



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

José Ernesto Villeda Guerra

Asesorado por el Ing. Marvin Barreto Villeda

Guatemala, noviembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ ERNESTO VILLEDA GUERRA
ASESORADO POR EL ING. MARVIN BARRETO VILLEDA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de enero de 2011.



José Ernesto Villeda Guerra

Guatemala 18 de julio del 2013

Ingeniero
Francisco Javier González López
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González

Reciba un atento y cordial saludo, de acuerdo con la designación de mi persona en asesorar el trabajo de graduación desarrollado por el estudiante José Ernesto Villeda Guerra, carnet No. 2002-13148, titulado: **"APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA"** ; encontrándolo satisfactorio en su contenido y elaboración, y en función de los parámetros de evaluación establecidos, por medio del presente, me permito dar la aprobación y recomendación del mismo, remitiéndolo a la Coordinación del Área de Potencia de la Escuela de Mecánica Eléctrica, con el fin de darle el trámite correspondiente.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme

Sin otro particular

Atentamente


MARVIN BARRETO VILLEDA
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado No. 6921

Ing. Marvin Barreto Villeda
Colegiado No. 6,921
Asesor



Ref. EIME 70. 2013
Guatemala, 10 de SEPTIEMBRE 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puentes Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, del
estudiante José Ernesto Villeda Guerra que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia

SRO



REF. EIME 70. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOSÉ ERNESTO VILLEDA GUERRA titulado: APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

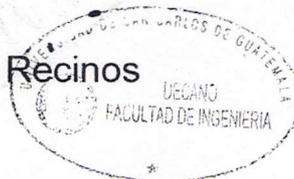
GUATEMALA, 10 DE OCTUBRE 2,013.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **APLICACIÓN DEL PROGRAMA DILATE EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario: **José Ernesto Villeda Guerra**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
Decano



Guatemala, noviembre de 2013

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Padre divino, que me ha dado fuerza, sabiduría y salud para alcanzar esta meta.
Mis padres	Amado de Jesús Villeda y Mirna Beatriz Guerra de Villeda, por su amor y apoyo incondicional para mi superación profesional.
Mis hermanos	Mayela, Danny y Yadith Villeda Guerra, por sus sabios consejos, escuchar mis sueños y ser parte de mi vida.
Mis amigos	Personas que han marcado mi vida y que me he ido encontrando debido a las decisiones que he tomado, junto a ellos he salido adelante y logrado alcanzar mis metas. Mis amigos de la infancia, Giovanni Castro, Jarhii Ordoñez, así como a mis amigos universitarios, todos lo que conocí y compartimos momentos de alegría y tristeza, gracias por estar allí.
Familia Barreto Villeda	Por ser fuente de inspiración para que decidiera ser ingeniero, a la cual considero mi segunda familia.

.

Familia Figueroa Villeda

Por su apoyo y animo en la consecución de esta meta.

Mis sobrinos

Animándolos y sirviendo de ejemplo para que alcancen sus metas en la vida por difíciles que parezcan.

Mi novia

Alejandra Sandoval, por ser el apoyo y motivación que me ayudó a finalizar mi carrera universitaria; por tu tiempo, comprensión y, ante todo, tu amor, este acto está dedicado también a ti.

AGRADECIMIENTOS A:

**La Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Casa formadora del saber donde aprendí sobre ciencia y sobre la vida.

Facultad de Ingeniería

Alma mater, nutridora de conocimiento académico donde he vivido años que nunca olvidaré.

**Mis amigos de la
Facultad**

Siendo tantas y tantas las buenas personas que he conocido, se me hace injusto dar nombres debido a que puedo olvidar uno, a todos ustedes, muchas gracias.

Mi asesor

Ingeniero Marvin Barreto, más que un primo, un hermano.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXVII
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	1
1.1. Sistema de transmisión	1
1.2. Concepto de línea de transmisión de potencia.....	1
1.3. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión	1
1.3.1. Resistencia	2
1.3.2. Inductancia	4
1.3.3. Capacitancia	6
1.3.4. Conductancia.....	7
1.4. Líneas de transmisión como elementos de sistemas de potencia.....	7
1.4.1. Representación de líneas	8
1.4.1.1. Línea de transmisión corta.....	10
1.4.1.2. Línea de longitud media	11
1.4.1.3. Línea de transmisión larga.....	13
1.5. Estado actual de la red de líneas de transmisión en Guatemala.....	15
2. DISEÑO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	19

2.1.	Generalidades	19
2.2.	Factores para el diseño eléctrico en las líneas de transmisión.....	19
2.3.	Coordinación de aislamiento para una línea de transmisión ...	20
2.3.1.	Determinación del aislamiento	22
2.3.1.1.	Longitud de la cadena de aisladores	22
2.3.1.2.	Distancia de fuga.....	27
2.4.	Diseño del blindaje	30
2.4.1.	Sobretensiones por descargas eléctricas.....	30
2.4.2.	Descarga directa a los cables conductores	34
2.4.3.	Blindaje con hilos de guarda	35
2.4.4.	Efectividad del blindaje.....	38
2.4.5.	Apartarrayos.....	41
2.5.	Pérdidas de energía en la transmisión	42
2.5.1.	Pérdidas por efecto Joule.....	44
2.5.2.	Pérdidas por efecto corona	44
2.5.3.	Caída de tensión	46
2.6.	Selección óptima del conductor para líneas aéreas	47
2.6.1.	Selección del conductor por criterios eléctricos.....	47
2.6.2.	Selección de conductor por criterio térmico.....	48
2.6.3.	Corriente óptima y selección de conductor por criterios económicos (Ley de Kelvin)	50
2.7.	Selección de la tensión más conveniente para transmisión	51
2.8.	Número de conductores por fase	52
3.	DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	55
3.1.	Generalidades	55
3.2.	Definición y terminología	55
3.2.1.	Flecha.....	56

3.2.2.	Catenaria	56
3.2.3.	Estructura	56
3.3.	Vano	56
3.3.1.	Vano regulador	56
3.3.2.	Vano vertical	58
3.3.3.	Vano horizontal.....	58
3.4.	Esfuerzos.....	58
3.4.1.	Esfuerzos soportados por las estructuras.....	58
3.4.1.1.	Esfuerzos verticales.....	59
3.4.1.2.	Esfuerzos transversales debido al viento	59
3.4.1.3.	Esfuerzos transversales por cambio de dirección en la línea.....	59
3.4.1.4.	Esfuerzos longitudinales.....	59
3.4.2.	Esfuerzos en conductores aéreos	60
3.4.2.1.	Peso propio.....	61
3.4.2.2.	Esfuerzos debido al viento.....	61
3.4.2.3.	Ángulo de oscilación.....	62
3.4.2.4.	Ángulo de deflexión	63
3.5.	Ecuación de flecha y cálculo de catenaria.....	64
3.6.	Tensiones mecánicas de diseño en conductores y cables de guarda	67
3.6.1.	Tensión de cada día (<i>Every day stress</i>)	68
3.6.2.	Ecuación de cambio de estado.....	68
3.7.	Distancias normalizadas.....	70
3.7.1.	Distancia de seguridad vertical sobre el nivel de suelo	70
3.7.2.	Distancia de seguridad entre conductores.....	72

3.7.3.	Distancia de seguridad entre conductores y estructura	73
3.8.	Localización y selección de estructuras	74
3.8.1.	Levantamiento topográfico	75
3.8.2.	Plantilla de flecha	75
3.8.3.	Selección de estructuras	76
3.8.3.1.	Posición y altura de las estructuras	76
3.8.4.	Derecho de paso	77
3.8.5.	Costos	78
4.	PRINCIPALES MATERIALES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	79
4.1.	Generalidades	79
4.2.	Tipos de conductores utilizados en transmisión	79
4.2.1.	Cable para transmisión tipo <i>Hawk</i>	82
4.3.	Cable de guarda	83
4.3.1.	Características mecánicas y eléctricas del cable guarda de uso común	83
4.3.2.	Cable de guarda tipo OPGW	84
4.4.	Aisladores	86
4.4.1.	Tipos de aisladores	86
4.5.	Tipos de estructuras	89
4.5.1.	Estructura tipo I	90
4.5.2.	Estructura tipo III	91
4.5.3.	Estructura tipo IV	92
4.6.	Accesorios	93
4.6.1.	Grapas de suspensión y remate	93
4.6.2.	Protectores preformados	94
4.6.3.	Amortiguadores	94

4.6.3.1.	Tipo <i>Stockbrigde</i>	95
4.7.	Conectores y electrodos de puesta a tierra	96
4.8.	Boyas señalizadoras	97
5.	DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MEDIANTE LA HERRAMIENTA DILATE 1.0B.....	99
5.1.	Generalidades sobre el programa de diseño de líneas de transmisión aéreas (DILATE)	99
5.2.	Módulo para el cálculo eléctrico	102
5.3.	Módulo para el cálculo mecánico	105
5.4.	Módulo para la distribución de apoyos en el perfil longitudinal	109
5.5.	Ejemplos de diseño de líneas aéreas de energía eléctrica con DILATE	110
5.5.1.	Ejemplo del diseño eléctrico	111
5.5.1.1.	Voltaje de envío y factor de potencia .	112
5.5.1.2.	Regulación de voltaje y eficiencia.....	115
5.5.1.3.	Constantes de la ecuación de línea...	119
5.5.1.4.	Repotenciación de la línea	120
5.5.2.	Ejemplo de diseño mecánico.....	124
5.5.2.1.	Análisis del efecto del viento sobre el vano.....	125
5.5.2.2.	Hipótesis para el diseño mecánico	127
5.5.3.	Ejemplo del diseño electromecánico completo	128
5.5.3.1.	Propuesta de diseño para la línea de 138kV	134
5.5.3.2.	Propuesta de diseño eléctrico.....	136
5.5.3.3.	Propuesta de diseño mecánico.....	141

5.5.3.4.	Propuesta para la distribución de las estructuras.....	149
5.6.	Comparación de resultados herramienta vs. forma tradicional.....	157
CONCLUSIONES.....		159
RECOMENDACIONES		161
BIBLIOGRAFÍA.....		163
ANEXOS.....		165

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Línea trifásica con un solo conductor por fase	5
2.	Modelo para la línea corta	10
3.	Modelo para la línea de media	11
4.	Modelo para la línea de transmisión larga.....	13
5.	Clasificación de la descarga nube al suelo por su polaridad.....	31
6.	Mapa isocerámico de la República de Guatemala	33
7.	Sobretensión en línea no blindada alcanzada por un rayo.....	34
8.	Ángulo entre los conductores de guarda y los conductores de las fases externas de las líneas	36
9.	Valores a considerar para el cálculo del ángulo de blindaje.....	37
10.	Apartarrayos para sistemas eléctricos de potencia	42
11.	Vano en una línea de transmisión	57
12.	Esfuerzos soportados por una línea de transmisión aérea	60
13.	Velocidades del viento para Guatemala (Km/h)	62
14.	Ángulo de oscilación y libranzas	63
15.	Tensiones y flechas en líneas de transmisión.....	64
16.	Curva de catenaria	65
17.	Localización de estructuras con la plantilla	77
18.	Conductor ACSR y ACCC típicos.....	80
19.	Cable acero galvanizado de 9,53 mm de 7 hilos.....	83
20.	Partes constitutivas del cable guarda tipo OPGW.....	85
21.	Distintos tipos de aisladores y cadena de aisladores	87
22.	Aisladores de barra larga	88

23.	Aislador tipo poste	88
24.	Estructura tipo I.....	90
25.	Estructura tipo III.....	91
26.	Estructura tipo IV	92
27.	Grapa de suspensión y grapa de remate.....	93
28.	Protector preformado	94
29.	Amortiguador tipo <i>Stockbrigde</i>	95
30.	Instalación de puesta a tierra y conector	96
31.	Boya señalizadora	97
32.	Pantalla principal DILATE	100
33.	Diagrama del proceso de diseño de líneas usando DILATE.....	101
34.	Menús y comandos de DILATE	102
35.	Ventana principal del módulo eléctrico	104
36.	Ventana principal módulo mecánico	105
37.	Apoyos disponibles en DILATE	108
38.	Plantillado y catenarias disponibles	110
39.	Ventana de ingreso de datos para el diseño eléctrico	112
40.	Eficiencia, regulación y potencia con factor de potencia en atraso.....	115
41.	Dirección de la potencia activa (P) Y reactiva (Q) con factor de potencia en atraso	115
42.	Eficiencia y regulación de voltaje y potencia con factor de potencia 1	116
43.	Dirección de la potencia activa (P) Y reactiva (Q) con factor de potencia 1	116
44.	Eficiencia, regulación de voltaje y potencia con factor de potencia de 0,9 en adelante.....	117
45.	Dirección de la potencia activa (P) Y reactiva (Q) con factor de potencia en adelante.....	117
46.	Módulo de parámetros ABCD de la línea de transmisión	119

47.	Datos de la carga en estudio de repotenciación	120
48.	Capacidad de corriente del conductor para limite térmico de 60 grados Celsius	120
49.	Comportamiento de la potencia, eficiencia y regulación con el aumento de la potencia demandada	121
50.	Cambio del factor de potencia de la nueva carga	122
51.	Mejora de eficiencia y regulación de voltaje al aumentar el factor de potencia de la carga	122
52.	Ánálisis de nuevo límite térmico con el aumento de la potencia transportada.....	123
53.	Ventana de ingreso de datos para el diseño mecánico.....	125
54.	Datos para la hipótesis de diseño mecánico	127
55.	Perfil longitudinal del terreno.....	131
56.	Vista de planta recorrido por la línea de transmisión	132
57.	Tensionado del conductor vs temperatura	144
58.	Distribución de apoyos en perfil topográfico.....	156

TABLAS

I.	Porcentaje de conductividad y resistividad materiales conductores.....	3
II.	Transportistas y longitudes de las líneas a marzo del 2013.....	15
III.	Líneas de la red de transporte 138 kV – 400 kV en Guatemala.....	16
IV.	Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, tipo maniobra, fase a tierra, fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra	23
V.	Valor de los factores K_n , K_m y K_r para diferente configuración de entrehierro	24
VI.	Factores de corrección por presión atmosférica a distintas altitudes.....	26

VII.	Niveles de severidad de contaminación.....	27
VIII.	Distancias específicas de fuga en función de niveles de contaminación.....	29
IX.	Distancia de seguridad vertical sobre el nivel de suelo.....	71
X.	Distancia mínima de seguridad entre conductores eléctricos	73
XI.	Distancias normalizadas de conductores a estructuras	74
XII.	Tipo de material en conductores para transmisión y uso típico	80
XIII.	Tipo de conductor a utilizar según zona de contaminación	81
XIV.	Características eléctricas y mecánicas de los principales conductores utilizados para transmisión en el país.....	81
XV.	Características eléctricas del A.G. 7#8	84
XVI.	Voltaje fase a tierra lado de envío, con FP de 0,9 en atraso en la carga.....	113
XVII.	Voltaje fase a tierra lado de envío, con FP de 1 en la carga	113
XVIII.	Voltaje fase a tierra lado de envío, con FP de 0,9 en adelanto en la carga	114
XIX.	Evaluación de voltaje y corriente con distintos factores de potencia	114
XX.	Análisis de la regulación de voltaje y eficiencia con distintos factores de potencia en la carga	118
XXI.	Tensionado debido al efecto del viento.....	125
XXII.	Tensionado en cable vs temperatura.....	126
XXIII.	Flecha y tensión para diferentes vanos	127
XXIV.	Cambios de dirección a través del ángulo de deflexión	130
XXV.	Obstáculos presentes en el perfil longitudinal.....	130
XXVI.	Resumen de valores tomados para el diseño de la línea	134
XXVII.	Datos para el diseño mecánico.....	135
XXVIII.	Parámetros para el diseño de la línea de 138 kV	136
XXIX.	Parámetros de diseño	137

XXX.	Parámetros eléctricos de la línea	137
XXXI.	Parámetros del lado de la carga	138
XXXII.	Parámetros ABCD, línea de longitud corta.....	138
XXXIII.	Parámetros lado de envío, modelo de línea corta	139
XXXIV.	Condición de corriente máxima por fase	139
XXXV.	Efecto de la variación del factor de potencia en la carga	140
XXXVI.	Parámetros para el diseño mecánico para la línea de 138kV	141
XXXVII.	Condiciones climatológicas y vano	142
XXXVIII.	Característica principal de la cadena de aisladores, herrajes y apoyos.....	142
XXXIX.	Separaciones entre conductores y de estos al apoyo y máximo vano admisible.....	143
XL.	Tensionado del cable conductor vs temperatura.....	143
XLI.	Hipótesis 1 de tensión de trabajo diario	144
XLII.	Hipótesis para el cálculo mecánico en conductor	145
XLIII.	Cálculo del cable de guarda.....	147
XLIV.	Obstáculos en la región de diseño de la línea de 138 kV.....	149
XLV.	Característica de los apoyos usados para el diseño de la línea.....	150
XLVI.	Vanos entre estructuras	152
XLVII.	Carga mecánica vertical, transversal y longitudinal transferida a los apoyos por (1) conductores, (2) cable guarda	153
XLVIII.	Tabla comparativa entre cálculo de las cargas en estructuras de la forma tradicional vs uso de la herramienta.....	157

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Y	Admitancia
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
°C	Grados centígrados
g	Gramos
g/m³	Gramos por metro cúbico
H	Henrio
H/m	Henrio por metro
hz	Hercio
Z	Impedancia
kg	Kilogramo
kg/m²	Kilogramo por metro cuadrado
km	Kilómetro
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
MVA	Megavoltio amperio
m	Metro
m²	Metro cuadrado
m³	Metro cúbico
mbar	Milibar
mm	Milímetros
mm²	Milímetros cuadrados

mm Hg	Milímetros de mercurio
mm/kV	Milímetros por kilovoltio
Ω	Ohmios
Ω/m	Ohmios por metro
ρ	Resistividad
Σ	Sumatoria
V	Voltio
W	Vatio
W/m	Vatio por metro

GLOSARIO

AAAC	Acrónimo del inglés All Aluminum Alloy Conductor / conductor de aleación de aluminio.
AAC	Acrónimo del inglés All Aluminum Conductor / conductor de aluminio.
ACAR	Acrónimo del inglés Aluminum Conductor Alloy Reinforced / conductor de aleación de aluminio reforzado.
ACSR	Acrónimo del inglés Aluminum Conductor Steel Reinforced / conductor de aluminio con refuerzo de acero.
Aislador	Se aplica a cuerpos que no permiten el paso de corriente eléctrica.
Amperio	Unidad de intensidad de corriente eléctrica.
Arco eléctrico	Descarga continuada entre dos conductores separados ligeramente, por donde pasa la corriente, manifestándose con desprendimiento de luz y calor.
AWG	Acrónimo de American Wire Gauge / calibre de alambre estadounidense.

Cable	Conjunto de alambres generalmente de acero, cobre o aluminio sobrepuestos y unidos por torsión.
CAD	Acrónimo del inglés computer aided design / diseño asistido por computadora.
Campo eléctrico	Magnitud escalar definida como el cociente de la fuerza eléctrica entre la carga.
Campo magnético	Campo de fuerza creado como consecuencia del movimiento de cargas eléctricas.
Catenaria	Es una curva formada por un cable, cadena o cuerda suspendida de dos puntos que no están en la misma vertical.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductor	Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.
Convección	Forma de transferencia del calor en un fluido mediante el movimiento interno de masas del propio fluido que tienen distinta densidad.

Corriente alterna	Es la corriente eléctrica que cambia periódica y rápidamente de dirección.
Corriente directa	Es la corriente eléctrica que fluye siempre en la misma dirección.
Deflexión	Es el ángulo de cambio de dirección en la trayectoria de la línea de transmisión.
Densidad	Relación entre la masa de un cuerpo y su volumen.
Dieléctrico	Sustancia aislante, capaz de mantener un campo eléctrico en estado de equilibrio, sin que pase corriente eléctrica por él.
DILATE	Acrónimo de la herramienta de diseño que significa diseño de líneas aéreas de transmisión de energía.
DXF	Acrónimo del inglés <i>Drawing Exchange Format</i> / Formato central de dibujo.
Eficiencia	Óptima utilización de los recursos disponibles para la obtención de resultados deseados.
Energía eléctrica	Forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos.

Equipotencial	Superficie donde el potencial eléctrico toma un valor constante.
Esfuerzo	Es la fuerza por unidad de área a que se somete un material.
Estructura	Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.
Factor de potencia	Término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.
Flameo	Luz y calor producido por un arco eléctrico alimentando por energía eléctrica capaz de producir daños en equipos y personas.
Flecha	Es la distancia vertical medida de un conductor a la línea recta imaginaria que une los dos puntos de soporte del conductor en las estructuras.
Fluencia	Es el punto en el que aparece un considerable alargamiento del material sin el correspondiente aumento de carga.
Galvanizado	Recubrimiento de un metal con una capa de cinc para evitar que se oxide.

Hipótesis	Formula provisionalmente para guiar una investigación científica que debe demostrarla o negarla.
HTML	Acrónimo del inglés <i>Hypertext Markup Language</i> / lenguaje de marcado de hipertexto.
Hz	Hercio. Unidad de frecuencia eléctrica.
IEC	Acrónimo del inglés International Electrotechnical Commission / Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Acrónimo del inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers / Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
Impedancia	Resistencia aparente de un circuito eléctrico al paso de la corriente alterna.
kV	Kilovoltios. Unidad de tensión eléctrica.
kVA	Kilovoltamperios. Unidad de potencia aparente.
Libramiento	Es la distancia mínima establecida entre superficies, de un objeto energizado y otro energizado o no, o persona para garantizar que este no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero.

Nivel cerámico	Número promedio de días de tormentas eléctricas en la región de estudio.
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución.
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Sistemas de Transporte.
OPGW	Acrónimo del inglés Optical Ground Wire / cable de guarda con fibra óptica.
Potencial eléctrico	Energía que tiene un cuerpo al estar situado en un campo de fuerzas eléctricas.
Radiación	Propagación de energía en forma de ondas electromagnéticas o partículas subatómicas a través del vacío o de un medio material.
Resistividad	Puede definirse como la resistencia de un centímetro cúbico de un material medido entre caras opuestas.
Tensión mecánica	Fuerza por unidad de área soportada por un material
Topografía	Técnica para describir y representar con detalle la superficie o el relieve de un terreno.

Transversal	Que atraviesa de una parte a otra de un objeto de manera perpendicular a su dimensión longitudinal.
Trifásico	De tres corrientes eléctricas alternas iguales, procedentes del mismo generador y desplazadas en el tiempo, cada una respecto de las otras dos, en un tercio de periodo.
Vano	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas de una línea de transmisión.
VBA	Acrónimo del inglés Visual Basic for Applications / Aplicaciones para Visual Basic.

RESUMEN

Cuando se requiere el diseño de una línea de transmisión, existen múltiples variables que afectan la forma en que ésta se comporta, se puede escoger determinado tipo de conductor para transportar la energía y según sus características físicas propias, así como las características de la región donde se ubicará la instalación, estos factores condicionarán como serán las estructuras usadas.

Es por esto que para tomar en cuenta el amplio abanico de posibilidades del proyecto, es necesario el análisis por medio de computadora; en el diseño de una línea está dividido tanto en temas eléctricos, como mecánicos, así como la selección adecuada de la familia de estructuras que soportaran los cables, todos estos son factores a tomar en cuenta para maximizar la compatibilidad entre los materiales empleados y esfuerzos a los cuales estarán sometidos, asimismo, es necesario evaluar las condiciones eléctricas como el caso de aislamiento, blindaje y distancias mínimas de seguridad, cuestión que en este trabajo es la base principal donde se desprenden el diseño mecánico y la selección y distribución de las estructuras para el proyecto.

La metodología empleada para el diseño de líneas de transmisión de energía, será explicada y desarrollada de la manera cómo la herramienta de diseño computacional lo hace internamente, explicando los puntos que se toman en cuenta para el diseño, esto presentado en 5 capítulos estructurados de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se explicará que es una línea de transmisión de energía, cuales son los parámetros que la gobiernan, como forma parte ésta de un sistema eléctrico de potencia, los circuitos eléctricos que las modelan, así como el estado actual de las líneas en el país, numerando el lugar donde están ubicadas, su longitud y cables conductores que se utilizaron en su construcción.

En el capítulo 2 son descritas las consideraciones para realizar un diseño eléctrico confiable, listando y haciendo referencia a los factores que afectan este diseño, como lo son las pérdidas de energía eléctrica y como minimizarlas, los criterios para la selección de la sección de conductor utilizar y la coordinación de aislamiento.

El capítulo 3 describe los términos usados para el diseño mecánico de las líneas, se conocerá la definición de flecha, vano y catenaria, así como los esfuerzos a que son sometidos los cables conductores y estructuras, también se presentarán las distancias de seguridad mínimas requeridas para el diseño establecidas en normas.

El capítulo 4 trata acerca de los materiales que se emplean para la construcción de una línea, los tipos de cables conductores que existen, así como los del tipo guarda. Se da a conocer el tipo de aisladores, estructuras de soporte usadas en Guatemala, así como los diferentes tipos de accesorios.

El capítulo 5 se centra en la presentación y utilización de la herramienta computacional elegida para el diseño, presentando las características su funcionamiento y los variables modificables, haciendo notar cómo afectan éstas el diseño de una línea de transmisión eléctrica, esto por medio de ejercicios prácticos con los cuales se puede conocer su alcance.

OBJETIVOS

General

Aplicar el programa DILATE en el diseño de líneas de transmisión, centrarse en el diseño más que el cálculo de estos, respetando la teoría y normas establecidas.

Específicos

1. Reconocer los parámetros eléctricos que afectan el funcionamiento de una línea de transmisión, así como las formas en que se modela.
2. Revisar los fundamentos para el diseño electromecánico de una línea de transmisión, tales como, pérdidas de energía, blindaje, coordinación de aislamiento, flecha y distancias de seguridad.
3. Presentar al estudiante una herramienta gratuita y de fácil acceso para el diseño de líneas de transmisión, la cual pueda servir para reforzar la teoría, y así pueda reconocer como afecta la variación de parámetros en el diseño final.
4. Realizar el diseño electromecánico de líneas de transmisión de energía eléctrica mediante la herramienta, aplicando lo expuesto en cada capítulo, presentando por medio de ejemplos la forma en que se realizan los proyectos.

INTRODUCCIÓN

Al 2013 Guatemala presenta el reto de ampliar la capacidad del Sistema Nacional Interconectado, debido a la siempre creciente demanda de energía para la cual es necesaria la conexión de nuevas centrales generadoras que por lo general se encuentran retiradas de los centros de carga. Debido a ello se está trabajando en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, el cual busca por medio de la construcción de múltiples líneas de transmisión mejorar la continuidad, confiabilidad y flexibilidad del sistema antes mencionado; plan que se tiene previsto concluir sus trabajos en el 2022.

La realización de dichos proyectos trae consigo el análisis de múltiples variables a tomar en cuenta, siempre buscando la eficiencia del proyecto al costo más bajo. El estudio por separado de cada una de las variables de diseño en un tarea descomunal, por lo cual se hace necesario el uso de una computadora, el cual ayudará a analizar la gran cantidad de datos que se desprende en la realización de un diseño óptimo.

La herramienta presentada en este trabajo para el diseño de líneas de transmisión se llama DILATE, escogido por ser un software de fácil acceso y de circulación libre, el cual permite por medio de diferentes módulos, la creación de diseño óptimo haciendo uso de la variación de los parámetros de diseño, todo esto por medio de un ambiente gráfico amigable, el cual facilita su aprendizaje dando resultados excelentes para uso educativo.

En función de las ideas expuestas y haciendo uso de esta herramienta se trabajará en la creación de una línea de transmisión aérea, demostrando por medio de ejercicios su funcionamiento en cada uno de sus módulos, respetando siempre las normas técnicas de construcción, finalizando éste con el diseño completo de una línea de 138 kV con factores ambientales y eléctricos característicos en el país y analizando su desempeño.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1. Sistema de transmisión

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico, constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas, esto por medio de líneas de transmisión formada por conductores usualmente de acero cobre o aluminio, diferentes tipos de subestaciones (elevadoras de tensión, maniobra, distribución) así como diversos equipos de protección de líneas.

1.2. Concepto de línea de transmisión de potencia

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo posibles.

1.3. Parámetros eléctricos de una línea de transmisión

Una línea de transmisión de energía eléctrica se modela básicamente por medio de cuatro parámetros, que afectan su capacidad de cumplir su función como parte de un sistema eléctrico de potencia.

Se designan como parámetros primarios de la línea los siguientes:

- Resistencia en serie por unidad de longitud.
- Inductancia en serie por unidad de longitud.
- Capacidad en paralelo por unidad de longitud.
- Conductancia en paralelo por unidad de longitud.

1.3.1. Resistencia

Se llama resistencia a la propiedad que posee un material de oponerse a la circulación de corriente eléctrica en las líneas de transmisión, es la causa más importante de pérdida de potencia. La resistencia de corriente directa en un conductor a una temperatura específica T es:

$$R_{cd,T} = \frac{\rho_T l}{A} \quad \Omega$$

Donde:

ρ_T = resistividad del conductor a la temperatura T

l = longitud del conductor

A = área de la sección transversal del conductor

En unidades del sistema internacional, la longitud está dada en metros, el área en metros cuadrados y ρ en ohms-metro.

La resistencia depende la resistividad de los conductores, de la temperatura del mismo y de la frecuencia. En corriente directa la distribución de

corriente es uniforme para toda la sección transversal del conductor; sin embargo, para la corriente alterna la distribución de corriente no es uniforme. Conforme aumenta la frecuencia, la corriente en un conductor cilíndrico se empieza a agrupar hacia la superficie de éste, disminuyendo así la densidad de corriente en el centro del conductor. Este fenómeno se le conoce como efecto piel.

El efecto piel hace que aumente la pérdida en el conductor, la cual hace que se incremente la resistencia de corriente alterna, normalmente los fabricantes proporcionan los valores de resistencias a 50 hz y 60 hz de los diferentes tipos de conductores los cuales realizan en laboratorios.

Tabla I. **Porcentaje de conductividad y resistividad materiales conductores**

	material	% de conductividad	$\Omega\text{m} * 10^{-8}$	Constante de temperatura
Cobre	Recocido	100,00 %	1,72	234,51
	Estirado en frío	97,30 %	1,77	241,50
Aluminio	Estirado en frío	61,10 %	2,83	228,10
	Latón	20-27 %	6,40-6,80	480,00
	Hierro	17,20 %	10,00	180,00
	Plata	108,00 %	1,59	243,00
	Sodio	40,00 %	4,31	207,00
	Acero	2,00-14,00 %	40,00	180,00-980,00

Fuente: DUNCAN GLOVER, John. Sistemas de potencia. p. 152.

La resistividad de los metales conductores varía linealmente con la temperatura en condiciones normales de operación, y se describe con bastante precisión mediante la ecuación:

$$\rho_{T_2} = \rho_{T_1} \left(\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right)$$

Donde:

ρ_{T_2} y ρ_{T_1} = resistividades a la temperaturas T_2 y T_1 en °C.

T = constante de temperatura que depende del material.

1.3.2. Inductancia

La inductancia es una medida de la capacidad de un dispositivo de almacenar energía en forma de campo magnético. La inductancia de un circuito eléctrico, se pueden explicar por medio del campos eléctrico y magnético que acompañan a la corriente al circular por medio de un conductor.

La inductancia del circuito relaciona el voltaje inducido por el flujo variable con la razón de cambio de la corriente, tiene básicamente dos fuentes: una debido al flujo interno del conductor y otra al externo, la suma de ambas componentes de flujo da como resultado la inductancia total, valor que es más fácil encontrar aplicando la ley de Ampere valiéndose de la simetría de un conductor eléctrico.

La ecuación para el cálculo de la inductancia por fase de líneas trifásicas (siendo este tipo de línea la más usada) es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \frac{H}{M} \text{ por fase}$$

Donde:

D_{eq} = espaciamento equivalente entre conductores.

D_s = radio geométrico del conductor.

D_{eq} y D_s deben estar en las mismas unidades. Si la línea tiene un conductor por fase, D_s se obtiene directamente de las tablas. Para líneas de un solo conductor por fase o de conductores agrupados.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}}$$

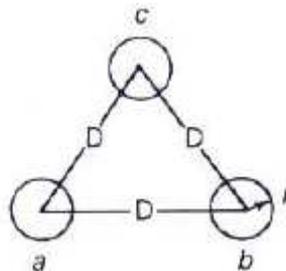
Donde:

D_{ab} = distancia de conductor a al b

D_{bc} = distancia de conductor b al c

D_{ca} = distancia de conductor c al a

Figura 1. **Línea trifásica con un solo conductor por fase**



Fuente: MARTIN, Raúl. Campo magnético propagación y radiación. p. 63.

La reactancia inductiva en ohmios por metro a 60 hz se encuentra multiplicando el valor de la inductancia, en henrios por metro por $2\pi \cdot (60)$.

$$X_L = 0,0754 \times L_n \frac{D_{eq}}{D_s} \frac{\Omega}{m} \text{ por fase}$$

1.3.3. Capacitancia

La capacidad de una línea de transporte es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que estos se carguen de forma similar a las placas de un condensador. La tensión alterna tiene como consecuencia que la carga de los conductores en un punto dado, aumenta o disminuya con el valor instantáneo de la tensión entre los conductores en ese punto. La corriente originada por esta carga y descarga continua del condensador virtual formado por las líneas, se denomina corriente de carga de la línea que, por sus características fluye en la línea aun cuando estén en circuito abierto. La capacidad afecta tanto a la caída de tensión de la línea como la eficiencia, al factor de potencia y la estabilidad del sistema.

La base para el análisis de la capacitancia es la ley de Gauss para campos eléctricos, esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. Expresada en forma integral dice que la carga total encerrada por esta superficie gaussiana es igual a la densidad de campo eléctrico alrededor de dicha superficie, siendo esto un flujo eléctrico.

La ecuación para el cálculo de la capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica (siendo ésta la más utilizada en el diseño de líneas) es:

$$C_n = \frac{2\pi k k_r}{\text{Ln} \left(\frac{D_{eq}}{D_{sc}} \right)} \frac{F}{m} \text{ al neutro}$$

Donde:

D_{sc} = radio externo del conductor

D_{eq} = espaciamento equivalente entre conductores

D_{sc} y D_{eq} deben estar en el mismo sistema de unidades. D_{eq} se calcula de la misma manera que se calculó para la inductancia.

k es $8,854 \times 10^{-12}$ ya que para el aire k_r es 1,0. Así, a 60 hz,

$$X_c = 4,77 \times 10^{-4} \text{Ln} \frac{D_{eq}}{D_{sc}} \Omega/\text{m al neutro}$$

1.3.4. Conductancia

La conductancia explica la pérdida de potencia real entre conductores y la tierra. Para líneas aéreas, esta pérdida de potencia se debe a las corrientes de fuga en los aisladores y corona. La conductancia suele despreciarse en los estudios de líneas de transmisión y sistemas de potencia porque ser un elemento muy pequeño de la admitancia en derivación.

1.4. Líneas de transmisión como elementos de sistemas de potencia

La energía eléctrica es transportada por medio de conductores en líneas de transmisión aéreas y cables subterráneos, siendo la más utilizada Guatemala la primera. En las líneas aéreas los conductores están suspendidos

de la estructura, aislados de ella y de los demás conductores a través de cadenas de aisladores, cuyo número está determinado por el voltaje de la línea.

Para poder suministrar energía eléctrica a los consumidores de manera que puedan utilizarla, un sistema de transmisión debe satisfacer algunos requerimientos básicos; por lo tanto el sistema debe:

- Suministrar siempre la potencia que los consumidores necesitan
- Mantener su voltaje nominal estable que no varíe más de $\pm 5 \%$
- Mantener una frecuencia estable que no varíe más de $\pm 0,1 \text{ hz}$
- Suministrar energía a un precio aceptable
- Satisfacer las normas de seguridad
- Respetar las normas ambientales

1.4.1. Representación de líneas

En el estudio de los sistemas de potencia, las líneas son representadas mediante modelos simplificados y equivalentes a través de los parámetros apropiados desarrollados anteriormente.

Las ecuaciones generales que relacionan tensión y corriente en una línea de transmisión modelan los parámetros de las líneas como parámetros distribuidos en toda su longitud. Sin embargo, en la mayoría de los casos la línea se adapta con suficiente precisión a un modelo, en el que sus parámetros

eléctricos se encuentran concentrados en un punto concreto a lo largo de la línea.

Esta simplificación es normalmente realizada en líneas de transmisión consideradas cortas (menos de 80 km) y medias (entre 80 y 240 km). En el caso de las líneas cortas puede ser despreciada la capacitancia en paralelo, limitándose la representación de parámetros a los que definen la impedancia seria de la línea, esto es, resistencia e inductancia.

El estudio de las líneas de longitud media, aun manteniendo la concentración de parámetros, hace necesaria la inclusión de la capacitancia en paralelo, usualmente modelada con la mitad de la capacitancia en cada extremo de la línea. Para las líneas de longitud superior a 240 km aproximadamente requieren normalmente de modelos con los parámetros distribuidos a lo largo de toda su longitud.

Para distinguir entre las impedancias y admitancias totales de una línea y sus valores por unidad de longitud se adoptará la siguiente nomenclatura:

z	= impedancia serie por unidad de longitud por fase
y	= admitancia paralelo por unidad de longitud por fase
l	= longitud de la línea
$Z = zl$	= impedancia serie total por fase
$Y = yl$	= admitancia en paralelo total por fase al neutro

1.4.1.1. Línea de transmisión corta

En aquellas líneas con longitud menor de 80 km y de tensión inferior a los 70 kV, la capacitancia en paralelo que presentan puede ser ignorada. El modelo de la línea se resume entonces en su impedancia serie, producto de la impedancia por unidad de longitud por la longitud total.

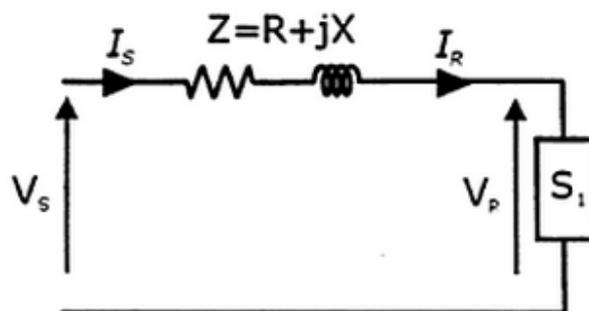
$$Z = (r + j\omega L) \cdot l = R + jX$$

Donde:

- L = inductancia por fase
- r = resistencia por fase
- l = longitud de la línea

Con estos parámetros se representa el modelo de la línea de transmisión corta, descrita en la presente figura:

Figura 2. Modelo para la línea corta



Fuente: COTO ALADRO, José. Análisis de sistema de energía eléctrica. p.94.

Aplicando la ley de voltajes y corrientes de Kirchhoff al circuito se tiene:

$$V_s = V_R + ZI_R$$

$$I_R = I_s$$

Donde:

I_R = corriente en el lado receptor

I_s = corriente en el lado emisor

Z = impedancia de la línea

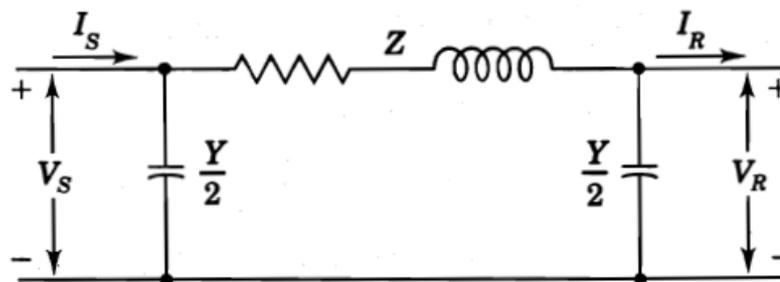
V_s = voltaje lado emisor

V_R = voltaje lado receptor

1.4.1.2. Línea de longitud media

Para los cálculos de una línea de longitud media se incluye la admitancia en paralelo (generalmente capacitancia pura), esta se divide en dos partes iguales a cada extremo de la línea y el circuito formado es llamado circuito nominal π (π), mostrado en la siguiente figura:

Figura 3. Modelo para la línea de media



Fuente: COTO ALADRO, José. Análisis de sistema de energía eléctrica. p.97.

Con el fin de obtener una expresión para V_s , se observa que la corriente en la admitancia en el extremo receptor es $V_R Y/2$ y la corriente en la rama serie es $I_R + V_R Y/2$. Entonces si se aplica la ley de voltajes de Kirchhoff se tiene:

$$V_s = \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R$$

Haciendo agrupación de términos se tiene:

$$V_s = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R$$

Para encontrar I_s , se observa que la corriente en la capacitancia en derivación en el extremo es $V_s Y/2$, que sumada a la corriente en la rama serie se obtiene:

$$I_s = V_s \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R$$

Al sustituir I_s en la ecuación de V_s

$$I_s = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_R$$

Las ecuaciones anteriores se pueden expresar en la forma general

$$V_s = A V_R + B I_R$$

$$I_s = C V_R + D I_R$$

Donde:

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1$$

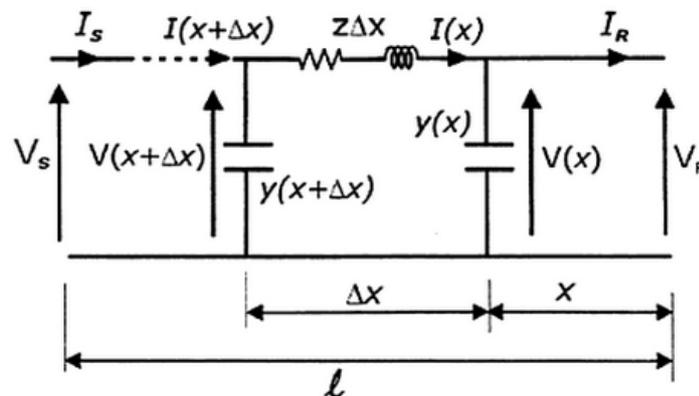
$$B = Z \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

A las constantes ABCD se les llama constantes generalizadas de circuitos de la línea de transmisión.

1.4.1.3. Línea de transmisión larga

Para las líneas de longitud corta y media se obtienen modelos razonablemente precisos, suponiendo los parámetros de la línea se encuentran concentrados tal como se ha descrito. Sin embargo, para líneas de longitud superior a 250 km debe de considerarse la distribución de los parámetros a lo largo de su longitud como lo muestra el siguiente circuito:

Figura 4. Modelo para la línea de transmisión larga



Fuente: COTO ALADRO, José. Análisis de sistema de energía eléctrica. p.100.

No se profundizará la obtención de la ecuación ni el estudio de este modelo de línea, ya que en la práctica en las líneas de transmisión aéreas para Centroamérica no alcanzan determinada longitud.

Si se considera la distribución de los parámetros a lo largo de su longitud y luego de un análisis en un diferencial de línea, se obtiene las ecuaciones para voltaje y corriente:

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = z \frac{dI(x)}{dx} = yzV(x)$$

$$\frac{d^2I(x)}{dx^2} = z \frac{dI(x)}{dx} = yzI$$

Las soluciones de las ecuaciones de V e I deben ser tales, que cuando se deriven dos veces con respecto a x, den como resultado la expresión original multiplicada por la constante yz. Este hecho sugiere una forma exponencial de la solución del tipo:

$$V(x) = A_1 e^{\sqrt{yz}x} - A_2 e^{-\sqrt{yz}x}$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_c} (A_1 e^{\sqrt{yz}x} - A_2 e^{-\sqrt{yz}x})$$

Para encontrar el valor de las constantes A_1 y A_2 se introduce los valores del final de la línea, esto es $x = 0$, $V(x) = V_R$, $I(x) = I_R$, el cual da por resultado que:

$$A_1 = \frac{V_R + Z_c I_R}{2}$$

$$A_2 = \frac{V_R - Z_c I_R}{2}$$

1.5. Estado actual de la red de líneas de transmisión en Guatemala

La red de transporte ha sido inventariada recopilando información obtenida por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). La longitud de las líneas de transporte al 2013 son las siguientes:

Tabla II. **Transportistas y longitudes de las líneas a marzo de 2013**

Transportistas	Tensión en kV				Total en km
	69	138	230	400	
Duke Energy	0,00	0,00	32,00	0,00	32,00
ETCEE	2 088,24	366,66	462,87	71,50	2 989,27
Recsa	12,29	0,00	0,00	0,00	12,29
Transnova	0,00	0,00	34,52	0,00	34,52
Trelec	578,58	0,00	64,36	0,00	642,94
Treo	0,00	0,00	130,71	0,00	130,71
Total en km	2 679,11	366,66	724,46	71,50	

Fuente: elaboración propia, datos CNEE a marzo de 2013.

A continuación se indica una relación individualizada de los elementos que conforman la red de transmisión nacional, su estudio se enfocará en las líneas de alta tensión de 138 kV hasta 400 kV.

Tabla III. Líneas de la red de transporte 138 kV – 400 kV en Guatemala

No.	Línea	kV	No. Circ.	Conductor	Cond. Fase	km.
1	Brillantes - México	400,00	1,00	Bluejay	2,00	71,15
2	Aguacapa – San Joaquín	230,00	1,00	Hawk	2,00	20,29
3	Alborada – Enron	230,00	1,00	Flint	1,00	45,16
4	Alborada - San José-	230,00	1,00	Acar	1,00	19,20
5	Alborada – Escuintla-1	230,00	1,00	Hawk	2,00	0,40
6	Alborada - Escuintla-2	230,00	1,00	Columbine	1,00	0,40
7	Alborada - San Joaquín	230,00	1,00	Hawk	2,00	3,90
8	Arizona - San Joaquín	230,00	1,00	Hawk	1,00	32,00
9	Chixoy 2D – Chixoy2-230B	230,00	1,00	Hawk	2,00	0,17
10	Chixoy2-232 – Chixoy-233	230,00	2,00	Hawk	2,00	0,90
11	Chixoy-230D – Chixoy 2-230 ^a	230,00	1,00	Hawk	2,00	0,36
12	Chixoy-231 – Chixoy-232	230,00	2,00	Hawk	2,00	5,17
13	Chixoy-232 – Chixoy 2-231	230,00	2,00	Hawk	2,00	0,91
14	Chixoy-233 – Tacaná-232	230,00	2,00	Hawk	2,00	43,49
15	Escuintla-231 – Guate Sur-231	230,00	2,00	Hawk	2,00	44,80
16	Escuintla- Siquinala	230,00	1,00	Hawk	2,00	16,53
17	Guate Este - Guate Sur	230,00	2,00	Hawk	2,00	12,75
18	Guate Este - Jalpatagua	230,00	1,00	Hawk	2,00	73,00
19	Guate Norte – Guate Este	230,00	2,00	Hawk	2,00	17,81
20	Guate Norte-231 – Tactic-232	230,00	2,00	Hawk	2,00	76,67
21	Jalpatagua-230 – Jalpatagua (2)	230,00	2,00	Hawk	2,00	2,15
22	Jalpatagua - Ahuachapán	230,00	1,00	Hawk	2,00	23,60
23	La Esperanza - Xacbal	230,00	1,00	Acar	1,00	130,71
24	Los Brillantes - La Esperanza 1	230,00	1,00	Acar	1,00	31,56
25	Los Brillantes - La Esperanza 2	230,00	1,00	Acar	1,00	7,63
26	Siquinala - Los Brillantes	230,00	1,00	Hawk	2,00	82,74
27	Uspatán - Chixoy 2	230,00	2,00	Hawk	2,00	30,92
28	Uspatán - Uspatán	230,00	1,00	Hawk	2,00	0,58
29	Uspatán-230D – Uspatán-230B	230,00	1,00	Hawk	2,00	0,68

Continuación de la tabla III.

30	Chiquimula - Río Grande	138,00	1,00	Hawk	1,00	23,54
31	Chiquimula - Chiquimula	138,00	2,00	Hawk	1,00	2,70
32	Chiquimulilla – Jalpatagua	138,00	1,00	Hawk	1,00	48,43
33	Chiquimula - Zacapa	138,00	1,00	Hawk	1,00	17,04
34	Escuintla - Chiquimulilla	138,00	1,00	Hawk	1,00	57,13
35	Escuintla - Jurún Marinalá	138,00	1,00	Hawk	1,00	12,92
36	Guatemala Sur - Palín	138,00	2,00	Hawk	1,00	24,77
37	Huehuetenango - Pologua	138,00	1,00	Hawk	1,00	39,24
38	Ipala – Río Grande	138,00	1,00	Hawk	1,00	14,07
39	La Esperanza – Pologua	138,00	1,00	Hawk	1,00	19,50
40	Palin - Jurún Marinalá	138,00	2,00	Hawk	1,00	7,62
41	Palin - ORT-138	138,00	1,00	Hawk	1,00	12,06
42	Palin138T – Palin-138	138,00	1,00	Hawk	1,00	0,20
43	Panaluya-138 – Zacapa-138	138,00	1,00	Hawk	1,00	11,17
44	Progreso-138 – Ipala-138	138,00	1,00	Hawk	1,00	41,59
45	Progreso-138 – Jalpatagua-138	138,00	1,00	Hawk	1,00	34,27
46	Zacapa-138D – Zacapa-138	138,00	2,00	Hawk	1,00	0,43

Fuente: elaboración propia, inventario de líneas CNEE.

2. DISEÑO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1. Generalidades

La función del diseño de las líneas de transmisión de energía eléctrica es construir sistemas seguros, tomando en consideración el incremento en el consumo, conservando al mismo tiempo una buena calidad del servicio suministrado al menor costo posible.

Al construir una línea de transmisión, deben tenerse en cuenta las consideraciones básicas, como la longitud de la línea, la cual mientras más larga es, deberá ser más alto voltaje que permita que dicha línea trabaje eficientemente. Los criterios decisivos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión como lo son el número de circuitos, el tipo y la sección del conductor, el espaciamiento entre los conductores, el régimen térmico de funcionamiento y el nivel de aislamiento deben ser elegidos cuidadosamente, ya que estos tienen efectos sobre la impedancia de la línea, en las pérdidas por efecto joule, corona y en la caída de tensión, que definen una línea bien o mal diseñada.

2.2. Factores para el diseño eléctrico en las líneas de transmisión

El diseño eléctrico determina el tipo, tamaño y número de conductores por fase. Los conductores de fase se seleccionan para tener suficiente capacidad térmica para satisfacer las corrientes a transmitir en forma continua, sobrecargas de emergencia y las capacidades de corriente de cortocircuito.

Para líneas de muy alta tensión (superiores a 230kV) se debe determinar el número de conductores por fase, óptimo para controlar el gradiente de potencial en la superficie del conductor para así, eliminar o reducir el efecto corona; también se debe determinar en el diseño, el número de discos aisladores ya sea del tipo, suspensión o retención el espacio libre entre fases y de fase a torre, todo seleccionado para proporcionar un adecuado aislamiento de la línea.

El aislamiento de la línea debe soportar sobretensiones transitorias debidas a rayos y a operación de conexión y desconexión, incluso cuando los aisladores estén contaminados con neblina, sal o residuos industriales. También se debe tomar en cuenta que los espacios libres sean suficientes debido a las oscilaciones de las líneas por acción del viento.

El número, tipo y ubicación de los hilos de guarda se seleccionan para interceptar descargas atmosféricas que, de lo contrario, chocarían contra los conductores de fase. Asimismo, se puede reducir la resistencia al pie de la torre mediante el uso de varillas clavadas en la tierra o con un conductor enterrado que corre paralelo a la línea. La altura de la línea se selecciona para satisfacer las distancias libres de conductor a tierra y para controlar el campo eléctrico al nivel del suelo y su potencial de choque eléctrico.

2.3. Coordinación de aislamiento para una línea de transmisión

El procedimiento de coordinación de aislamiento de una línea debe efectuarse considerando los voltajes que pueden aparecer, como son los transitorios en el sistema eléctrico al que está conectada. El concepto coordinación de aislamiento, es el balance entre los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento, que son los sobrevoltajes por descargas o maniobras así como

otras sobretensiones temporales, como inducciones o contactos accidentales con otras líneas y el propio voltaje que soporta el aislamiento por su diseño, se define que las sobretensiones que más afectan a estos voltajes son las de origen por descargas atmosféricas, despreciando los de maniobras.

Derivado de su trazo, las líneas de transmisión pueden cruzar zonas con topografía difícil o accidentada y regiones con altos índices de densidad de rayos a tierra, éstas son las líneas que por lo general presentan más fallas por descargas atmosféricas. Para reducir el número de salidas por esta causa, deben ser observados ciertos parámetros y muy particularmente se tienen que controlar los siguientes:

- La longitud de la cadena de aisladores
- El ángulo de blindaje, verificando el diseño de las estructuras
- El sistema de conexión a tierra

Para entender la coordinación de aislamiento, es necesario establecer el concepto de Tensión Crítica de Flameo (TCF), el cual se obtiene de la curva de probabilidades de flameo, la TCF se determina con pruebas de aplicación de voltajes y corresponde a aquel voltaje con el cual el aislamiento soporta con un 50 % de probabilidad, el producir rompimiento de su dieléctrico. A partir de este concepto se define el Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Rayo (NBAI), como el voltaje en que se espera un 10 % de probabilidad de flameo, considerando una desviación estándar del 3 %, con lo que resulta la expresión:

$$\text{NBAI} = 0,961\text{TCF}$$

2.3.1. Determinación del aislamiento

La longitud de la cadena de aisladores se debe diseñar para soportar los voltajes a los que es sometida, para ello es necesario conocer los conceptos distancia de fuga de los aisladores en función de los niveles y del tipo de contaminación y la longitud de la cadena de aisladores que está dada por el voltaje de arqueo en aire entre conductores y estructura.

2.3.1.1. Longitud de la cadena de aisladores

Esta longitud se calcula con base en el voltaje de arqueo en aire entre el conductor y la estructura, el cual depende de la geometría de las puntas en donde se presente dicho arqueo, de forma empírica se ha obtenido el voltaje de arqueo en aire de algunos cuerpos geométricos utilizados como electrodos de referencia. Con este criterio, de la tensión crítica de flameo para impulsos por rayo, se tiene:

$$d = \frac{TCF}{K_{co}}$$

Donde:

TCF = tensión crítica de flameo a las condiciones del lugar donde se localiza la línea

K_{co} = factor del electrodo en aire K_r (ver tabla V) corregido por la densidad del aire y la humedad

El factor K_r es un voltaje de arqueo entre conductores y estructura que depende de la geometría de los electrodos o elementos que intervienen y su distancia en aire tomada de la especificación CFE-L0000-06, tabla IV. En ella, se proporciona el voltaje máximo de diseño, así como el NBAI para las líneas de transmisión dependiendo de su voltaje de operación, los cuales se presentan en la tabla III. Debido a las diferentes altitudes en las que operan las líneas de transmisión se hace necesaria la corrección del K_r proporcionado en la tabla de la especificación, ya que éste es calculado a partir de los siguientes valores:

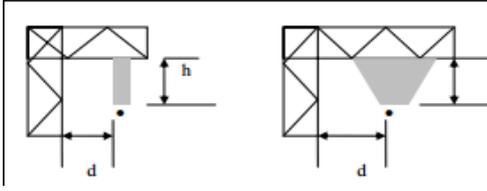
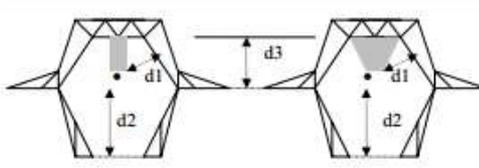
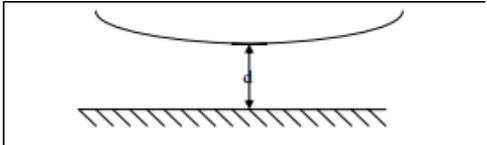
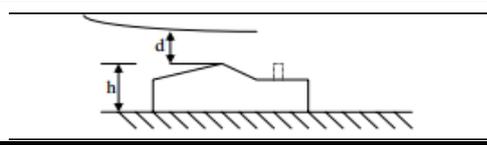
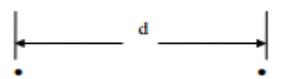
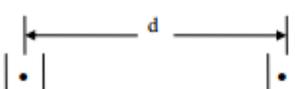
Temperatura (T_0): 20 °C
 Presión (b_0): 1 013 mbar (760 mm de hg)
 Humedad Absoluta (h_g): 11 gramos de agua por metro cúbico

Tabla IV. **Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, tipo maniobra, fase a tierra, fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra**

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	NBAI fase a tierra kV	NBAM fase a tierra kV	NBAI fase a fase kV	NBAM fase-fase kV	Distancia fase a tierra mm	Distancia fase a fase mm
4,40	4,40	75,00	-	75,00	-	120,00	120,00
6,90	7,20	95,00	-	95,00	-	160,00	160,00
13,80	15,50	110,00	-	110,00	-	220,00	220,00
24,00	26,40	150,00	-	150,00	-	320,00	320,00
34,50	38,00	200,00	-	200,00	-	480,00	480,00
69,00	72,50	350,00	-	350,00	-	630,00	630,00
115,00	123,00	450,00	-	450,00	-	900,00	900,00
		550,00		550,00		1 100,00	1 100,00
138,00	145,00	450,00	-	550,00	-	1 000,00	1 000,00
		550,00		650,00		1 300,00	1 300,00
		650,00		650,00			
		550,00		650,00		1 100,00	1 100,00
161,00	170,00	650,00	-	650,00	-	1 300,00	
		750,00		750,00		1 500,00	1 500,00

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Manual coordinación de aislamiento. p. 11.

Tabla V. Valor de los factores K_n , K_m y K_r para diferente configuración de entrehierro

Configuración de entrehierro	Diagrama	K_n	K_m	K_r
Fase-Torre		1,40	1,25	550,00
Fase-Ventana de torre		1,30	1,20	550,00
Conductor-Suelo		1,30	1,10	550,00
Conductor-Objeto		1,45	1,35	550,00
Conductor-Conductor		1,65	1,50	550,00
Entre Anillos (equipotenciales) de conductores			1,60	550,00

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Manual coordinación de aislamientos. p. 18.

Las características eléctricas del soporte, calculadas a condiciones normalizadas se deterioran con la presión atmosférica y ésta disminuye con el aumento de la altitud y la temperatura, al aumentar la humedad, las tensiones de soporte aumentan hasta antes de que se condense la humedad en la superficie del conductor, por lo tanto, deben considerarse los siguientes factores de corrección:

$$K_{da} = \left(\frac{b}{b_0} \right) * \left[\frac{273+T_0}{273+T} \right]$$

Donde:

- K_{da} = factor de corrección por densidad de aire
- T = temperatura ambiente en grados centígrados
- b = presión barométrica en mbar
- T_0 = temperatura ambiente de condiciones estándar (20 °C)
- b_0 = presión barométrica en condiciones estándar (1 013 mbar)

Con el valor de la altitud y/o presión atmosférica, se puede obtener el valor del factor de corrección K_{da} de la Tabla VI. El factor de corrección por humedad (K_h), es un factor que depende de la humedad absoluta del sitio en gr/m^3 que se obtiene de la tabla V. Conocidos la temperatura del punto más húmedo del lugar y la humedad relativa del aire más críticas de las regiones por donde cruza la línea y teniendo el valor de humedad absoluta, por medio de la tabla III se obtiene el valor de K_h , considerando los factores de corrección por humedad y por densidad de aire se puede obtener con la relación:

$$K_{co} = K_r * \left(\frac{K_{da}}{K_h} \right)$$

Tabla VI. Factores de corrección por presión atmosférica a distintas altitudes

Altitud en metros	Presión		Factor de Corrección K_{da}	Altitud en metros	Presión		Factor de Corrección K_{da}
	mbar	mm hg			Mbar	mm hg	
0,00	1 013,00	760,00	1,00	2 500,00	747,00	560,00	0,73
100,00	1 001,00	751,00	0,98	2 600,00	739,00	554,00	0,72
200,00	989,00	742,00	0,97	2 700,00	728,00	546,00	0,71
300,00	977,00	733,00	0,96	2 800,00	720,00	540,00	0,71
400,00	968,00	726,00	0,95	2 900,00	708,00	531,00	0,69
500,00	955,00	716,00	0,94	3 000,00	701,00	526,00	0,69
600,00	943,00	707,00	0,93	3 100,00	692,00	519,00	0,68
700,00	932,00	699,00	0,91	3 200,00	683,00	512,00	0,67
800,00	921,00	691,00	0,90	3 300,00	675,00	506,00	0,66
900,00	909,00	682,00	0,89	3 400,00	665,00	499,00	0,65
1 000,00	905,00	679,00	0,89	3 500,00	656,00	492,00	0,64
1 100,00	888,00	666,00	0,87	3 600,00	648,00	486,00	0,63
1 200,00	877,00	658,00	0,86	3 700,00	639,00	479,00	0,62
1 300,00	867,00	650,00	0,85	3 800,00	629,00	472,00	0,62
1 400,00	856,00	642,00	0,84	3 900,00	621,00	466,00	0,61
1 500,00	845,00	634,00	0,83	4 000,00	613,00	460,00	0,60
1 600,00	836,00	627,00	0,82	4 100,00	605,00	454,00	0,60
1 700,00	825,00	619,00	0,81	4 200,00	597,00	448,00	0,59
1 800,00	815,00	611,00	0,80	4 300,00	591,00	443,00	0,58
1 900,00	805,00	604,00	0,79	4 400,00	584,00	438,00	0,57
2 000,00	795,00	596,00	0,78	4 500,00	577,00	433,00	0,56
2 100,00	785,00	589,00	0,77	4 600,00	571,00	428,00	0,56
2 200,00	775,00	581,00	0,76	4 700,00	563,00	422,00	0,55
2 300,00	765,00	574,00	0,75	4 800,00	556,00	417,00	0,54
2 400,00	756,00	567,00	0,74	4 900,00	549,00	412,00	0,54

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Manual coordinación de aislamiento. p. 25.

2.3.1.2. Distancia de fuga

La contaminación del aislamiento consiste en el depósito paulatino de partículas contaminantes sobre su superficie. Cuando la contaminación en el aislador se ve sujeta a procesos de humedad ya sea por niebla, rocío o una llovizna muy ligera, dependiendo del tipo de partículas, se llegan a reducir las distancias dieléctricas del aislamiento provocando flameo. De acuerdo a la Norma IEC-815m se definen cualitativamente 4 niveles de polución.

Tabla VII. **Niveles de severidad de contaminación**

Nivel de contaminación	Ejemplos de ambientes típicos
Ligero	<ul style="list-style-type: none">• Áreas sin zonas industriales y con baja densidad de casas equipadas con sistemas de calefacción.• Áreas con baja densidad de industrias o casas sometidas a vientos y lluvias frecuentes.• Áreas agrícolas.• Áreas montañosas.• Todas estas áreas están situadas al menos 10 a 20 km. del mar y no deberán estar expuestas a vientos directos de la zona marina.
Mediano	<ul style="list-style-type: none">• Áreas con industrias que no producen humos contaminantes y/o con densidad promedio de casas equipadas con instalaciones de calefacción.• Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sometidas a vientos y lluvias frecuentes.

Continuación de la tabla VII.

Nivel de contaminación	Ejemplo de ambientes típicos
Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con alta intensidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamientos que producen contaminación. • Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuesto a vientos relativamente fuertes desde el mar.
Muy alto	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas generalmente de moderada extensión, sometidas a polvos conductores y a humos industriales que producen depósitos conductores densos.

Fuente: IEEE Std 1313.2. p.18.

Estos niveles de contaminación se han correlacionado, a través de pruebas de laboratorio con algunos valores de Densidad Equivalente de la Sal Depositada (DESD). La distancia de fuga de un aislador se define como la distancia más corta, o la suma de distancias más cortas a lo largo del contorno de la superficie externa del material aislante, la relación entre esta distancia y el voltaje máximo de fase a fase o de fase a tierra, determina las distancias específicas de fuga entre fases o fase a tierra, respectivamente.

Para la selección adecuada del número de alisadores de porcelana, vidrio templado o la longitud requerida de parte del aislador de barra larga que se utilizará en condiciones expuestas a ambientes contaminados, se considera que la distancia específica de fuga de la cadena, debe ser igual o mayor a la distancia específica de fuga mínima nominal para cada nivel de contaminación.

En la tabla VIII se muestra los valores de la distancia específica de fuga mínima nominal así como los valores de DESD relacionados para cada nivel de contaminación, de acuerdo con la publicación IEC-815.

Tabla VIII. **Distancias específicas de fuga en función de niveles de contaminación**

Nivel de contaminación	DESD (mg/cm ²) asociada IEC-815	Distancia específica de fuga mínima nominal (mm/kV)	
		Fase-tierra	Fase-fase
I. Ligera	0,10 - 0,20	16,00	25,00
II. Media	0,20 - 0,30	20,00	35,00
III. Alta	0,30 - 0,60	25,00	43,00
IV. Muy alta	>0,80	31,00	54,00

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Manual de coordinación de aislamiento. p. 7.

El cálculo del número de aisladores partiendo de la distancia de fuga para un voltaje máximo, está dada por la fórmula:

$$D_{ftc} = D_{fmn} V_m K$$

Donde:

D_{ftc} = distancia de fuga total de la cadena en mm

D_{fmn} = distancia de fuga mínima nominal en mm/kV, (tabla VIII)

V_m = voltaje máximo del sistema en kV

K = factor de corrección por diámetro que toma el valor de 1 para el caso de aisladores de suspensión

2.4. Diseño del blindaje

Se conoce como blindaje, al conjunto de elementos instalados con el objetivo principal de proteger los equipos y elementos contra sobretensiones externas (rayos) e internas (dado por cierre o apertura de interruptores de potencia). Este estudio se centrará en blindaje para líneas de transmisión aéreas.

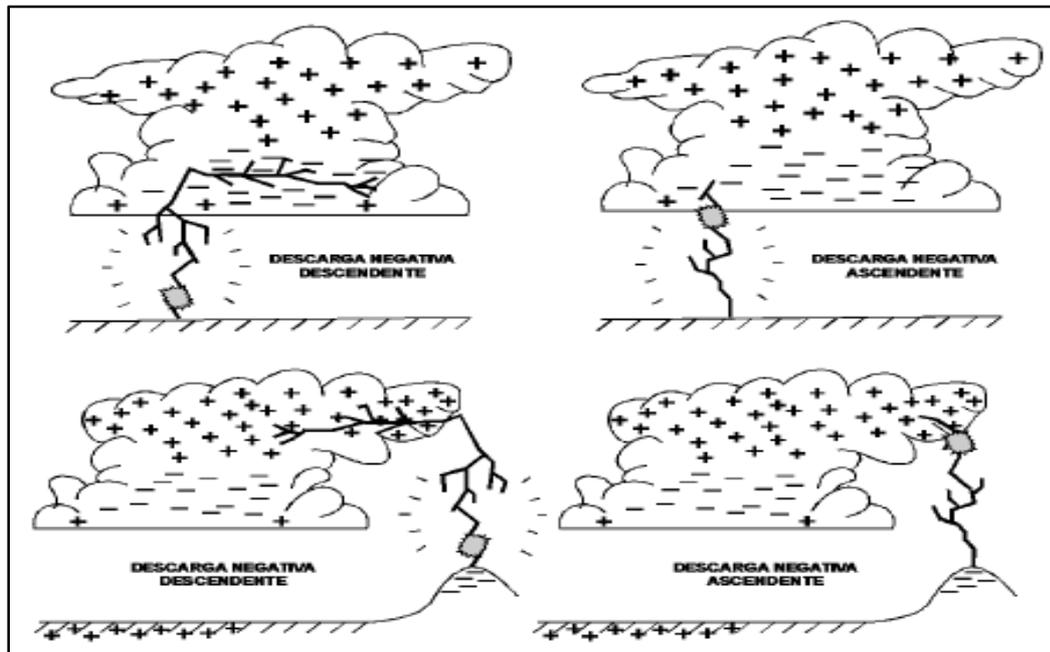
Para una mejor comprensión sobre el blindaje de una línea de transmisión, es conveniente conocer la naturaleza de las descargas atmosféricas que impactan, como se forman éstas y el diferente tipo de descargas que existen, a continuación se presenta un breve estudio de ellos.

2.4.1. Sobretensiones por descargas eléctricas

Las tormentas eléctricas ocurren siempre que hay una separación de carga eléctrica de gran escala en la atmósfera. En términos físicos se presenta cuando una o un conjunto de nubes se encuentran a un potencial elevado con respecto a tierra, de tal manera que se rompe la rigidez dieléctrica del aire. La elevación de potencial se debe a la fricción que existe en momentos de turbulencia atmosférica en las partículas que forman la nube.

Una vez que el campo eléctrico alcanza una rigidez dieléctrica crítica, ocurre una descarga formándose un canal líder, que es un canal supercaliente por donde circulan los electrones de la nube a la tierra, este canal líder comienza en la base de la nube, cambia su dirección en intervalos; conforme el canal líder se acerca a la tierra se empieza a formar un canal líder positivo, éste es originado desde tierra a la nube y viaja hasta encontrarse con el canal líder negativo proveniente de la nube.

Figura 5. Clasificación de la descarga nube al suelo por su polaridad



Fuente: COTO ALADRO, José. Análisis de sistemas de energía eléctrica. p. 403.

En los estudios de impulsos atmosféricos en las redes eléctricas, solo interesan las descargas con trayectoria de corriente entre la nube y tierra, no habiendo interés con las descargas entre nubes. En las evaluaciones relativas a la protección contra descargas atmosféricas ciertamente, la primera información cuyo conocimiento se requiere de inmediato, consiste en que tan frecuente un sitio o local es sometido a esfuerzo dieléctrico por el fenómeno, el parámetro que cuantifica esta frecuencia es la densidad de descargas en el sitio.

La densidad de descargas se representa por el índice N_g y establece una medida del número medio de descargas que inciden en el suelo por año, estando expresado descargas/km²/año, el índice se refiere al número de descargar atmosféricas plenas.

Muchas variables influyen sobre el valor de este parámetro, sobre toda la distribución de las lluvias en la región, la latitud, y el relieve del sitio. Las regiones montañosas y altas tienden a presentar índices más elevados de densidades de descargas atmosféricas, con relación a las regiones bajas adyacentes, lo mismo ocurre con las áreas de alto índice de precipitación pluvial, condición que está muy influenciada por la distribución de las corrientes de aire que circula en el planeta tierra.

La forma de expresar la intensidad de la actividad atmosférica, es por medio de los mapas ceráunicos que representan las zonas geográficas con un número promedio de días con tormenta anual, se han desarrollado algunas relaciones empíricas que relacionan la densidad de rayos con el nivel ceráunico como la siguiente que es la más usada.

$$N_g = 0,04 D_T^{1.25}$$

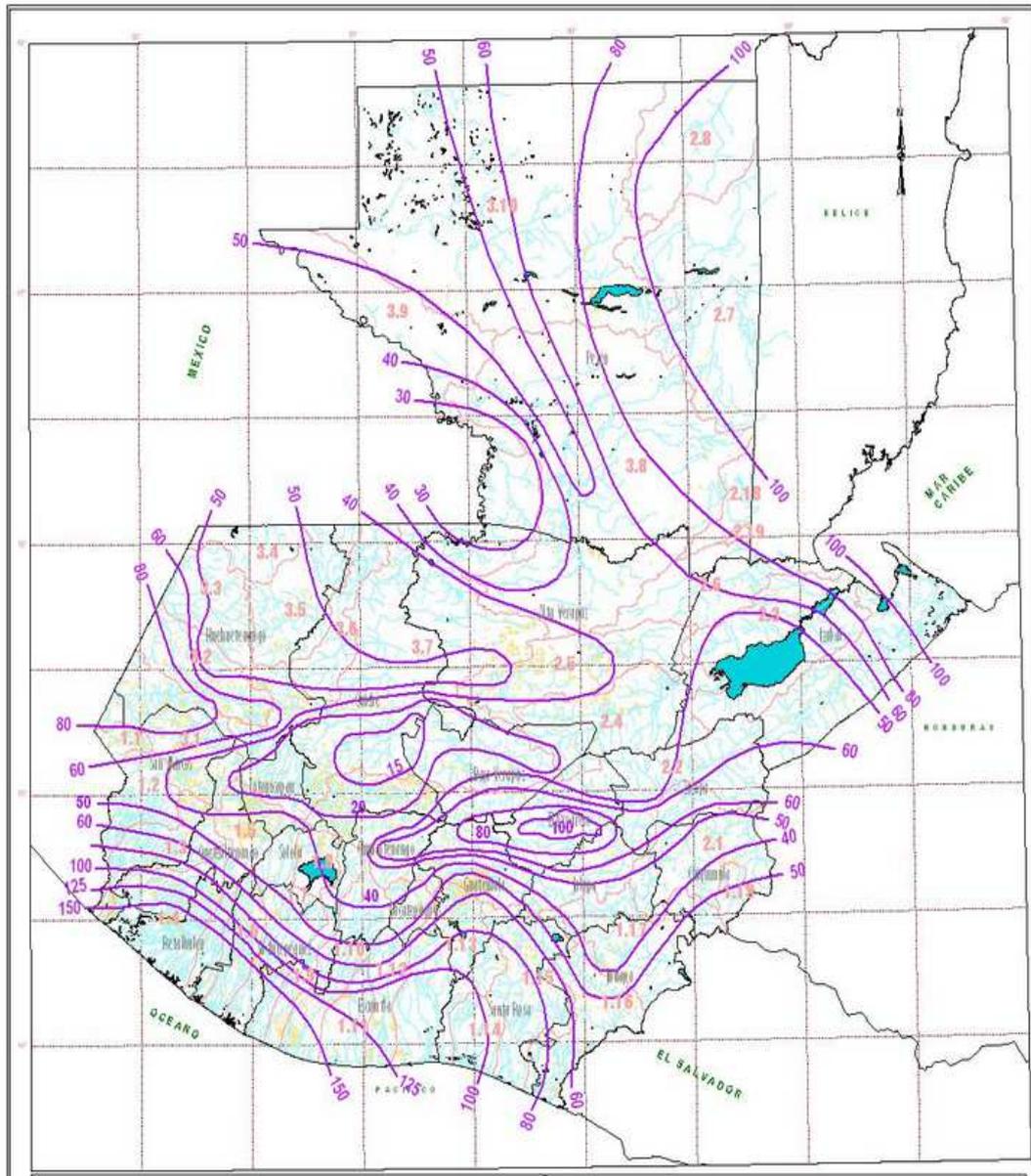
Donde:

D_T = nivel ceráunico

N_g = densidad de rayos a tierra

El nivel ceráunico se establece en periodos de once años que corresponde a lo que se conoce como un ciclo solar. La razón de éste es que es el lapso de tiempo que cubren todas las posibles variaciones estacionales en una región. En la figura 6 se puede encontrar el mapa isoceráunico del país.

Figura 6. Mapa isoceráunico de la República de Guatemala



Fuente: http://www.insivumeh.gob.gt/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Climatologico.
Consulta: agosto de 2012.

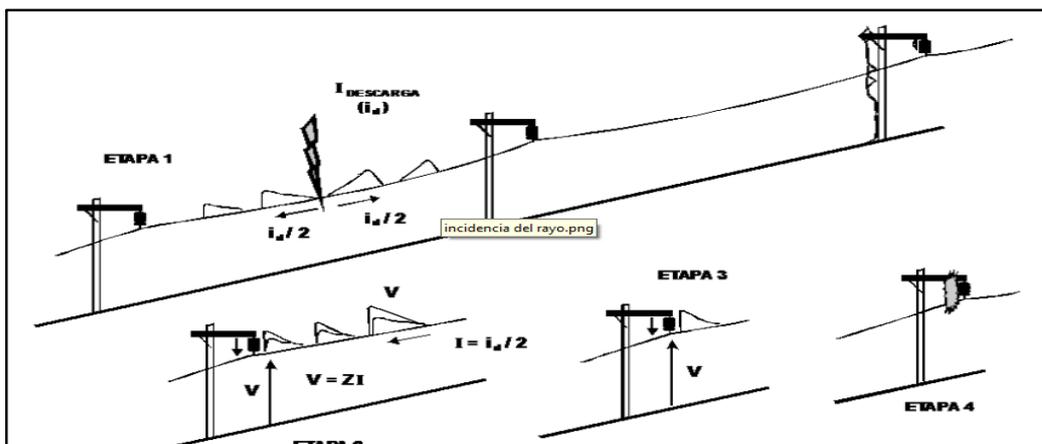
2.4.2. Descarga directa a los cables conductores

Aun con un buen blindaje, existe una buena probabilidad de que un rayo impacte en un hilo conductor de una línea de transmisión, esto se puede dar debido a diferentes factores, tales como:

- Magnitud de la descarga atmosférica
- Topología del terreno
- Diseño del blindaje

El mecanismo de ruptura del aislamiento asociado a la incidencia directa de la descarga de una línea, se designa como la descarga disruptiva en el aislamiento también llamada flameo. En la figura 7 se muestra un ejemplo de ésta.

Figura 7. Sobretensión en línea no blindada alcanzada por un rayo



Fuente: THEODORE, Wilde. Máquinas eléctricas y sistemas de potencia. p. 711.

De acuerdo con la figura anterior, el valor de sobretensión máximo se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$V_p = Z_c I_p$$

Donde:

V_p = valor de sobretensión máximo pico

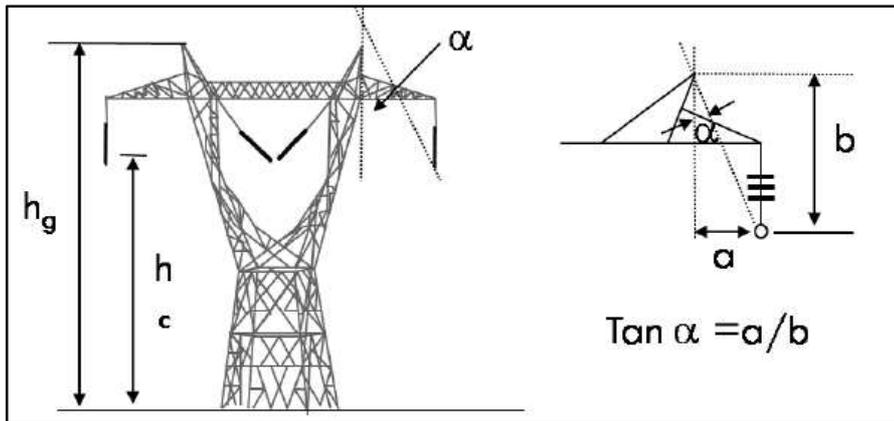
Z_c = impedancia característica de la línea, esto es $Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$

I_p = magnitud pico de la corriente de rayo del rayo.

2.4.3. Blindaje con hilos de guarda

El hilo de guarda es un conductor que corre paralelamente a las fases del sistema; debe ser soportado adecuadamente en las torres o postes y ser aterrizado a intervalos continuos a lo largo de la ruta. La función de los cables de guarda en las líneas de transmisión es proporcionar un blindaje o protección contra descargas directas, es decir un blindaje bien diseñado evita la descarga a los conductores de fase y está determinado por la posición relativa de los conductores de guarda con respecto a los conductores de fase, a esta posición relativa se le llama ángulo de blindaje. En general se puede establecer que una línea con dos cables guarda proporciona un blindaje más efectivo que aquellos que solo tienen un cable guarda.

Figura 8. **Ángulo entre los conductores de guarda y los conductores de las fases externas de las líneas**



Fuente: <http://gama.fime.uanl.cl>. Consulta: agosto de 2012

El ángulo de blindaje α de la figura 8 se calcula para el punto medio del claro. La altura del equivalente del cable guarda en terrenos planos se calcula como:

$$H = h_g - \frac{2}{3}f_g, \text{ para los conductores de fase}$$

$$h_m = h_c - \frac{2}{3}f_c$$

Donde:

- h_g = altura del hilo de guarda
- f_g = flecha del hilo de guarda
- h_m = altura en el vano medio
- h_c = altura del conductor de fase
- f_c = flecha del conductor de fase

Para terreno ondulado se tiene que

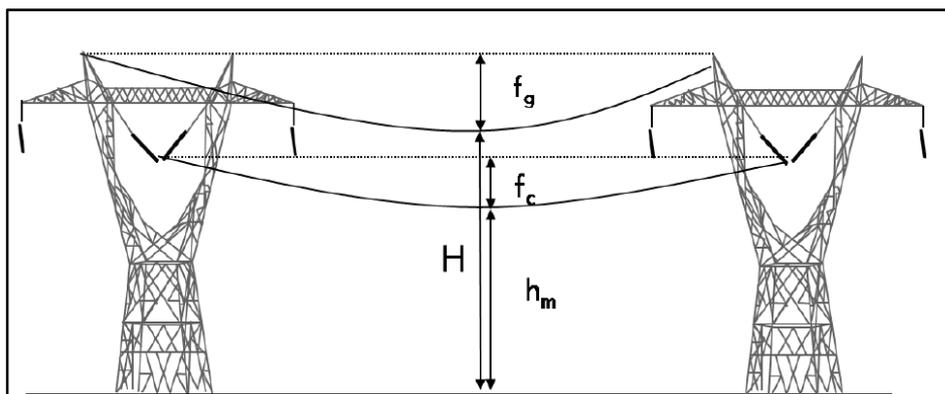
$$H = h_g$$
$$h_m = h_c$$

Para terreno montañoso

$$H = 2h_g$$
$$h_m = 2h_c$$

En la figura 9 se muestra las distancias para el cálculo de la altura del cable de guarda. El ángulo de blindaje es un indicativo de la probabilidad que un rayo incida sobre los conductores de fase, en general los ángulos de blindaje se relacionan con las alturas de las estructuras (a mayor altura de la estructura, mayor probabilidad de ser alcanzada por un rayo).

Figura 9. **Valores a considerar para el cálculo del ángulo de blindaje**



Fuente: <http://gama.fime.uanl.cl>. Consulta: 03-09-2012.

2.4.4. Efectividad del blindaje

Existen varios métodos para determinar la efectividad del blindaje tanto analítico como gráfico, para el estudio del blindaje se centrará en el método Burgsdofr-Kostenko, el cual establece que el número de fallas en una línea de transmisión viene dado por:

$$N_{SF} = N_S * P_1 * P_0 * 10^{-4}$$

Donde:

N_{SF} = número de salidas/100km/año

P_1 = probabilidad que la corriente de rayo, exceda determinado valor

P_0 = probabilidad e falla en el blindaje

N_S = número de descargas/100km/año

El valor de N_S define el total de cargas atmosféricas en función de la densidad de rayos a tierra N_g , altura y separación de los conductores de guarda, y viene dado por la siguiente expresión

$$N_S = N_g * \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right)$$

Donde:

N_g = densidad de descarga a tierra por km^2 al año

B = distancia de separación de los cables guarda (m)

h = altura de los cables guarda (m)

La probabilidad de falla en el blindaje del hilo de guarda (P_0) se expresa en función del ángulo de protección y de la altura, mediante la siguiente expresión:

$$\log_{10} P_0 = \theta \sqrt{\frac{h}{90}}$$

Donde:

- h = altura del conductor de guarda
- θ = ángulo de protección en grados entre la vertical y la recta que une al guarda con el conductor

La probabilidad P_1 , se refiere a la probabilidad que la corriente de rayo I_R , exceda un valor determinado y se define como:

$$P(I_R > I) = \left(\frac{I}{I + \left(\frac{I}{I_{\text{first}}}\right)^{2.6}} \right)$$

Donde:

$$2 \text{ kA} < I < 200 \text{ kA}$$

P = probabilidad corriente de rayo

I_{first} = 31 kA (según recomendación Norma IEEE 1410-1997)

A continuación se ve la necesidad de determinar el valor de la corriente que al impactar en el conductor de línea, puede originar flameo, a ésta se le llama, corriente crítica de flameo y se define como:

$$I_C = \frac{CFO}{\frac{Z_{cond}}{2}}$$

Donde:

CFO = voltaje crítico de flameo de sus siglas en ingles “critical flashover”, (suministrada por el fabricante del aislador)

Z_{cond} = impedancia del conductor ante el frente de onda

El valor de Z_{cond} se calcula mediante la expresión:

$$Z_{cond} = 60 * \sqrt{\ln \frac{2h}{R} \ln \frac{2h}{R_c}}$$

Donde:

h = altura promedio del conductor (m)

R = radio del conductor (m)

R_c = radio por efecto corona del conductor (m)

Y para el cálculo de R_c se usa la siguiente expresión:

$$R_c * \ln \left(\frac{2h}{R_c} \right) = \frac{V}{E_0}$$

Donde

v = voltaje de diseño de la línea

E_0 = gradiente de potencial

Con esto se tiene ya todo lo necesario para calcular el valor de N_{SF} que determinará el número de salidas de una línea por falla en el blindaje, a la cual también se puede calcular finalmente tasa de salida de una línea a lo largo de un año y así conocer que tan confiable es el blindaje diseñado.

$$T_s = N_{SF} * \text{longitud de la línea (\# de salidas al año)}$$

2.4.5. Apartarrayos

Las líneas de transmisión que tienen un número elevado de salidas por efecto de las descargas atmosféricas, por lo general están localizadas en regiones que tienen un nivel cerámico significativo. Las descargas directas en la mayoría de los casos son producidas por una deficiencia en el blindaje, y las descargas indirectas, normalmente están asociadas a una elevada resistencia o impedancia al pie de la torre, es decir, una conexión a tierra inadecuada.

El problema de la conexión a tierra muchas veces no tiene una solución satisfactoria cuando la resistividad del suelo es muy elevada. Existe un dispositivo que tiene un potencial conectado a tierra, son conocidos como apartarrayos. La función del apartarrayos no es eliminar por completo las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Estos se instalan en paralelo con las cadenas de aisladores y se busca con esto mejorar el desempeño de las líneas que tienen altos índices de salidas. Para su instalación deben colocarse uno por fase y lo más cerca al equipo a proteger, para hacer mayor su efectividad. Los apartarrayos están definidos por sus características de flameo y por su voltaje cuando entran en operación. Estas características se coordinan con las de otros aislamientos para

definir la clase de nivel básico de impulso (BIL). En la práctica el uso del apartarrayos no está muy difundido ya que éste eleva el costo de construcción y mantenimiento de una línea de transmisión.

Figura 10. **Apartarrayos para sistemas eléctricos de potencia**



Fuente: <http://www.holleyinternational.com/Spain/Ptpro.aspx>. Consulta: 07-09-2012.

2.5. Pérdidas de energía en la transmisión

En cualquier transporte de energía eléctrica el rendimiento energético deberá ser proporcional a los gastos de inversión a realizar para materializar dicho transporte, esta definición constituye la regla de oro, es decir se debe encontrar un punto de equilibrio entre los costes y el rendimiento obtenido. Los factores a tomar en cuenta y que sirven de base para la determinación del conductor adecuado así como el rendimiento en la instalación son:

- Las pérdidas de energía en transmisión
- Caída de tensión

Las pérdidas de energía son debidas a su vez a pérdidas por efecto Joule, pérdidas por efecto corona y las caídas de tensión son debidas a la resistencia y la inductancia del cable que se usará.

Si S (MVA) representa la potencia aparente a transmitir y p (kW) la pérdida total de energía en todos los conductores por efecto Joule, el rendimiento de la transmisión vendrá dado por:

$$\eta = \frac{S - p}{S}$$

Esto es por el cociente de la energía recibida y la transmitida. El rendimiento será igual a 1 si toda la energía transportada por la línea llegara a la otra extremidad que sería lo mismo que las pérdidas fueran nulas.

De estas expresiones se puede notar que las pérdidas de energía cualquiera que sea el sistema de transporte, son directamente proporcionales al cuadrado de la distancia y de la potencia transmitida, e inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión. De esto se deduce la tendencia a utilizar tensiones muy elevadas para el transporte de la energía a gran distancia.

2.5.1. Pérdidas por efecto Joule

Una corriente eléctrica supone un desplazamiento de cargas a través de un conductor, y para que este desplazamiento se produzca, es necesario vencer la fuerza de rozamiento que se opone a su desplazamiento, y que como cualquier otra fuerza de rozamiento mecánico, supone la disipación de energía en forma de calor, es decir cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor, se disipa energía en forma de calor, y este hecho se conoce con el nombre de efecto Joule, en un conductor lineal ésta se representa por la siguiente ecuación:

$$P = i^2 \cdot R$$

Donde:

- P = potencia disipada en forma de calor en vatios
- i = intensidad de corriente que atraviesa un conductor
- R = resistencia del conductor

2.5.2. Pérdidas por efecto corona

El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor, dicho de otra forma, ésta comienza a producirse cuando la tensión de la línea supera la tensión crítica disruptiva. Este viene acompañado de un sonido silbante y de olor de ozono. Si hay humedad apreciable, se produce ácido nitroso. La corona se debe a la ionización del aire. Los iones son repelidos y atraídos por el conductor a grandes velocidades,

produciéndose nuevos iones por colisión. El aire ionizado resulta conductor (de muy alta resistencia) y aumenta el diámetro eficaz del conductor metálico.

La fórmula general de la tensión crítica disruptiva para la que se presenta el efecto corona, se debe al ingeniero americano Peek y es la siguiente:

$$V_c = 84m_c\delta m_t r * \log\left(\frac{D}{R}\right)$$

Donde:

V_c = tensión compuesta crítica eficaz en kV para la que comienza el efecto corona, o sea tensión crítica disruptiva.

m_c = coeficiente de rugosidad del conductor sus valores son:
1 para hilos de superficie lisa.
de 0,93 a 0,98 para hilos oxidados y rugosos.
de 0,83 a 0,87 para cables.

δ = factor de corrección de la densidad del aire.

$$\delta = \frac{3,926h}{273 + \theta}$$

Donde:

h = presión barométrica en centímetros de columna de mercurio.

θ = temperatura media en grados centígrados.

m_t = coeficiente para tener en cuenta el efecto que produce la lluvia
1 con tiempo seco, 0,8 con tiempo lluvioso.

r = radio del conductor en centímetros.

D = distancia entre ejes de fases, en centímetros.

Se debe hacer notar que las pérdidas por efecto corona comienzan a ser significativas para líneas de transmisión de 230 kV o superiores.

2.5.3. Caída de tensión

El tercer aspecto del problema del transporte de energía es el que respecta a la caída de tensión. Una línea construida con conductores de sección suficientemente amplia que permita una pérdida por efecto Joule tolerable, puede no obstante, generar una excesiva caída de tensión a lo largo de su recorrido. Por caída de tensión a lo largo de una línea, se entiende la diferencia entre la tensión V_1 , medida al origen y la tensión V_2 al final de la línea esto es:

$$\% v = \frac{V_1 - V_2}{V_1}$$

En general viene dado su valor en tanto por ciento respecto a la tensión en el origen, ello permite dar una mejor idea de la importancia del fenómeno, conociéndose con el nombre de caída porcentual de tensión.

Para las líneas de alta tensión de longitud media (entre 80 y 250 km), la caída de tensión óhmica es del mismo orden de magnitud que la inductiva, es decir $R I = X_L I$; cuando la línea se alarga, adquiere mayor importancia el factor X_L , por ejemplo X_L puede ser igual al 2 % de R . Para líneas de grandes longitudes el factor X_C toma importancia ya que influye en la caída óhmica de tensión debido al efecto capacitivo que en este caso es considerable.

2.6. Selección óptima del conductor para líneas aéreas

El cálculo de secciones de líneas eléctricas es un método para obtener la sección idónea del conductor a emplear, siendo este capaz de:

- Transportar la potencia requerida con total seguridad
- Que dicho transporte se efectúe con un mínimo de pérdidas de energía
- Mantener los costes de instalación en unos valores aceptables

Al momento de dimensionar un conductor se aplican tres criterios básicos que se presentan a continuación.

2.6.1. Selección del conductor por criterios eléctricos

El conductor es el componente en el cual se debe tener mayor cuidado en su selección, ya que en relación a éste se hace la obra que lo sostiene, siendo la decisión más importante de la fase del proyecto. La correcta elección del conductor, es una variable tan importante como la tensión de trabajo de la línea y la energía a transporta.

Las características eléctricas y mecánicas del conductor influyen en el diseño de las estructuras de soporte y su ubicación en el terreno, se estaría en lo correcto pensar que existe una familia de conductores que satisfacen técnicamente la relación existente entre el apoyo y conductor. La selección del calibre del conductor requerido para una aplicación, se determina mediante:

- Corriente requerida por la carga
- Caída de tensión admisible
- Corrientes de cortocircuito

El objetivo fundamental es lograr un diseño con mínimos costos de la obra teniendo en cuenta su construcción y funcionamiento durante su periodo de vida útil. Se busca obtener el conductor óptimo con el objetivo de minimizar:

- Pérdidas debido a la transmisión de energía
- Costo de las instalaciones que soportar la línea de transmisión

2.6.2. Selección de conductor por criterio térmico

Según la Norma IEEE STD 738-2006 que lleva por nombre "*Standard for calculating the current temperature relationship of bare overhead conductors*", el cálculo de la corriente que fluye por un conductor va relacionada con la temperatura del mismo, además influye en este factores climáticos y ambientales que determina la corriente máxima que puede transportar una línea de transmisión. El método planteado por esta norma ofrece una solución al cálculo de la relación corriente-temperatura para conductores aéreos desnudos.

La temperatura en la superficie de estos depende de varios factores, entre los más importantes están:

- Diámetro del conductor
- Condiciones en la superficie del conductor
- Condiciones ambientales
- Corriente eléctrica

La norma sigue el empleo de la ecuación de equilibrio térmico para el cálculo de la ampacidad del conductor, dicha ecuación está sujeta a dos parámetros principales de transmisión de calor la radiación y la convección, la radiación, implica el flujo calórico a través de ondas electromagnéticas. Por otro lado la convección implica el movimiento de un medio desde una temperatura dada hasta otra. Para una línea de transmisión se considera la siguiente ecuación de equilibrio térmico donde interviene también la corriente que circula por la misma, y el medio que se encuentra:

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

Donde:

- q_c = pérdida de calor del conductor por convección en w/m
- q_r = pérdida de calor del conductor por radiación en w/m
- q_s = ganancia de calor en el conductor por radiación solar en w/m
- I = corriente que fluye por la línea en Amperios
- RT_c = resistencia temperatura máxima de operación en Ω

De esta ecuación se determinará la relación entre la corriente que puede fluir por la línea y la temperatura, bajo las condiciones de operación.

2.6.3. Corriente óptima y selección de conductor por criterios económicos (Ley de Kelvin)

La regla de Kelvin pretende determinar cuál es la sección de conductor a emplear que origina una línea lo más económica posible. Esto lo hace con la premisa de que una variación en la sección influye exclusivamente sobre el coste de los conductores y la energía perdida por efecto Joule en los conductores. Esta regla que se define en términos económicos y eléctricos dice: “La sección mas económica de un conductor de un conductor es aquella para la que se verifica que los gastos anuales originados por las pérdidas de la energía es igual a la tasa de interés del capital invertido en el proyecto, variando proporcionalmente con el peso del cobre”. De acuerdo con la regla así enunciada se puede demostrar que:

$$S = 0,01913 * I \sqrt{\frac{C_e}{C_c * A}}$$

Donde:

- S = sección del conductor en mm²
- I = intensidad media anual
- C_e = coste de la energía por kilovatio hora
- C_c = coste del cobre por kilogramo instalado
- A = carga anual, en tanto por uno, del coste del conductor

Y también la densidad de corriente económica puede ser encontrada despejado de la fórmula anterior de la siguiente forma:

$$\frac{I}{S} = j = \frac{1}{0,01913} \sqrt{\frac{C_c * A}{C_e}}$$

Se debe notar que la fórmula anterior no tiene ninguna influencia la longitud del circuito.

2.7. Selección de la tensión más conveniente para transmisión

Cuando se realiza el diseño de líneas de alta tensión, cuando mayor es el voltaje empleado se precisa de menor sección de conductor, pero a medida que aumenta la tensión se hacen más costosos los aisladores, interruptores, transformadores, medidores etc. Por lo cual nada se conseguirá con elevar la tensión desde el punto de vista económico, si por otro lado habrá que encarecer el coste de los elementos que integran la distribución.

La selección de la tensión de transmisión depende mucho mas de la necesidad de consumo de la región atravesada, que de la longitud total de la línea de transmisión. Las densidades de consumo elevadas no favorecen la tensión de transmisión elevada. Para determinar la tensión más conveniente y cuando se trata de líneas cuya longitud es superior a 30 km. Puede aplicarse la fórmula empírica y aproximada que aparece en el texto "*Overhead electrical power transmission, principles and calculations*" de Alfred Still que es la siguiente:

$$U = 5,5 \sqrt{\frac{x}{1,609} + \frac{P}{100}}$$

Donde:

U = tensión buscada (en kV)

P = potencia conducida por la línea (en kW)

x = longitud de la línea (en km)

Por ejemplo una línea con $P = 1\ 500$ kW, $x = 80$ km da como resultado un tensión $U = 44,2$ kV valor que habría que normalizar al voltaje más cercano normalizado en el país (69 kV).

2.8. Número de conductores por fase

Una situación común, es que el crecimiento de la carga, esto ha llevado a las líneas existentes cerca de sus límites de corriente y de estabilidad. Diversos estudios demuestran la caída de la confiabilidad del sistema en casos de sobrecarga. Los sitios de generación en su mayoría están en lugares lejanos al lugar de consumo, esto hace que se requieran conductores adicionales, dado que permiten mayor confiabilidad y flexibilidad en la operación del sistema. El aumento del número de conductores por fase ofrece las siguientes ventajas eléctricas:

- Permite en la línea mayores corrientes, para una misma sección total de conductor, dado que la fase se enfría mejor.
- Disminuye el campo eléctrico superficial en la proximidad del conductor y reduce la importancia de los campos perturbadores y de las pérdidas por efecto corona.

Si al momento de realizar el diseño eléctrico resulta que la caída de tensión en cierta línea es demasiado grande, puede ser conveniente dividir la línea en dos circuitos paralelos con conductores de menor sección, pero con igualdad de peso.

Esta disposición ofrece también la posibilidad de disponer de un respaldo en caso de avería en un conductor de la línea, dado que provisionalmente puede continuarse el servicio casi por completo en la otra línea sin incidencia.

3. DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.1. Generalidades

El diseño mecánico busca determinar las cargas en los conductores, hileras de aisladores y estructuras de soporte. El conductor seleccionado debe ser suficientemente fuerte como para soportar la presión del viento, además de su propio peso, las estructuras deben satisfacer los requisitos mínimos de resistencia, ya que deben sostener los conductores de fase y los hilos de guarda con las cargas que afectan a estos y en algunos casos, esfuerzos derivados debido a la ruptura de todos los conductores en uno de los lados de la estructura. Cuando la línea presenta cambios de dirección se emplean torres para ángulo con resistencia mecánica intermedia.

También, es de interés las vibraciones de los conductores, las cuales pueden causar falla por fatiga del conductor y daños a las estructuras de soporte, éstas se controlan ajustando la tensión de los conductores, el uso de amortiguadores de vibración, conductores con un espacio amplio entre ellos y el uso de espaciadores.

3.2. Definición y terminología

Para la elaboración del diseño y localización de la estructuras en líneas eléctricas, existen varios conceptos los cuales son aclarados en los siguientes párrafos.

3.2.1. Flecha

Se denomina flecha a la distancia entre la línea recta que pasa por las puntas de sujeción de un conductor en dos apoyos consecutivos, y el punto más bajo de este mismo conductor.

3.2.2. Catenaria

Es la curva que forma un conductor suspendido entre dos soportes.

3.2.3. Estructura

Son las diferentes clases de soporte para el tendido de líneas eléctricas, incluyendo todos los herrajes y accesorios necesarios; estas estructuras pueden ser de concreto, madera, polímero de resina, metálicas o torres de celosía.

3.3. Vano

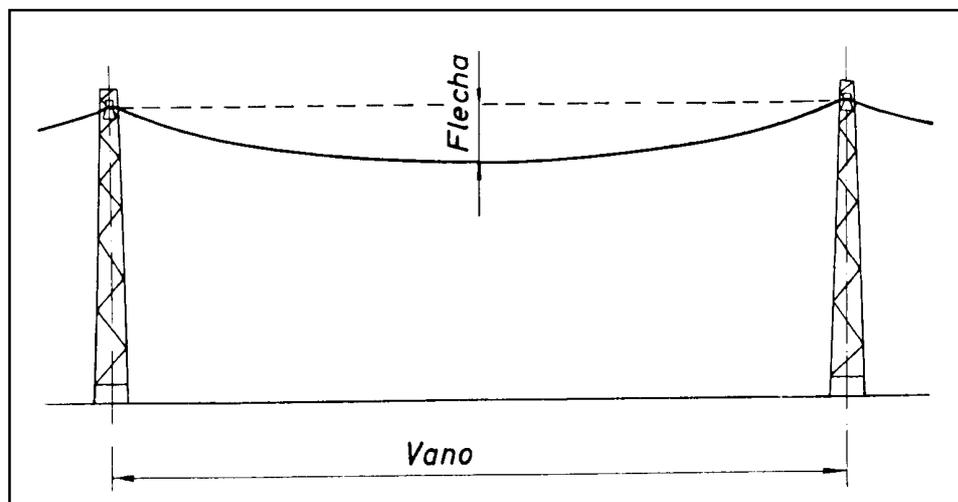
Se llama vano a la distancia horizontal entre dos estructuras o apoyos, existen diferentes tipos de vanos según norma, estos se denominan vano dominante, vano vertical y vano horizontal.

3.3.1. Vano regulador

En una línea de transmisión no todos los vanos tienen igual longitud. Este es el principal inconveniente para realizar una correcta regulación de los cables. Si se regula por ejemplo, una temperatura determinada, los vanos desiguales de un tramo cuando varíe la temperatura, las dilataciones de los cables no son

iguales en cada vano, lo que produce desequilibrio de tensiones en las suspensiones de los conductores, e inclinarse las cadenas de aisladores de suspensión, hasta llegar alcanzar el equilibrio.

Figura 11. **Vano en una línea de transmisión**



Fuente: tricioconcha.ub.cl/eleduc/public_www/capitulo2/calculomecanico. Consulta: 15-01-2013.

Para lograr que estas diferencias sean lo menor posible, se calculan las tablas de tendido para un vano ficticio, llamado regulador, que se obtiene de:

$$L_r = \sqrt{\frac{\sum L_n^3}{\sum L_n}}$$

Donde:

n = número de vanos en el tramo

L_n = longitud del vano n

L_r = longitud del vano regulador

3.3.2. Vano vertical

Es la distancia horizontal entre los puntos más bajos de un conductor a lado y lado del apoyo y se usa para el cálculo de las cargas verticales en los apoyos.

3.3.3. Vano horizontal

Es aquel en el cual se supone que actúa la fuerza del viento sobre los conductores y se toma igual a la suma de las mitades de los vanos a lado y lado de la estructura.

3.4. Esfuerzos

Los elementos de una estructura deben de aguantar, además de su propio peso, otras fuerzas y cargas exteriores que actúan sobre ellos. Esto ocasiona la aparición de diferentes tipos de esfuerzos en los elementos estructurales, los cuales son de gran importancia para el diseño mecánico de una línea de transmisión.

3.4.1. Esfuerzos soportados por las estructuras

Los apoyos para líneas aéreas están sometidos a diferentes clases de esfuerzos. Para su análisis se dividen en tres tipos de esfuerzos, para cada uno de los ejes coordenados referidos a la estructura analizada, estos son:

3.4.1.1. Esfuerzos verticales

Son debidas a la componente vertical de la tracción que ejercen los cables por su propio peso aparente, al peso de la cadena de aisladores y herrajes y a cargas eventuales debidas al montaje. En Guatemala para líneas de 69,138 y 230 kV se utilizan generalmente postes de concreto los cuales soportar grandes esfuerzos verticales, sin embargo en general deben determinarse dichas magnitudes ya que pueden ser críticas, en algunas condiciones.

3.4.1.2. Esfuerzos transversales debido al viento

Se originan por la presión del viento en la dirección normal a los conductores y a la presión sobre el apoyo, las crucetas, aisladores, conductores y cable de guarda.

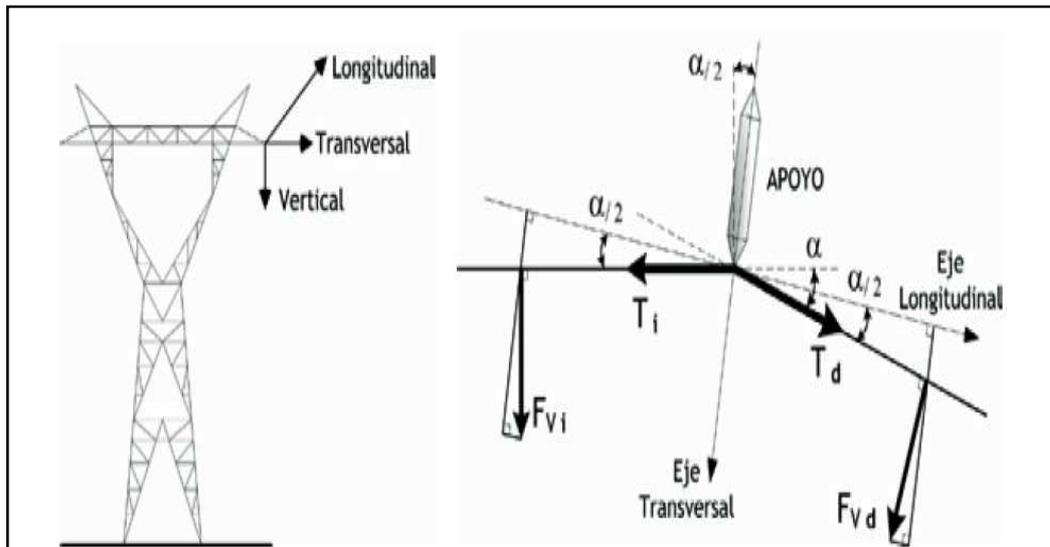
3.4.1.3. Esfuerzos transversales por cambio de dirección en la línea

Son esfuerzos resultantes en apoyos para ángulos, a los cambios de dirección de los alineamientos.

3.4.1.4. Esfuerzos longitudinales

Provocados en los apoyos de principio o final de línea, por la tracción longitudinal de los conductores, estos son de importancia cuando ocurre una rotura de cable la estructura debe ser capaz de soportar las fuerzas que de ésta se desprende.

Figura 12. **Esfuerzos soportados por una línea de transmisión aérea**



Fuente: BECERRA, José. Manual funcionamiento DILATE. p. 9.

3.4.2. **Esfuerzos en conductores aéreos**

Los esfuerzos a los que quedan sometidos los conductores en líneas aéreas se derivan de su peso propio, de la carga debida al viento y de las variaciones de temperatura.

El peso propio actúa verticalmente y se supone que la carga debida al viento se aplica horizontalmente en el sentido perpendicular al vano. Las variaciones de temperatura producen esfuerzos longitudinales en la línea. La tensión resultante en el plano perpendicular al eje de la línea es la combinación del peso propio y de la carga del viento.

3.4.2.1. **Peso propio**

Éste se calcula para el vano horizontal, definido anteriormente, a partir de los pesos unitarios de los conductores. Estos se encuentran en los catálogos de los fabricantes y en algunos manuales de ingeniería.

3.4.2.2. **Esfuerzos debido al viento**

La presión del viento sobre superficies cilíndricas se calcula para el vano vertical definido anteriormente, por la siguiente fórmula:

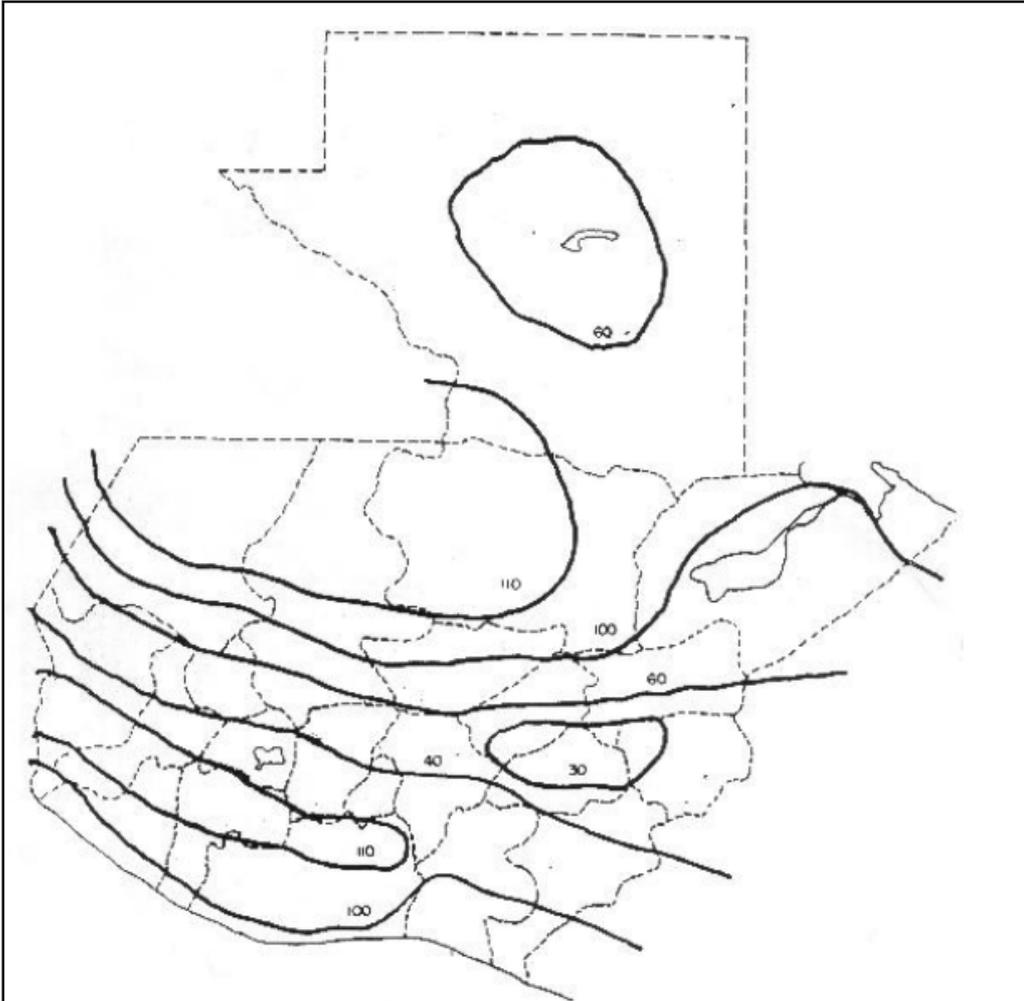
$$P_v = 0,0042v^2 \text{ en } \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

Donde:

v = velocidad del viento en km/h

Las estadísticas meteorológicas proporcionadas por el Insivumeh, registran velocidades máximas del viento para diferentes regiones de Guatemala, para propósitos de diseño se adoptará una velocidad del viento de 100 km/h. En caso de comprobarse, que para determinada regiones del país velocidades mayores a la normalizada deberá tomarse esta mayor, como base para el diseño.

Figura 13. **Velocidades del viento para Guatemala (Km/h)**



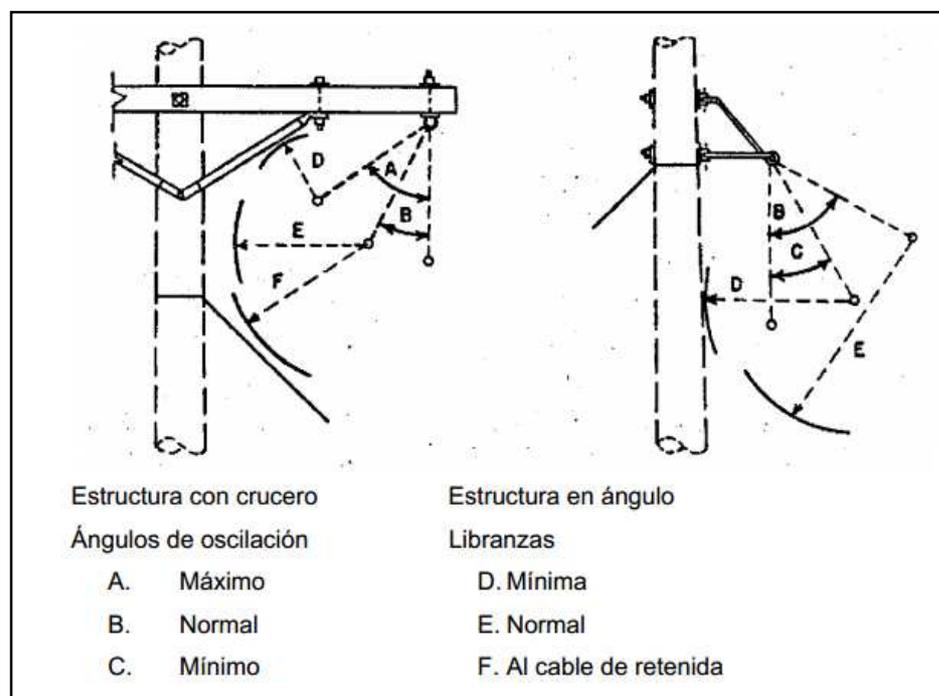
Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Norma NTD01D. p. 28.

3.4.2.3. Ángulo de oscilación

Es el ángulo que forma la cadena de aisladores cuando oscila respecto a su punto de soporte, hasta cierto libramiento de acuerdo a una serie de factores como son: peso de la cadena, tensión del cable, ángulo de deflexión,

temperatura, carga de viento, etc. Según normas establecidas dependen de cada voltaje. Este es muy importante porque ayuda a determinar el derecho de paso de la línea.

Figura 14. **Ángulo de oscilación y libranzas**



Fuente: <http://www.energia.gob.mx/res/2311/CFE%20DCDLTA01>. Consulta: 01-12-2012.

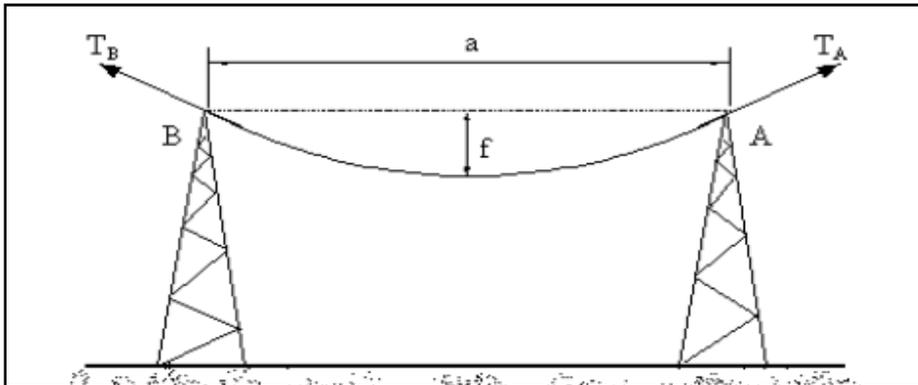
3.4.2.4. **Ángulo de deflexión**

Es el ángulo que se forma cuando la línea eléctrica cambia de dirección en su trayectoria.

3.5. Ecuación de flecha y cálculo de catenaria

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. La distancia f entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB, que se une los apoyos, recibe el nombre de flecha.

Figura 15. Tensiones y flechas en líneas de transmisión



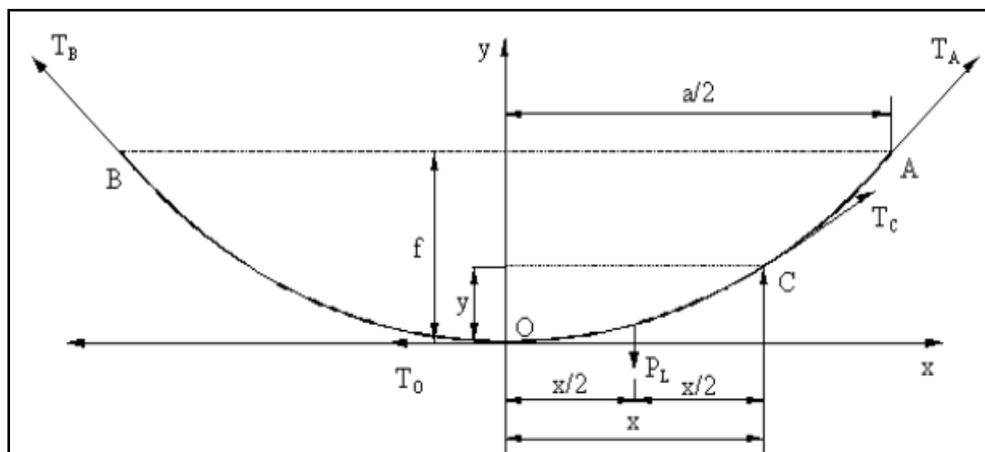
Fuente: RODRÍGUEZ, Francisco. El transporte de la energía eléctrica en alta tensión. p. 257.

Los postes deberán soportar las tensiones T_A y T_b que ejerce el conductor en los puntos de amarre. La tensión $T = T_A = T_B$ dependerá de la longitud del vano, del peso del conductor, la temperatura y de las condiciones atmosféricas. Para vanos de hasta 500 metros se puede equiparar la forma de la catenaria a la de una parábola lo cual ahorra unos complejos cálculos matemáticos, obteniendo, sin embargo, una exactitud más que suficiente.

La ecuación de catenaria deberá emplearse necesariamente en vanos superiores a los 1 000 metros de longitud, ya que cuanto mayor es el vano menor es la similitud entre la catenaria y la parábola. Se calcula a continuación

la relación que existe entre la flecha y la tensión. Para ello se representa el conductor de un vano centrado en unos ejes de coordenadas como se ve en la figura 16.

Figura 16. **Curva de catenaria**



Fuente: RODRÍGUEZ, Francisco. El transporte de la energía eléctrica en alta tensión. p. 259.

Se considera un trozo de cable OC que tendrá un peso propio P_L aplicando en el punto medio y estará sometido a las tensiones T_0 y T_C aplicadas en sus extremos.

Tomando momentos respecto al punto C se tendrá:

$$P_L \frac{x}{2} = T_0 y$$

Por lo tanto el valor de Y será:

$$y = \frac{x P_L}{2 T_0}$$

Si se llama P al peso unitario del conductor, el peso total del conductor en el tramo OC , que se ha llamado P_L , será igual al peso unitario por la longitud del conductor, que cometiendo un pequeño error se denominará x .

Por lo tanto admitiendo que:

$$P_L = P_x$$

Y sustituyendo esta expresión en la fórmula anterior del valor de Y resulta:

$$y = \frac{x^2 P}{2 T_0}$$

Si ahora se considera el punto A correspondiente al amarre del cable en vez del punto C , se tendrá que:

$$Y = f, \quad x = \frac{a}{2}$$

Por lo tanto al sustituir se llega a la siguiente expresión:

$$f = \frac{a^2 P}{8 T_0}$$

Despejando el valor de la tensión T_0 y se tendrá que:

$$T_0 = \frac{Pa^2}{8f}$$

La ecuación relaciona la flecha f en función de la tensión T_0 , del peso unitario del conductor P y de la longitud del vano "a".

Si se compara esta ecuación de la parábola con la de la catenaria

$$f = \frac{T_0}{P} \left(\cosh \frac{aP}{2T_0} - 1 \right)$$

Se puede observar la complejidad de ésta, y los resultados serán prácticamente iguales para vanos cortos.

3.6. Tensiones mecánicas de diseño en conductores y cables de guarda

Para el tendido de los cables conductores e hilos de guarda se establecen usualmente tres límites de tensión con objeto de limitar el efecto destructivo de las vibraciones producidas por el viento en los conductores:

- Límite de tensión máxima: la tensión máxima de los conductores a la temperatura fría de la zona y con carga de viento de 40 km/h no debe ser mayor de 50 % de la carga de ruptura del cable.
- Límite de tensión inicial: la tensión inicial de los conductores a 0 °C sin viento no debe ser mayor de 33 % de la carga de ruptura del cable.
- Límite de tensión final: la tensión final de los conductores a 0 °C sin viento no deber ser mayor de 25 % de la carga de ruptura del cable

3.6.1. Tensión de cada día (*Everyday stress*)

En el diseño de líneas aéreas, se ha llegado a la conclusión de que cuando mayor sea la tensión mecánica de un cable, mayor es la probabilidad de que en el aparezca el fenómeno de vibraciones.

Con base en ello se han definido unos órdenes de magnitud de límites para eludir en lo posible el fenómeno de las vibraciones en los conductores. Se llegó así a un concepto nuevo que se le denominó “Tensión de cada día” que se define como:

- La tensión a que está sometido el cable la mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura media, o temperaturas próximas sin que exista sobrecarga alguna.
- La tensión máxima admisible en un cable durante el periodo más largo del año sin que experimente vibraciones eólicas.

El valor representativo de la tensión de cada día, se acostumbra a expresarlo en tanto por ciento de la carga de rotura del cable, generalmente entre un 15 hasta un 25 % de ésta.

3.6.2. Ecuación de cambio de estado

Tiene por objetivo determinar la tensión de tendido de un cable a la temperatura de trabajo, de tal forma que en las condiciones de sobrecarga más desfavorable no sobrepase los límites permisibles. Además, calcula la tensión cuando se pasa de un estado 1 definido por la temperatura, tensión y carga del conductor, a un estado 2 definido por la temperatura y la carga del conductor.

La variación de longitud del arco de la curva descrita por el conductor al pasar del estado 1 (inicial) al 2 (final) se debe a:

- Cambio de temperatura (dilatación térmica)
- Cambio de tensión (alargamiento elástico)

Este cambio está dado por las ecuaciones:

$$T_2^3 + c_1 \cdot T_2^2 - c_2 = 0$$

$$c_1 = S \cdot E \frac{a^2}{24} \left(\frac{p_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \alpha \cdot S \cdot E (t_2 - t_1)$$

$$c_2 = S \cdot E \cdot \frac{a^2}{24} (p_2)^2$$

Donde:

- α = coeficiente de dilatación lineal ($1/^\circ\text{C}$)
- E = módulo de elasticidad (kg/mm^2)
- S = sección total del cable (mm^2)
- p = peso del cable (kg/m^2)
- t = temperatura ($^\circ\text{C}$)
- T = tensión del cable (kg)
- a = longitud horizontal del vano (m)

La única variable desconocida será T_2 que es el objeto de evaluación de la ecuación.

3.7. Distancias normalizadas

Las distancias mínimas de seguridad aplicadas, son tomadas de las normas NTDOID las cuales son utilizadas para limitar la posibilidad de contacto de personas con las líneas, asegurarse que las instalaciones eléctricas guarden sus respectivas distancias con edificios, caminos, cruces de líneas, etc.

A continuación se detallan las distancias de seguridad que aparecen en el artículo 18 de las NTDOID, éstas constituyen las distancias básicas a las cuales se deben dimensionar al momento de diseñar una estructura para la línea de transmisión.

3.7.1. Distancia de seguridad vertical sobre el nivel de suelo

Los valores presentados se refieren a la altura mínima que deben guardar los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua, y parte superior de rieles de vías férreas. Las distancias verticales deben ser como mínimo las indicadas en la tabla IX y se aplican bajo las siguientes condiciones:

- La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores de 50 °C, sin desplazamiento de viento o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50 °C.
- Flecha final sin carga, en reposo.
- Para tensiones entre 22 y 470 kV, la altura básica de los conductores especificada en la tabla IX deberá incrementarse 0,01m por cada kV en exceso de 22 kV.

- Para tensiones mayores de 50 kV, la distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse tres por ciento (3 %) por cada 300 m de altura de exceso de 1 000 m sobre el nivel del mar.

Tabla IX. **Distancia de seguridad vertical sobre el nivel de suelo**

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Cables suministradores en línea abierta arriba de 750v a 22kV (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kV
Vías férreas	8,10	8,10 + 0,01 m por cada kV arriba de 22,00kV
Carreteras, calles, caminos y otras aéreas usadas para tránsito	5,60	5,60 m + 0,01 m por cada kv arriba de 22,00 kV
Aceras o caminos accesibles solo a peatones	4,40	4,4 m + 0,01 m , por cada kv arriba de 22,00 kV
Aguas donde no está permitida la navegación	5,20	5,2 m + 0,01 m por cada kV arriba de 22,00 kV
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: a) hasta 8 m ha b) Mayor a 8 hasta 80mts c) Mayor de 80 hasta 800 mts. d) Arriba de 800 mts.	6,20 8,70 10,50 12,30	6,20/8,70/10,50 o 12,30 m + 0,01 m por cada kV arriba de 22,00 kV

Fuente: Norma técnica de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 10.

3.7.2. Distancia de seguridad entre conductores

Para el estudio de las distancias de seguridad entre conductores se enfocará en los que están soportados en una misma estructura como el caso de líneas de transmisión aéreas. La distancia horizontal entre conductores de línea deberá ser como se especifica a continuación:

- En soportes fijos: los conductores y cables en soportes fijos como aisladores rígidos deben tener una distancia horizontal entre sus soportes no menor a la especificada en la tabla X.
- Distancia de acuerdo a la flecha: la distancia horizontal entre soportes, de conductores y cables ya sean del mismo o de diferente circuito, no debe ser menor que el valor dado por las fórmulas 1 y 2.

Fórmula 1. Para conductores de área transversal menor de 33,3 mm²

$$S = 7,6 * (kV) + 20,4 * \sqrt{f - 610}$$

Fórmula 2. Para cables eléctricos usados en transmisión de área transversal mayor o igual a 33,3 mm²

$$S = 7,6 * (kV) + 8 * \sqrt{2,12 * f}$$

Donde:

S = la distancia en mm

kV = tensión entre los dos conductores

f = es la flecha en mm, del conductor de mayor flecha en el vano

Tabla X. **Distancia mínima de seguridad entre conductores eléctricos**

Clase de circuito	Distancia mínima de seguridad en cm	Notas
Conductores eléctricos del mismo circuito	15,0 7,5	
De 0 a 8,7 kV. De 8,7kV a 50 kV. Mayor de 50 kV.	30,0 30,0 mas 1,0 cm por cada kV en exceso de 8,7 kV No hay valor especificado	
Conductores eléctricos de diferentes circuitos. De 0 a 8,7 kV. De 8,7kV a 50 kV. Mayor de 50 a 814 kV.	30,0 30 más 1,0 cm por cada kV en exceso de 8,7 kV 72,5 más 1,0 cm por cada kV de exceso de 50 kV	Para tensiones mayores de 50 kV la distancia de separación deberá ser incrementada en 3 % por cada 300 mts en exceso de 1 000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV. Deberán ser basadas en la máxima tensión de operación

Fuente: Norma técnica de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 18.

3.7.3. Distancia de seguridad entre conductores y estructura

- En soportes fijos: la distancia no debe ser menor que la indicada en la tabla XI.
- En aisladores de suspensión: cuando se usen estos que puedan oscilar libremente, la distancia debe ser incrementada lo necesario para que, cuando la cadena de aisladores forme su máximo ángulo de con la vertical, la distancia no sea menor que la indicada en la tabla XI.

Tabla XI. Distancias normalizadas de conductores a estructuras

Línea aérea	Líneas de suministro		
	Tensión entre fases		
	0 a 8,7 kV	8,7 a 50 kV	50 a 814 kV
	cm	cm	cm
Conductores verticales o derivados			
Del mismo circuito	7,5	7,5 más 0,65 cm por cada kV en exceso de 8,7 kV	Valor no especificado
De diferente circuito	15,0	15 más 1cm por cada kV en exceso de 8,7	58 más 1 cm por cada kV en exceso de 50
Retenidas y mensajeros sujetos a una misma estructura			
Cuando estén paralelos a la línea	30,0	30 más 1 cm por cada kV en exceso de 8,7	74 más 1 cm por cada kV en exceso de 50
Retenidas de ancla	15,0	15 más 0,65 por cada kV en exceso de 8,7	41 más 0,65 cm por cada kV en exceso de 50
Otros	7,5	15 más 1 cm por cada kV en exceso de 8,7	58 más 1 cm por cada kV en exceso de 50
Superficies de crucetas	7,5	7,5 más 0,50 cm por cada kV en exceso de 8,7	28 más 0,50 cm por cada kV en exceso de 50

Fuente: Norma técnica de diseño y operación de instalaciones de distribución. p. 23.

3.8. Localización y selección de estructuras

La localización y selección de estructuras sobre el perfil topográfico de la ruta de una línea de transmisión consiste en determinar, gráficamente por medio de una plantilla, el emplazamiento de las estructuras y las alturas

correspondientes dentro de las alturas disponibles, con el objetivo de mantener los libramientos necesarios, determinar las cargas en cada estructura y seleccionar el tipo adecuada en cada caso; relacionar las estructuras y cambiar las alturas y tipos de las mismas en aquellos lugares donde la primera localización no sea económica, calculando los costos comparativos entre distintas alternativas con el objetivo de llegar a la solución más económica posible.

3.8.1. Levantamiento topográfico

Es una recopilación de la información del perfil de cualquier tipo de terreno, por donde pasará la línea eléctrica. Este levantamiento debe contar con la información más completa acerca del origen de la línea, puntos obligados de ubicación de estructura (en los puntos más altos del terreno), puntos de ángulo de deflexión.

3.8.2. Plantilla de flecha

La localización gráfica de estructuras se hace por medio de una plantilla de flechas, en ésta se marcan las catenarias que representan al conductor a la temperatura máxima de operación usualmente se toma ésta como 50 °C y la temperatura designada como fría, variable dependiendo de la región de ubicación del proyecto. Paralelamente a la catenaria del conductor a la temperatura máxima de operación, se marcan varias catenarias que corresponden a la distancia al suelo respectiva, para cada una de las alturas de las estructuras disponibles. La plantilla se construye con las flechas finales obtenidas por medio de un cálculo de flechas y tensiones según el conductor de que se trate y en las condiciones de carga que se requieran.

3.8.3. Selección de estructuras

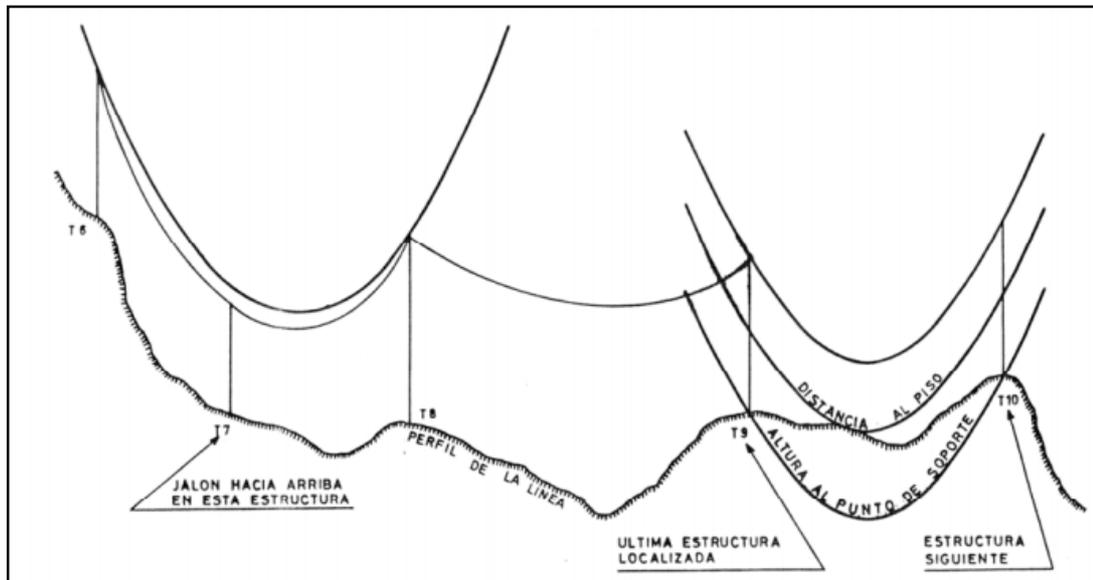
Una vez determinadas la localización y las alturas de las estructuras, se seleccionan los tipos de estructuras en función del vano de viento, el vano de peso y el ángulo de deflexión en cada caso. Para las estructuras de suspensión se consideran además el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores por medio de la relación vano de peso dividido vano de viento, que debe ser igual o mayor de un mínimo. En caso de que esta relación sea menor del mínimo especificado se puede recurrir a:

- Utilizar una estructura de tensión
- Aumentar la altura de la estructura y por la tanto el vano de peso
- Relocalizar las torres en forma diferente

3.8.3.1. Posición y altura de las estructuras

La determinación de la posición y altura de las estructuras sobre el perfil topográfico, se realiza haciendo pasar la catenaria que representa el conductor a 50 °C por el punto de sujeción de una estructura previamente establecida y deslizando la plantilla hasta que la catenaria de libramiento mínimo al piso sea tangente al perfil. Para cruzamientos con otras líneas, carreteras o vías férreas donde se requieren libramientos mayores que el mínimo normal como se vió anteriormente, se puede modificar el perfil aumentando la altura real del suelo en esos lugares, de tal modo que el libramiento mínimo al perfil elevado artificialmente, de la posición requerida de los conductores sobre las líneas, carreteras y vías férreas cruzadas.

Figura 17. Localización de estructuras con la plantilla



Fuente: BARRETO VILLEDA, Marvin. Diseño de líneas de transmisión 69 kV. p. 42.

3.8.4. Derecho de paso

Es la franja de terreno cuyo eje central corresponde al trazo de la línea, dentro del cual no debe existir ninguna construcción, por lo tanto, deberán observarse cuidadosamente todas las especificaciones, reglamentos y recomendaciones, tanto para la construcción como para el mantenimiento de líneas eléctricas. Para un cálculo más refinado, el ancho final del derecho de paso debe ser estimado, vano por vano entre las estructuras de soporte. Sin embargo, para los efectos prácticos se deberá considerar el procedimiento de escoger una serie de vanos críticos, según condiciones topográficas y ambientales. El ancho de dicha franja de terreno depende la altura de las estructuras y del voltaje de la línea diseñada.

3.8.5. Costos

Al hacer la localización gráfica y la selección de los tipos de estructuras, no es práctico obtener los costos de todas las localizaciones posibles; sin embargo, se obtendrá una solución económica si se tienen en cuenta las recomendaciones siguientes:

- Hacer que la catenaria de libramientos coincida con el perfil tanto como sea posible.
- Localizar las estructuras utilizando al máximo posible al claro de viento de las estructuras.
- Las alturas de las torres de tensión deben ser las de menor altura posible.

Existirán algunos casos que por si mismos obliguen a la comparación detallada de costos, como por ejemplo decidir en un caso específico la utilización de una estructura alta o dos bajas y así hacer el vano más corto.

4. PRINCIPALES MATERIALES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.1. Generalidades

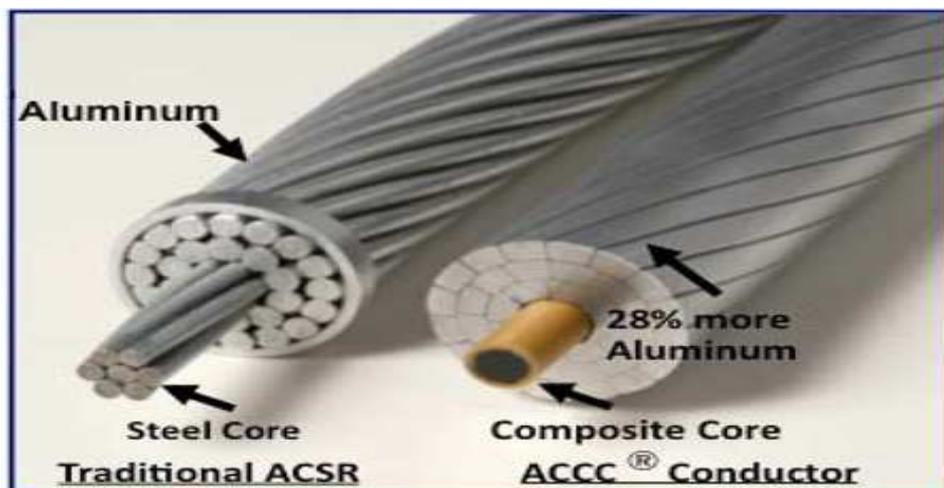
Existen varios materiales que son utilizados en las líneas de transmisión, esto de acuerdo a las necesidades de la línea, estos deben ser correctamente seleccionados ya que de sus características de resistencia, vida útil, necesidades de mantenimiento, dependerá buena parte del tipo de operación de ésta, siendo necesario tomar en debida consideración y ponderación los criterios de diseño y económicos para su selección.

4.2. Tipos de conductores utilizados en transmisión

Los conductores para líneas de alto voltaje generalmente son desnudos, se utilizan conductores de cobre trenzado o cable de aluminio con refuerzo de acero (ACSR), el cual consta de capas de hilos de aluminio que rodean un núcleo central de hilos de acero. Los conductores trenzados también son más fáciles de fabricar, ya que se pueden obtener tamaños más grandes de conductor sencillamente al agregar capas sucesivas de hilos. Los conductores trenzados también son más fáciles de manejar y más flexibles que los sólidos, en especial con tamaños más grandes.

Otros tipos de conductores incluyen el conductor todo de aluminio (AAC), el conductor de aluminio reforzado con aleación (ACAR) y el conductor de aluminio revestido con acero.

Figura 18. Conductor ACSR y ACCC típicos



Fuente: <http://www.sale-cable.com/uploadfile/20123800.jpg>. Consulta: 06-07-2013.

Tabla XII. Tipo de material en conductores para transmisión y uso típico

Material	Aplicaciones	Tipo de poste
Aluminio	Se utiliza en distancias en 30,00 a 40,00 mts.	Postes de madera, estructuras pequeñas concreto y hormigón
Cobre	Se utiliza en distancias en 60,00 a 80,00 mts.	Postes de madera, estructuras pequeñas concreto y hormigón
ACSR	Se usa en distancias de 100,00 a 120,00 mts.	Postes de madera, acero y estructuras metálicas pequeñas
Cobre hueco Aluminio hueco	Se usa en distancia de 4,00 a 20,00 mts.	Aisladores soporte

Fuente: elaboración propia.

Se recomienda usar estos tipos de materiales en las siguientes condiciones:

Tabla XIII. **Tipo de conductor a utilizar según zona de contaminación**

Zona de corrosión	Tipo de cable
Ligera	Aluminio con núcleo de acero ACSR
Media	Aluminio con núcleo de alumonelo ACSR/AW
Fuerte	Coopperweld y cobre (CW-Cu)

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Características eléctricas y mecánicas de los principales conductores utilizados para transmisión en el país**

Calibre	Material	Hilos	Área (mm ²)	Diámetro (mm)	Tensión de ruptura (kg)	Ampacidad (A)
266,8 Partridge	AAC	19	135,20	16,31	2 784,00	440,00
1/0 Raven	ACSR	6/1	62,40	10,11	1 940,00	240,00
477,0 Hawk	ACSR	26/7	281,10	21,80	8 820,00	660,00
600 Darien	AAAC	19	283,50	21,79	8 523,00	580,00
750 Flint	AAC	37	142,40	25,51	11 179,00	697,00
336,4 Linnet	ACSR	26/7	198,33	18,30	6 400,00	464,00
477 Cairo	AAC	19	235,80	19,88	7 089,00	517,00
3/0 Pigeon	ACSR	6/1	99,21	12,74	3 000,00	277,00

Fuente: Catálogo de conductores para líneas de transmisión (CENTELSA).

4.2.1. Cable para transmisión tipo *Hawk*

Se puede notar en la tabla III, que en su mayoría las líneas de transmisión de energía eléctrica en Guatemala están diseñadas con cable *ACSR Hawk 477 26/7*, pero ¿qué lo hace tan especial? y ¿por qué es tan extendido su uso?, los criterios más importantes de su selección son los siguientes:

- La relación aluminio/acero de este conductor es muy buena, la cual le da características flecha/tensión muy ventajosas, es decir no se necesita ser muy tensionado para que el conductor no presente grandes flechas.
- Debido a que el sistema no transporta grandes bloques de energía y por tanto no exige conductores de mayor capacidad, por lo cual se dice que es el conductor adecuado para potencia manejada en el sistema en la actualidad.
- Al ser un tipo de conductor que lleva varios años usándose en el país, se conoce bien sus características y no presenta mayor problema para su tendido, presentando buenas características para las condiciones ambientales de Guatemala y no es difícil conseguir proveedores.

Conociendo estos criterios se logra entender el porqué se ha acostumbrado el uso extendido de este tipo de conductor para transmisión; hay que resaltar que debido a la tendencia del aumento de la demanda el tipo de conductor más utilizado en las líneas deberá ser cambiado a una con mayor capacidad de transporte a mediano plazo.

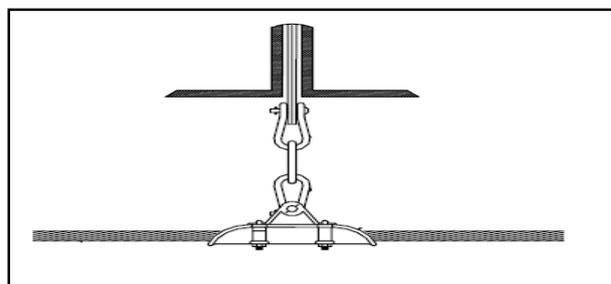
4.3. Cable de guarda

Los hilos de guarda que se ubican arriba de los conductores de fases protegen a estos últimos contra descargas atmosféricas. Suelen ser de acero de alta o extra alta resistencia mecánica. El número y ubicación de los hilos de guarda se selecciona de modo que casi todas las caídas de rayos terminen sobre ellos en lugar de sobre los conductores de fase. Los hilos de guarda se conectan a tierra en la torre; de este modo cuando un rayo choca contra un hilo de guarda, fluye hacia tierra sin causar daños, siempre que la impedancia de la torre y la resistencia eléctrica de la cimentación de esta sean pequeñas.

4.3.1. Características mecánicas y eléctricas del cable guarda de uso común

Los cables de guarda para las líneas de transmisión de 85, 115, 230 y 400 kV están formados por 7 hilos de acero de alta resistencia mecánica, extragalvanizados, con un diámetro total de 9,53 mm, es decir, tiene un diámetro que no va más allá de un centímetro; tiene un peso unitario de 0,406 kg/m y su carga de ruptura es de 4 900 kg.

Figura 19. Cable acero galvanizado de 9,53 mm de 7 hilos



Fuente: <http://www.grupoarruti.com/industrias/guarda.html>. Consulta: 12-12-2012.

La mayoría de las líneas de transmisión en alta tensión tienen uno o más cables de guarda; sin embargo, algunas no tienen cables de guarda debido a que la densidad de rayos a tierra es baja o la resistividad del terreno es muy baja para justificar económicamente los cables de guarda. La respuesta de una línea aérea a una descarga directa del rayo dependerá esencialmente del diseño de la línea, es decir, si la línea tiene o no cables de guarda, la respuesta también depende de la localización de la descarga en la línea, es decir, una descarga sobre el conductor de fase o sobre los cables de guarda, o bien a la torre.

Tabla XV. **Características eléctricas del A.G. 7#8**

Características	7#8 Acero galvanizado
Resistencia en C.D. a 20 °C Ohms/Km	3,28
Resistencia C.A. en 60 Hz a 10 Amp. Ohms/km	4,09
Resistencia C.A. en 60 Hz a 40 Amp. Ohms/km	4,19
Resistencia C.A. en 60 Hz a 70 Amp. Ohms/km	4,51
Resistencia C.A. en 60 Hz a 100 Amp. Ohms/km	4,79

Fuente: Catálogo Phelps Dogde. p. 13.

4.3.2. Cable de guarda tipo OPGW

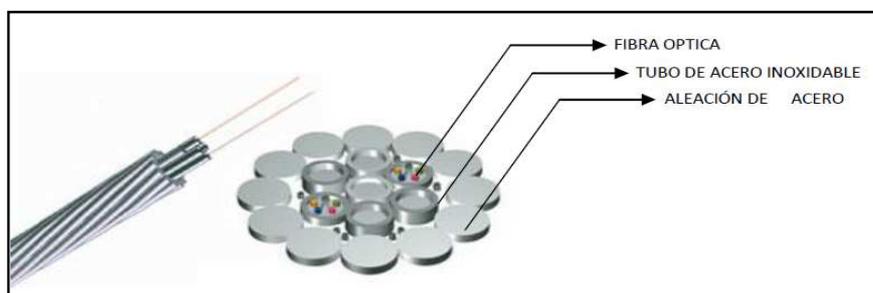
El cable de guarda tipo OPGW es un cable utilizado para transportar señales eléctricas de alta frecuencia que posee dos conductores concéntricos, uno central; llamado vivo, encargado de llevar la información y uno exterior, de aspecto tubular, llamado malla o blindaje, que sirve como referencia de tierra y retorno de las corrientes, entre ambos se encuentra una capa aislante dieléctrica, de cuyas características dependerá principalmente la calidad el cable. El conductor central puede estar constituido por un alambre solido o por

varios hilos retorcidos de cobre, mientras que el exterior puede ser una malla trenzada, una lamina enrollada o un tubo corrugado de cobre o aluminio, en este caso el cable será semirrígido.

Debido a la necesidad de manejar frecuencias cada vez más altas y a la digitalización de las transmisiones, en años recientes se ha sustituido paulatinamente el cable de guarda convencional como el mencionado anteriormente por el cable de fibra óptica, en particular para distancias superiores a varios kilómetros, porque el ancho de banda del OPGW es muy superior, por eso es de alta importancia para el control de todo el sistema eléctrico ya que es la llave de la comunicación para redes eléctrica, además como se ha mencionado tiene la misma función que un cable de guarda convencional.

La fibra óptica u OPGW se emplea como medio de transmisión para las redes de telecomunicaciones como ya se había mencionado, ya que por su flexibilidad los conductores ópticos pueden agruparse formando cables, están pueden ser de plástico o de vidrio.

Figura 20. **Partes constitutivas del cable guarda tipo OPGW**



Fuente: http://prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/telecom_solutions/products/opgw-system/index.html. Consulta: 15-01-2013.

4.4. Aisladores

El funcionamiento de una línea de transmisión depende en gran escala de su aislamiento. En buena práctica se requiere que la tensión de arco en seco de los aisladores completos sea de tres a cinco veces mayor que la tensión nominal de funcionamiento, y que la longitud de la línea de fugas sea aproximadamente el doble de la menor distancia.

Los aisladores no solo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debidas al viento que puedan esperarse, sino que deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por corriente de servicio, sin dejar caer el conductor. La producción de arcos por contorno del aislador debe ser evitada en todos los casos, con la sola excepción del rayo, cualquiera que sean las condiciones de humedad, temperatura, lluvia o nieve y con la cantidad de polvo que habitualmente se acumula hasta ser limpiada por la lluvia deben ser soportadas.

4.4.1. Tipos de aisladores

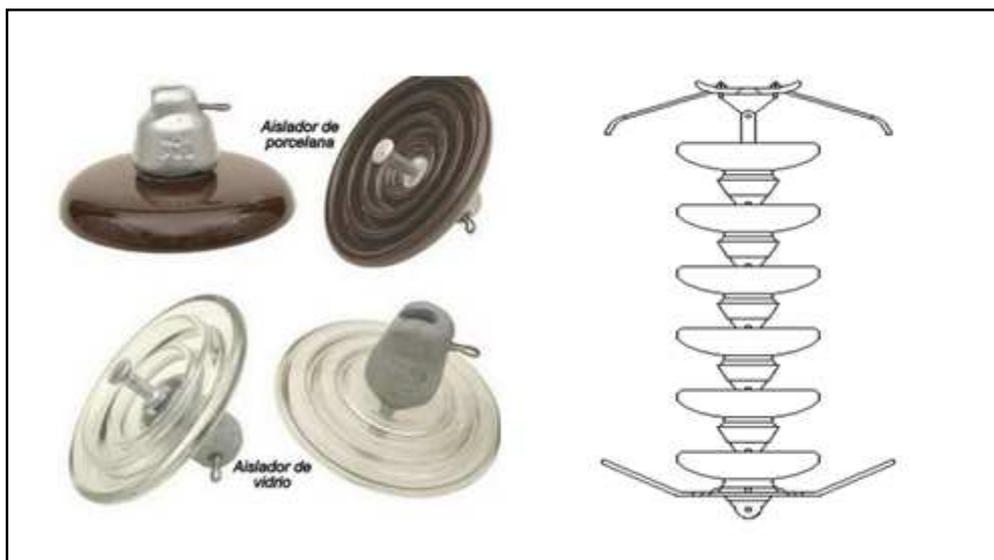
Los aisladores se construyen con vidrio, pastas o "*compound*" patentadas y porcelana, para líneas de transmisión los aisladores de vidrio solo son recomendables si están construidos con vidrio especial resisten al calor, tal como el *Pyrex*, esta presenta la dificultad de su excesiva fragilidad en cuanto a golpes durante su transporte e instalación a la vez que son frecuentemente blanco de actos de vandalismo por ser llamativos. Los de polímero o aisladores sintéticos actualmente gozan de gran aceptación, se encuentran en una amplia gama de resistencias mecánicas y si bien en el inicio se tuvieron problemas de degradamiento por efecto de las radiaciones solar y algunos tipos de

contaminación, con el tiempo se han perfeccionado tanto sus características eléctricas como mecánicas. En las líneas de transmisión se distinguen básicamente tres tipos de aisladores:

- Suspensión
- Barra larga
- Poste

Los aisladores de suspensión o disco, son los más empleados en las líneas de transmisión, se fabrican de vidrio o porcelana uniéndose varios elementos para conformar cadenas de aisladores de acuerdo al nivel de tensión de la línea y el grado de contaminación del entorno.

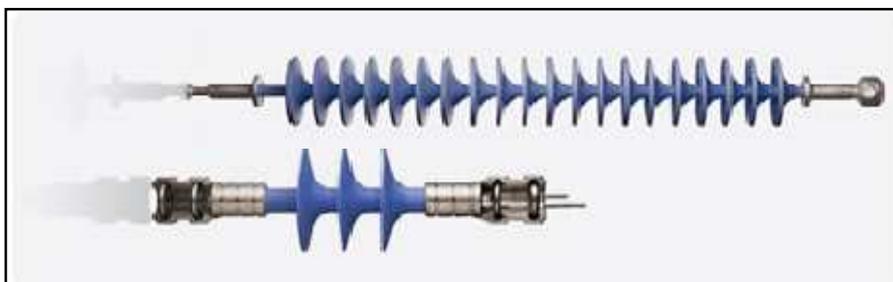
Figura 21. **Distintos tipos de aisladores y cadena de aisladores**



Fuente: <http://www.textoscientificos.com/cadena-aisladores-suspension>. Consulta: julio de 2012.

Los aisladores de barra larga comenzaron a desarrollarse hace 30 años. Constituyen elementos de una sola pieza y se fabrican de porcelana o de materiales sintéticos. Estos aisladores requieren menos mantenimiento que los del tipo disco, no obstante su costo es mayor.

Figura 22. **Aisladores de barra larga**



Fuente: <http://www.hbse.cl/index.php/productos/aisladores/>. Consulta: 20-01-2013.

Los aisladores tipo poste se fabrican con porcelana o materiales sintéticos. Se utilizan poco en líneas de transmisión y solo tensiones por sobre 230 kV. Su principal aplicación está en aparatos de subestaciones.

Figura 23. **Aislador tipo poste**



Fuente: <http://www.industriareal.com/producto.php?c=45&id=41>. Consulta: 15-01-2012.

4.5. Tipos de estructuras

Las estructuras más utilizadas en líneas eléctricas en Guatemala son los postes. Estos han sido muy populares y lo siguen siendo aun más, desde que entró en vigencia el avanzado concepto de compactación de líneas. Construir líneas eléctricas en un solo poste es clave para abaratar considerablemente los costos aunque en la práctica esto no es siempre posible.

Según la función de las estructuras éstas se clasifican en:

- Estructura de retención: éstas son utilizadas en lugares donde la línea cambia de dirección con un ángulo mayor o igual a 20 grados, sitios de arranque y finalización de una línea, terrenos planos u ondulados donde los vanos estén en 300 y 1 000 metros.
- Estructura de suspensión: son utilizadas en terrenos planos sin cambio de dirección de la trayectoria de la línea.

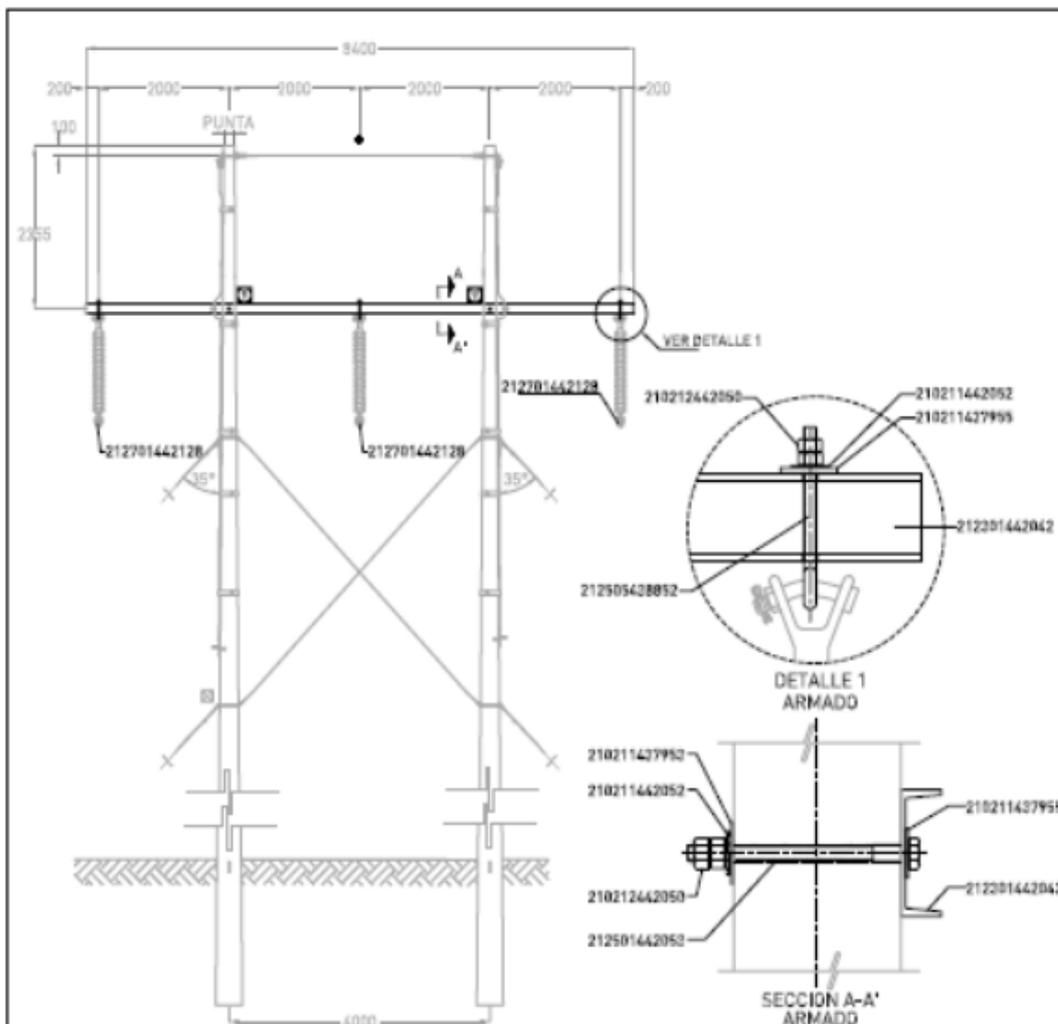
En Guatemala se pueden encontrar estructuras con la siguiente terminología local:

- Tipo I
- Tipo III
- Tipo IV

4.5.1. Estructura tipo I

Es una estructura de paso o tangente, en el cual la cadena de aisladores sostiene el cable en forma vertical y donde se logra observar esquemáticamente que el conductor va de paso sin ningún desvío del ángulo.

Figura 24. Estructura tipo I



Fuente: Unidades constructivas Energuate.

4.5.2. Estructura tipo III

Para vanos largos con aislamiento de baja suspensión y ángulos no pronunciados horizontales y sin carga vertical. Se componen de 2 postes con dos cadenas de aislamiento por cada fase y la diferencia es que el cable pasa horizontalmente de un lado hacia el otro sin ningún aislamiento en el puente, ya que están diseñados para ángulos horizontales, se muestra a continuación.

Figura 25. Estructura tipo III



Fuente: Estructura No. 17 tipo III, ubicada en Guastatoya, municipio de El Progreso.

4.5.3. Estructura tipo IV

Para líneas con aislamiento de suspensión, ángulos pronunciados horizontales y verticales a la vez. Se componen de 3 postes son estructuras de remate, soportan un ángulo de inclinación horizontal y vertical.

Figura 26. Estructura tipo IV



Fuente: Estructura No. 28, tipo IV ubicada en Teculután, municipio de Zacapa.

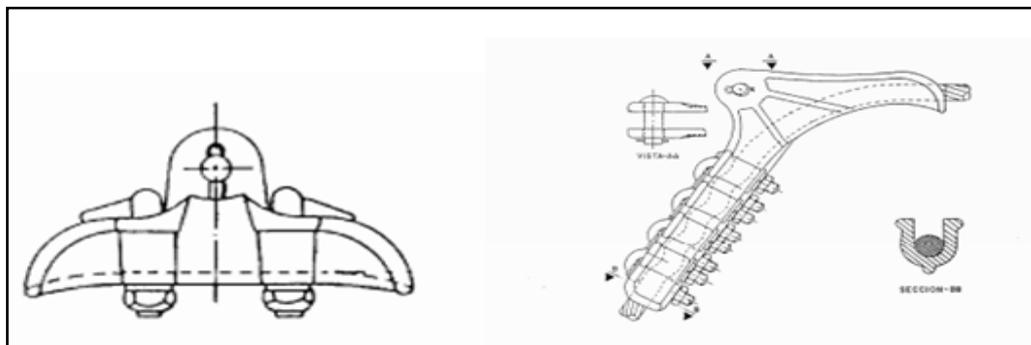
4.6. Accesorios

Para el correcto funcionamiento de una línea de transmisión ésta se construye con elementos adicionales, que permiten el correcto funcionamiento y hacen que sea más segura, los que comúnmente se encuentran en los diseños de Guatemala son:

4.6.1. Grapas de suspensión y remate

En el caso de las grapas de suspensión su principal objetivo es conectar el aislador al conductor, deben soportar el peso del mismo como con los factores de seguridad especificado en el proyecto y por otro lado evitar cualquier movimiento longitudinal ocasionado por tensiones accidentales desiguales en vanos adyacentes. Por su parte las grapas de remate que se emplean son usualmente del tipo atornillado, igualmente que en el caso anterior debe proyectarse para resistir la carga máxima bajo la que trabajará la línea con los factores de seguridad respectivos, que en caso de remates son mayores que los aplicados para los del tipo suspensión.

Figura 27. Grapa de suspensión y grapa de remate

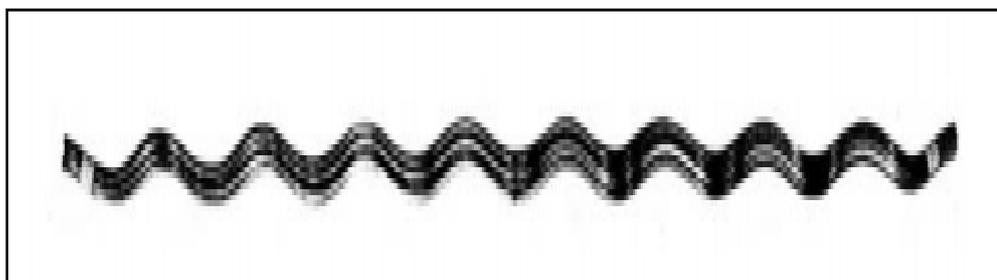


Fuente: catálogo Ohio-Brass. p. 52.

4.6.2. Protectores preformados

Para proteger los conductores y limitar hasta cierto punto el efecto de las vibraciones en todos los puntos de sujeción en suspensión se utilizan protectores preformados de aleación de aluminio, dimensionados de acuerdo al tamaño del conductor activo o hilo de guarda que deben proteger.

Figura 28. **Protector preformado**



Fuente: http://www.plp.com.br/es/index.php?option=com_k2&view=item&id=54:amortiguador-de-vibraci%C3%B3n-preformado&Itemid=9. Consulta: 18-01-2012.

4.6.3. Amortiguadores

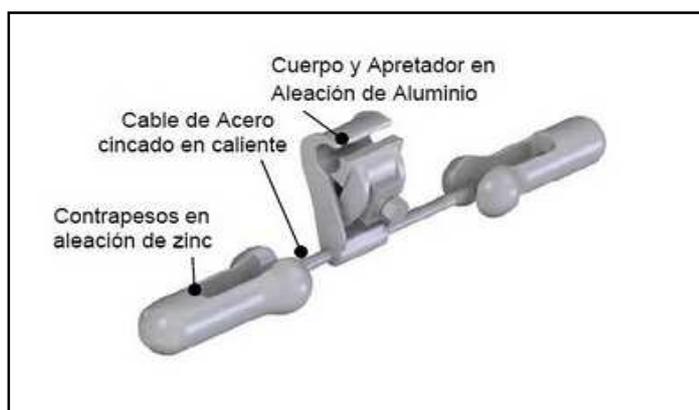
Los amortiguadores son dispositivos que tienen el objetivo de amortiguar la vibración en todo el claro. Estos están diseñados para soportar las fuerzas y movimientos ocasionados por condiciones transitorias tales como corto circuitos, congelación diferencial y carga de vientos, sin causar daño a los subconductores o daño sostenido a estos mismos. El diseño acomoda movimientos longitudinales de los subconductores, diferencias de tendido vertical así como fuerzas compresivas y tensoras.

4.6.3.1. Tipo *Stockbridge*

El amortiguador de más uso en el medio es del tipo *Stockbridge*, el de más amplia aplicación, estos dispositivos tienen el objetivo de amortiguar la vibración en todo el claro. La vibración eólica es un fenómeno producido por el viento sobre los conductores sobre las líneas de transmisión debido al viento, éste al pasar por los conductores de línea forma los llamados vértices de Karman, creándose así diferencias de presión, lo que produce el desplazamiento alterno del conductor.

La energía que absorbe el conductor se manifiesta como fricción entre sus hilos, originando un desgaste que lo lleva a la ruptura. El amortiguador tipo *Stockbridge* está constituido por alambre mensajero de acero recubierto de neopreno para evitar la corrosión, grapa de sujeción de neopreno y dos contrapesos fijos sobre cada uno de los cuales se ajusta un contrapeso móvil, a fin de cambiar el momento de inercia del amortiguador.

Figura 29. **Amortiguador tipo *Stockbridge***



Fuente: <http://ingenieriaelectricaexplicada.com/2010/04/amortiguador-tipostockbridge.html>.

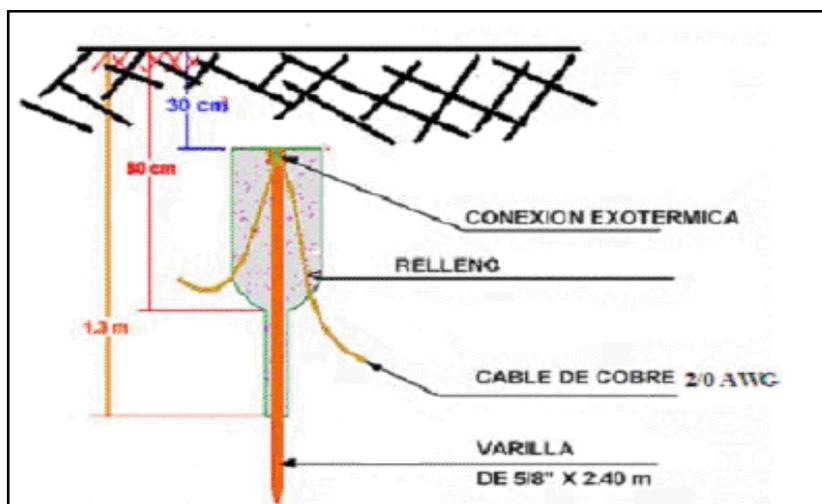
Consulta: 20-12-2012.

4.7. Conectores y electrodos de puesta a tierra

El conductor para la puesta a tierra de las torres de transmisión normalmente es un cable de cobre de 7 hilos con un área mayor o igual a 50 mm^2 , o acero recubierto con cobre por el método de electrodeposición con una área mayor o igual a 70 mm^2 .

Los electrodos tipo varilla serán en cobre solido o acero recubierto con cobre y tendrán un diámetro de $5/8 \text{ ''}$ y una longitud de 2,4 m. En la siguiente figura se muestra la forma de instalar ésta.

Figura 30. Instalación de puesta a tierra y conector



Fuente: MORENO, Germán. Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra. p. 105.

4.8. Boyas señalizadoras

En el caso de líneas de transmisión cercanas a aeropuertos o bien líneas en terrenos montañosos con vanos de 800 metros o mayores; en cruces y ríos peligrosos, o en áreas donde el tránsito aéreo es frecuente, se utilizan boyas de señalización. La instalación de ésta se hace sobre el hilo de guarda aproximadamente cada cien metros. Son fabricadas comúnmente de fibra de vidrio pintadas con colores sólidos como lo son naranja, blanco o amarillo con colores alternados, todos estos resistentes a el trabajo a la intemperie.

Sus dimensiones son de alrededor de un metro de diámetro. Se componen de dos medias esferas y se fijan al conductor mediante un preformado para que no se deslicen, su instalación se hace normalmente en helicópteros, cubos o sillas de suspensión.

Figura 31. **Boya señalizadora**



Fuente: <http://electricosaficionados.blogspot.com>. Consulta: 15-11-2012.

5. DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MEDIANTE LA HERRAMIENTA DILATE 1.0B

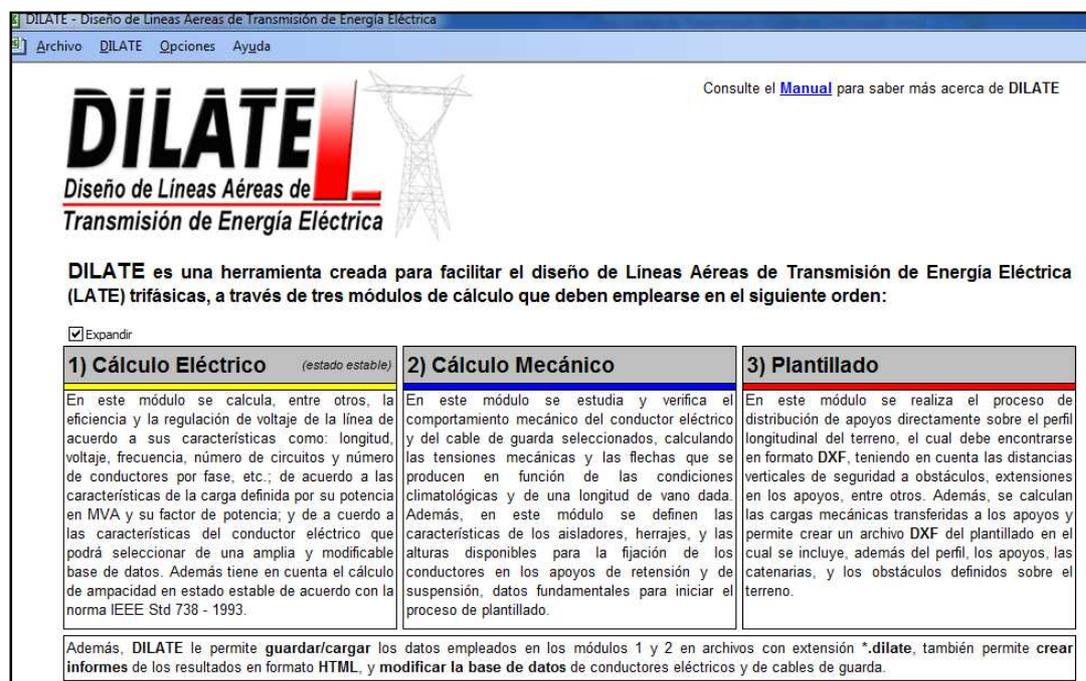
5.1. Generalidades sobre el programa de diseño de líneas de transmisión aéreas (DILATE)

A través del tiempo se han desarrollado paquetes completos de programas para el análisis y diseño de líneas de transmisión de potencia, estos tienen entre sus características generales, el integrar en un ambiente único de computadora, todos los datos y algoritmos necesarios para su diseño óptimo.

Para el diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica aéreas, existen herramientas comerciales muy elaboradas con los cuales se pueden analizar múltiples variables de diseño, pero debido al alto costo de sus licencias, son de difícil acceso a estudiantes e investigadores.

DILATE es una herramienta de distribución gratuita desarrollado por el Ing. Electricista César Augusto Becerra; ésta permite realizar, a través de diferentes interfaces de interacción con el usuario, el diseño electromecánico de una línea, ofreciendo adicionalmente características como: la creación de informes en formato HTML, guardar/cargar datos de entrada de proyectos, modificar tablas de valores de datos de los cables importar/exportar datos de plantillado en archivos con extensión DXF (*Drawing Exchange Format*) usado en herramientas del tipo CAD (*Computer Aided Drafting*).

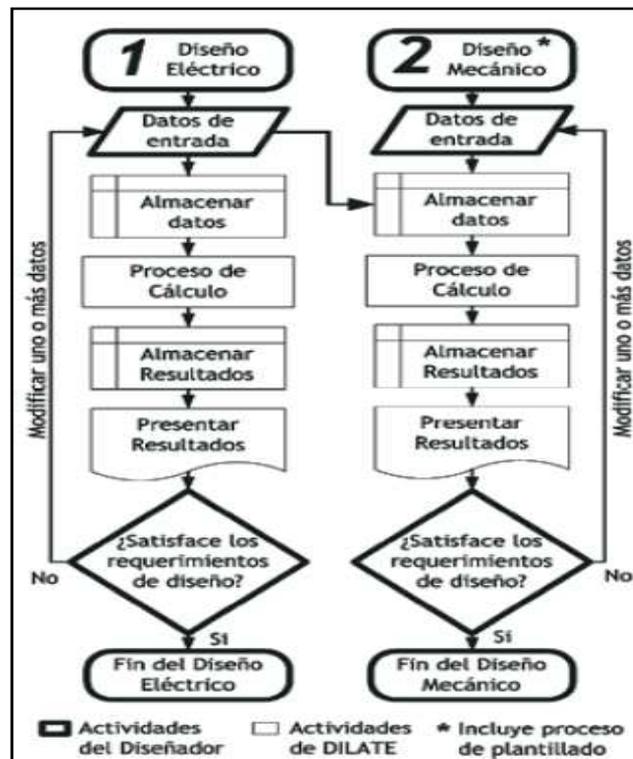
Figura 32. Pantalla principal DILATE



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Para realizar un diseño de una Dilate se debe realizar en un orden específico como se muestra en la figura 33. Primero la etapa de diseño eléctrico y para luego realizar la del mecánico, esta última incluye el proceso de plantillado o colocación de las estructuras. En cada etapa el diseñador buscará satisfacer los requerimientos del proyecto, a partir de la introducción de datos y el análisis resultados que DILATE presenta; de esta manera el usuario puede decidir de acuerdo a su criterio y experiencia si se satisfacen los requerimientos de diseño, o si requiere realizar al menos una o más modificaciones en las variables de entrada hasta lograr que el diseño sea el óptimo.

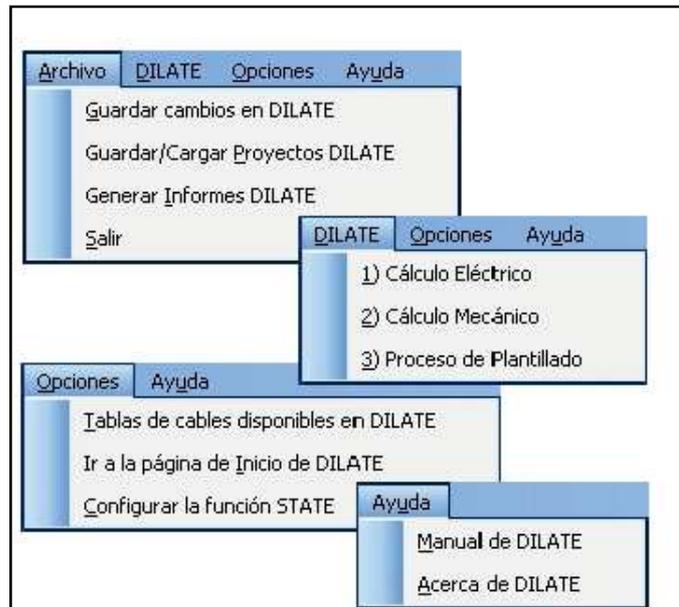
Figura 33. Diagrama del proceso de diseño de líneas usando DILATE



Fuente: BECERRA, José. Manual Dilate. p. 14.

DILATE es un proyecto realizado en VBA (*Visual Basic for Applications*) desarrollado sobre Microsoft Excel, en éste se trabaja en varios módulos que contienen a su vez grupos de procedimientos o macros que trabajan todas juntas de manera ordenada y sistemática en diversas actividades en las cuales se automatizan procesos y cálculos para realizar el diseño más rápido y mejor. La interacción con DILATE se realiza a través de una interfaz gráfica en ambiente Windows que incluye, además de una barra de menús propia, formularios, ventanas por medio de las cuales se establecen los datos de entrada y se presentan los resultados. En la figura 34 se muestra los diferentes menús y comandos.

Figura 34. Menús y comandos de DILATE



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

5.2. Módulo para el cálculo eléctrico

El diseño eléctrico a través de DILATE permite definir las características eléctricas de la línea de tal forma, que se pueda transportar desde el extremo emisor hasta el extremo receptor una potencia en MVA con un factor de potencia dado, conservando la tensión en su valor nominal, haciendo que la eficiencia en la transmisión y regulación de tensión estén dentro de los parámetros aceptables.

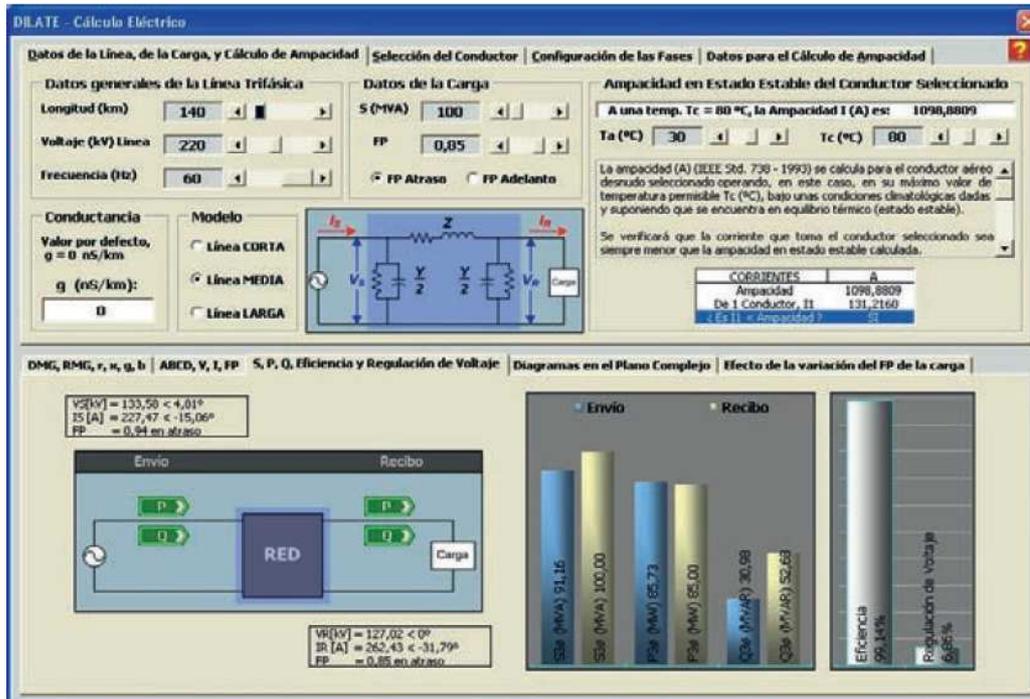
En DILATE la tensión, la potencia y el factor de potencia se asocian a una carga conectada en el extremo receptor de línea de transmisión, y los valores de eficiencia en la transmisión y regulación de tensión se establecen generalmente como parte de los requerimientos de diseño; como la tensión en

el extremo receptor de la línea se mantiene fijo, es la tensión del extremo transmisor la que se ajusta de acuerdo con la naturaleza de la carga y los parámetros eléctricos de la línea. La relación entre los parámetros eléctricos de la línea (impedancia serie y admitancia paralelo), con las tensiones y corrientes del extremo transmisor y receptor está determinada por las ecuaciones con parámetros A, B, C y D tema tratado en la sección 1.4.1 página 14. En el cálculo de estos parámetros intervienen las siguientes variables de diseño:

- Longitud de la línea
- Frecuencia de operación de la línea
- Número de circuitos (1 o 2 en paralelo)
- Separación entre fases
- Tipo y número de conductores agrupados por fase

Para la selección del conductor DILATE cuenta en con una base de datos de 459 conductores (con la opción de poderse agregar más a la base de datos), agrupados en 5 familias según su tipo: ACC, AAAC, ACAR, ACSR/AW y ACSR/GA; a partir de selección se obtiene las propiedades del conductor como lo son su diámetro, la resistencia en DC y el radio medio geométrico. La resistencia AC de la línea "R", se calcula a partir del valor de la resistencia DC del conductor seleccionado, involucrando el efecto de la temperatura de operación y de la frecuencia, conocido como efecto piel. Por defecto el valor de la conductancia a tierra, G se desprecia, aunque el diseñador puede definir un valor diferente si conoce ésta.

Figura 35. Ventana principal del módulo eléctrico



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

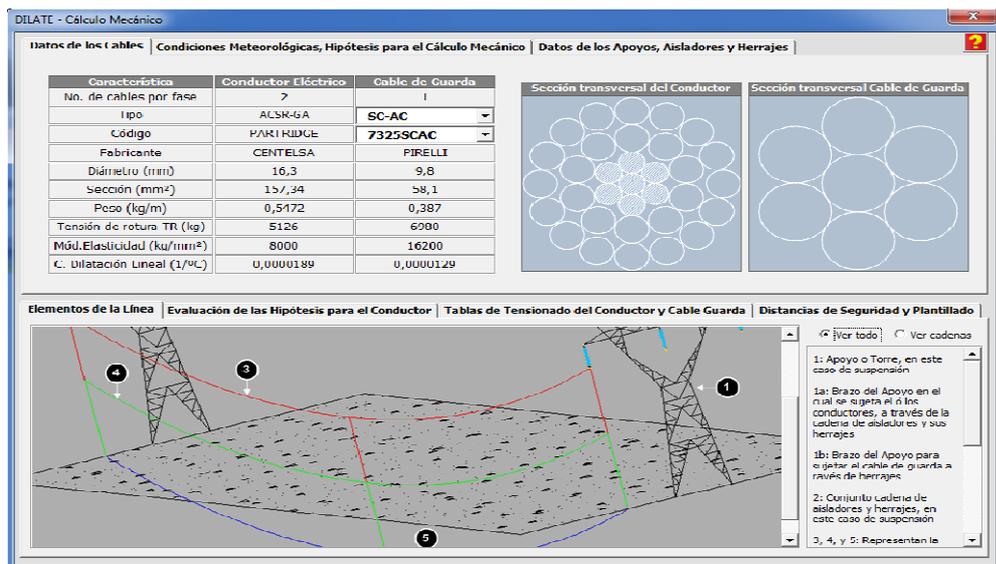
La herramienta, también toma en cuenta la máxima capacidad de conducción de corriente del conductor seleccionado, conocida como ampacidad bajo unas condiciones de estado térmico definidas por las características climatológicas de la zona de ubicación de la línea, siguiendo el procedimiento descrito en la Norma IEEE Std. 738 de 2006, (ver sección 2.6.2 página 54) se calcula la ampacidad en estado estable a la máxima temperatura de operación permisible del conductor eléctrico, T_c definida según las recomendaciones del fabricante, generalmente en el país se trabaja con 50 °C, y se verifica que la corriente que transporta un solo conductor de la línea, debida a sus propiedades eléctricas y a la naturaleza de la carga, sea menor a la ampacidad del propio.

5.3. Módulo para el cálculo mecánico

El estudio mecánico a través de DILATE permite estudiar el comportamiento mecánico del conductor eléctrico y del cable de guarda seleccionado por el diseñador, verificando en estos la preservación de la integridad mecánica de cada uno de ellos, durante el tiempo de vida útil (normalmente 20 años), distribuir los apoyos a lo largo del perfil longitudinal del terreno, y calcular las cargas mecánicas transferidas por los cables a cada apoyo (cargas verticales, transversales y longitudinales).

Para la selección del cable guarda se dispone de una amplia base de datos de hasta 25 cables agrupados en dos familias según su tipo. Con la selección del cable guarda y la del conductor eléctrico se establecen las características físicas y mecánicas el cálculo del tensionado.

Figura 36. Ventana principal módulo mecánico



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Dichas características son el diámetro, peso propio, tensión de rotura, modulo de elasticidad, coeficiente de dilatación lineal y área de la sección transversal. Para estas se considera dos variables importantes de origen climatológico que afectan la tensión mecánica de los cables como lo son el viento y la temperatura. Al no poderse determinar con exactitud las condiciones climatológicas a las cuales estará sometida una línea y como no se conoce la longitud de vanos entre cada par de apoyos a ubicar, en ese se evalúan 5 condiciones hipotéticas de operación que deben satisfacer simultáneamente para vanos entre 50 y 1 000 mts; estas hipótesis se presentan a continuación:

- Condición de trabajo diario: corresponde a la condición que se presenta con más frecuencia. La tensión de trabajo diario se estima como un porcentaje de la tensión de rotura del cable, en Guatemala comúnmente se utiliza porcentajes con valores que van desde 15 al 25 %.
- Condición de fluencia: evalúa si el cable podrá trabajar útilmente durante un tiempo esperado de 20 años sin que se produzcan alargamientos considerables o sin que se alcance su punto de deformación plástica (fluencia) En estas evaluación no se considera el efecto del viento, se simula una disminución de la temperatura, lo cual ocasiona un incremento en la tensión mecánica del cable, y se verifica que la tensión final sea menor al 33 % de su tensión de rotura.
- Condición de flecha mínima: simula el efecto de someter el cable a una temperatura igual a la mínima promedio de la zona de ubicación de la línea, sin considerar el efecto del viento, y se verifica que la tensión final del cable sea menor al 33 % de su tensión de rotura.

- Condición de carga máxima: considera el efecto de someter el cable a una temperatura similar al promedio de las mínimas temperaturas anuales y velocidad del viento máxima, y se verifica que la tensión alcanzada por el cable sea menor al 50 % de su tensión de rotura.
- Condición de flecha máxima: en esta hipótesis se asume que la temperatura del cable igual a la máxima de operación permisible y sin efecto del viento. Esta condición no tiene límites de tensión mecánica.

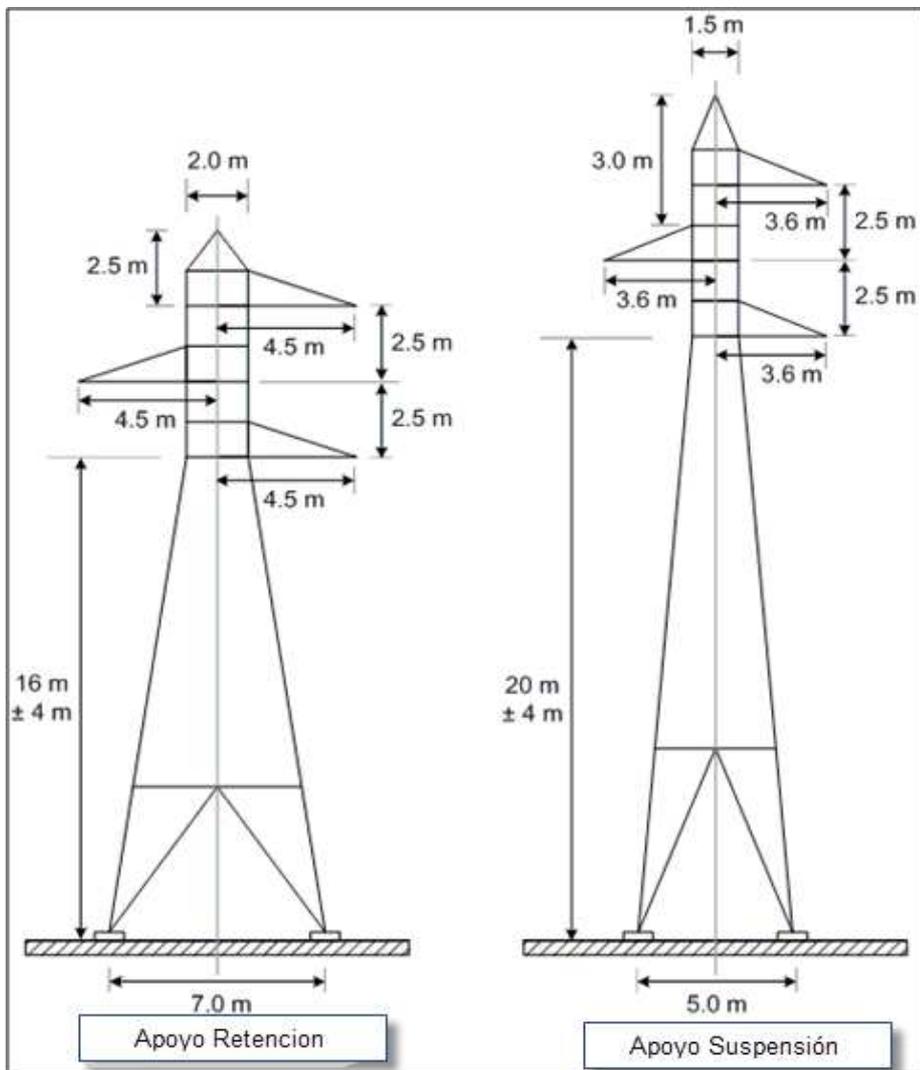
La evaluación del comportamiento mecánico de los cables en función de sus características físicas y mecánicas considerando el efecto simultaneo de la temperatura y posibles sobrecargas debidas a la acción del viento, se realiza por medio de la ecuación de cambio de estado (se amplía en la sección 3.6.2 página 66).

Una vez evaluadas las diferentes hipótesis de cálculo mecánico para distintas longitudes de vanos, se selecciona un vano específico llamado vano regulador con el cual se calculan, para diferentes posibilidades de temperatura, las tensiones que deben aplicarse a los cables en el momento de su tendido. El vano regulador es un vano ficticio equivalente a múltiples vanos reales existentes entre dos apoyos de retención; la tensión mecánica y la forma que adopten los cables una vez definida la ubicación de los apoyos serán similares a la del vano regulador.

Antes de realizar el proceso de colocación de las estructuras, se deben definir las principales características de la cadena de aisladores como lo son la longitud y el número de aisladores que la componen, todo esto en función del nivel de aislamiento de la zona de ubicación de la línea, el peso de cada aislador y el peso de los herrajes de sujeción. También se definen 2 tipos de

apoyos los cuales son de suspensión y retención, una altura nominal de pie de apoyo que podrá variarse, es decir, que será posible aumentar o disminuir el tamaño de cada apoyo a ubicar, en la siguiente figura se muestran las ilustraciones de los apoyos disponibles en DILATE.

Figura 37. **Apoyos disponibles en DILATE**



Fuente: BECERRA, José. Manual de usuario Dilate p.13.

5.4. Módulo para la distribución de apoyos en el perfil longitudinal

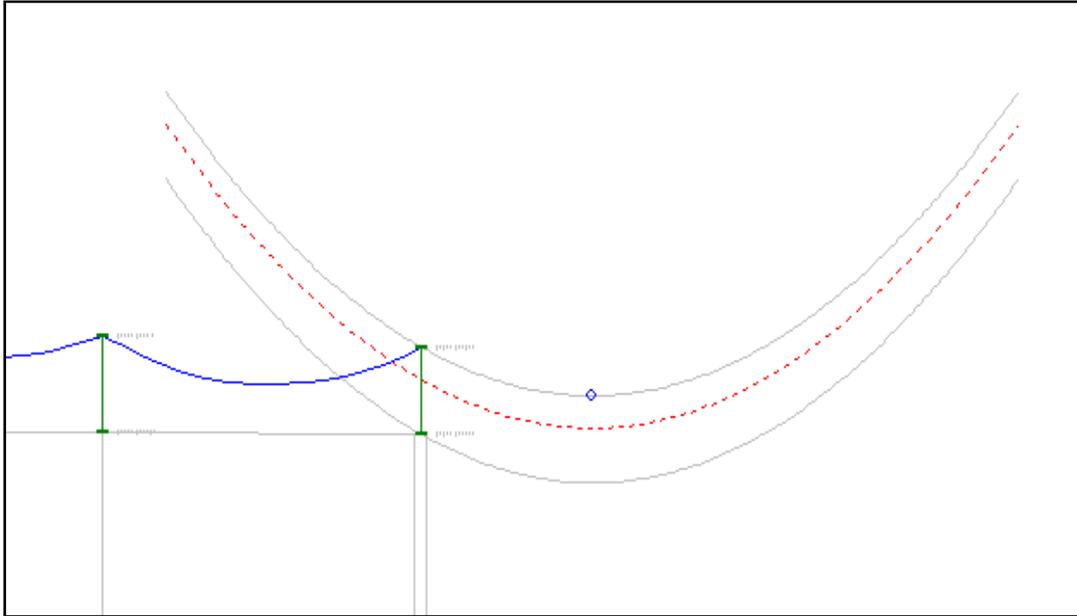
Para el proceso de ubicación de apoyos, ésta se realiza directamente en DILATE; para esto se importa hacia la herramienta el plano del perfil longitudinal del terreno donde se desea diseñar la línea desde un archivo con formato DXF, el perfil debe estar representado mediante segmentos de línea recta, a escala real (1:1), con todas las distancias definidas en metros. Con esta información, DILATE dispone de herramientas necesarias para definir sobre el perfil del terreno, los apoyos (retención o suspensión) y obstáculos como carreteras, ríos, vías férreas, pantanos, etc.

El proceso de distribución de los apoyos debe realizarse respetando los criterios de diseño electromecánico (vanos máximos, cambios de dirección flecha máxima, distancias mínimas de seguridad, tensiones en cables conductores y de guarda) mediante una plantilla dinámica que contiene las siguientes catenarias:

- Catenaria de distancia de seguridad
- Catenaria de flecha máxima
- Catenaria de pie de apoyo

Mientras se construye, DILATE va calculando los esfuerzos mecánicos transferidos a estructuras de soporte (sección 3.4.1 página 57), el cálculo de todos los esfuerzos es de gran importancia ya que debido a estos se sabrá qué tipo de estructura seleccionar, ya que la estructura elegida debe soportar los esfuerzos en esa sección de la línea de transmisión.

Figura 38. **Plantillado y catenarias disponibles**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

5.5. Ejemplos de diseño de líneas aéreas de energía eléctrica con DILATE

En esta sección se centrará en el estudio de diferentes casos de diseño para una línea de transmisión, en esta sección se pretende que el interesado comprenda los diferentes factores y consideración necesarias que intervienen en la construcción de una línea. En los siguientes ejemplos se desea dar más énfasis en la selección y configuración de materiales, la selección de voltaje más adecuado para transmisión de determinada potencia, que en su estudio matemático, dejando claro como cada uno de estos afecta en la transmisión de energía, en la regulación de voltaje y eficiencia.

En el diseño mecánico se estudiará, como la tensión de rotura del cable conductor, el tipo de cable guarda, las condiciones meteorológicas, el tipo de zona de construcción así como la altura sobre el nivel del mar, afectan sobre el diseño mecánico, al deber considerar vanos diferentes, distintas tensiones transferidas a los apoyos, aisladores más robustos, así como distintas distancias de seguridad. El proceso de colocación de los apoyos viene de la mano con el diseño eléctrico y mecánico, en éste se quiere dar a conocer como se realiza un proceso de plantillado sobre un perfil topográfico y así realizar el proceso completo de análisis y diseño que cumpla con la normas y requerimientos solicitadas.

5.5.1. Ejemplo del diseño eléctrico

Se desea diseñar una línea trifásica de 60 hz y 35 km se compone de conductores *Partridge* separados equiláteramente con 2 metros entre sus centros. La línea entrega 30 MVA a 69 kV a una carga balanceada. Suponiendo una temperatura del funcionamiento máxima del conductor de 60 °C.

a) Determine cual deber ser el voltaje y la corriente en el lado de envío para mantener un nivel de tensión aceptable en el lado de recibo, cuando el factor de potencia es:

- 0,9 en atraso

- La unidad

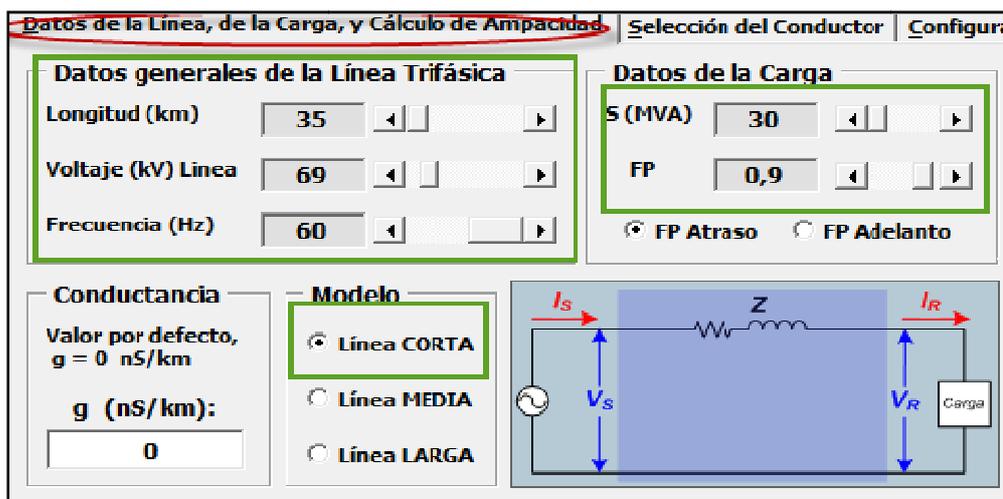
- 0,9 en adelanto

- b) Determine el porcentaje de regulación, eficiencia y las direcciones de P y Q con los factores de potencia anteriores.
- c) Encuentre el valor de las constantes paramétricas ABCD de la ecuación de línea.
- d) Si se quiere repotenciar la línea para que logre transportar una potencia de 45 MVA a una carga con factor de potencia de 0,8 y trabaje con una regulación de voltaje mínima del 12 % ¿Qué modificaciones sugiere para lograr esto?

5.5.1.1. Voltaje de envío y factor de potencia

- a) Ingresando los datos requeridos en el módulo eléctrico de DILATE en la subventana datos de la línea y carga como lo muestra la figura.

Figura 39. Ventana de ingreso de datos para el diseño eléctrico



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Se hace notar que se seleccionó un modelo de línea corta, debido a que su longitud está entre los 0 y 50 km. que es la que define este modelo.

- Para un factor de potencia de 0,9 en atraso se tiene que

Tabla XVI. **Voltaje fase a tierra lado de envió, con FP de 0,9 en atraso en la carga**

V_R (kV)	43,41 < 3,31
I_R (A)	251,02 < -25,84
FP lado de envió	0,87 en atraso

Fuente: elaboración propia.

- Para un factor de potencia en la carga de 1 (carga puramente resistiva) se tiene:

Tabla XVII. **Voltaje fase a tierra lado de envió, con FP de 1 en la carga**

V_R (kV)	42,06 < 5,16
I_R (A)	251,02 < -0
FP lado de envió	1 en atraso

Fuente: elaboración propia.

- Para un factor de potencia de 0,9 en adelanto se tiene

Tabla XVIII. **Voltaje fase a tierra lado de envi3, con FP de 0,9 en adelanto en la carga**

VR(kV)	40,27 < 5,16
IR(A)	251,02 < 25,84
FP lado de envi3	0,94 en adelanto

Fuente: elaboraci3n propia.

Tabulando los datos para su an3lisis:

Tabla XIX. **Evaluaci3n de voltaje y corriente con distintos factores de potencia**

FP	Voltaje por fase-tierra recibo (kV)	Corriente de fase-tierra recibo (A)
-0,90	43,41 < 3,31	251,02 < -25,84
1,00	42,06 < 5,16	251,02 < 0,00
0,90	40,27 < 6,13	251,02 < 25,84

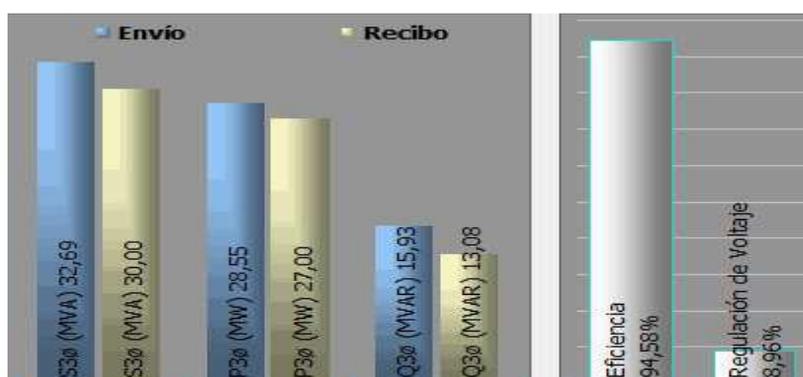
Fuente: elaboraci3n propia.

An3lisis de resultados: para mantener un voltaje de 69 kV en la carga, en los tres casos con diferentes factores de potencia, el voltaje de envi3 es menor con un factor de potencia en adelanto.

5.5.1.2. Regulación de voltaje y eficiencia

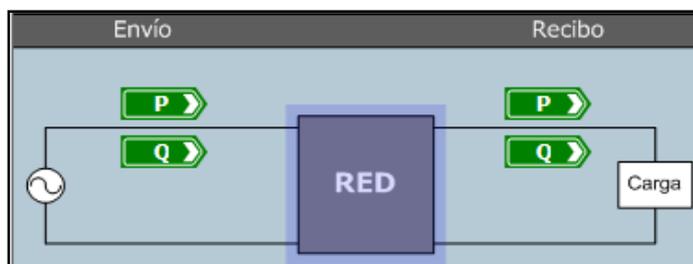
- b) Se puede ver los valores de eficiencia seleccionando la subventana S, P, Q y eficiencia, la cual muestra la siguiente información. Para un factor de potencia 0,9 en atraso se tiene:

Figura 40. **Eficiencia, regulación y potencia con factor de potencia en atraso**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

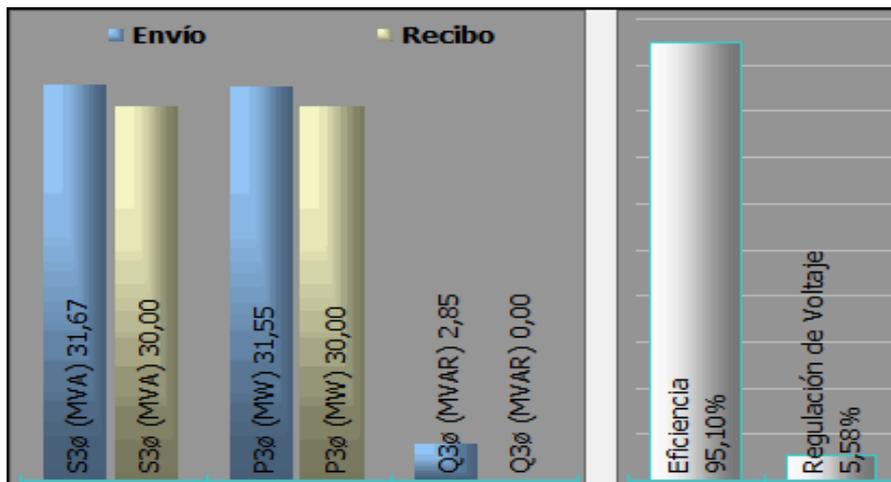
Figura 41. **Dirección de la potencia activa (P) Y reactiva (Q) con factor de potencia en atraso**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

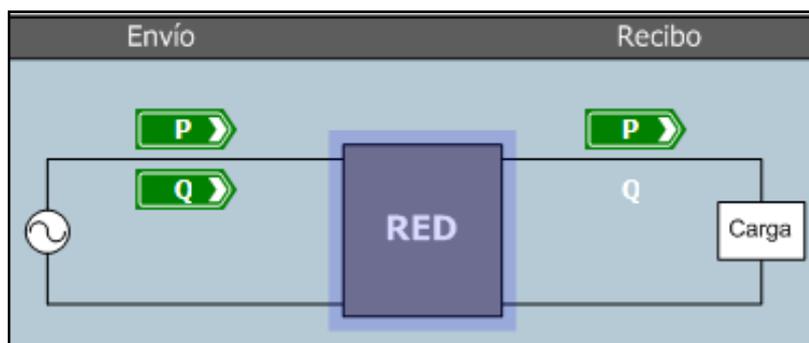
Con un factor de potencia 1 se tiene:

Figura 42. **Eficiencia y regulación de voltaje y potencia con factor de potencia 1**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

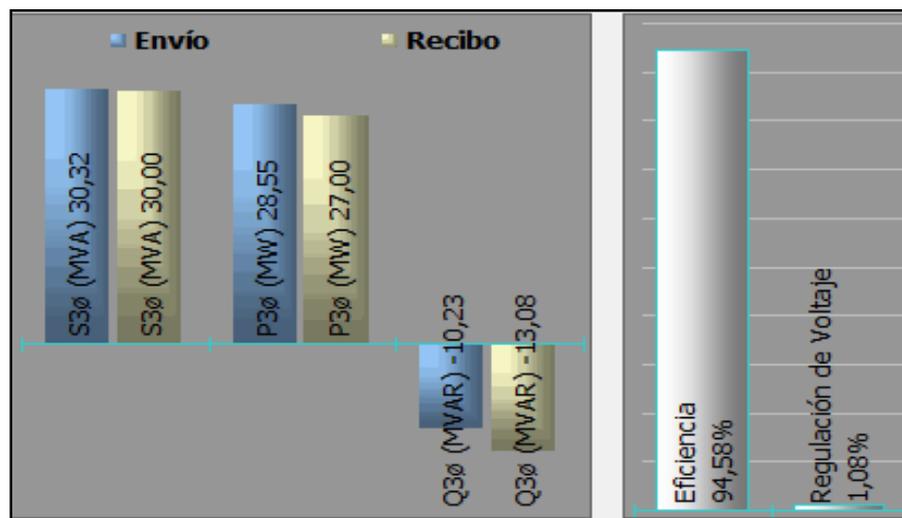
Figura 43. **Dirección de la potencia activa (P) Y reactiva (Q) con factor de potencia 1**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

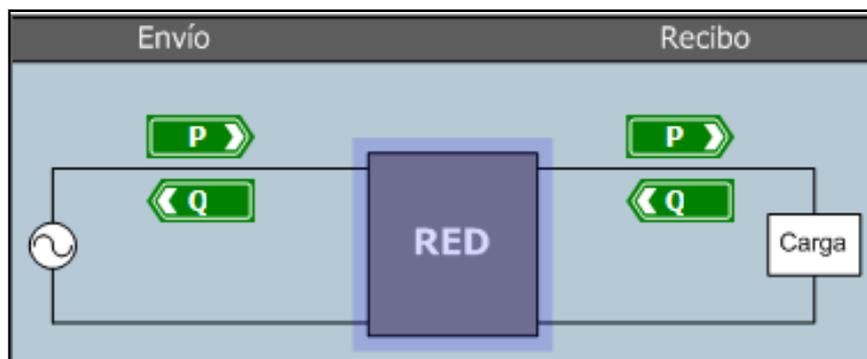
Con un factor de potencia de 0,9 en adelante se tiene que:

Figura 44. **Eficiencia, regulación de voltaje y potencia con factor de potencia de 0,9 en adelante**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Figura 45. **Dirección de la potencia activa (P) Y reactiva (Q) con factor de potencia en adelante**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

- Tabulando y analizando los datos

En la siguiente tabla la dirección de la potencia real (P) y potencia reactiva (Q) se toma positiva saliendo del generador y negativa entrando hacia éste.

Tabla XX. **Análisis de la regulación de voltaje y eficiencia con distintos factores de potencia en la carga**

FP	regulación	eficiencia	P	Q
-0,90	8,96 %	94,50 %	+	+
1,00	5,58 %	95,10 %	+	0
0,90	1,08 %	94,58 %	+	-

Fuente: elaboración propia.

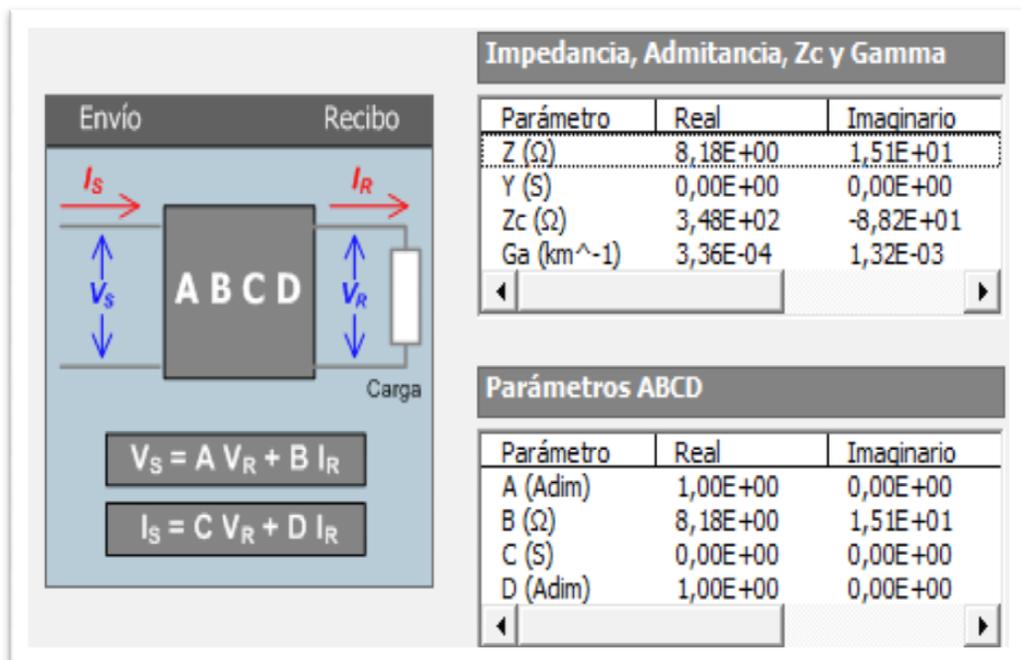
Análisis de resultados: se puede notar que una línea de transmisión es más eficiente cuando funciona con un factor de potencia igual a 1, esto ocurre cuando la carga a alimentar es puramente resistiva (no consume potencia reactiva) caso raramente visto. Con factor de potencia en atraso P y Q son positivas (saliendo del generador); con FP igual a 1 la potencia es mayoritariamente activa y también sigue la dirección saliendo del generador. Cuando el factor de potencia está en adelanto se ve que la carga entrega potencia reactiva capacitiva al generador y el generador entrega a la red solamente potencia activa.

Para la regulación de voltaje en la línea, la regulación es mejor cuando el factor de potencia está en adelanto, esto es debido a que la línea es altamente capacitiva, esta última condición es de cuidado que puede elevar la tensión a niveles peligrosos que sobrepasen el voltaje del lado de envío.

5.5.1.3. Constantes de la ecuación de línea

- c) Encontrando los valores de la ecuación de parámetros ABCD de la línea de transmisión.

Figura 46. Módulo de parámetros ABCD de la línea de transmisión



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

5.5.1.4. Repotenciación de la línea

Si se mantiene fija la tensión en la línea y se aumenta la potencia que suministra, es correcto pensar que los valores de eficiencia y corriente que transporta variarán, haciendo el análisis en DILATE para conocer el comportamiento de los parámetros: aumentando la potencia de la carga hasta 45 MVA:

Figura 47. Datos de la carga en estudio de repotenciación

Datos de la Carga

S (MVA) 45

FP 0.8

FP Atraso FP Adelanto

Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Figura 48. Capacidad de corriente del conductor para límite térmico de 60 grados Celsius

Ampacidad en Estado Estable del Conductor Seleccionado

A una temp. Tc = 60 °C, la Ampacidad I (A) es: 342.4339

Ta (°C) 30 Tc (°C) 60

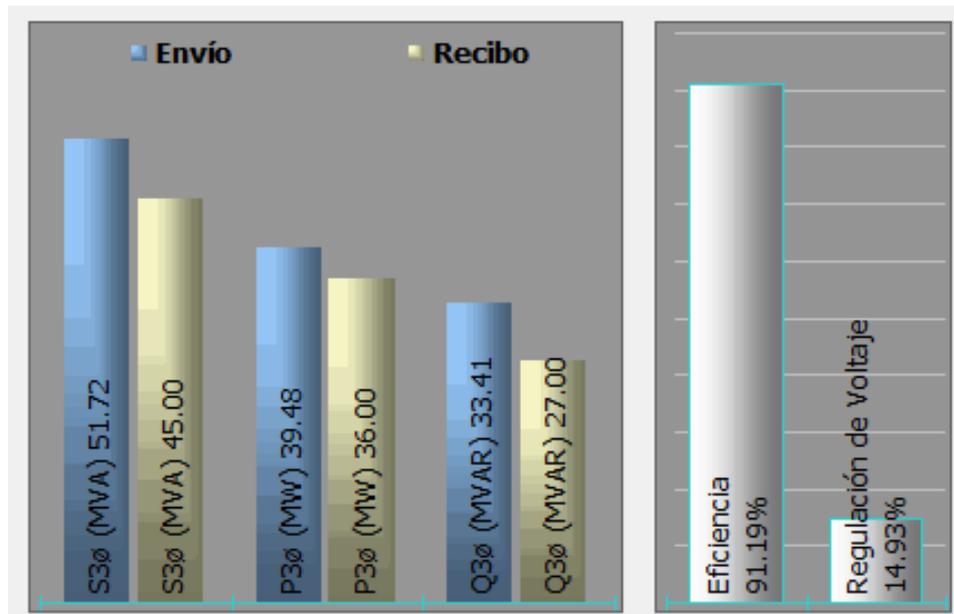
La ampacidad (A) (IEEE Std. 738 - 1993) se calcula para el conductor aéreo desnudo seleccionado operando, en este caso, en su máximo valor de temperatura permisible Tc (°C), bajo unas condiciones climatológicas dadas y suponiendo que se encuentra en equilibrio térmico (estado estable).

Se verificará que la corriente que toma el conductor seleccionado sea siempre menor que la ampacidad en estado estable calculada.

CORRIENTES	A
Ampacidad	342,4339
De 1 Conductor, I1	376,5328
¿ Es I1 < Ampacidad ?	NO

Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Figura 49. **Comportamiento de la potencia, eficiencia y regulación con el aumento de la potencia demandada**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Se puede notar cómo se supuso al principio que la regulación de voltaje es peor y la corriente transportada no cumple con el límite térmico anterior que era de 60 °C.

Las soluciones que se propondrán y que en la práctica son las más usadas son las siguientes:

- Mejorar el factor de potencia de la carga, llevando éste a un 0,95 en atraso por medio de un banco de capacitores, mejorando así la regulación de voltaje.
- Aumentar el rango térmico de la línea para que transporte más corriente.

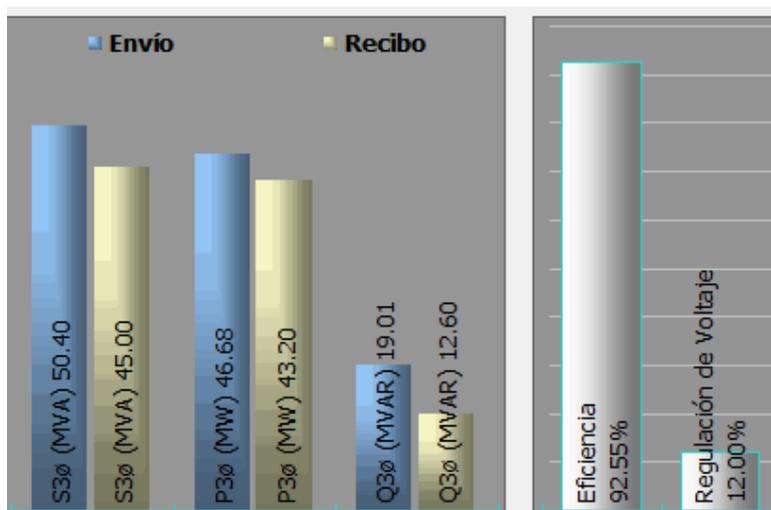
- Introduciendo la mejora del factor de potencia (este puede realizarse poniendo un banco de capacitores cerca de la carga) en la herramienta se tiene:

Figura 50. **Cambio del factor de potencia de la nueva carga**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

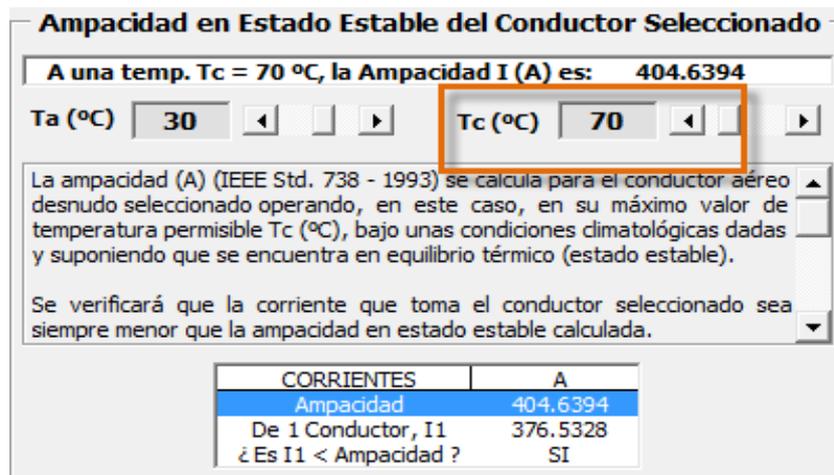
Figura 51. **Mejora de eficiencia y regulación de voltaje al aumentar el factor de potencia de la carga**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Se puede notar que al introducir un banco de capacitores, la regulación de voltaje cumple con el primer requisito planteado. A continuación se debe aumentar el límite térmico con el que trabaja la línea debido a que actualmente supera los 60 °C originales. Usando Dilate se propondrá un nuevo límite térmico capaz de transportar la corriente que fluye por la línea.

Figura 52. **Análisis de nuevo límite térmico con el aumento de la potencia transportada**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Se puede notar en la figura 52 que se aumentó el rango térmico de funcionamiento de la línea a 70 °C, con éste la línea podrá transportar suficiente corriente para satisfacer las nuevas demandas de potencia, se debe hacer notar que el conductor al calentarse en mayor grado también se dilatará, haciendo mayor la flecha, teniendo que usar vanos más cortos, lo cual repercute en un mayor número de postes y mayores costos, se tendrá que hacer un análisis para buscar el equilibrio entre costos y energía transportar, lo cual excede los objetivos de este trabajo de graduación.

5.5.2. Ejemplo de diseño mecánico

Para la línea de transmisión del ejemplo anterior, se enfocará en este caso en el diseño mecánico. Suponiendo una tensión de trabajo diario del 20 % de la tensión de ruptura, una temperatura mínima en la región de 3 °C y la temperatura coincidente de 6 °C. Realice los cálculos que se presentan a continuación.

1. Haga el análisis para las 3 zonas de carga de viento en Guatemala, mostrando cómo afecta las distintas velocidades del viento, la tensión mecánica de los cables haga los análisis para múltiple vanos, ¿cómo se comporta el conductor respecto a temperatura?
2. Para una región que presenta vientos como los de la zona 3 del país y con una temperatura mínima de 10,4 °C y de coincidencia de 15 °C, encuentre los valores límites de la tensión mecánica, así como la flecha mínima y máxima durante su vida útil en esta región, para diferentes longitudes de vanos, sabiendo que el límite térmico de la línea es de 60 °C y la tensión de cada día será de 18 % de la tensión de ruptura.

Solución: seleccionando el tipo de cable conductor en la subventana datos de cable, las características a resaltar son la tensión de ruptura y el peso del cable del diseño.

Figura 53. Ventana de ingreso de datos para el diseño mecánico

Meteorológicas		Hipótesis para el Conductor Eléctrico	
Vmáx. Viento (kph):	80	Porcentaje de TR, PorcTR (%)	20
T. Mínima (°C):	3	Tensión EDS (kg) = PorcTR * TR	1025,2
T. Coincidente (°C):	6	1) La Hipótesis 1 determina la Tensión EDS (Every Day Stress) 2) Los subíndices 1 y 2 corresponden a los estados inicial y final. 3) t: temperatura en (°C), p: peso en (kg/m), T: tensión en (kg). 4) A continuación se establecen las demás hipótesis de cálculo mecánico para el conductor eléctrico, que serán evaluadas en la sección "Evaluación de las Hipótesis para el Conductor", donde podrá seleccionar un Vano Regulador apropiado (para este vano aparece calculado T2):	
T. Promedio (°C):			

Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

5.5.2.1. Análisis del efecto del viento sobre el vano

A continuación se presenta el análisis de las tensiones sobre el conductor de línea, para vanos ascendentes en 50, así como se ven afectados en las tres regiones de vientos existentes en Guatemala.

Tabla XXI. Tensionado debido al efecto del viento

Vano (metros)	Tensiones kg		
	zona 1 (80km/h)	zona 2 (100km/h)	zona 3 (120 km/h)
50,00	1 325,41	1 598,00	1 622,15
100,00	1 326,67	1 603,43	1 682,32
150,00	1 328,13	1 609,76	1 749,89
200,00	1 329,85	1 615,74	1 811,35
250,00	1 331,88	1 620,77	1 862,98
300,00	1 334,30	1 624,79	1 904,98
350,00	1 337,21	1 627,93	1 938,76
400,00	1 340,75	1 630,37	1 965,88
450,00	1 345,11	1 632,28	1 987,72
500,00	1 350,55	1 633,79	2 005,42
550,00	1 357,44	1 634,99	2 019,87
600,00	1 366,27	1 635,96	2 031,76

Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados: para un mismo tamaño de vano y para diferentes condiciones de viento, la tensión mecánica aumentan cuando el viento sobre este es mayor, por su parte para vanos más grandes se aprecia que la tensión mecánica sobre los conductores también aumenta.

Creando una tabla de temperatura desde la subventana tabla de tensionado del conductor:

Tabla XXII. **Tensionado en cable vs temperatura**

Temperatura °C	Tensión kg	Temperatura °C	Tensión kg
2,50	1 195,38	27,50	1 038,41
5,00	1 177,38	30,00	1 025,20
7,50	1 159,94	32,50	1 012,38
10,00	1 143,05	35,00	999,93
12,50	1 126,67	37,50	987,84
15,00	1 110,81	40,00	976,09
17,50	1 095,42	42,50	964,68
20,00	1 080,51	45,00	953,59
22,50	1 066,05	47,50	942,80
25,00	1 052,02	50,00	932,31

Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados: se puede hacer notar que cuando mayor es la temperatura menor es la tensión en el cable, esto es debido a la dilatación que sufre los materiales al aumentar su temperatura.

5.5.2.2. Hipótesis para el diseño mecánico

Se encontrarán las magnitudes de flecha y tensión que cumplan las 4 hipótesis para el diseño mecánico, se mostrará ésta para distintos vanos.

Figura 54. Datos para la hipótesis de diseño mecánico

Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Tabla XXIII. Flecha y tensión para diferentes vanos

Longitud del vano (m)	Flecha min (m)	Flecha max (m)	Tensión max (m)
50	0,14	0,52	1 165,75
75	0,33	0,92	1 232,39
100	0,60	1,40	1 299,54
120	0,88	1,83	1 350,22
140	1,23	2,32	1 397,14
175	1,97	3,29	1 469,66
200	2,63	4,07	1 514,34
225	3,38	4,94	1 553,68
250	4,24	5,89	1 588,26
300	6,24	8,04	1 645,43
325	7,38	9,25	1 669,01

Fuente: elaboración propia.

Análisis de resultados: de la tabla XXIII se pueden apreciar los límites de flecha mínima y máxima que tendrá una línea de transmisión, durante su vida útil a las condiciones de temperatura de la región, su importancia reside en conocer si para condiciones de flecha máxima y tensión máxima, la línea aun cumple con los requisitos de distancias mínimas de seguridad y de las tensiones mecánicas, la cual asegure su correcto diseño mecánico.

5.5.3. Ejemplo del diseño electromecánico completo

Para determinada región del país, se desea construir una línea aérea de transmisión para satisfacer la demanda creciente de energía; se requiere realizar el diseño electromecánico para el funcionamiento adecuado de ésta, sabiendo que la línea se diseñará a un voltaje de 138 kV, 60 hz, circuito simple y tendrá 18 km de longitud, todo esto para satisfacer una demanda que según estudios previos de planeamiento, indican que la demanda en los próximos 20 años no superarán los 100 MVA de potencia.

Determinar y presentar en el diseño:

- El conductor que satisfaga los requerimientos eléctricos de la línea de transmisión, presentar además los parámetros eléctricos de eficiencia y regulación de voltaje obtenidos en el diseño, los voltajes y corrientes tanto del extremo emisor como receptor de acuerdo a la característica de la carga, así como los parámetros de resistencia, inductancia y capacitancia.
- La tensión mecánica de diseño en el conductor, de tal forma que se garantice una vida útil no inferior a 20 años y verificar el cumplimiento de las diferentes hipótesis de condiciones de operación.

- La tensión del cable guarda con la cual se garantice un apantallamiento efectivo.
- Las tablas de tensionado de los cables.
- Realizar el proceso de distribución de los apoyos a lo largo del perfil longitudinal del terreno, respetando las distancias al terreno y obstáculos.
- En el perfil se deben ubicar los tipos de apoyos ubicados, la catenaria y los obstáculos.
- Presentar un resumen de: los obstáculos definidos sobre el perfil del terreno, la características del primer y último apoyo y de aquellos en los cuales se realicen cambios de ángulo especificando el ángulo de deflexión, su ubicación, y las cargas máximas sobre estos (verticales, transversales y longitudinales) que les son transferidas por los cables.

Los requerimientos específicos del diseño son los siguientes:

- Potencia de transmisión de 100 MVA, para un factor de potencia de 0,9 en atraso.
- Circuito simple.
- Caída de tensión 6 %.
- Eficiencia mínima de diseño 94 %.
- Tipo de zona: industrial.

Descripción del perfil: el perfil longitudinal del terreno comprende aproximadamente 18,2 km de longitud, la altura máxima por donde pasa la línea son 1 192 msnm, en las siguientes tablas se especifican los cambios de dirección que tiene dicha línea a través de su ángulo de deflexión así como la ubicación de diferentes obstáculos.

Tabla XXIV. **Cambios de dirección a través del ángulo de deflexión**

No.	Ubicación (m) a partir de Xi = 0	Ángulo de deflexión	No.	Ubicación (m) a partir de Xi = 0	Ángulo de deflexión
1	x1 = 229,00	11,59 izq	7	x7= 9 390,37	10,55 der
2	x2= 1 037,00	17,29 der	8	x8= 11 085,56	23,84 izq
3	x3= 1 623,13	0,81 der	9	x9 = 14 191,91	22,46 der
4	x4= 1 954,87	6,75 der	10	x10= 17 649,70	38,17 der
5	x5= 4 536,04	41,50 der	11	x11= 17 864,70	15,93 der
6	x6= 7 754,46	2,19 der			

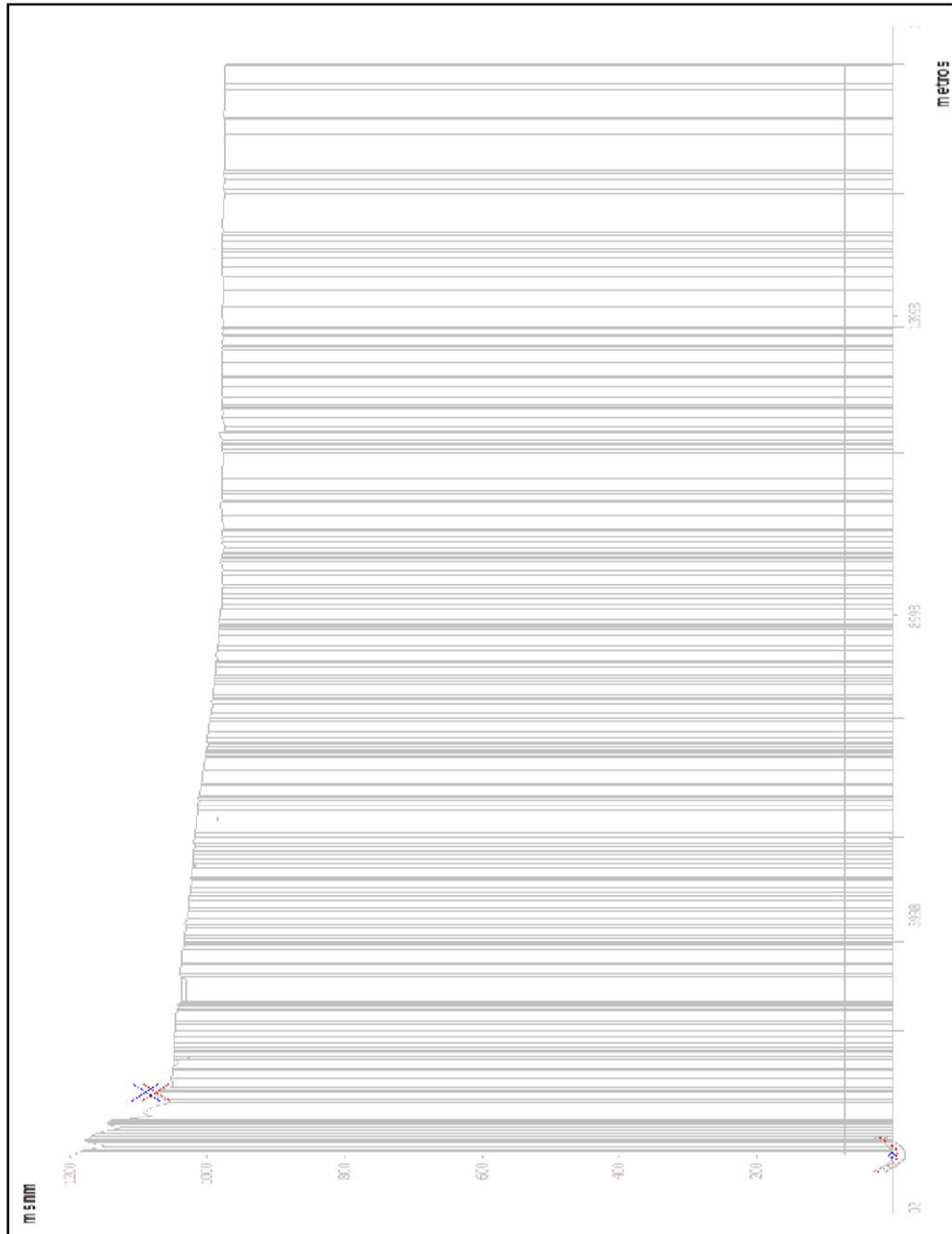
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXV. **Obstáculos presentes en el perfil longitudinal**

No.	Obstáculos y ubicación (m) a partir de Xi = 0 m	No.	Obstáculos y ubicación (m) a partir de Xi = 0 m
1	Línea de energía, x1 = 1 179,04	10	Carretera principal, X10 = 6 173,05
2	Río no navegable, X2= 1 475,04	11	Carretera secundaria, X11 = 6 784,05
3	Río no navegable, X3= 2 543,35	12	Línea de energía, X12 = 7 626,85
4	Línea telefónica, X4= 4 223,41	13	Línea de energía, X13 = 7 940,50
5	Línea telefónica, X5= 4 571,28	14	Línea de energía, X14 = 11 033,57
6	Línea de energía, x6 = 4 619,31	15	Línea de energía, X15 = 15 127,28
7	Río no navegable, X7=4 782,98	16	Línea de energía, X16 = 15 235,40
8	Línea de energía, X8= 5 053,56	17	Línea de energía, X17 = 15 341,72
9	Pantano, x9 = 5 556,59	18	Línea de energía, X18 = 15 377,83

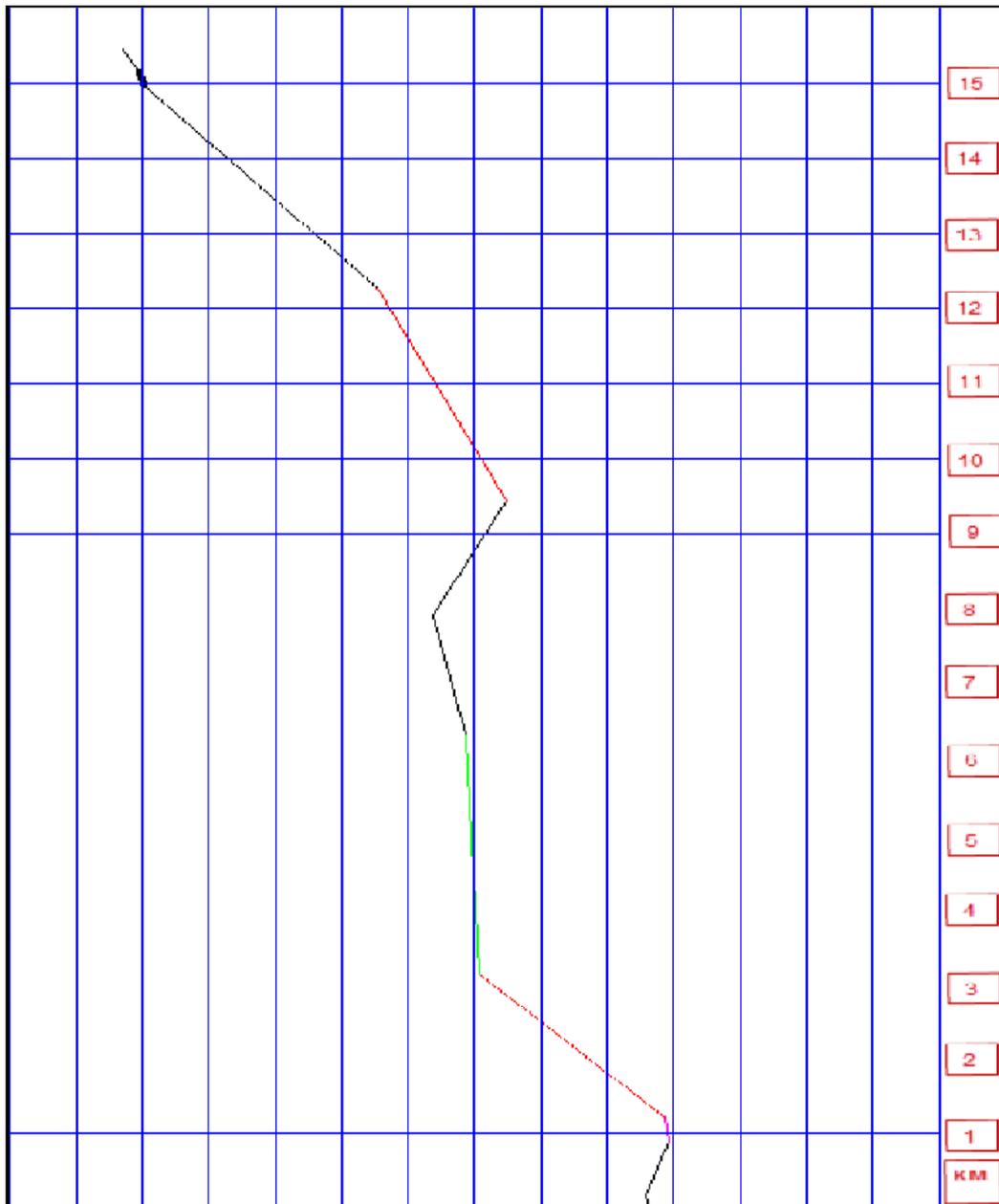
Fuente: elaboración propia.

Figura 55. Perfil longitudinal del terreno



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Figura 56. Vista de planta recorrido por la línea de transmisión



Fuente: elaboración propia.

Condiciones climatológicas del área:

- Temperatura ambiente promedio: 30 °C.
- Temperatura mínima: 10 °C.
- Temperatura máxima: igual a la máxima temperatura permisible del conductor eléctrico.

Características del aislador:

El aislador seleccionado, fue tomado del catálogo de aisladores de transmisión tipo suspensión de la marca Apex (ver anexo 2 características de aisladores).

- Distancia de fuga: 1 245 mm
- Longitud: 940 mm
- Peso: 6,6 kg

Pesos herrajes y accesorios

- Peso de los herrajes de una cadena de aisladores: 9 kg
- Carga de montaje: 80 kg

5.5.3.1. Propuesta de diseño para la línea de 138kV

Existen varios diseños que pueden cumplir con los requerimientos pedidos para la construcción de esta línea de transmisión, el que se presenta a continuación es uno de los tantos. Para realizar este diseño se usará la misma técnica empleada en los dos ejemplos anteriores, hasta lograr cumplir con el óptimo diseño electromecánico; se presenta un resumen con los datos tomados para el diseño.

Tabla XXVI. Resumen de valores tomados para el diseño de la línea

Datos de diseño eléctrico			
1	Longitud de la línea	18,20	km
2	Modelo circuital utilizado	Corta	
3	Voltaje de la línea	138,00	kV
4	Frecuencia de operación	60,00	hz
5	Temperatura mínima de operación del conductor	50,00	°C
6	Número de conductores por fase	1,00	
7	Número de circuitos	1,00	
8	Configuración entre conductores de fase	Triangulo eq.	
9	Potencia aparente trifásica	100,00	MVA
10	Factor de potencia de la carga	0,90	atraso
11	Tipo de conductor	ACSR	
12	Nombre del conductor	Hawk	
13	Separación entre fases	5,00	metros
14	Valor conductancia	0,00	nS/km
15	Temperatura ambiente	30,00	°C
16	Temperatura máxima permisible del conductor	80,00	°C
17	Velocidad del aire para calculo de ampacidad	0,61	m/s
18	Ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor	90,00	grados
19	Elevación del conductor sobre el nivel del mar	1 192,00	metros
20	Grados latitud norte de la línea	90,00	grados
21	Calidad de la atmósfera	Industrial	
22	Hora Local	12 h	

Fuente: elaboración propia.

Los valores resaltados en amarillo son tomados según la Norma IEEE 738.2006, que trata sobre el cálculo de la ampacidad de un conductor y como cambia esta debida al calor (sección 2.6.2 pagina 48).

Tabla XXVII. **Datos para el diseño mecánico**

Diseño mecánico			
1	Tipo de cable guarda seleccionado	SC-AG	
2	Código de identificación de cable guarda	7425SCAC	
3	Tensión de trabajo diario seleccionada (TEDS)	0,21	
4	Temperatura mínima anual en la zona	10,00	°C
5	Temperatura coincidente	10,00	°C
6	Velocidad máxima del viento	100,00	km/h
7	Vano regulador de acuerdo a las hipótesis de cálculo mecánico del conductor eléctrico	300,00	m
8	Nivel aislamiento (zona industrial)	2,20	cm/kV
9	Voltaje máximo del sistema	151,00	kV
10	Distancia de fuga del aislador	365,00	mm
11	Longitud de un solo aislador	146,00	mm
12	Peso de un aislador	5,20	Kg
13	Peso total con los herrajes de la cadena de aisladores	9,00	Kg
14	Peso de los herrajes de sujeción del cable guarda	9,00	Kg
15	Peso o carga para el montaje	80,00	Kg
16	Altura del brazo más bajo del apoyo de suspensión	22,00	m
17	Altura del brazo más bajo del apoyo de retención	18,00	m
18	Distancia o separación mínima real entre fases en un apoyo de retención	4,50	m
19	Distancia o separación mínima real entre fases en un apoyo de suspensión	4,50	m

Fuente: elaboración propia.

5.5.3.2. Propuesta de diseño eléctrico

A continuación se presentan los resultados obtenidos, para el diseño de la línea de transmisión que se está diseñando, cabe mencionar que éste es uno de los muchos diseños que cumplirían con los requerimientos solicitados.

Tabla XXVIII. **Parámetros para el diseño de la línea de 138 kV**

Longitud de la línea, L (km)	18,20
Modelo circuital para la representación de la línea	Corta
Voltaje nominal de la línea, V (kV)	138,00
Frecuencia, f (Hz)	60,00
Tipo de Conductor	ACSR
Código de identificación del conductor	Hawk
Calibre del conductor, Calibre (AWG okcmil)	397,50
Diámetro del conductor terminado, Dcond (mm)	18,88
Radio medio geométrico del conductor, RMG (mm)	7,32
Resistencia DC a T₁=20 °C, rDC_t1 (Ω/km)	0,14
Resistencia AC a T₁=20 °C, rAC_t1 (Ω/km)	0,14
Resistencia DC a T₂=50 °C, rDC_t2 (Ω/km)	0,16
Resistencia AC a T₂=50 °C, rAC_t2 (Ω/km)	0,15
Número de conductores por fase, n	1,00
Separación entre subconductores, s (m)	0,40
Diámetro formado por los subconductores, D (m)	0,00
Número de circuitos en paralelo, C	1,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. **Parámetros de diseño**

Geométricos:		Eléctricos:	
DMG (m)	5,00000	l (mH/km)	1,30531
RMGL (m)	0,00732	c (μF/km)	0,00886
RMGC (m)	0,00944	r (Ω/km)	0,15880
		x (Ω/km)	0,49209
		g (S/km)	0,00000
		b (S/km)	0,00034

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXX. **Parámetros eléctricos de la línea**

	Real	Imaginario	Magnitud	Ángulo (°)
z (Ω/km)	1,59E-01	4,92E-01	5,17E-01	7,21E+01
y (S/km)	0,00E+00	3,34E-06	3,34E-06	9,00E+01
Z _c (Ω)	3,89E+02	-6,11E+01	3,93E+02	-8,94E+00
g (km ⁻¹)	2,04E-04	1,30E-03	1,31E-03	8,11E+01
∅ _c	3,72E-03	2,36E-02	2,39E-02	8,11E+01

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXI. **Parámetros del lado de la carga**

	Real	Imaginario	Magnitud	Ángulo (°)
Voltaje de fase, V_R (kV)	79,6743	0,00	79,67	0,00
Corriente, I_R (A)	376,5328	-182,36	418,36	-25,84
$S_{3\phi}$ (MVA)	100,00			
$P_{3\phi}$ (MW)	90,00			
$Q_{3\phi}$ (MVar)	43,59			
Ángulo del factor de potencia, ϕ_{FP} (°)	25,84			
Factor de potencia en el recibo, FP	0,90			
Tipo de FP? 1: Atraso, 2: Adelanto, 3: En Fase	1,00			

Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Tabla XXXII. **Parámetros ABCD, línea de longitud corta**

	Real	Imaginario	Magnitud	Ángulo (°)
A (Adimensional)	1,00E+00	0,00E+00	1,00E+00	0,00E+00
B (Ω)	2,89E+00	8,96E+00	9,41E+00	7,21E+01
C (S)	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
D (Adimensional)	1,00E+00	0,00E+00	1,00E+00	0,00E+00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIII. Parámetros lado de envío, modelo de línea corta

Parámetros en el envío, modelo de línea corta	Real	Imaginario	Magnitud	Ángulo (°)
Voltaje de fase, V_S (kV)	82,39	2,84	82,44	1,97
Corriente, I_S (A)	376,53	-182,36	418,36	-25,84
Potencia aparente total en el envío, $S_{3\phi}$ (MVA)	103,48	<p>A vertical bar chart with a grey background and horizontal grid lines. The left bar is labeled 'Eficiencia' and has a value of 98,34%. The right bar is labeled 'Regulación de Voltaje' and has a value of 3,48%.</p>		
Potencia activa total en el envío, $P_{3\phi}$ (MW)	91,52			
Potencia reactiva total de la carga, $Q_{3\phi}$ (MVAR)	48,29			
Ángulo del factor de potencia, ϕ_{FP} (°)	27,82			
Factor de potencia en el envío, FP	0,88			
Tipo de FP? 1: Atraso, 2: Adelanto, 3: En Fase	1,00			
Voltaje de plena carga, $ V_{FL} $ (kV)	79,67			
Voltaje sin carga, $ V_{NL} $ (kV)	82,44			
Eficiencia	98,34 %			
Regulación de Voltaje	3,48 %			

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. Condición de corriente máxima por fase

Corriente eléctrica	Amperios
Ampacidad soportada	584,01
Que atraviesa 1 conductor, I_1	418,36
¿Es I_1 < ampacidad ?	SI

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. Efecto de la variación del factor de potencia en la carga

FP carga	$ V_s $	$ V_R $	$ I_s $	$ I_R $	Eficienc.	Regulac.
FP en Atraso (inductivo)	0,10	83,71	79,67	418,37	81,53%	5,06%
	0,20	83,82	79,67	418,37	89,83%	5,21%
	0,30	83,90	79,67	418,37	92,98%	5,30%
	0,40	83,94	79,67	418,37	94,64%	5,35%
	0,50	83,92	79,67	418,37	95,67%	5,33%
	0,60	83,85	79,67	418,37	96,36%	5,24%
	0,70	83,71	79,67	418,37	96,87%	5,06%
	0,80	83,46	79,67	418,37	97,25%	4,75%
	0,90	83,03	79,67	418,37	97,54%	4,21%
Fase	1,00	81,57	79,67	418,37	97,78%	2,38%
FP en Adelanto (capacitivo)	0,10	76,04	79,67	418,37	81,53%	-4,56%
	0,20	76,29	79,67	418,37	89,83%	-4,24%
	0,30	76,59	79,67	418,37	92,98%	-3,88%
	0,40	76,92	79,67	418,37	94,64%	-3,45%
	0,50	77,31	79,67	418,37	95,67%	-2,97%
	0,60	77,76	79,67	418,37	96,36%	-2,40%
	0,70	78,28	79,67	418,37	96,87%	-1,75%
	0,80	78,91	79,67	418,37	97,25%	-0,96%
	0,90	79,73	79,67	418,37	97,54%	0,07%
Fase	1,00	81,57	79,67	418,37	97,78%	2,38%

Voltajes y corrientes están dados en kV y A de fase, la eficiencia y la regulación de voltaje en %, y las potencias 3 ϕ en MVA, MW y MVAR

Fuente: elaboración propia.

5.5.3.3. Propuesta de diseño mecánico

Según estudios para el diseño mecánico eficiente, se presenta el resumen con los valores de diseño tomados, se muestra también el estudio realizado de las hipótesis de comportamiento de los conductores eléctricos y de guarda, así como sus tablas de tensionado. En las siguientes tablas se presenta el informe para el diseño calculado en DILATE.

Tabla XXXVI. **Parámetros para el diseño mecánico para la línea de 138kV**

Característica	Conductor	Cable guarda
Número de cables por fase	1	1
Tipo	ACSR-GA	SC-AC
Código de identificación	Hawk	7425SCAC
Composición del cable (hilos)	18-1	7
Diámetro del cable terminado, D (mm)	18,88	12,80
Sección total del cable, S (mm ²)	212,69	99,30
Peso unitario del cable, p (kg/m)	0,64	0,66
Tensión de ruptura del cable, TR (kg)	4 509,00	10 600,00
Módulo de elasticidad final del cable, E (kg/mm ²)	7 000,00	16 200,00
Coeficiente de dilatación lineal del cable, α (1/°C)	0,20	0,12
Porcentaje para calcular la tensión de diseño, PorcTR (%)	21,00	-
Tensión de trabajo diario, TEDS (kg) = PorcTR * TR	946,89	1 009,10
Peso unitario del viento sobre el cable, pv (kg/m)	0,79	0,53
Peso unitario del cable con efecto de viento, pa (kg/m)	1,02	0,85

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVII. **Condiciones climatológicas y vano**

Velocidad máxima del viento, (kph)	100,0
Temperatura mínima, (°C)	10,00
Temperatura coincidente, (°C)	10,00
Temperatura promedio, (°C)	30,00
Temperatura máxima, (°C)	80,00
Mínimo vano reg que satisface las hip. mecánicas, (m)	250,00
Máximo vano reg que satisface las hip. mecánicas, (m)	1 000,00
Vano regulador seleccionado,	400,00
Flecha máxima del cond. para vano reg,	15,62

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVIII. **Característica principal de la cadena de aisladores, herrajes y apoyos**

Nivel de aislamiento de la línea, (cm/kV)	2,20
Voltaje nominal de la línea, (kV)	138,00
Voltaje máximo de la línea, (kV)	151,00
Distancia de fuga de 1 aislador, (cm)	36,50
Longitud de 1 aislador, (cm)	14,60
Peso de 1 aislador, (kg)	5,20
Número de aisladores,	10,00
Longitud de la cadena de aisladores, (m)	1,46
Peso de los herrajes de 1 cadena, (kg)	9,00
Peso de 1 cadena de aisladores, (kg)	61,00
Peso de los herrajes de sujeción del C. guarda, (kg)	9,00
Peso o carga de montaje, (kg)	80,00
Altura del brazo más bajo del apoyo de retención, (m)	18,00
Altura del brazo más bajo del apoyo de suspensión, (m)	22,00
Altura disponible de la torre de retención, (m)	18,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIX. **Separaciones entre conductores y de estos al apoyo y máximo vano admisible**

Ángulo de oscilación del conductor, (º)	50,97	
Coeficiente de oscilación	0,60	
Distancia mínima del conductor al apoyo, (m)	1,11	
	De retención	De suspensión
Separación mínima calculada entre fases,	3,38	3,49
Separación mínima real entre fases,	5,00	5,00
Flecha máxima admisible	44,30	42,84
Vano máximo admisible entre 2 apoyos, de acuerdo a la separación mínima real entre fases	De retención	De suspensión
	673,55 m.	662,36 m

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. **Tensionado del cable conductor vs temperatura**

Temperatura (ºC)	Tensión (kg)	Temperatura(ºC)	Tensión (kg)
2,50	1 039,07	27,50	954,37
5,00	1 029,69	30,00	946,89
7,50	1 020,53	32,50	939,57
10,00	1 011,59	35,00	932,40
12,50	1 002,85	37,50	925,38
15,00	994,31	40,00	918,50
17,50	985,96	42,50	911,76
20,00	977,80	45,00	905,15
22,50	969,82	47,50	898,67
25,00	962,01	50,00	892,32

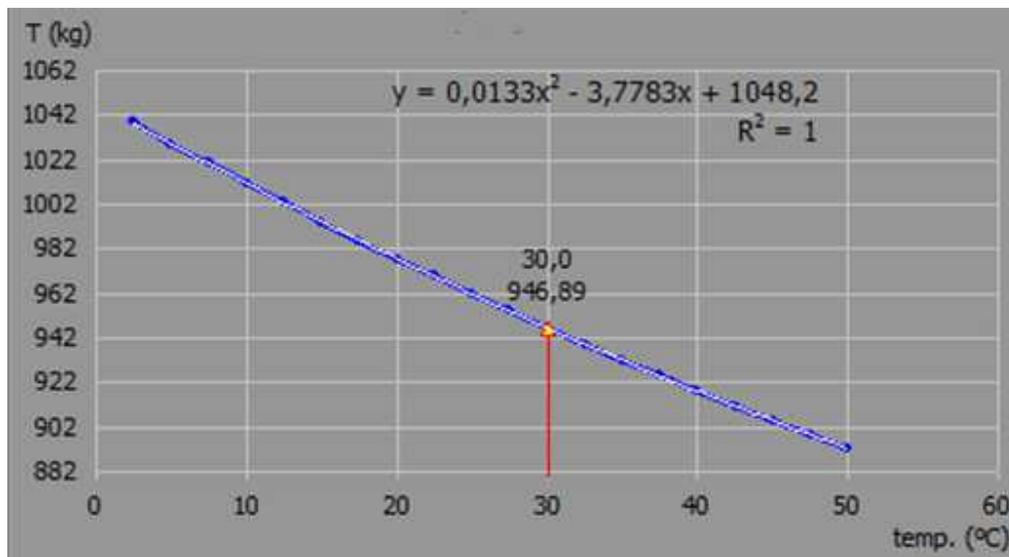
Fuente: elaboración propia.

Tabla XLI. **Hipótesis 1 de tensión de trabajo diario**

Hipótesis 1	Condición de trabajo diario del conductor eléctrico (tensión EDS)
TR (kg)	4 509,00
PorcTR (%)	21,0 %
TEDS (kg)	946,89

Fuente: elaboración propia.

Figura 57. **Tensionado del conductor vs temperatura**



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

Tabla XLII. Hipótesis para el cálculo mecánico en conductor

Hipótesis de cálculo mecánico del conductor eléctrico							
Hipótesis 2	Condición de fluencia del conductor eléctrico			Hipótesis 3	Condición de flecha mínima del conductor eléctrico		
t1 (°C)	30,00	t2 (°C)	12,00	t1 (°C)	30,00	t2 (°C)	10,00
p1 (kg/m)	0,64	p2 (kg/m)	0,64	p1 (kg/m)	0,64	p2 (kg/m)	0,64
T1 (kg)	946,89	T2 (kg)		T1 (kg)	946,89	T2 (kg)	
Se debe verificar T2 < 33 % [TR]				Se debe verificar T2 < 33 % [TR]			
No se considera sobrecarga por viento				No se considera sobrecarga por viento			
Evaluación de la hipótesis 2				Evaluación de la hipótesis 3			
Vano (m)	T2 (kg)	Flecha (m)	%TR	Vano (m)	T2 (kg)	Flecha (m)	%TR
50,00	2 214,13	0,09	49,10	50,00	1 533,90	0,13	34,02
100,00	2 047,72	0,39	45,41	100,00	1 419,44	0,57	31,48
150,00	1 805,99	1,00	40,05	150,00	1 284,42	1,41	28,49
200,00	1 553,58	2,07	34,46	200,00	1 175,94	2,73	26,08
250,00	1 356,33	3,70	30,08	250,00	1 104,49	4,55	24,50
300,00	1 228,31	5,89	27,24	300,00	1 059,63	6,83	23,50
350,00	1 148,91	8,58	25,48	350,00	1 030,84	9,56	22,86
400,00	1 098,25	11,72	24,36	400,00	1 011,59	12,73	22,43
450,00	1 064,41	15,31	23,61	450,00	998,19	16,33	22,14
500,00	1 040,78	19,34	23,08	500,00	988,53	20,37	21,92
550,00	1 023,66	23,81	22,70	550,00	981,35	24,84	21,76
600,00	1 010,86	28,71	22,42	600,00	975,87	29,74	21,64
650,00	1 001,03	34,04	22,20	650,00	971,59	35,08	21,55
700,00	993,32	39,81	22,03	700,00	968,20	40,85	21,47
750,00	987,15	46,02	21,89	750,00	965,46	47,07	21,41
800,00	982,15	52,67	21,78	800,00	963,21	53,71	21,36
850,00	978,02	59,75	21,69	850,00	961,35	60,80	21,32
900,00	974,59	67,28	21,61	900,00	959,79	68,34	21,29
950,00	971,69	75,26	21,55	950,00	958,47	76,31	21,26
1 000,00	969,23	83,68	21,50	1 000,00	957,34	84,74	21,23

Continuación de la tabla XLII.

Hipótesis 4		Condición de carga máxima del conductor eléctrico		Hipótesis 5		Condición de flecha máxima del conductor eléctrico	
t1 (°C)	30,00	t2 (°C)	10,00	t1 (°C)	30,00	t2 (°C)	80,00
p1 (kg/m)	0,64	p2 (kg/m)	1,02	p1 (kg/m)	0,64	p2 (kg/m)	0,64
T1 (kg)	946,89	T2 (kg)		T1 (kg)	946,89	T2 (kg)	
1) Se debe verificar $T2 < 50 \% [TR]$				1) T2 no tiene límite			
2) p2 incluye sobrecarga por viento				2) No se considera sobrecarga por viento			
Evaluación de la hipótesis 4				Evaluación de la hipótesis 5			
Vano (m)	T2 (kg)	Flecha (m)	%TR	Vano (m)	T2 (kg)	Flecha (m)	%TR
50,00	1 572,06	0,20	34,86	50,00	258,26	0,78	5,73
100,00	1 558,38	0,82	34,56	100,00	435,38	1,85	9,66
150,00	1 544,48	1,86	34,25	150,00	560,65	3,23	12,43
200,00	1 533,66	3,33	34,01	200,00	650,27	4,95	14,42
250,00	1 525,97	5,23	33,84	250,00	715,11	7,03	15,86
300,00	1 520,62	7,56	33,72	300,00	762,63	9,50	16,91
350,00	1 516,86	10,32	33,64	350,00	797,99	12,36	17,70
400,00	1 514,16	13,50	33,58	400,00	824,72	15,62	18,29
450,00	1 512,17	17,12	33,54	450,00	845,25	19,30	18,75
500,00	1 510,68	21,17	33,50	500,00	861,25	23,40	19,10
550,00	1 509,53	25,64	33,48	550,00	873,91	27,91	19,38
600,00	1 508,63	30,55	33,46	600,00	884,06	32,85	19,61
650,00	1 507,92	35,90	33,44	650,00	892,30	38,23	19,79
700,00	1 507,34	41,68	33,43	700,00	899,07	44,03	19,94
750,00	1 506,87	47,89	33,42	750,00	904,68	50,26	20,06
800,00	1 506,48	54,54	33,41	800,00	909,39	56,93	20,17
850,00	1 506,16	61,64	33,40	850,00	913,36	64,04	20,26
900,00	1 505,88	69,17	33,40	900,00	916,75	71,60	20,33
950,00	1 505,65	77,15	33,39	950,00	919,66	79,59	20,40
1 000,00	1 505,44	85,58	33,39	1 000,00	922,17	88,03	20,45

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIII. Cálculo del cable de guarda

Hipótesis 1	Condición de trabajo diario del cable de guarda (tensión EDS)			Tabla de tensionado del cable de guarda	
				Temperatura ₂ (°C)	Tensión ₂ (kg)
				2,50	1 069,92
t1 (°C)	10,00	t2 (°C)	30,00	5,00	1 063,98
p1 (kg/m)	0,85	p2 (kg/m)	0,6620	7,50	1 058,13
T1 (kg)	1 315,50	T2 (kg)	1 009,10	10,00	1 052,37
Vano reg (m)	400,00	TR (kg)	10 600,00	12,50	1 046,69
				15,00	1 041,09
1) T2 es la tensión TEDS del cable de guarda				17,50	1 035,57
				20,00	1 030,12
Datos para elaborar la tabla de tensionado				22,50	1 024,76
				25,00	1 019,47
t1 (°C)	30,00	t2 (°C)	30,00	27,50	1 014,25
p1 (kg/m)	0,66	p2 (kg/m)	0,66	30,00	1 009,10
T1 (kg)	1 009,10	T2 (kg)	1 009,10	32,50	1 004,02
Vano reg (m)	400,00	Δt2 (°C)	2,50	35,00	999,01
				37,50	994,07
1) La tabla de tensionado del cable de guarda se construye para el vano regulador seleccionado				40,00	989,19
				42,50	984,38
2) No se considera sobrecarga por viento				45,00	979,63
				47,50	974,95
				50,00	970,32

Continuación de la tabla XLIII.

Hipótesis 3				Hipótesis 4			
Condición de flecha mínima del cable de guarda				Condición de carga máxima del cable de guarda			
vano regulador $Thg = Tcond * phg / pcond$				vano regulador $Thg = Tcond * phg / pcond$			
phg (kg/m)	0,66	pcond (kg/m)	0,64	phg (kg/m)	0,85	pcond (kg/m)	1,02
Tcond (kg)	1 011,59	Thg (kg)	1 041,64	Tcond (kg)	1 514,16	Thg (kg)	1 264,91
		%[TR]	9,83			%[TRh]	11,93
1) Se debe verificar $Thg < 33 \% [TRhg]$				1) Se debe verificar $Thg < 50 \% [TRhg]$			
2) No se considera sobrecarga por viento				2) Los pesos incluyen sobrecarga por viento			
Tensión Thg de flecha mínima referida a condición de carga máxima del cable de guarda				Elección de la tensión más crítica que garantiza apantallamiento efectivo			
t1 (°C)	10,00	t2 (°C)	10,00	Comparando el valor Thg de carga máxima, con el valor Thg de flecha mínima referida a carga máxima (T2), la tensión más crítica es:			
p1 (kg/m)	0,66	p2 (kg/m)	0,85				
T1 (kg)	1 041,64	T2 (kg)	1 315,50				
areg (m)	500,00	%[TRhg]	12,41	Incremento	0,0 %	Tcrítica kg	1 315,50
Hipótesis 2				Hipótesis 5			
Condición de fluencia del cable de guarda				Condición de flecha máxima del cable de guarda			
t1 (°C)	10,00	t2 (°C)	-12,00	t1 (°C)	10,00	t2 (°C)	80,00
p1 (kg/m)	0,85	p2 (kg/m)	0,66	p1 (kg/m)	0,85	p2 (kg/m)	0,66
T1 (kg)	1 315,50	T2 (kg)	1 106,17	T1 (kg)	1 315,50	T2 (kg)	919,14
vanoreg (m)	400	%[TRhg]	10,44	vanoreg (m)	400	%[TRhg]	8,67
1) Se debe verificar $T2 < 33 \%$				1) T2 no tiene límite			
2) Sin sobrecarga por viento				2) Sin sobrecarga por viento			

Fuente: elaboración propia.

5.5.3.4. Propuesta para la distribución de las estructuras

Se tomarán en cuenta los siguientes criterios para su diseño:

- Las estructuras estarán ubicadas en los puntos más elevados dentro del perfil topográfico.
- Se respeta los espaciamientos verticales mínimos al terreno, considerando obstáculos para el conductor en condiciones climáticas y de cable específicas de la operación de la línea.

Tabla XLIV. **Obstáculos en la región de diseño de la línea de 138 kV**

No.	Obstáculo	HS (m)	Ancho (m)	X1 (m)	Y1 (m)	X2 (m)	Y2 (m)
1	Línea de energía	5,80	0,25	1 179,29	1 079,55	1 179,54	1 079,55
2	Río no navegable	6,70	108,45	1 475,04	1 047,58	1 583,49	1 047,58
3	Río no navegable	6,70	422,65	2 543,36	1 037,73	2 966,01	1 037,73
4	Línea telefónica	5,70	0,25	4 223,41	1 034,80	4 223,66	1 034,80
5	Línea telefónica	5,70	0,25	4 571,29	1 030,86	4 571,54	1 030,86
6	Línea de energía	5,70	0,25	4 619,32	1 030,05	4 619,57	1 030,05
7	Río no navegable	6,70	59,17	4 783,00	1 021,17	4 842,16	1 021,17
8	Línea de energía	5,70	0,25	5 053,57	1 030,06	5 053,82	1 030,06
9	Pantano	6,70	79,12	5 556,59	1 015,30	5 635,71	1 015,86
10	Carretera principal	8,80	9,40	6 173,06	1 009,67	6 182,46	1 009,67
11	Carretera secundaria	8,20	11,54	6 784,05	1 001,41	6 795,59	1 001,59
12	Línea de energía	5,70	0,25	7 626,85	1 000,89	7 627,10	1 000,89
13	Línea de energía	5,70	0,25	7 940,59	997,06	7 940,84	997,06
14	Línea de energía	5,70	0,25	11 033,58	1 013,46	11 033,83	1 013,46
15	Línea de energía	5,70	0,25	15 127,29	989,75	15 127,54	989,75
16	Línea de energía	5,70	0,25	15 235,41	987,26	15 235,66	987,26
17	Línea de energía	5,70	0,25	15 341,73	987,98	15 341,98	987,98
18	Línea de energía	5,70	0,25	15 377,83	986,87	15 378,08	986,87

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLV. Característica de los apoyos usados para el diseño de la línea

No.	Apoyo de	H disponible	Extensión	H fijación	Ángulo deflexión	Xsuelo	Ysuelo
		(m)	(m)	(m)	(°)	(m)	(m)
1	Retención	18,00	0,00	18,00	0,00	0,01	1 192,00
2	Retención	18,00	5,90	23,90	-11,60	228,01	1 177,20
3	Suspensión	20,54	8,00	28,54	0,00	504,01	1 144,49
4	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	912,01	1 089,64
5	Retención	18,00	2,80	20,80	17,00	1 036,01	1 074,84
6	Suspensión	20,54	9,10	29,64	0,00	1 412,01	1 051,88
7	Retención	18,00	2,60	20,60	-0,80	1 624,01	1 049,33
8	Retención	18,00	5,90	23,90	-6,70	1 956,01	1 047,59
9	Suspensión	20,54	7,80	28,34	0,00	2 276,01	1 046,15
10	Suspensión	20,54	2,70	23,24	0,00	2 524,01	1 041,18
11	Suspensión	20,54	10,00	30,54	0,00	2 980,01	1 039,60
12	Suspensión	20,54	6,60	27,14	0,00	3 272,01	1 037,07
13	Suspensión	20,54	5,80	26,34	0,00	3 628,01	1 032,86
14	Suspensión	20,54	7,40	27,94	0,00	3 992,01	1 029,55
15	Suspensión	20,54	4,90	25,44	0,00	4 344,01	1 025,44
16	Retención	18,00	4,50	22,50	-41,50	4 536,01	1 022,39
17	Suspensión	20,54	0,10	20,64	0,00	4 760,01	1 022,15
18	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	4 988,01	1 020,47
19	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	5 244,01	1 018,87
20	Suspensión	20,54	3,40	23,94	0,00	5 520,01	1 015,90
21	Suspensión	20,54	4,10	24,64	0,00	5 812,01	1 013,83
22	Suspensión	20,54	4,10	24,64	0,00	6 076,01	1 010,54
23	Suspensión	20,54	4,00	24,54	0,00	6 352,01	1 006,75
24	Suspensión	20,54	3,40	23,94	0,00	6 624,01	1 003,96
25	Suspensión	20,54	3,10	23,64	0,00	6 896,01	1 000,86
26	Suspensión	20,54	2,00	22,54	0,00	7 184,01	997,46
27	Suspensión	20,54	2,80	23,34	0,00	7 460,01	993,64
28	Retención	18,00	0,00	18,00	-2,20	7 756,01	991,58

Continuación de la tabla XLV.

29	Suspensión	20,54	2,50	23,04	0,00	8 012,01	988,94
30	Suspensión	20,54	5,30	25,84	0,00	8 288,01	986,57
31	Suspensión	20,54	3,50	24,04	0,00	8 588,01	983,21
32	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	8 896,01	982,38
33	Suspensión	20,54	2,60	23,14	0,00	9 172,01	979,35
34	Retención	18,00	2,20	20,20	-10,60	9 392,01	978,51
35	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	9 640,01	978,17
36	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	9 896,01	979,77
37	Suspensión	20,54	1,10	21,64	0,00	10 180,01	977,34
38	Suspensión	20,54	2,10	22,64	0,00	10 444,01	977,16
39	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	10 716,01	979,26
40	Retención	18,00	8,00	26,00	23,80	11 084,01	978,41
41	Suspensión	20,54	1,90	22,44	0,00	11 392,01	978,60
42	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	11 700,01	977,13
43	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	12 028,01	982,26
44	Suspensión	20,54	0,20	20,74	0,00	12 332,01	978,26
45	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	12 636,01	978,46
46	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	12 940,01	978,46
47	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	13 240,01	977,99
48	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	13 544,01	977,99
49	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	13 836,01	976,62
50	Retención	18,00	2,70	20,70	-22,40	14 192,01	977,02
51	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	14 520,01	977,18
52	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	14 840,01	979,18
53	Suspensión	20,54	1,60	22,14	0,00	15 144,01	978,53
54	Suspensión	20,54	0,10	20,64	0,00	15 352,01	978,08
55	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	15 572,01	977,15
56	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	15 816,01	976,01
57	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	16 068,01	975,61
58	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	16 328,01	976,02
59	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	16 596,01	975,60
60	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	16 876,01	974,72

Continuación de la tabla XLV.

61	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	17 172,01	974,72
62	Suspensión	20,54	0,00	20,54	0,00	17 460,01	975,62
63	Retención	18,00	2,40	20,40	-38,20	17 648,01	974,30
64	Retención	18,00	1,90	19,90	-15,90	17 864,01	974,12
65	Retención	18,00	0,00	18,00	0,00	18 164,01	973,68

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVI. **Vanos entre estructuras**

No.	Entre Apoyos	Vano (m)	No.	Entre Apoyos	Vano (m)
1	[1-2]	228,00	24	[24-25]	272,00
2	[2-3]	276,00	25	[25-26]	288,00
3	[3-4]	408,00	26	[26-27]	276,00
4	[4-5]	124,00	27	[27-28]	296,00
5	[5-6]	376,00	28	[28-29]	256,00
6	[6-7]	212,00	29	[29-30]	276,00
7	[7-8]	332,00	30	[30-31]	300,00
8	[8-9]	320,00	31	[31-32]	308,00
9	[9-10]	248,00	32	[32-33]	276,00
10	[10-11]	456,00	33	[33-34]	220,00
11	[11-12]	292,00	34	[34-35]	248,00
12	[12-13]	356,00	35	[35-36]	256,00
13	[13-14]	364,00	36	[36-37]	284,00
14	[14-15]	352,00	37	[37-38]	264,00
15	[15-16]	192,00	38	[38-39]	272,00
16	[16-17]	224,00	39	[39-40]	368,00
17	[17-18]	228,00	40	[40-41]	308,00
18	[18-19]	256,00	41	[41-42]	308,00
19	[19-20]	276,00	42	[42-43]	328,00
20	[20-21]	292,00	43	[43-44]	304,00
21	[21-22]	264,00	44	[44-45]	304,00
22	[22-23]	276,00	45	[45-46]	304,00
23	[23-24]	272,00	46	[46-47]	300,00

Continuación de la tabla XLVI.

47	[47-48]	304,00	57	[57-58]	260,00
48	[48-49]	292,00	58	[58-59]	268,00
49	[49-50]	356,00	59	[59-60]	280,00
50	[50-51]	328,00	60	[60-61]	296,00
51	[51-52]	320,00	61	[61-62]	288,00
52	[52-53]	304,00	62	[62-63]	188,00
53	[53-54]	208,00	63	[63-64]	216,00
54	[54-55]	220,00	64	[64-65]	300,00
55	[55-56]	244,00			
56	[56-57]	252,00			

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVII. **Carga mecánica vertical, transversal y longitudinal transferida a los apoyos por (1) conductores, (2) cable guarda**

No.	Tipo apoyo	Carga Vertical 1	Carga Trans. 1	Carga Long. 1	Carga Vertical 2	Carga Trans. 2	Carga Long. 2
1	Retención	369,42	90,40	1514,16	228,86	61,29	1 315,50
2	Retención	479,92	504,83	-1,92	372,13	400,66	-1,30
3	Suspensión	557,50	271,19	0,00	436,94	183,86	0,00
4	Suspensión	365,58	210,93	0,00	276,61	143,00	0,00
5	Retención	292,08	643,68	-14,77	215,21	521,81	-10,01
6	Suspensión	463,58	233,13	0,00	358,48	158,05	0,00
7	Retención	341,08	236,82	-0,33	256,15	164,59	-0,23
8	Retención	467,67	435,02	0,28	361,89	328,70	0,19
9	Suspensión	496,25	225,20	0,00	385,77	152,68	0,00
10	Suspensión	430,92	279,12	0,00	331,19	189,24	0,00
11	Suspensión	565,67	296,57	0,00	443,76	201,06	0,00
12	Suspensión	463,58	256,92	0,00	358,48	174,18	0,00
13	Suspensión	496,25	285,47	0,00	385,77	193,54	0,00
14	Suspensión	524,83	283,88	0,00	409,65	192,46	0,00
15	Suspensión	435,00	215,69	0,00	334,60	146,23	0,00

Continuación de la tabla XLVII.

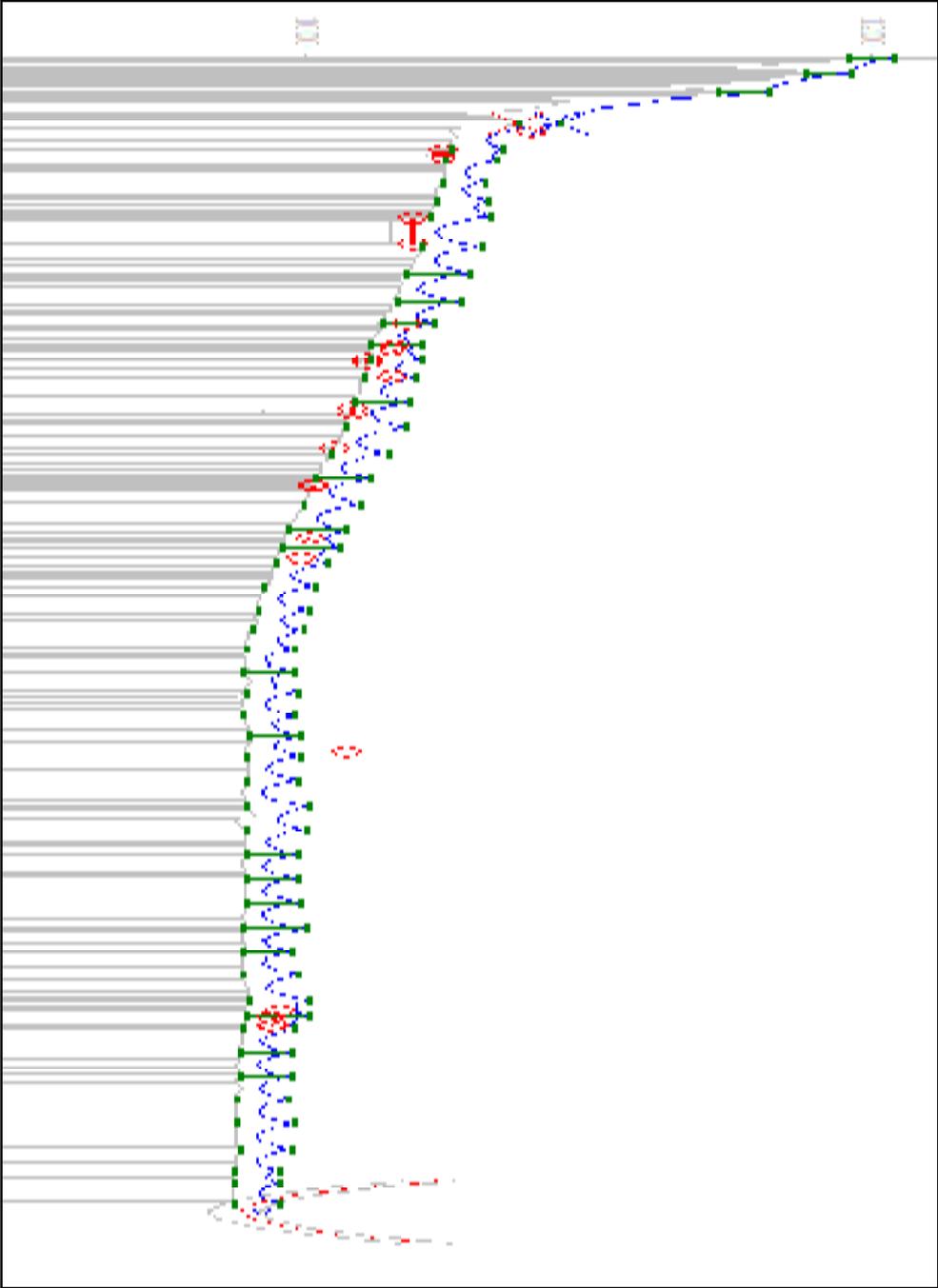
16	Retención	324,75	1 227,14	-4,50	242,50	1 036,71	-3,05
17	Suspensión	369,67	179,21	0,00	280,03	121,50	0,00
18	Suspensión	386,00	191,90	0,00	293,67	130,10	0,00
19	Suspensión	402,33	210,93	0,00	307,32	143,00	0,00
20	Suspensión	439,08	225,20	0,00	338,02	152,68	0,00
21	Suspensión	435,00	220,44	0,00	334,60	149,45	0,00
22	Suspensión	418,67	214,10	0,00	320,96	145,15	0,00
23	Suspensión	418,67	217,27	0,00	320,96	147,30	0,00
24	Suspensión	418,67	215,69	0,00	320,96	146,23	0,00
25	Suspensión	430,92	222,03	0,00	331,19	150,53	0,00
26	Suspensión	422,75	223,61	0,00	324,37	151,60	0,00
27	Suspensión	451,33	226,79	0,00	348,25	153,75	0,00
28	Retención	377,83	276,95	0,30	286,85	198,86	0,21
29	Suspensión	422,75	210,93	0,00	324,37	143,00	0,00
30	Suspensión	459,5	228,37	0,00	355,07	154,83	0,00
31	Suspensión	447,25	241,06	0,00	344,84	163,43	0,00
32	Suspensión	422,75	231,54	0,00	324,37	156,98	0,00
33	Suspensión	414,58	196,65	0,00	317,55	133,32	0,00
34	Retención	357,42	464,49	-1,03	269,79	368,29	-0,70
35	Suspensión	390,08	199,83	0,00	297,08	135,48	0,00
36	Suspensión	430,92	214,10	0,00	331,19	145,15	0,00
37	Suspensión	410,50	217,27	0,00	314,14	147,30	0,00
38	Suspensión	418,67	212,51	0,00	320,96	144,08	0,00
39	Suspensión	451,33	253,75	0,00	348,25	172,03	0,00
40	Retención	516,67	886,71	4,91	402,83	720,33	3,33
41	Suspensión	455,42	244,23	0,00	351,66	165,58	0,00
42	Suspensión	430,92	252,16	0,00	331,19	170,96	0,00
43	Suspensión	500,33	250,58	0,00	389,18	169,88	0,00
44	Suspensión	435,00	241,06	0,00	334,60	163,43	0,00
45	Suspensión	451,33	241,06	0,00	348,25	163,43	0,00
46	Suspensión	451,33	239,47	0,00	348,25	162,36	0,00
47	Suspensión	447,25	239,47	0,00	344,84	162,36	0,00
48	Suspensión	451,33	236,30	0,00	348,25	160,20	0,00

Continuación de la tabla XLVII.

49	Suspensión	463,58	256,92	0,00	358,48	174,18	0,00
50	Retención	492,17	854,23	2,16	382,36	691,39	1,46
51	Suspensión	463,58	256,92	0,00	358,48	174,18	0,00
52	Suspensión	463,58	247,40	0,00	358,48	167,73	0,00
53	Suspensión	418,67	203,00	0,00	320,96	137,63	0,00
54	Suspensión	353,33	169,69	0,00	266,38	115,05	0,00
55	Suspensión	377,83	183,97	0,00	286,85	124,72	0,00
56	Suspensión	390,08	196,65	0,00	297,08	133,32	0,00
57	Suspensión	398,25	203,00	0,00	303,90	137,63	0,00
58	Suspensión	414,58	209,34	0,00	317,55	141,93	0,00
59	Suspensión	422,75	217,27	0,00	324,37	147,3	0,00
60	Suspensión	430,92	228,37	0,00	331,19	154,83	0,00
61	Suspensión	435,00	231,54	0,00	334,60	156,98	0,00
62	Suspensión	398,25	188,72	0,00	303,9	127,95	0,00
63	Retención	341,08	1 142,28	-3,63	256,15	963,53	-2,46
64	Retención	410,50	621,46	-4,61	314,14	501,26	-3,12
65	Retención	344,92	118,94	-1 514,16	208,39	80,64	-1 315,50

Fuente: elaboración propia.

Figura 58. Distribución de apoyos en perfil topográfico



Fuente: elaboración propia, con programa Dilate 1,0b.

5.6. Comparación de resultados herramienta vs forma tradicional

Se presenta a continuación en análisis de las cargas soportadas por la línea de transmisión de forma tradicional, así como, con el uso de la herramienta de cómputo; se puede notar que aunque pequeñas las diferencias son importantes para un correcto diseño.

Tabla XLVIII. **Tabla comparativa entre cálculo de las cargas en estructuras de la forma tradicional vs uso de la herramienta**

No. de apoyo	Método tradicional			Herramienta Dilate		
	Carga vertical	Carga trans.	Carga long.	Carga vertical	Carga trans.	Carga long.
1	358,33	91,30	1 498,86	369,42	90,40	1 514,16
2	489,51	500,66	-1,92	479,92	504,83	-1,92
3	541,20	272,45	0,05	557,50	271,19	0,00
4	360,36	209,63	0,02	365,58	210,93	0,00
5	295,40	640,78	-14,63	292,08	643,68	-14,77
6	461,25	232,14	0,10	463,58	233,13	0,00
7	342,58	234,41	-0,41	341,08	236,82	-0,33
8	466,12	436,96	0,31	467,67	435,02	0,28
9	499,36	229,70	0,05	496,25	225,20	0,00
10	430,02	439,53	0,08	430,92	279,12	0,00
11	563,58	575,36	0,04	565,67	296,57	0,00
12	461,02	469,69	0,03	463,58	256,92	0,00
13	494,41	501,14	0,06	496,25	285,47	0,00
14	525,16	515,36	0,09	524,83	283,88	0,00
15	437,89	442,96	0,01	435,00	215,69	0,00
16	320,75	1 227,14	-4,50	324,75	1 227,14	-4,50
17	372,14	179,21	0,01	369,67	179,21	0,00
18	383,40	216,43	0,00	386,00	191,90	0,00

Continuación de la tabla XLVIII.

19	409,15	234,02	0,20	402,33	210,93	0,00
20	432,14	220,16	0,07	439,08	225,20	0,00
21	430,55	224,73	0,03	435,00	220,44	0,00
22	432,23	213,43	0,03	418,67	214,10	0,00
23	414,23	209,27	0,01	418,67	217,27	0,00

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. DILATE es un software que permite agilizar los procesos de aprendizaje en el diseño de una línea área de transmisión de energía, facilitando a estudiantes o interesados la comprensión como afecta cada variable a los parámetros finales de la línea.
2. Para el cálculo mecánico de una línea DILATE hace uso de 5 hipótesis que se deben cumplir para un correcto diseño, restringiendo los vanos dentro del rango que cumplen con todos estos a la vez, éste supera el método manual ya que éste da la posibilidad de realizar las iteraciones de manera automática en un tiempo mucho menor.
3. Para el estudio de la transmisión de energía, DILATE puede simular varios tipos de escenarios, como lo son cambios en el tipo de carga y el aumento de la potencia demandada, se podrá visualizar como afecta la regulación de voltaje y la eficiencia de la línea y así tomar acciones correctivas para llevar éstas a un nivel aceptable.
4. La aplicación presentada en este trabajo de graduación no toma en cuenta para el diseño aspectos económicos, líneas en transposición de fases, efecto corona, o cálculo de esfuerzos en la cadena de aisladores, siendo éstas las limitantes de la herramienta; que al ser gratuita y tener un enfoque académico, supera los requerimientos mínimos para el correcto aprendizaje del diseño de una línea de transmisión por parte del estudiante.

5. La contribución principal de este trabajo de graduación, es presentar la metodología de diseño electromecánico asistido por computadora que sea de fácil acceso y gratuito, con la cual tanto el profesorado como el estudiantado de la carrera de Ingeniería Eléctrica puedan realizar de forma rápida, diseños óptimos de líneas de transmisión de energía.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario orientar al estudiante de Ingeniería Mecánica Eléctrica, hacia el conocimiento de herramientas para la realización de proyectos eléctricos, de este modo podrá aumentar la eficiencia del proyecto, acortando los tiempos de diseño y así poder estar actualizados a lo que el mercado de trabajo exige.
2. Se debe enfocar el diseño de líneas de transmisión como un proceso integral, en donde del diseño eléctrico se desprendan las bases para los cálculos del diseño mecánico, siendo necesario implementar proyectos en el laboratorio del curso correspondiente, que engloben y permitan trabajar en un diseño electromecánico completo.
3. Antes de utilizar la herramienta es de importancia tener claro los conceptos teóricos que modelan a las líneas de transmisión, para que por medio de la modificación de variables del diseño, se pueda mejorar los conocimientos adquiridos en cursos que tratan sobre el tema de diseño de líneas de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

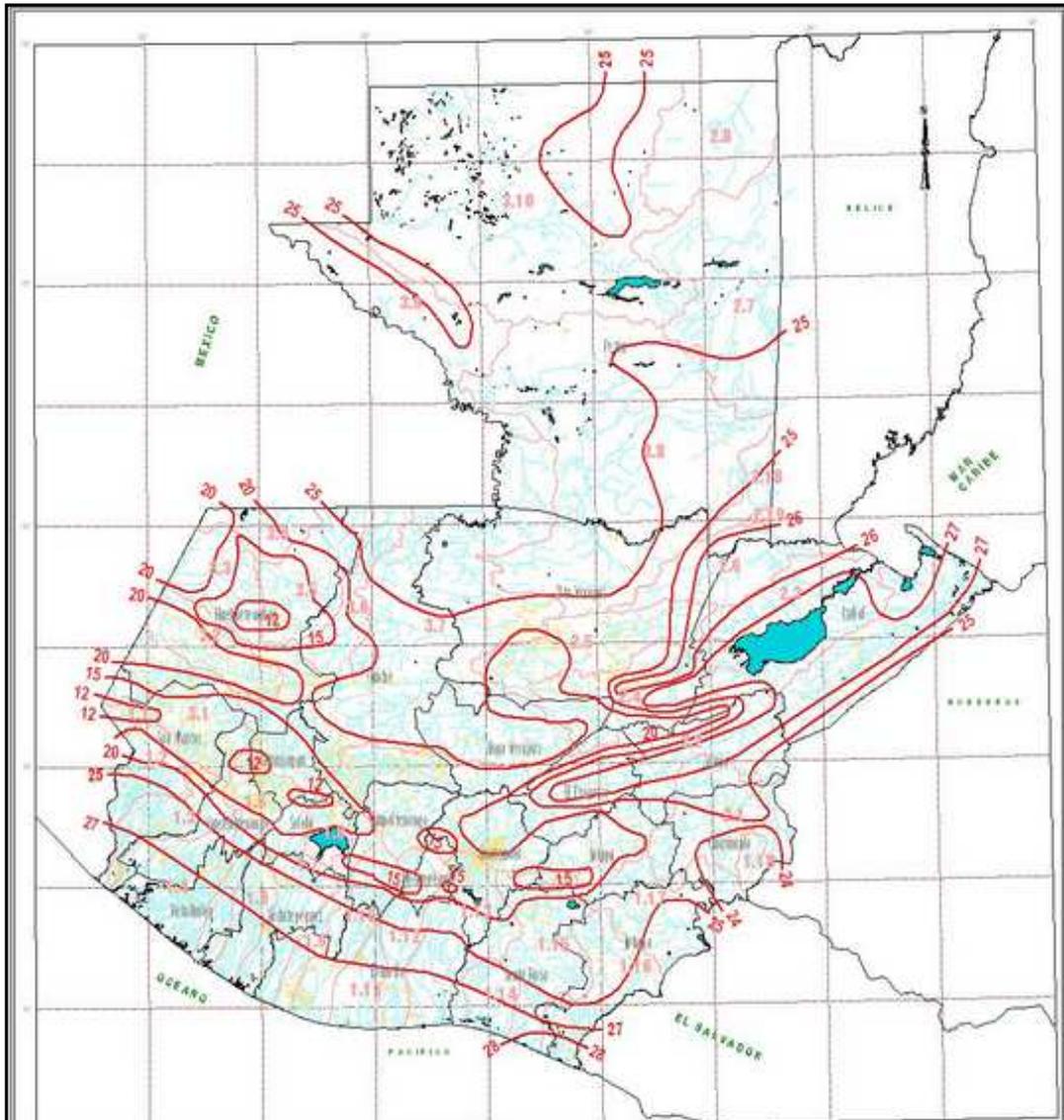
1. BARRETO VILLEDA, Marvin. *Diseño electromecánico de líneas de transmisión en 69 kV: ventajas del empleo de diseño asistido*. Trabajo de graduación de Ing. Mecánica Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2003. 134 p.
2. BECERRA, Cesar. *Dilate, una herramienta de cómputo para el diseño de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica* [en línea]. artículo Revista Chilena de Ingeniería 2007. 9 p. <http://www.dilatesoft.com/#docs>, [Consulta: 5 de febrero de 2010].
3. Comisión Federal de Electricidad. *Coordinación de aislamiento*. México: CFE, 1987. 95 p.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID): Resolución CNEE-44-99, Guatemala: Diario de Centro América, 27 de octubre de 1999, Corregido por fe de erratas Diario de Centro América el 13 de enero de 2000, 49 p.*
5. COTO ALADRO, José. *Análisis de sistemas de energía eléctrica*. 2a ed. Oviedo, España: Servicio de publicaciones Universidad de Oviedo, 2004. 648 p. ISBN: 84-8317-334-4.
6. DUNCAN GLOVER, John. *Sistemas de potencia: análisis y diseño*. 3a ed. México: Thomson Learning, 2004. 648 p. ISBN: 970-686-219.

7. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: Limusa, 2002. 626 p. ISBN: 9789681862220.
8. HAYT, William Henry. *Teoría electromagnética*. 7a ed. Mexico: McGraw-Hill, 2006. 580 p. ISBN: 10:970-10-5620-5.
9. OSPINA MORENO, German. *Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra eléctricas*. Colombia: Editorial Universidad Antioquia, 2007. 189 p. ISBN: 978-958-714-057-6.
10. TORA GALVAN, José Luis. *Transporte de la energía eléctrica: líneas aéreas*. España: Editorial Universidad Pontificia, 1997. 452 p. ISBN: 84-89708-19-3.
11. WILDI, Theodore. *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. 6a ed. México: Pearson Educación, 2006. 960 p. ISBN: 970-26-0814-7.

ANEXOS

Anexo 1

Mapa isotérmico de la temperatura promedio anual en Guatemala



Fuente: www.insivumeh.gob.gt/ATLAS_HIDROMETEOROLOGICO/Atlas_Climatologico/t-med.jpg, consulta: septiembre de 2012.

Anexo 2

Características de aisladores de suspensión

Line Voltage	Catalog No.	Section Length	Dry Arc	Leakage	Electrical Flashover (kV)				Weight
					60 Hz		CIFO		
		in (mm)	in (mm)	in (mm)	Dry	Wet	Pos	Neg	lbs (kgs)
230 Kv	S548077FA01	77 (1956)	62.3 (1582)	136.8 (3475)	607	534	1027	1081	15.5 (7.0)
	S548077FA02			167.8 (4262)					17.7 (8.0)
	S548081FA01	81 (2057)	66.3 (1684)	164.0 (4166)	646	564	1087	1143	17.3 (7.8)
	S548081FA02			206.6 (5248)					20.4 (9.3)
	S548085FA01	85.0 (2159)	70.3 (1786)	164.2 (4171)	684	594	1147	1204	17.2 (7.8)
	S548085FA02			206.7 (5250)					20.3 (9.2)
	S548090FA01	90 (2286)	75.3 (1913)	192.4 (4887)	731	631	1222	1280	19.1 (8.7)
	S548090FA02			238.8 (6066)					22.4 (10.2)
	S548094FA01	94.0 (2388)	79.3 (2014)	192.5 (4890)	769	660	1281	1341	19.0 (8.6)
	S548094FA02			239.0 (6071)					22.3 (10.1)
	S548099FA01	99 (2515)	84.3 (2141)	193.6 (4917)	817	695	1355	1416	19.0 (8.6)
	S548099FA02			240.1 (6099)					22.3 (10.1)
345 kV	S548103FB01	103.0 (2616)	88.3 (2243)	228.6 (5806)	855	723	1414	1476	23.3 (10.6)
	S548103FB02			286.7 (7282)					27.5 (12.5)
	S548107FB01	107.0 (2718)	92.3 (2344)	228.7 (5809)	893	762	1473	1536	23.2 (10.5)
	S548107FB02			286.8 (7285)					27.4 (12.4)
	S548111FB01	111.0 (2819)	96.3 (2246)	286.9 (7287)	931	792	1531	1595	27.3 (12.4)
	S548111FB02			354.1 (8994)					34.3 (15.6)
S548115FB01	115.0	100.3	287.0 (7290)	969	822	1590	1654	27.2 (12.3)	

S5 Series Insulators									
Line Voltage	Catalog No.	Section Length	Dry Arc	Leakage	Electrical Flashover (kV)				Weight
					60 Hz		CIFO		
		in (mm)	in (mm)	in (mm)	Dry	Wet	Pos	Neg	lbs (kgs)
69 115 138 161	S548034FX01	34.0 (864)	22.0 (559)	47.4 (1204)	224	201	389	419	7.3 (3.3)
	S548034FX02			59.0 (1499)					8.1 (3.7)
	S548036FX01	36.0 (914)	24.0 (610)	57.1 (1450)	243	218	422	454	8.0 (3.6)
	S548036FX02			72.6 (1844)					9.1 (4.1)
	S548042FX01	42.0 (1067)	30.0 (762)	78.6 (1996)	300	271	520	557	9.3 (4.2)
	S548042FX02			97.9 (2487)					10.7 (4.9)
	S528049FX01	49.0 (1245)	37.0 (940)	97.2 (2469)	366	330	633	675	10.5 (4.8)
	S528049FX02			120.4 (3058)					12.1 (5.5)
	S528055FX01	55 (1397)	43.0 (1092)	95.5 (2426)	424	380	729	774	10.2 (4.6)
	S528055FX02			114.8 (2916)					11.5 (5.2)
	S528060FX01	60 (1524)	48 (1219)	115 (2944)	471	421	807	855	11.5 (5.2)
	S528060FX02			143.0 (3632)					13.4 (6.1)
	S548064FX01	64 (1626)	52 (1321)	116.1 (2949)	509	453	869	919	11.4 (5.2)
	S548064FX02			143.2 (3637)					13.3 (6.0)
	S548069FX01	69	57	140.4 (3566)	557	492	946	998	13.0 (5.9)

Fuente: Catálogo en línea, aisladores Apex Consulta: enero de 2013.

Anexo 3

Características recomendadas de diseño de una línea de transmisión

Tensión nominal (kV)	Conductores por fase				
	Número de conductores por haz	Área de la sección transversal del aluminio por conductor (ACSR) (kcmil)	Espaciamiento de los haces (cm)	Espacios libres mínimos	
				Fase a fase (m)	Fase a tierra (m)
69	1	—	—	—	—
138	1	300–700	—	4 a 5	—
230	1	400–1000	—	6 a 9	—
345	1	2000–2500	—	6 a 9	7.6 a 11
345	2	800–2200	45.7	6 a 9	7.6 a 11
500	2	2000–2500	45.7	9 a 11	9 a 14
500	3	900–1500	45.7	9 a 11	9 a 14
765	4	900–1300	45.7	13.7	12.2

Tensión nominal (kV)	Hilera de aisladores de suspensión		Hilos de guarda		
	Número de hileras por fase	Número de discos aisladores estándar por hilera de suspensión	Tipo	Número	Diámetro (cm)
69	1	4 a 6	Acero	0, 1 o 2	—
138	1	8 a 11	Acero	0, 1 o 2	—
230	1	12 a 21	Acero o ACSR	1 o 2	1.1 a 1.5
345	1	18 a 21	Alumoweld	2	0.87 a 1.5
345	1 y 2	18 a 21	Alumoweld	2	0.87 a 1.5
500	2 y 4	24 a 27	Alumoweld	2	0.98 a 1.5
500	2 y 4	24 a 27	Alumoweld	2	0.98 a 1.5
765	2 y 4	30 a 35	Alumoweld	2	0.98

Fuente: DUNCAN GLOVER, John. Sistemas de potencia análisis y diseño. p. 148

