	0,394%	0,500%
S 2																																
0	0,586	0,672	0,766	0,866	0,971	1,080	1,192	1,303	1,411	1,513	1,606	1,686	1,752	1,801	1,831	1,841	1,831	1,801	1,752	1,686	1,605	1,513	1,411	1,303	1,192	1,080	0,971	0,866	0,766	0,672	0,586	
1	0,588	0,675	0,769	0,869	0,975	1,085	1,197	1,309	1,418	1,520	1,614	1,695	1,762	1,811	1,841	1,851	1,841	1,811	1,762	1,695	1,614	1,520	1,418	1,309	1,197	1,085	0,975	0,869	0,768	0,674	0,588	
	0,340%	0,444%	0,390%	0,345%	0,410%	0,461%	0,418%	0,458%	0,494%	0,461%	0,496%	0,531%	0,568%	0,552%	0,543%	0,540%	0,543%	0,552%	0,568%	0,531%	0,558%	0,461%	0,494%	0,458%	0,418%	0,461%	0,410%	0,345%	0,260%	0,297%	0,340%	0,456%
S 44																																
0	0,574	0,679	0,795	0,923	1,061	1,208	1,362	1,518	1,672	1,821	1,957	2,077	2,175	2,248	2,293	2,308	2,293	2,248	2,175	2,077	1,957	1,820	1,672	1,518	1,361	1,208	1,061	0,923	0,795	0,679	0,574	
1	0,577	0,682	0,799	0,927	1,067	1,215	1,369	1,526	1,682	1,832	1,970	2,091	2,190	2,263	2,308	2,324	2,308	2,263	2,190	2,091	1,970	1,832	1,682	1,526	1,369	1,214	1,066	0,927	0,799	0,682	0,577	
	0,520%	0,440%	0,501%	0,431%	0,562%	0,576%	0,511%	0,524%	0,595%	0,600%	0,660%	0,670%	0,685%	0,663%	0,650%	0,688%	0,650%	0,663%	0,685%	0,670%	0,660%	0,655%	0,595%	0,524%	0,584%	0,494%	0,469%	0,431%	0,501%	0,440%	0,520%	0,575%
S 103																																
0	0,505	0,579	0,658	0,743	0,832	0,925	1,018	1,111	1,201	1,285	1,361	1,427	1,481	1,520	1,543	1,550	1,540	1,514	1,473	1,417	1,349	1,272	1,187	1,097	1,005	0,912	0,821	0,733	0,649	0,571	0,498	
1	0,507	0,581	0,661	0,746	0,836	0,929	1,023	1,116	1,206	1,291	1,368	1,435	1,489	1,528	1,552	1,559	1,549	1,522	1,480	1,424	1,356	1,278	1,193	1,102	1,009	0,916	0,824	0,736	0,652	0,573	0,500	
	0,394%	0,344%	0,454%	0,402%	0,478%	0,431%	0,489%	0,448%	0,415%	0,465%	0,512%	0,557%	0,537%	0,524%	0,580%	0,577%	0,581%	0,526%	0,473%	0,492%	0,516%	0,469%	0,503%	0,454%	0,396%	0,437%	0,364%	0,408%	0,460%	0,349%	0,400%	0,466%
S 159																																
0	0,493	0,579	0,675	0,780	0,891	1,010	1,132	1,255	1,377	1,492	1,599	1,692	1,768	1,824	1,859	1,871	1,859	1,824	1,768	1,692	1,599	1,492	1,377	1,255	1,132	1,009	0,891	0,779	0,675	0,579	0,492	
1	0,495	0,582	0,678	0,783	0,896	1,015	1,138	1,262	1,385	1,501	1,609	1,702	1,779	1,836	1,871	1,883	1,871	1,836	1,779	1,702	1,608	1,501	1,385	1,262	1,138	1,015	0,896	0,783	0,678	0,582	0,495	
	0,404%	0,515%	0,442%	0,383%	0,558%	0,493%	0,527%	0,555%	0,578%	0,600%	0,622%	0,588%	0,618%	0,654%	0,641%	0,637%	0,641%	0,654%	0,618%	0,588%	0,560%	0,600%	0,578%	0,555%	0,527%	0,591%	0,558%	0,511%	0,442%	0,515%	0,606%	0,560%
																											PROMEDIO: 0,511%					

