



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LÍNEAS
DE TRANSMISIÓN DE 69 KV UTILIZANDO ESTRUCTURAS
COMPACTAS**

EDGAR UBALDO BOJ DE LEÓN

ASESORADO POR: ING. FREDY RONALDO MONROY GODOY

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LINEAS
DE TRANSMISIÓN DE 69 KV UTILIZANDO ESTRUCTURAS
COMPACTAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

EDGAR UBALDO BOJ DE LEÓN

ASESORADO POR: ING. FREDY RONALDO MONROY GODOY

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexánder Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Julio Roberto Urdiales Contreras
EXAMINADOR	Ing. José Luis Herrera Gálvez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV UTILIZANDO ESTRUCTURAS COMPACTAS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 26 de noviembre de 2002. Ref. EIME 183.2002.

Edgar Ubaldo Boj de León

DEDICATORIA

- A DIOS
Por permitirme emprender y culminar este objetivo profesional de mi vida.
- A MIS PADRES
Carlos Gregorio y María Consuelo
Con amor y respeto por su apoyo incondicional, ya que sin ellos no hubiera sido posible este éxito; mis sinceros agradecimientos.
- A MIS HERMANOS
Carlos Alfredo y Emilza Gabriela
Con cariño, ya que de una u otra forma son parte de este éxito.
- A MIS TIOS
Familias Boj Cotí
Con cariño y respeto por hacerme sentir como en mi hogar durante el trayecto de este largo recorrido.
- A MIS ABUELITOS
Víctor Boj (QPD) y Fidelia Xicará
Con amor, por su apoyo y colaboración.
- A MIS AMIGOS
Compañeros de trabajo, compañeros de infancia y juventud.
Con cariño fraternal, por su colaboración y apoyo.

Guatemala, 03 de Septiembre de 2,004.

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Señor Coordinador:

Por este medio informo a usted que he concluido la asesoría al trabajo de tesis titulado: **EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 kV, UTILIZANDO ESTRUCTURAS COMPACTAS**, asignado a el estudiante Edgar Ubaldo Boj de León.

Dejo constancia que los análisis, conclusiones y recomendaciones expuestas en el presente trabajo, son responsabilidad del estudiante y del suscrito.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

Ing. Fredy Ronaldo Monroy Godoy
Colegiado No. 2427.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	IX
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XXI
OBJETIVOS	XXIII
HIPÓTESIS	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. GENERALIDADES	1
1.1 ¿Qué es un sistema de transmisión de energía eléctrica?	1
1.2 Distancias mínimas de seguridad en la construcción de una línea de transmisión	2
1.2.1 Distancia de seguridad vertical sobre el nivel del suelo	2
1.2.2 Distancia de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras	3
1.2.2.1 Distancia horizontal entre conductores	4
1.2.2.2 Distancia vertical entre conductores	4
1.2.3 Distancia de seguridad entre conductores soportados por la misma estructura	5
1.2.3.1 Distancia horizontal entre conductores	5
1.2.3.2 Distancia vertical entre conductores	7
1.3 Características generales del diseño de una línea de transmisión de 69 kV.	8
1.3.1 Selección de la trayectoria	8
1.3.2 Derecho de vía	9
1.3.2.1 Objetivos del derecho de vía	9
1.3.2.2 Requisitos que deben cumplirse, para que el derecho de vía sea funcional	9

1.3.3	Localización de estructuras	10
1.3.4	Condiciones meteorológicas	11
1.4	Sistemas de soporte	14
1.4.1	Tipos de estructuras de soporte	14
1.4.2	Disposición y espaciamiento de los conductores	14
1.4.2.1	Disposición horizontal	14
1.4.2.2	Disposición vertical (compacta)	15
1.5	Fundamentos de diseño de una línea de transmisión de 69 kV compacta	15
1.6	Características generales del tramo de línea en estudio para evaluación económica	17
2.	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	19
2.1	Pérdidas por efecto joule del conductor	19
2.1.1	Conductores metálicos	19
2.1.2	Tipos de conductores	20
2.1.2.1	AAC (All Aluminum Conductor)	20
2.1.2.2	AAAC (All Aluminum Alloy Conductor)	21
2.1.2.3	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	21
2.1.3	Propiedades mecánicas y físicas	22
2.1.4	Ampacidad del conductor	24
2.1.4.1	Resistencia eléctrica del conductor	26
2.1.4.2	Ganancia del calor “ q_s ”	28
2.1.4.3	Transferencia de calor por convección “ q_c ”	29
2.1.4.3.1	Transferencia de calor por convección forzada	30
2.1.4.4	Radiación de calor “ q_r ”	31

2.1.4.5	Temperatura del conductor en estado estable	34
2.1.4.6	Temperatura del conductor en estado transitorio	34
2.1.4.7	Capacidad del calor del conductor	37
2.1.5	Aplicación del método	39
2.1.5.1	Resistencia eléctrica a 75°C	39
2.1.5.2	Ganancia de calor “ q_s ”	39
2.1.5.3	Transferencia de calor por convección “ q_c ”	40
2.1.5.4	Radiación de calor “ q_r ”	41
2.1.5.5	Cálculo de la corriente a una temperatura máxima admisible de 75°C	42
2.1.6	Pérdidas por efecto joule	43
3.	MODELO DEL TRAMO COMPACTO BASE	45
3.1	Fundamento del tramo típico	45
3.2	Coordinación de aislamiento	46
3.2.1	Tipo de aislador	47
3.2.2	Aislamiento equivalente a la cadena de aisladores	48
3.2.2.1	Por corrección a la altura sobre el nivel del mar	49
3.2.2.1.1	Cálculo de la longitud del aislador para condiciones ambientales normalizadas	49
3.2.2.1.2	Cálculo de la longitud del aislador por condiciones a altura media sobre el nivel del mar	51
3.2.2.2	Por nivel de contaminación	52

3.3	Distancias de aislamiento	55
3.3.1	Distancia de fase a tierra	55
3.3.2	Distancia entre conductores (fase a fase)	56
3.3.3	Altura mínima del conductor al suelo	57
3.3.4	Ángulo de blindaje	58
3.4	Criterios de diseño para la selección de las estructuras	58
3.4.1	Fuerzas mecánicas sobre las estructuras	60
3.4.1.1	Fuerzas transversales	61
3.4.1.1.1	Vano de viento	61
3.4.1.1.2	Fuerza debida al viento en los cables	62
3.4.1.1.3	Fuerza debida al viento en el poste	63
3.4.1.1.4	Fuerza debida a la deflexión de la línea	64
3.4.1.2	Fuerzas verticales	65
3.4.1.2.1	Vano de peso	65
3.4.1.3	Fuerzas longitudinales	66
3.4.2	Flecha y tensión mecánica del conductor	66
3.4.2.1	Planteamiento de la ecuación de la flecha	66
3.4.2.1.1	Comprobación entre la catenaria y la parábola	70
3.4.2.2	Tensión mecánica en conductores y cables de guarda	72
3.4.2.2.1	Tensión mecánica de diseño	72
3.4.2.2.2	Cálculo de flechas y tensiones	73
3.4.3	Factores de sobrecarga	75
3.4.4	Cálculo de momentos en poste	76

3.4.4.1	Momento debido al viento en los cables	76
3.4.4.2	Momento debido al viento en el poste	77
3.4.4.3	Momento debido a la deflexión de la línea	78
3.4.4.4	Momento por rotura	79
3.4.4.5	Momento total actuante en el poste	79
3.4.4.6	Momento último resistente del poste	80
3.4.5	Vano de viento calculado por momentos	81
3.4.6	Flecha máxima admisible	83
3.4.7	Vano para flecha máxima admisible	83
3.4.8	Estructuras por kilómetro	84
3.4.9	Resumen	85
4.	PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	87
4.1	Principio del efecto corona	87
4.1.1	Descarga entre dos placas metálicas	87
4.2	Tipos de descarga en líneas de transmisión	90
4.3	Gradiente superficial crítico disruptivo	92
4.4	Influencia del factor de densidad del aire en el gradiente superficial crítico	94
4.5	Influencia de las características de la superficie del conductor en el gradiente superficial crítico	95
4.6	Cálculo de pérdidas, por efecto corona en corriente alterna	96
4.7	Cálculo de pérdidas, por efecto corona en corriente directa	98
4.8	Efectos eléctricos ambientales	99
4.8.1	Efectos de corona y de campos	99
4.8.2	Criterios de evaluación	100
4.8.3	Efectos corona	101
4.8.3.1	Ruido audible	101

4.8.3.2	Ruido producido en radio y televisión	101
4.8.4	Efectos eléctricos	102
4.8.4.1	Campos eléctricos a nivel del terreno	102
4.8.4.2	Campos magnéticos al nivel del terreno	103
4.9	Normas que reglamentan el efecto corona	103

5. ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE ESTRUCTURAS

	CONVENCIONALES VRS ESTRUCTURAS COMPACTAS	105
5.1	Evaluación económica	105
5.1.1	Costos de operación	105
5.1.1.1	Pérdidas por efecto joule	106
5.1.1.2	Pérdidas por efecto corona	106
5.2	Costos de construcción	108
5.2.1	Costo de construcción por kilómetro; estructuras convencionales	109
5.2.2	Costo de construcción por kilómetro; estructuras compactas	111
5.3	Costos por derecho de vía	112
5.3.1	Costo de derecho de vía por kilómetro estructuras convencionales	113
5.3.2	Costo de derecho de vía por kilómetro estructuras compactas	113
5.4	Aplicación al tramo de 9.45 Kms. de la línea Mazatenango La Máquina	114
5.5	Resumen	116

CONCLUSIONES	117
RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFIA	121
APÉNDICE	123
ANEXO	131

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

No.	Título	Página
1	División de las zonas de viento	12
2	División de las zonas de temperatura	13
3	Periodo transitorio de la temperatura del conductor	37
4	Vista en planta de la fuerza ejercida por el viento sobre una línea de transmisión	60
5	Vanos de viento y peso	62
6	Flecha de un conductor sostenido por dos apoyos	67
7	Relación entre la flecha y tensión de un conductor	68
8	Representación de tensiones mecánicas en un cable conductor	70
9	Diagrama vectorial de los momentos actuantes en un poste de concreto	80
10	Placa metálica bajo la acción de una fuente de voltaje variable	88
11	Variación de corriente en una placa metálica en función de una fuente de alimentación variable	89
12	Estructura convencional tipo III Deflexión 0°; vano máximo 200 metros en terreno semiplano	123
13	Estructura convencional tipo IV Deflexión 0° - 90°; vano máximo 225 metros en terreno semiplano	124
14	Estructura compacta tipo SAP Deflexión 0° - 20°; vano máximo 200 metros en terreno plano	125
15	Estructura compacta tipo AAF Deflexión 0° - 90°; vano máximo 155 metros en terreno semiplano	126

16	Diseño electromecánico de 9.45 Kms. de línea en 69 kV., utilizando estructuras compactas en configuración vertical	132
17	Diseño electromecánico de 9.45 Kms. de línea en 69 kV., utilizando estructuras convencionales en configuración horizontal	133

TABLAS

No.	Título	Página
I	Distancia de seguridad vertical de conductores al nivel del suelo	3
II	Distancia vertical entre conductores soportados por diferentes estructuras	5
III	Distancia horizontal entre conductores, soportados por la misma estructura	6
IV	Distancia vertical entre conductores soportados por la misma estructura	7
V	Coefficientes de elongación térmica de conductores metálicos	23
VI	Coefficientes de resistividad térmica de conductores metálicos	24
VII	Características principales de los conductores metálicos	27
VIII	Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire	32
IX	Altitud y azimut en grados, para varias latitudes del sol y declinación de 23°C	33
X	Factores para altitudes de calor sobre el nivel del mar	33
XI	Calor total recibido por una superficie sobre el nivel del mar debido a los rayos del sol	33
XII	Calores específicos de los materiales conductores a 25°C	38
XIII	Ampacidad de los conductores analizados	43
XIV	Pérdidas por efecto joule de los conductores analizados	44
XV	Características de los aisladores tipo poliméricos	48
XVI	Relación entre el nivel de contaminación y el factor de distancia de fuga mínima entre fases	54

XVII	Características mecánicas y dimensionales de postes de concreto	59
XVIII	Porcentaje de error entre el cálculo de la catenaria y la parábola	71
XIX	Flecha del conductor Hawk 477 MCM, a diferentes longitudes de vanos	74
XX	Características mecánicas del cable de guarda	75
XXI	Factores de sobrecarga para estructuras de soporte de conductores	76
XXII	Cálculo de momentos actuantes en un poste de concreto	82
XXIII	Resistencias dieléctricas de diversos materiales	93
XXIV	Tensión crítica compuesta de acuerdo con la configuración de los cables	107
XXV	Costo unitario, estructura tipo III, ángulo 0°, vano de viento máximo 200 metros	109
XXVI	Costo unitario, estructura tipo IV, ángulo 0°, vano de viento máximo 225 metros	110
XXVII	Costo unitario, estructura tipo IV, ángulo máximo 90°, vano de viento máximo 225 metros	110
XXVIII	Costo unitario, estructura tipo SAP, ángulo 0°, vano de viento máximo 200 metros	111
XXIX	Costo unitario, estructura tipo AAF, ángulo máximo 90°, vano de viento máximo 160 metros	112
XXX	Costo de 9.45 kilómetros de línea considerando estructuras convencionales	115
XXXI	Costo de 9.45 kilómetros de línea, considerando estructuras compactas	115
XXXII	Constantes para diferentes configuraciones de electrodos	127

XXXIII	Factor de corrección por densidad de aire y presión barométrica a distintas alturas	128
XXXIV	Vanos y flechas calculados con base en momentos para la estructura tipo SAP a diferentes ángulos	129
XXXV	Vanos y flechas calculados con base en momentos para la estructura tipo AAF a diferentes ángulos	130

GLOSARIO

AAAC	Es el conductor de aleación de aluminio.
AAC	Es el conductor de aluminio.
AAF	Es la designación de estructura compacta de anclaje y ángulo fuerte.
ACSR	Es el conductor de aluminio reforzado con alma de acero.
Aislador	Se aplica a cuerpos, que no permiten el paso de corriente eléctrica.
Altitud del sol	Es la posición en grados del sol a partir del este y medidos en sentido contrario a las agujas del reloj.
ANSI	Son las siglas que identifican a American National Standards Institute.
ASTM	Son las siglas que identifican a American Standard of testing and materials.
Azimut del sol	Es la posición en grados del sol, a partir del Norte y medido en sentido de las agujas del reloj.

Azimut de la línea	Es la posición en grados de un tramo recto de línea, a partir del norte y medido en sentido de las agujas del reloj.
Campo eléctrico	Magnitud vectorial definida como el cociente de la fuerza eléctrica entre la carga.
Catenaria	Curva formada por un cable, cadena o cuerda suspendida de dos puntos, que no están en la misma vertical.
Conductor	Material, generalmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.
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.
Elongación	Es el valor unitario de la deformación sufrida por un material, que está sometido a un determinado esfuerzo.

Energía	Es la capacidad de la materia de efectuar trabajo.
Esfuerzo	Es la fuerza por unidad de área a que se somete un material.
Estructura	Es la unidad principal de soporte, que generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.
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.
IEEE	Son las siglas que identifican al Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Hz	Hertz. Unidad de frecuencia eléctrica.
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 éste no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero.

Límite elástico	Es el esfuerzo más allá del cual el material no recupera totalmente su forma original al ser descargado.
NESC	Son las siglas que identifican el National Electrical Security Code.
NTDROID	Son las normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución.
NTDOST	Son las normas técnicas de diseño y operación de sistemas de transporte.
Parábola	Es la figura geométrica, cuyos puntos son equidistantes de un punto fijo llamado foco y de una recta también fija llamada directriz.
Polímero	Es un compuesto químico natural o sintético, formado por polimerización y que consta esencialmente de unidades estructurales repetidas.
Potencial eléctrico	Es la cantidad de energía eléctrica acumulada en un conductor que se mide en voltios.
Punto de fluencia	Es aquel en el que aparece un considerable alargamiento del material sin el correspondiente aumento de carga.

REA	Son las siglas que indentifican Rural Electrification Administración
Resistividad	Puede definirse como la resistencia de un centímetro cúbico de un material medido entre caras opuestas.
SAP	Es la designación de estructura compacta de suspensión y ángulo pequeño.
Sistema de distribución	Es el conjunto de instalaciones desde 120 voltios, hasta tensiones de 34.5 kV encargadas de entregar energía eléctrica a los usuarios.
Tensión nominal de diseño	Es la tensión eficaz entre fases con que se designa el sistema y a la que están referidas ciertas características de operación del mismo.
Tensión nominal de servicio	Es el valor máximo de tensión entre fases, para el cual está diseñado el equipo con relación a su aislamiento.
Tierra	Es el potencial eléctrico de referencia.
Vano	Es la distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas de una línea de transmisión.

RESUMEN

Debido a que la localización de los centros de generación de electricidad no necesariamente coincide con los centros de consumo, se requiere transportar a éstos la energía generada.

La forma más económica de efectuar la transmisión de la energía es mediante las llamadas líneas aéreas, en las que los conductores se colocan a cierta altura sobre el terreno, soportadas por estructuras especialmente diseñadas para ello.

Los soportes de conductores, denominados torres, postes o estructuras de transmisión, tienen gran importancia, a pesar de que su función se limita a servir de apoyo. Estas estructuras tienen, además la particularidad de ser repetitivas, es decir, que es considerable el número de estructuras en una línea que, salvo ligeras variantes, representan iguales características, por lo que pequeños aciertos o deficiencias en su diseño repercuten de modo significativo en la construcción operación económica de la transmisión de la energía eléctrica.

En Guatemala, comúnmente se utilizan configuraciones horizontales que alcanzan hasta los 25 metros de derecho de vía, los cuales en los últimos tiempos ha provocado la reacción adversa de entidades ambientales, propietarios de terrenos especialmente en zonas agrícolas, lo que ha hecho que los derechos de vía sean negados, rentados o vendidos a un alto costo.

La mejor solución para minimizar el ancho de los derechos de vía es la compactación de las líneas de transmisión, que consiste básicamente en reducir la separación entre fases, mantienen una configuración vertical y se utilizan como apoyo para los conductores postes autosoportados.

El desarrollo de este trabajo será una guía para evaluar técnica y económicamente el diseño de líneas de transmisión compactas de 69 kV, y se consideran a la vez las diversas características que forman parte del diseño de una línea de transmisión y la interacción de cada uno de los parámetros eléctricos, mecánicos y económicos. Para esto, se evalúan los costos de operación, se evalúa el cumplimiento de las normas de construcción, y se optimiza el diseño al evaluar económicamente los costos de construcción entre las estructuras compactas vrs las estructuras convencionales.

El desarrollo de este trabajo recoge la comparativa técnico económica en la construcción de un tramo de 9.45 km de la Línea de 69 kV Mazatenango – La Máquina, que ha sido diseñado, tanto en estructuras convencionales como en estructuras compactas, y puede concluir con base en éste, la ventaja de utilizar estructuras compactas.

OBJETIVOS

General

Analizar y decidir con base en aspectos eléctricos, mecánicos y económicos sobre la conveniencia de utilizar configuraciones de estructuras compactas en el diseño de líneas de transmisión de 69 kV, con la intención de eliminar un alto porcentaje de dificultades por razones de permisos, para la construcción de dichas líneas.

Específicos

1. Analizar la influencia del diseño compacto de una línea de transmisión de 69 kV, sobre los parámetros eléctricos de la misma.
2. Presentar los parámetros electromecánicos, que abarca el diseño de una línea de transmisión de 69 kV.
3. Optimizar el diseño de las líneas de transmisión de 69 kV, por la gran importancia que tienen en la transmisión de la energía eléctrica.
4. Evaluar, en un proyecto real de 69 kV, la conveniencia económica de utilizar estructuras compactas.

HIPÓTESIS

Existen ocasiones en el diseño y construcción de líneas de transmisión de 69 kV, en que se hace ventajoso el uso de estructuras compactas en relación con el uso de estructuras convencionales, debido a espacios reducidos, áreas urbanas o un alto costo por derecho de vía.

INTRODUCCIÓN

Con el avance de la electrificación rural en el país, se ha incrementado considerablemente el número de los propietarios de terrenos afectados por el paso de líneas de transmisión de 69 kV. Con esto aumentan también las dificultades que puedan surgir de esta situación.

El establecer una servidumbre de paso constituye un procedimiento que se ha usado desde hace tiempo, con la intención de que el propietario de un terreno conceda el permiso para usar una parte de este con fines específicos, sin que el otorgante pierda el derecho de su propiedad.

Las razones constructivas y de carácter económico, que obligan a que una línea de transmisión tenga el trazado mas corto, recto y accesible, impone la necesidad de obtener esta clase de permisos.

En la actualidad, las instituciones encargadas de la transmisión de energía eléctrica hacia las subestaciones de distribución 69 kV/34.5 kV ó 69 kV/13.8 kV, mediante la líneas de transmisión de 69 kV en el área rural de Guatemala afrontan demasiadas dificultades, para lograr obtener estos permisos, lo cual conlleva a elevar el costo de construcción y sobre todo aumentar el plazo de ejecución que habitualmente se necesita.

Lo anterior crea la necesidad de investigar diseños de líneas de transmisión de 69 kV más compactas y plantea la necesidad de desarrollar evaluaciones técnicas, eléctricas y mecánicas, así como económicas, que lleven a obtener un diseño óptimo en función del espacio físico reducido, y que a la vez por sus características eléctricas y mecánicas garantice el cumplimiento de las normas

técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica NTDOST; mínimas pérdidas de energía, estabilidad mecánica, una construcción estética y económica, lo cual conllevará a bajos costos de mantenimiento, una operación segura, y una alta continuidad de servicio.

Bajo estos parámetros, se analizan y comparan dos tipos de estructuras compactas en configuración vertical, las de tipo suspensión y ángulo pequeño (SAP) y las de tipo anclaje y ángulo fuerte (AAF), contra las estructuras convencionales en configuración horizontal tipo III y tipo IV de suspensión y anclaje, respectivamente, en espera de que con esto se evalúe la conveniencia de utilizar este tipo de estructuras compactas en el diseño de líneas de transmisión de 69 kV.

1. GENERALIDADES

1.1 ¿Qué es un sistema de transmisión de energía eléctrica?

Es un medio necesario para transmitir la energía desde las unidades generadoras hasta el sistema de distribución, que es el que en última instancia alimenta las cargas. También conduce a otras redes de potencia por medio de interconexiones.

El diseño de una línea de transmisión comprende el cumplimiento de ciertas normas de seguridad para su construcción y mantenimiento, así como la selección del tipo de conductor, sistemas de soporte para el conductor seleccionado, trayectoria de la línea y el equipo necesario, que darán la calidad del servicio por el costo promedio global más bajo durante toda la vida en servicio.

Por la magnitud del bloque de energía eléctrica que se va a transportar, con el fin de reducir pérdidas en una línea de transmisión a una considerable distancia, que muchas veces separa a las plantas generadoras de los centros de consumo; técnicamente conviene efectuar la transmisión a altas tensiones, las cuales en nuestro país tienen valores que van de 69,000 hasta 230,000 voltios y próximamente de 400,000 voltios. En algunos países muy desarrollados, dicha transmisión se efectúa con tensiones eléctricas de mayor valor a las mencionadas.

1.2 Distancias mínimas de seguridad en la construcción de una línea de transmisión

Estas normas son tomadas del artículo 18 de la NTDOID y tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos que deben cumplir el diseño y la construcción de las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica y sus equipos asociados, con la finalidad de obtener la máxima seguridad y protección a personas y bienes.

1.2.1 Distancia de seguridad vertical sobre el nivel del suelo

Los requisitos de esta sección se refieren a la altura mínima que deben guardar los conductores, respecto al suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas.

Las distancias verticales deben ser como mínimo las indicadas en la tabla I y se aplican bajo las siguientes condiciones:

- La condición de que ocasione la mayor flecha final; la temperatura en los conductores de 50° C, sin desplazamiento de viento.
- Para tensiones entre 22 kV y 470 kV, la altura básica de los conductores especificada deberá incrementarse 0.01 m por cada kV en exceso de 22 kV.
- Todas las distancias para tensiones mayores a 50 kV deben estar basadas en la máxima tensión de operación.

Tabla I. Distancia de seguridad vertical de conductores al nivel del suelo

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kV. (m)	Conductores suministradores en línea abierta 69 / 72.5 kV. (m)
Vías férreas	8.1 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV	8.605
Carreteras, calles, camino y otras áreas usadas para tránsito	5.6 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV	6.105
Aceras o caminos accesibles sólo para peatones	4.4 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV	4.905
Aguas donde no está permitida la navegación	5.2 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV	5.705
Aguas navegables, que incluyen lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: a) Hasta 8 b) Mayor a 8 hasta 80 c) Mayor de 80 hasta 800 d) Arriba de 800	6.2/8.7/10.5 ó 12.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV	6.705 9.205 11.005 12.805

Fuente: Artículo 18.2 de la NTDROID

1.2.2 Distancia de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras

Cuando sea práctico, los cruces de conductores deben hacerse en una misma estructura. De otra forma, la distancia en cualquier dirección entre conductores que se crucen o sean adyacentes soportados en diferentes estructuras, no deberán ser menor que las indicadas a continuación.

1.2.2.1 Distancia Horizontal entre conductores

La distancia horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes, soportados por diferentes estructuras, deberá ser cuando menos de 1.50 m. Para tensiones mayores de 129 kV, se deberá incrementar esta distancia en 0.01 m por cada kV de exceso de 129 kV.

1.2.2.2 Distancia Vertical entre conductores

La distancia vertical debe ser como mínimo la indicada en la tabla II y se aplica bajo las siguientes condiciones:

- La lecha final, con una de las siguientes condiciones de carga; aquella que produzca la mayor flecha a 50 ° C sin desplazamiento de viento o a la temperatura máxima del conductor, para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50° C.
- Para tensiones entre 22 y 470 kV, la altura básica de los conductores especificada deberá incrementarse 0.01 m por cada kV en exceso de 22 kV.
- La dirección supuesta de viento será aquella que produzca la distancia más crítica.
- Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben estar basadas en la máxima tensión de operación.

Tabla II. Distancia vertical entre conductores soportados por diferentes estructuras

NIVEL INFERIOR	NIVEL SUPERIOR	
	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 a 22 kV. (m)	Conductores suministradores en línea abierta de 69/72.5 kV. (m)
Conductores neutrales que cumplen con 18.1E1, retenidas aéreas	0.60	1.105
Cables y conductores, mensajeros, retenidas de comunicación	1.50	2.005
Conductores suministradores de línea abierta de 0 a 750 V	0.60	1.105
Conductores suministradores de línea abierta de 750 V-22 kV	0.60	1.105

Fuente: Artículo 18.3.D de la NTDOID

1.2.3 Distancia de seguridad entre conductores soportados por la misma estructura

Los requisitos de esta sección se refiere a la distancia mínima entre conductores de líneas aéreas, eléctricas, así como las que éstos deben guardar a sus soportes, retenidas, cables de guarda, etc., cuando están instalados en una misma estructura. Todas las tensiones son entre conductores involucrados.

1.2.3.1 Distancia horizontal entre conductores

La distancia horizontal entre soportes de conductores y cables, ya sean del mismo o de diferente circuito, no deben ser menor que la indicada en la tabla III.

Tabla III. Distancia horizontal entre conductores soportados por la misma estructura

Clase de circuito	Distancia mínima de seguridad (cm)	Conductores suministradores en línea abierta de 69/72.5 kV. (m)
Conductores eléctricos del mismo circuito: De 0 a 8.7 kV. De 8.7 a 50 kV. Mayor de 50 kV.	30 30 más 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. No hay valor especificado	Distancia calculada en base a Ec. 1.1
Conductores eléctricos de diferentes circuitos: De 0 a 8.7 kV. De 8.7 a 50 kV. De 50 a 814 kV.	30 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.	

Fuente: Artículo 18.5 E.1.1 de la NTDOID

Para tensiones mayores de 50 kV, la distancia horizontal mínima de seguridad entre conductores del mismo circuito está en función de la flecha y se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$S = 7.6 * (kV) + 8 * \sqrt{2.12 * f} \quad (Ec.1.1)$$

Donde:

S = La distancia horizontal en mm.

kV = Tensión entre los dos conductores y cables por los que se calcula la distancia.

f = Flecha aparente en mm, del conductor de mayor flecha en el vano.

1.2.3.2 Distancia vertical entre conductores

La distancia vertical entre conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura, deben ser cuando menos la indicada en la tabla IV, la cual aplica bajo las siguientes condiciones:

- Conductores con tensiones hasta 50 kV.
- Para tensiones entre 50 y 814 kV, la distancia entre conductores de diferentes circuitos debe ser incrementada 0.01 m por cada kV en exceso de 50 kV. Los incrementos serán acumulados, a partir de la distancia mínima para 50 kV.
- Todas las distancias, para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.

Tabla IV. Distancia vertical entre conductores del mismo circuito

Conductores y cables en niveles inferiores	Conductores y calbes en niveles superiores	
	Suministros abiertos	
	Más de 8.7 kV a 50 kV (m)	
	Misma empresa (m)	Diferente empresa (m)
Eléctricos con tensiones entre conductores de:		
Hasta 750 V	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV
De 750 V a 8.7 kV	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV
De 8.7 kV a 22 kV		
Si se trabaja con línea energizada	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV
Si no se trabaja con línea energizada		0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV
De 22 kV a 50 kV	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV

Fuente: Artículo 18.5.2 de la NTDODI

1.3 Características generales del diseño de una línea de transmisión de 69 kV

1.3.1 Selección de la trayectoria

El estudio, la evaluación y la definición de la ruta es de suma importancia, ya que es la base de un buen diseño, de una económica construcción y por tanto, de un inicio de operación sin contratiempos. Si a esto se agrega la previsión de los problemas de tipo social, como el derecho de vía o daños a terceros, así como la consideración de diversas medidas encaminadas a la minimización del impacto ambiental, se puede concluir que de una adecuada selección de trayectoria, depende que el proyecto sea económicamente factible, así como la operación confiable y el mínimo impacto ambiental de una línea de transmisión.

Para lograr una selección de trayectoria óptima, deberán considerarse los preceptos siguientes:

- La menor longitud posible, con base en el principio geométrico que dice que la distancia más cercana entre dos puntos es la línea recta.
- El menor número de puntos de inflexión.
- Cercanía a carreteras y caminos de terracería, para facilidad de construcción, revisión y mantenimiento, evitando con esto la creación de nuevos accesos, que pudieran afectar la estabilidad de los ecosistemas.
- Evitar bosques, sembradíos de alto valor y preferentemente no cruzar por zonas selváticas y agrícolas
- Evitar zonas urbanas, turísticas, así como zonas arqueológicas o de valor histórico y áreas naturales protegidas.

- El menor número de cruzamientos con líneas de transmisión o distribución, vías de ferrocarril, carreteras así como ríos, lagunas o zonas inundables.
- Considerar el uso de postes autosoportados, cuando la función propia de la línea de transmisión tenga que pasar por poblaciones o zonas turísticas. Esto es con el fin de minimizar la contaminación visual y el derecho de vía respectivo.

1.3.2 Derecho de vía

El derecho de vía es una franja o área de terreno, que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el eje central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico.

1.3.2.1 Objetivos del derecho de vía

Los objetivos del derecho de vía son: disponer de área bajo los cables conductores, de tal manera que permitan su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del consumidor final. Facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias. Proporcionar la seguridad necesaria a los residentes, que se ubiquen en la vecindad de las líneas, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una descarga eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

1.3.2.2 Requisitos que deben cumplirse para que el derecho de vía sea funcional

De acuerdo con lo establecido en el artículo 32 inciso b de la ley general de electricidad, dentro del área que ocupa el derecho de vía no deben existir

construcciones, siembras u otro obstáculo de ninguna naturaleza, exceptuando los cultivos, siembras y en general uso de la tierra que no afecten las libranzas eléctricas y especificaciones técnicas, las cuales se realizarán, previa autorización técnica y jurídica de las autoridades correspondientes.

1.3.3 Localización de estructuras

De acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del titulo II de la NTDOID., una estructura se define como 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.

La ubicación eficiente de las estructuras en el perfil es una componente importante en el diseño de una línea de transmisión. Deben situarse las estructuras de altura y resistencia apropiadas, de manera que permitan tener una distancia adecuada de los conductores al terreno y lograr esto al mínimo costo. En el pasado, la mayor parte de la colocación de estructuras se hacía manualmente, utilizando plantillas, pero desde hace varios años hay diversos programas de computadora para el mismo propósito.

Sobre el perfil de la línea, se pueden emplear cinco tipos de estructuras:

- Estructuras de suspensión
- Estructuras de deflexión
- Estructuras de anclaje
- Estructuras de fin de línea
- Estructuras especiales

Las de suspensión sólo deberán diseñarse para resistir la acción del viento, el peso propio de la misma y de los cables, así como las fuerzas producidas por un leve desvío de trayectoria de la línea; las estructuras de deflexión se diseñan además tomando en consideración factor de seguridad por la posible rotura de cable.

En las estructuras de anclaje, se deberá considerar la posible pérdida de fuerza en los cables de un lado de la estructura debida, por ejemplo, a la falla de una o varias estructuras, y de esta forma asegurar que su efecto no continúe dañando a otras estructuras adyacentes. Las estructuras de fin de línea son las que en forma continua soportan en un solo tramo las cargas producidas por todos los cables, que es el caso donde se inicia o termina la línea; finalmente las estructuras especiales son aquellas que tienen una función diferente a las definidas anteriormente, ya que las situaciones en que resultan necesarias son poco frecuentes. Así será el caso de estructuras de altura superior a las normalizadas, la formación de pórticos con diferentes armados para salvar grandes vanos, crucetas especiales, que puedan ser necesarias para solventar alguna determinada circunstancia, estructuras de transposición, etc.

1.3.4 Condiciones meteorológicas

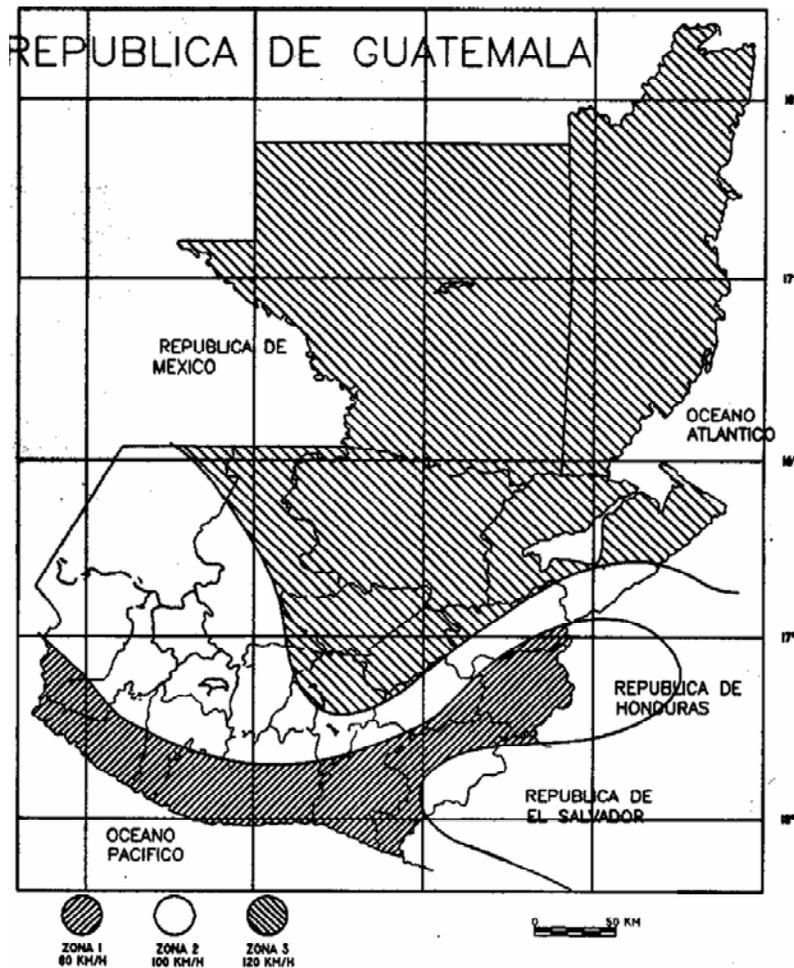
Para el caso del diseño de una línea de transmisión, se deben investigar y considerar las condiciones meteorológicas, como velocidad de viento y temperatura que prevalezcan en el área donde se localice la línea, con el propósito de establecer las fuerzas máximas, que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, con los factores de sobrecarga adecuados. Para este fin, el artículo 19 título II de la NTDOID establece la división del país en 3 zonas de viento, en las cuales se

calculará la presión ejercida por el viento, así como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación:

- Zona 1 = 80 kilómetros por hora
- Zona 2 = 100 kilómetros por hora
- Zona 3 = 120 kilómetros por hora

La localización geográfica de las tres zonas se indica en la figura 1.

Figura 1. División de las zonas de viento

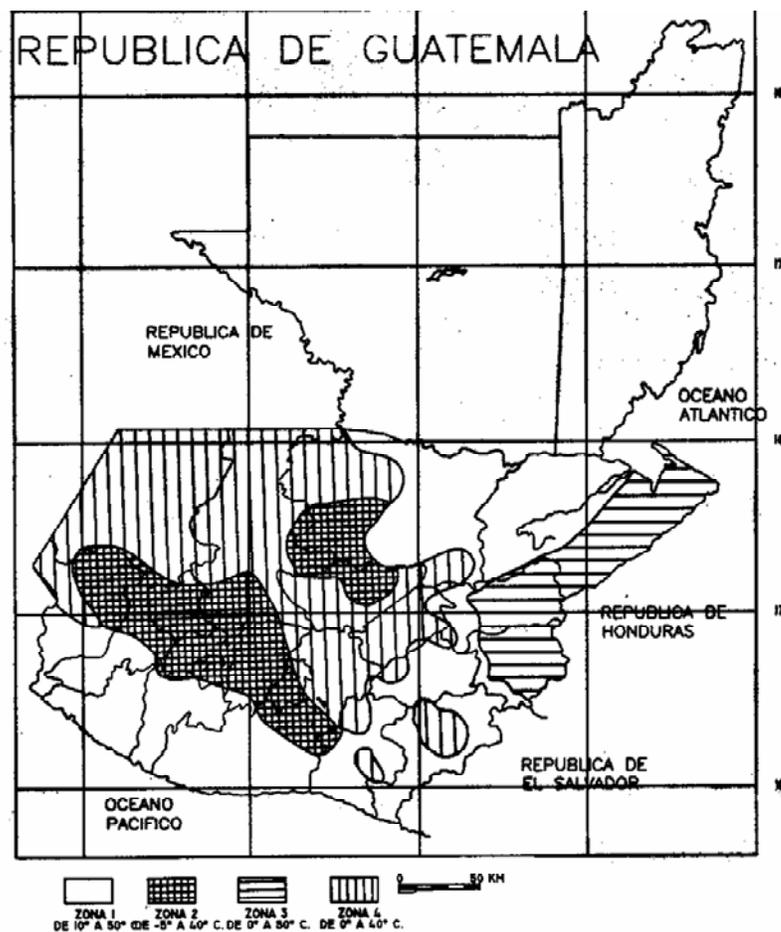


Como complemento de las condiciones meteorológicas, la NTDROID establece 4 zonas de temperatura, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

- Zona 1 = Mínima 10° C, máxima 50° C
- Zona 2 = Mínima -5° C, máxima 40° C
- Zona 3 = Mínima 0° C, máxima 50° C
- Zona 4 = Mínima 0° C, máxima 40° C

La localización geográfica de las cuatro zonas se indica en la figura 2.

Figura 2. División de las zonas de temperatura



1.4 Sistemas de soporte

1.4.1 Tipos de estructuras de soporte

Existen en uso varios tipos de estructuras, para soportar los conductores de las líneas de transmisión, como por ejemplo: torres de acero autosoportadas, postes de concreto autosoportados, postes de concreto soportados por retenidas, postes metálicos autosoportados, postes de madera.

El tipo de estructura de soporte que se vaya a usar depende de factores, como la ubicación de la línea, la importancia de la misma, la vida deseada para la línea, el dinero disponible para inversión inicial, el costo de mantenimiento y la disponibilidad del material.

1.4.2 Disposición y espaciamento de los conductores

1.4.2.1 Disposición horizontal

La disposición horizontal de los conductores tiene la ventaja de proporcionar un espaciamento amplio entre los mismos, con óptima resistencia mecánica para la construcción de vanos largos soportados por aisladores de suspensión, y puede usarse como estructura especial para vanos sumamente largos en casi cualquier tipo de terreno.

Dentro de esta clasificación, se encuentran las estructuras tipo III y IV soportadas por retenidas (ver figuras 12 y 13 del apéndice A), donde la distancia entre fases o conductor es de 4 m. La desventaja de este tipo de estructuras es que se necesita un amplio derecho de vía, que para este caso es de 12.5 m., desde el eje de la línea para ambos lados del mismo.

1.4.2.2 Disposición Vertical (compacta)

La disposición vertical compacta considera la reducción de espaciamiento entre conductores manteniendo una óptima resistencia mecánica para vanos cortos e intermedios, soportados por aisladores tipo poste, de suspensión o una combinación de los dos tipos.

Dentro de esta clasificación, se encuentran las estructuras tipo SAP y AAF autosoportadas (ver figuras 14 y 15 del apéndice A), donde la distancia entre fases o conductor es de 1.80 m. La ventaja de este tipo de estructuras es que necesitan un menor ancho de vía respecto a las de disposición horizontal soportada por retenidas; para este caso, es de 3.50 mts., desde el eje de la línea para ambos lados del mismo.

Un aspecto importante que se debe tomar en cuenta es que este tipo de estructuras representan un costo mayor de inversión inicial sobre las estructuras de disposición horizontal tipo III y IV, pero que a la larga pueden resultar más económicas en el momento de contabilizar el costo de un kilómetro de línea de transmisión construido, debido a su reducido derecho de vía.

Estos aspectos se demostrarán en el desarrollo de este trabajo.

1.5 Fundamentos de diseño de una línea de transmisión de 69 kV compacta

El análisis para el diseño de una línea de transmisión de 69 kV compacta consta de varios conceptos.

Uno de ellos es el campo eléctrico y efecto corona en la superficie de los conductores. Si se considera un determinado conductor energizado en el aire, éste tendrá un campo eléctrico máximo alrededor de su superficie, el cual tiende a ionizar el aire -corona- que se encuentra alrededor del conductor; mientras más intenso sea el campo eléctrico, mayor será la ionización del aire; es por eso que el campo eléctrico máximo debe estar dentro de los niveles aceptables del fenómeno corona. En el caso de las líneas de transmisión de 69 kV, utilizando como sistema de soporte las estructuras tipo III y IV, no se presenta considerablemente el fenómeno corona, sin embargo, al compactar las líneas en una disposición vertical será necesario evaluar si la magnitud de dicho efecto varía considerablemente, ya que en el momento de reducir la distancia entre fases d y mantener constante el voltaje entre fases V se incrementa el campo eléctrico E , como se aprecia en la siguiente fórmula.

$$E = V/d \quad (Ec. 1.2)$$

Donde la intensidad del campo eléctrico E es directamente proporcional al voltaje V , e inversamente proporcional a la distancia d .

En consecuencia, para líneas de transmisión compactas, al definir la distancia entre fases y configuración de los conductores, se debe tomar en consideración los fenómenos asociados con el efecto corona, como son, entre algunos:

- Pérdidas debidas al efecto corona
- Ruido audible
- Radio interferencia

1.6 Características generales del tramo de línea en estudio, para la evaluación económica.

- Nombre : Línea Mazatenango – La Máquina.
- Tensión nominal de diseño : 69 kV
- Tensión nominal de servicio : 72.5 kV.
- Frecuencia: 60 Hz
- Potencia máxima de transporte : 35 MW
- Tipo de conductor : 477 kcmil, ACSR Hawk
- Número de circuitos : 1 circuito
- Tipo de cable de guarda : acero galvanizado 3/8" tipo High Strength
- Tipo de aislador empleado : poliméricos
- Longitud del tramo de línea: primeros 9+450.00 Km.
- Viento máximo: 100 km/hr (ver Fig. 1)
- Rango de temperatura: 10° C a 50° C (ver Fig 2.)
- Temperatura media: 25° C (INSIVUMEH, sección de climatología)
- Altitud media: 500 metros sobre el nivel del mar (INSIVUMEH, sección de climatología)

2. PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

2.1 Pérdidas por efecto joule del conductor

La generación de calor, producida por el paso de la corriente eléctrica en los conductores aéreos desnudos, es uno de los mayores parámetros que se deben considerar durante el diseño y operación de las líneas de transmisión. La temperatura que se produce, como consecuencia del calor generado tiende a expandir el conductor y a estirarlo, lo cual resulta en una mayor flecha que podría ocasionar riesgos de operación. Adicionalmente, a los cambios en las propiedades físicas del cable causados por altas temperaturas, las consecuencias económicas asociadas con las pérdidas por calentamiento, se traducen en energía no disponible para el servicio de cargas que producirían ingresos.

2.1.1 Conductores metálicos

En la construcción de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableados de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central.

Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben tener tres características principales:

- 1) Presentar una baja resistencia eléctrica, y bajas pérdidas joule en consecuencia
- 2) Presentar elevada resistencia mecánica, para ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales
- 3) Costo limitado

Los metales que satisfacen estas condiciones son relativamente escasos, a saber:

- Cobre
- Aluminio
- Aleación de aluminio
- Combinación de metales (aluminio - acero)

En el inicio de la transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran generalmente de cobre, pero los conductores de aluminio han reemplazado completamente a los de cobre debido al menor costo y al peso ligero de un conductor de aluminio comparado con uno de la misma resistencia. El hecho de que un conductor de aluminio tenga un mayor diámetro y menor peso, que un conductor de cobre, es una ventaja, ya que cuanto mayor sea la sección transversal del conductor, su resistencia eléctrica será más baja y por lo tanto son menores las pérdidas.

2.1.2 Tipos de conductores

En este capítulo, se presentan los siguientes tipos de conductores: AAC, AAAC y ACSR, para un determinado rango de calibre, por ser los más comunes a utilizar en la transmisión de energía eléctrica.

2.1.2.1 AAC (All Aluminum Conductor)

Los conductores de aluminio tipo AAC se utilizan principalmente en líneas de transmisión y en líneas de distribución primaria y secundaria, donde los vanos requeridos sean relativamente cortos y se desee un conductor liviano (comparado con un cable ACSR del mismo calibre).

Especificaciones

Los conductores AAC son manufacturados, para cumplir las especificaciones aplicables de:

ASTM B-230: especificación estándar para alambre de aluminio 1350-H19 para uso eléctrico.

ASTM B-231: especificación estándar para alambre de aluminio 1350 para uso eléctrico.

Construcción

Los conductores AAC están fabricados con alambres de aluminio tipo EC 1350 (electric conductor), el cual es una aleación que presenta una buena conductividad arriba del 60%, que justifica su gran uso.

2.1.2.2 AAAC (All Aluminum Alloy Conductor)

Este tipo de conductor está compuesto completamente de hilos de aleación de aluminio 6201. Básicamente este material es una aleación con agregado de magnesio y silicio, que proporcionan aproximadamente el doble de resistencia mecánica, comparado con el Al 1350. Este conductor fue desarrollado por la necesidad de utilizar un conductor de alta resistencia mecánica, que pueda obtenerse con el aluminio EC 1350, pero sin núcleo de acero. Estos conductores pueden ser utilizados donde existen problemas de contaminación y corrosión en cables de acero. Pueden presentar algunos problemas por ser más susceptibles a la vibración, si se comparan con los conductores ACSR tendidos a la misma tensión.

2.1.2.3 ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)

En muchos casos, el conductor de aluminio grado EC 1350 no presenta la suficiente resistencia a la tracción, como para cumplir con los requerimientos de

flecha y vano; en estos casos, cuando se necesita mayores resistencias a la tracción, se recurre al uso de conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR), constituidos de un conductor formado por alambres de aluminio grado EC 1350, cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo de acero galvanizado, el cual puede consistir, o bien de un alambre o de un cableado helicoidal de una o varias capas de acero galvanizado.

Especificaciones

Los conductores ACSR son manufacturados, para cumplir las especificaciones aplicables de: B230, B231, B232 y B-498.

ASTM B-230: especificación estándar para alambre de aluminio 1350-H19 para uso eléctrico.

ASTM B-231: especificación estándar para alambre de aluminio 1350 para uso eléctrico.

ASTM B-232: especificación estándar para conductores formados de aluminio trenzado concéntrico, reforzado con acero.

ASTM B-498: especificación estándar para conductores formados de aluminio trenzado concéntrico, reforzado con acero galvanizado

La desventaja de este tipo de conductor es que el núcleo de acero reduce la resistencia a la corrosión del conductor. Esto no presenta problemas en ambientes secos y no contaminados, y tampoco en ambientes contaminados donde la lluvia es frecuente y bien distribuida.

2.1.3 Propiedades mecánicas y físicas

Los dos parámetros más importantes intrínsecos del material del conductor son el coeficiente de elongación térmica y el coeficiente de resistividad térmica,

los cuales determinan cómo será la flecha del conductor y los cambios de resistencia eléctrica con la temperatura

El coeficiente de elongación térmica es una fracción de incremento en la longitud por grado de la temperatura. Los valores típicos de estos coeficientes se presentan en la tabla V, para los materiales utilizados en la manufactura de conductores. Note que la elongación térmica del acero es exactamente la mitad de la del aluminio; esto implica que la tensión de tendido se transfiere al núcleo de acero del ACSR, cuando se incrementa la temperatura del conductor.

Tabla V. Coeficientes de elongación térmica de conductores metálicos

UNIDAD	1350-H19	6201	ACERO GALVANIZADO
10^{-6} cm/cm . °F	12.8	12.8	6.4
10^{-6} cm/cm . °C	23.0	23.0	11.5

Fuente: Overhead Conductor Manual

El coeficiente de resistividad térmica es una fracción de incremento en la resistividad eléctrica por grado de temperatura. Los valores típicos se muestran en la tabla VI. La resistencia del conductor ACSR es determinada mayormente por los hilos de aluminio, de manera que, la variación de la resistencia del ACSR con la temperatura es esencialmente debida al aluminio.

Tabla VI. Coeficientes de resistividad térmica de conductores metálicos

UNIDAD	1350-H19	6201	ACERO GALVANIZADO
Por °F a 68°F	0.00224	0.00193	0.00182
Por °C a 20°C	0.00404	0.00347	0.00327

Fuente: Overhead Conductor Manual

La variación de la longitud y resistividad indicada en las tablas anteriores son reversibles, esto es, que si la temperatura inicial del conductor aumenta y posteriormente decrece a la temperatura inicial, entonces la longitud y resistividad volverán a su estado inicial.

2.1.4 Ampacidad del conductor

La ampacidad de un conductor es la capacidad de transportar corriente eléctrica en función de la temperatura. Significa la corriente en amperios, que un conductor puede transportar continuamente, sin exceder su temperatura máxima de operación. Este valor depende del calibre del conductor, el tipo de material, el aislamiento y la instalación del conductor. En este trabajo, sólo se considerarán los conductores desnudos.

El método utilizado para el cálculo de la ampacidad se basa en la Norma IEEE Std 738–1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor, en la cual define la ecuación fundamental del balance de calor como:

$$I^2R + q_s = q_c + q_r \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

I = Corriente eléctrica (A)

R = Resistencia eléctrica (watt/pie lineal)

q_s = Ganancia de calor solar (watt / pie lineal)

q_c = Transferencia de calor por convección (watt / pie lineal)

q_r = Radiación de calor (watt/pie lineal)

La temperatura en la superficie de un conductor depende de propiedades como: resistividad, diámetro, condiciones de la superficie (emisividad, absorción), condiciones climatológicas del ambiente (temperatura del aire, etc) y corriente eléctrica.

La primera propiedad está definida por el tipo de material y es específicamente química; el diámetro dependerá del calibre del conductor. Las condiciones de la superficie dependen del medio ambiente y pueden variar con el tiempo. Las condiciones climatológicas varían, según la hora y estación del año. La corriente eléctrica puede ser constante o variar en función de la carga del sistema de potencia, despachos de generación y otros factores. Aunque las condiciones del ambiente, del clima, la corriente y la temperatura de los conductores no están necesariamente en una condición de estado estable, el método de cálculo lo asume así en el período permanente. Se incluye el método matemático y las ecuaciones que relacionan la corriente eléctrica I y la temperatura del conductor T_c ; el método de cálculo puede ser utilizado en dos casos:

- 1) Para calcular la temperatura del conductor cuando se conoce la corriente eléctrica.
- 2) Para calcular la corriente eléctrica para la temperatura máxima admisible del conductor.

2.1.4.1 Resistencia eléctrica del conductor

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica, que causa la conversión de una parte de la energía eléctrica, que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de corriente alterna que circular por el conductor (I^2R).

La resistencia eléctrica de conductores trenzados desnudos varía con la frecuencia, la densidad de corriente promedio y el tipo de material. En este trabajo, la resistencia eléctrica está calculada únicamente en función de la temperatura del conductor. El valor de resistencia del conductor a altas temperaturas T_H y a bajas temperaturas T_L son tomados de la tabla VII. La resistencia del conductor, en alguna otra temperatura intermedia T_x , se encuentra de la interpolación de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$R_{TX} = R_{TL} + \left[\frac{R_{TH} - R_{TL}}{T_H - T_L} \right] (T_x - T_L) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

R_{TH} = Resistencia del conductor a altas temperaturas (T_H)

R_{TL} = Resistencia del conductor a bajas temperaturas (T_L)

R_{TX} = Resistencia del conductor a una temperatura intermedia (T_x)

Tabla VII. Características principales de los conductores analizados

DENOMINACIÓN			ACSR			AAAC		
			HAWK 477 kcmil	IBIS 397.5 kcmil	LINET 336.4 kcmil	DARIEN 559.5 kcmil	CAIRO 465.4 kcmil	CANTON 394.5 kcmil
SECCION TRANSVERSAL	TOTAL (pulg ²)		0.4354	0.3628	0.3070	0.4394	0.3655	0.3098
	ALUMINIO (pulg ²)		0.3744	0.3120	0.2640			
	ACERO (pulg ²)		0.0610	0.0508	0.0430			
COMPOSICIÓN	ALUMINIO	No ALAMBRES	26	26	26	19	19	19
		DIÁMETRO (pulg.)	0.1354	0.1236	0.1137	0.1716	0.1565	0.1441
	ACERO	No. ALAMBRES	7	7	7			
		DIÁMETRO (pulg.)	0.1053	0.0961	0.084			
DIÁMETRO	NÚCLEO ACERO (pulg.)		0.3159	0.2883	0.2652			
	CABLE COMPLETO (pulg.)		0.8580	0.783	0.7200	0.8580	0.783	0.7210
RESISTENCIA ELÉCTRICA AC	25 °C ohm/milla		0.1928	0.2311	0.2728	0.1950	0.2339	0.2755
	50 ° C ohm/milla		0.2117	0.2537	0.2996	0.2114	0.2536	0.2988
	75 ° C ohm/milla		0.2305	0.2764	0.3264	0.2278	0.2733	0.3221
PESO (Lbs/1000 pies)			655.30	546.00	462.00	521.70	433.90	367.90
CARGA ROTURA (Lbs)			19,500	16,300	14,000	18,000	15,600	13,300

Fuente: Overhead Conductor Manual

2.1.4.2 Ganancia de calor solar “ q_s ”

La ganancia de calor solar es el calor irradiado por el sol, el cual aumenta la temperatura del conductor y depende del diámetro del conductor, el coeficiente de absorción del conductor, la altitud y azimut del sol, el calor de radiación del cielo y azimut de la línea de transmisión. La ecuación para el cálculo de la ganancia de calor solar es:

$$q_s = \alpha Q_s (\sin\phi)A' \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$\phi = \cos^{-1}((\cos H_c) \cos(Z_c - Z_i)) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

q_s = Ganancia de calor del sol, en watts por pie lineal del conductor

α = Coeficiente de absorción

Q_s = Radiación total de calor solar y del cielo, en watts/pie², a la altitud del sol, ver la tabla XI.

A' = Área proyectada del conductor, en pie²/pie lineal (d/12)

d = Diámetro del conductor, en pulgadas

H_c = Altitud del sol, en grados

Z_c = Azimut del sol, en grados

Z_i = Azimut de la línea, en grados

El coeficiente de absorción de un conductor varía durante la vida de la línea, 0.23 para conductores nuevos a 0.97 para conductores ennegrecidos por el clima; 0.5 es un valor ampliamente utilizado en condiciones de diseño y por eso se utilizará para este caso.

La altitud (Hc) y azimut (Zc) del sol es función de la localización del proyecto y de la hora del día (ver la tabla No. IX). Para este estudio, los 9.45 kilómetros de línea de transmisión está localizada a 14°32'00" latitud norte, la altitud (Hc) y azimut (Zc) del sol están aproximadamente a 62°, 78°, respecto a las 10:00 A.M. y 87°, 00°, respecto al medio día, (ver la tabla IX). Las ampacidades típicas están determinadas tomando un promedio de las 10:00 A.M. y los valores del medio día. Para este cálculo, se utilizará una altitud del sol de 74.5°, azimut del sol de 39° y un azimut de la línea de 226° Norte.

El calor irradiado por el sol y el cielo es una función de la atmósfera clara o industrial. Para una altitud del sol de 74.5° (ver la tabla XI), al interpolar se obtiene un valor Qs de 95.36 W/pie² para una atmósfera sin contaminación.

2.1.4.3 Transferencia de calor por convección “q_c”

La transferencia de calor por convección depende del diámetro del conductor, velocidad de viento, temperatura ambiente, temperatura de la superficie del conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire. Para este fin, se seleccionó la velocidad del viento de 2 pies/seg, que es un valor generalmente adoptado para condiciones de diseño y una temperatura promedio máxima de 50°C. La ecuación para el cálculo de la pérdida de calor por convección natural, velocidad de viento, es igual a 0 es:

$$q_c = 0.283 pf^{0.5} d^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

T_c = Temperatura máxima admisible del conductor, en °C

T_a = Temperatura máxima de ambiente, en °C

T_f = Temperatura de la película del aire, en °C

$$= (T_c + T_a)/2$$

d = Diámetro del conductor, en pulgadas

ρ_f = Densidad del aire, en libras/pie³ a la temperatura T_f , (ver la tabla VIII).

2.1.4.3.1. Transferencia de calor por convección forzada

Cuando la velocidad del viento es mayor que 0, entonces las pérdidas de calor por convección forzado pueden ser calculados de las siguientes ecuaciones; el valor mayor ya sea por convección natural o forzada se deberá utilizar para el cálculo de la capacidad térmica.

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371(d \rho_f V_w / \mu_f)^{0.52}) k_f (T_c - T_a) \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$q_{c2} = 0.1695 (d \rho_f V_w / \mu_f)^{0.6} k_f (T_c - T_a) \quad (\text{Ec.2.7})$$

Donde:

V_w = Velocidad del viento, en pies/hora

μ_f = Viscosidad absoluta del aire, en libras/hora-pie a la temperatura T_f ,
(ver la tabla VIII)

k_f = Conductividad térmica del aire, en Watts/(pie °C) a la temperatura T_f
(ver la tabla VIII)

La ecuación (2.6) se aplica para velocidades bajas de viento, mientras que la ecuación (2.7) se aplica para altas velocidades de viento. Se usará el valor máximo de q_c obtenido de las dos ecuaciones.

Las condiciones atmosféricas, particularmente el viento, tienen efectos considerables en la capacidad térmica de los conductores aéreos desnudos. El

viento provee enfriamiento y actúa principalmente en las pérdidas de calor por convección q_c del aire circundante. El término enfriamiento por convección es multiplicado por $K_{\text{ángulo}}$, el factor de dirección del viento, donde φ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

$$K_{\text{ángulo}} = 1.194 - \cos(\varphi) + 0.194 \cos(2\varphi) + 0.368 \sin(2\varphi) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Se asume que la dirección del viento y el eje del conductor están en un plano perpendicular.

2.1.4.4 Radiación de calor “ q_r ”

La radiación de calor al conductor depende del diámetro del conductor, el coeficiente de emisividad, la temperatura ambiente y la temperatura del conductor. La emisividad varía durante la vida de un conductor, según su superficie. Esta variación puede ser 0.23 para conductores nuevos a 0.91, para conductores ennegrecidos por el clima, del mismo modo que el coeficiente de absorción se escogerá 0.5 para condiciones de diseño. La ecuación para el cálculo de las pérdidas de calor radiado es:

$$q_r = 0.138 d \varepsilon \left(\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

q_r = Pérdidas de calor por radiación, en watts por pie lineal del conductor

ε = Coeficiente de emisividad

d = Diámetro del conductor, en pulgadas

T_c = Temperatura máxima admisible del conductor, en °C

T_a = Temperatura máxima de ambiente, en °C

Factores para el cálculo de la ampacidad en conductores eléctricos

Tabla VIII. Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire.

Temperatura			Viscosidad absoluta μ_f , (Lb/hr-pie)	Densidad, ρ_f , (Lb/pie ³)				Conductividad térmica del aire (W/pie°C) κ_f
°F	°C	°K		Nivel del mar	5,000 pies	10,000 pies	15,000 pies	
32	0	273	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	278	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	283	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	293	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	0.0444	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	308	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	318	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	0.0500	0.0634	0.0527	0.0438	0.0358	0.00909
176	80	353	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

Fuente: IEEE Std 738-1993. Art. 2.5

Tabla IX.

Altitud, Hc y Azimut, Zc en grados para varias latitudes del sol y declinación
De 23.0°C (Hemisferio norte, 10 de Junio y 3 de Julio)

Latitud norte en, grados	Hora del sol local					
	10:00 a.m.		12:00 medio día		2:00 p.m.	
	Hc	Zc	Hc	Zc	Hc	Zc
20	62	78	87	0	62	282
25	62	88	88	180	62	272
30	62	98	83	180	62	262
35	61	107	78	180	61	253
40	60	115	73	180	60	245
45	57	122	68	180	57	238
50	54	128	63	180	54	232
60	47	137	53	180	47	223
70	40	143	43	180	40	217

Tabla X.

Factores para altitudes de calor
sobre el nivel del mar

Elevación sobre el nivel del mar	Múltiplos para valores de la tabla No. XI
0	1.00
5,000	1.15
10,000	1.25
15,000	1.30

Tabla XI.

Calor total recibido por una superficie sobre
el nivel del mar, debido a los rayos del sol

Altitud solar Hc, en grados	Qs, W/pie ²	
	Atmósfera clara	Atmósfera industrial
5	21.7	12.6
10	40.2	22.3
15	54.2	30.5
20	64.4	39.2
25	71.5	46.6
30	77.0	53.0
35	81.5	57.5
40	84.8	61.5
45	87.4	64.5
50	90.0	67.5
60	92.9	71.6
70	95.0	75.2
80	95.8	77.4
90	96.4	78.9

Tablas IX, X y XI, Fuente: IEEE Std 738-1993.Art 2.5

2.1.4.5 Temperatura del conductor en estado estable

La temperatura del conductor, en estado estable, se define a un determinado valor de corriente constante para condiciones del clima especificadas y características del conductor conocidas, donde se asume que el conductor está en equilibrio térmico. Es decir, que en un instante de referencia ($t=0$) se asume que la temperatura del conductor, la velocidad del viento, la temperatura ambiente, etc., son constantes. En este caso, las pérdidas de calor por convección y radiación no dependen linealmente con la temperatura del conductor, por lo que, la ecuación del balance de calor se resuelve en términos de la temperatura del conductor, corriente y variables meteorológicas por un proceso de iteración. Para obtener la corriente del conductor, se utiliza el procedimiento siguiente:

- a) Se asume una temperatura del conductor
- b) Se calculan las pérdidas de calor correspondientes
- c) La corriente del conductor da lugar a calcular la temperatura del conductor (Ec. 2.1)
- d) La corriente calculada se compara con la corriente del conductor dada.
- e) La temperatura del conductor crece o decrece, hasta que la corriente calculada es igual a la corriente dada.

2.1.4.6 Temperatura del conductor en estado transitorio

El período transitorio consiste en que la temperatura del conductor variará en función del tiempo especificado, por el cambio de escalón en la corriente eléctrica de algún valor de corriente inicial I_i a otro valor final I_f . En realidad, la temperatura de un conductor es dinámica, en respuesta a los cambios en la corriente eléctrica y condiciones meteorológicas. Sin embargo, se asume que los parámetros meteorológicos permanecen constantes (la velocidad y dirección

de viento, la temperatura ambiente, etc.), y los cambios de corriente eléctrica se dan en escalón de una corriente inicial I_i a una corriente final I_f , ya que para variaciones de corriente, en tiempos relativamente cortos, la temperatura tarda en alcanzar la temperatura final T_f de acuerdo con la constante de inercia térmica, en un 63.3% de los cambios de temperatura, como se ilustra en la figura 3.

Antes del cambio de corriente en el escalón ($t=0$), se asume que el conductor está en equilibrio térmico. Esto es la suma del calor generado por las pérdidas Joule y el calentamiento del sol son iguales a las pérdidas de calor por convección y radiación (Ver ecuación 2.10).

Inmediatamente después, de que la corriente cambia al escalón ($t=0+$), la temperatura del conductor no cambia instantáneamente, tampoco la resistencia del conductor y la proporción de las pérdidas de calor por convección y radiación; sin embargo, esas proporciones de pérdidas de calor y pérdidas joule se van incrementando. Por lo tanto, en el tiempo $t=0+$, la temperatura del conductor comienza a incrementarse en proporción dada por la ecuación del balance de calor en estado no estable.

$$q_c + q_r + mC_p \frac{d T_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

despejando:

$$\frac{d T_c}{dt} = \frac{1}{mC_p} (I^2 R(T_c) + q_s - q_c - q_r) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

mC_p = Capacidad total de calor del conductor, en watts-seg/pie °C

q_c = Transferencia de calor por convección (watt / pie lineal)

q_r = Radiación de calor (watt/pie lineal)

q_s = Ganancia de calor solar (watt / pie lineal)

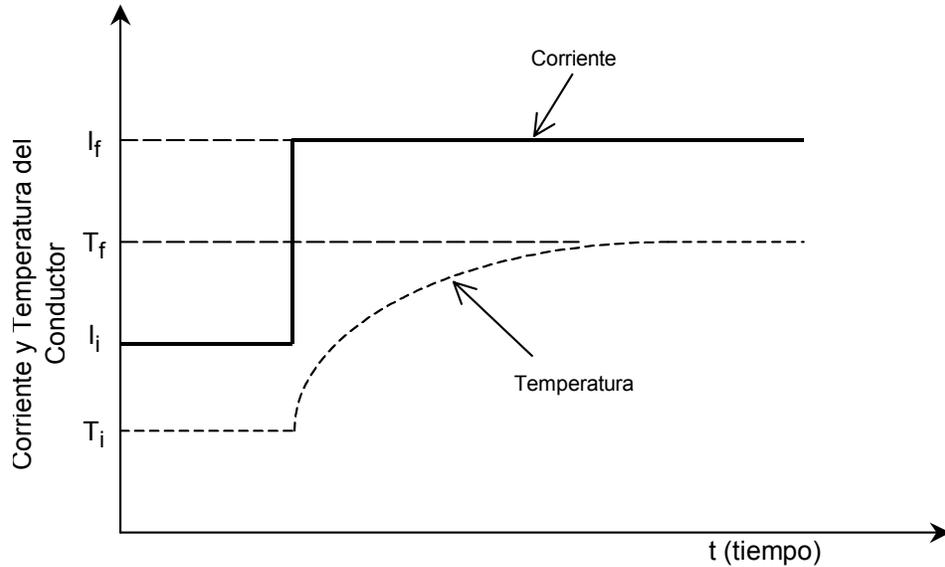
$I^2R(T_c)$ = Pérdidas por efecto joule en función de la temperatura del conductor
(watt/pie lineal)

$\frac{(dT_c)}{dt}$ = Variación de la temperatura del conductor °C en función del tiempo

Después de este tiempo, ∂t , la temperatura del conductor tiene incrementos ∂T_c , lo cual da lugar a pérdidas de calor más altas por convección y radiación, y de igual forma la generación de calor por la resistencia es más alta e incrementa la resistencia.

Para un cambio de tiempo ∂t a $2\partial t$, la temperatura del conductor continua incrementándose en una menor proporción. Después de un gran número de tales intervalos de tiempo, la temperatura del conductor se aproxima a la temperatura en estado estable final T_f .

Figura 3. Período transitorio de la temperatura del conductor



Fuente: IEEE Std 738-1993. Art. 2.2.1

2.1.4.7 Capacidad de calor del conductor

La capacidad de calor del conductor está definida como el producto del calor específico y la masa por unidad de longitud. La masa por unidad de longitud del conductor y los componentes del conductor para aluminio y conductores de aluminio están dadas en la tabla XII, y si el conductor consta de más de un material (ACSR), entonces la capacidad de calor del núcleo y las capas trenzadas exteriores están definidas así:

Tabla XII. Calores específicos de los materiales conductores a 25°C

Material	Cp (W*seg/Lb °C)
Aluminio	433
Cobre	192
Acero	216

Fuente: IEEE Std 738-1993. Art. 3.6

Por ejemplo, para el conductor 477 Kcmil 26/7 Hawk ACSR, los pesos del núcleo del acero y las capas exteriores de aluminio son 0.449 lbs/pie y 0.2064 lbs/pie, respectivamente; así la capacidad total del conductor a 25°C es:

$$\begin{aligned} mC_p (\text{aluminio a } 25^\circ\text{C}) &= 0.449(\text{lb/pie}) * 433(\text{W*seg/Lb}^\circ\text{C}) \\ &= 194.42 \text{ W*seg/pie } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} mC_p (\text{acero a } 25^\circ\text{C}) &= 0.2064(\text{lb/pie}) * 216(\text{W*seg/Lb}^\circ\text{C}) \\ &= 44.60 \text{ W*seg/pie } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

La capacidad total de calor para el conductor Hawk ACSR 477 es:

$$\begin{aligned} mC_p (\text{ACSR a } 25^\circ\text{C}) &= 194.42 (\text{W*seg/pie}^\circ\text{C}) + 44.60 (\text{W*seg/pie}^\circ\text{C}) \\ &= 239.00 \text{ W*seg/pie } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Para el cálculo del rango térmico, en el periodo transitorio con una duración de 5 a 30 minutos, las componentes de temperatura del conductor son aproximadamente iguales, después del incremento del escalón en la corriente y la capacidad de calor del conductor puede ser tomada como la suma de las componentes de las capacidades de calor, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$mC_p = \sum m_i * C_{pi} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

2.1.5 Aplicación del método

Encontraremos la máxima capacidad térmica, en estado estable del conductor 477 kcmil HAWK, que será utilizado en la línea de transmisión en estudio, bajo las siguientes condiciones:

- Velocidad del viento (Vw) : 2 pies/seg, perpendicular al conductor
- Coeficiente de emisividad ϵ : 0.5
- Coeficiente de absorción α : 0.5
- Temperatura máxima de ambiente (Ta): 50 °C
- Temperatura máxima admisible del conductor (Tc): 75 °C
- Diámetro exterior del conductor: 0.8580"
- Latitud: 14°32'00" norte
- Atmósfera: clara

2.1.5.1 Resistencia eléctrica a 75 °C

De Tabla No. VII, la resistencia eléctrica del conductor Hawk a 75°C es 0.2305 ohm/milla.

2.1.5.2 Ganancia de calor “ q_s ”

$$q_s = \alpha Q_s (\sin \theta) A' \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$\theta = \cos^{-1}((\cos H_c) \cos(Z_c - Z_i)) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

$$\infty = 0.5$$

$$Q_s = 95.36 \text{ W/pie}^2$$

$$A' = 0.858/12 = 0.0715 \text{ pie}^2/\text{pie lineal}$$

$$H_c = 74.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Z_c = 39 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Z_i = 226 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\theta = \cos^{-1}((\cos 74.5)\cos(39 - 226))$$

$$\theta = 105.38$$

$$q_s = 0.5(95.36)(\text{sen}105.38)(0.0715)$$

$$q_s = 3.28 \text{ W/pie lineal de conductor}$$

2.1.5.3 Transferencia de calor por convección “ q_c ”

a) Pérdidas de calor por convección natural

$$q_c = 0.283 p_f^{0.5} d^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

$$T_c = 75 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_a = 50 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_f = (75+50)/2 = 62.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$d = 0.858 \text{ ”}$$

$$p_f = 0.0656 \text{ (a } 62.5 \text{ }^\circ, \text{ tabla VIII)}$$

$$q_c = 0.283 (0.0656)^{0.5} (0.858)^{0.75} (75 - 50)^{1.25}$$

$$q_c = 3.61 \text{ W/pie lineal del conductor}$$

b) Pérdidas de calor por convección forzada

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371(d p_f V_w/\mu_f)^{0.52}) k_f (T_c - T_a) \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$q_{c2} = 0.1695 (d p_f V_w/\mu_f)^{0.6} k_f (T_c - T_a) \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

$$V_w = 2.0 \text{ pies/seg} * 3600 \text{ seg/hr} = 7200 \text{ pies/hr}$$

$$\mu_f = 0.0486 \text{ lbs/hr-pie.}, \text{ (a } 62.5 \text{ }^\circ\text{C, tabla VIII)}$$

$$k_f = 0.008805 \text{ W/pie }^\circ\text{C (a } 62.5 \text{ }^\circ\text{C, tabla VIII)}$$

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371(0.858 * 0.0656 * 7200/0.0486)^{0.52}) 0.008805 (75 - 50)$$

$$q_{c1} = 9.15 \text{ W/pie lineal del conductor}$$

$$q_{c2} = 0.1695 (0.858 * 0.0656 * 7200/0.0486)^{0.6} 0.008805 (75 - 50)$$

$$q_{c2} = 8.40 \text{ W/pie lineal del conductor}$$

Se usará el valor máximo $q_{c1} = 9.15 \text{ W/pie lineal del conductor}$

2.1.5.4 Radiación de calor “ q_r ”

$$q_r = 0.138 d \varepsilon (((T_c + 273)/100)^4 - ((T_a + 273)/100)^4) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

$$d = 0.858''$$

$$\varepsilon = 0.5$$

$$T_c = 75 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_a = 50 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$q_r = 0.138 * 0.858 * 0.5 (((75 + 273)/100)^4 - ((50 + 273)/100)^4)$$
$$q_r = 2.238 \text{ W/pie lineal del conductor}$$

2.1.5.5 Cálculo de la corriente a una temperatura máxima admisible del conductor

$$I^2R + q_s = q_c + q_r \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

$$R: (0.2305 \text{ ohm/milla}) * (1.894 \times 10^{-4} \text{ milla/pie}) = 4.36 \times 10^{-5} \text{ ohm/pie}$$

$$q_c: 9.15 \text{ W/pie lineal}$$

$$q_r: 2.24 \text{ W/pie lineal}$$

$$q_s: 3.28 \text{ W/pie lineal}$$

De (Ec-2.1), despejando I tenemos:

$$I = \sqrt{\frac{9.15 + 2.24 - 3.28}{4.36 \times 10^{-5}}}$$

$$I = 431.28 \text{ A}$$

Los requerimientos de ampacidad del conductor son 325.50 A, correspondiente a 38.9 MVA (35MW), por lo que se demuestra que el calibre del conductor seleccionado es suficiente para transportar la potencia necesaria.

En la Tabla XIII, se presentan las ampacidades de los conductores analizados para una temperatura máxima de operación de 75°C y una temperatura máxima de ambiente de 50 °C., así como la temperatura de operación de los conductores, cuando circula por el 325.50 amperios.

Tabla XIII. Ampacidad de los conductores analizados

Material	Conductor	Ampacidad a Temperatura 75 °C (A)	Temperatura de operación a 325.5 A (°C)
ACSR	HAWK 477 kcmil	431.28	67.23
	IBIS 397.5 kcmil	385.58	69.66
	LINET 336.4 kcmil	348.23	72.60
AAAC	DARIEN 559.5 kcmil	433.45	67.14
	CAIRO 465.4 kcmil	387.76	69.55
	CANTON 394.5 kcmil	350.65	72.40

2.1.6 Pérdidas por efecto Joule

Las pérdidas por efecto joule I^2R , en condiciones típicas de operación para los conductores analizados, se presentan en la tabla XIV, considerando su correspondiente resistencia eléctrica AC, a la temperatura de operación.

$$I^2R_{\text{total}} = 3 * I^2 * R_{AC} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

I : Corriente de carga nominal, en amperios

R_{AC} : Resistencia AC a la temperatura de operación del conductor, en ohm/milla y frecuencia nominal

Tabla XIV. Pérdidas por efecto joule de los conductores analizados

CONDUCTOR	PÉRDIDAS JOULE TRIFÁSICAS (kW/milla)
HAWK 477 kcmil	71.41
IBIS 397.5 kcmil	86.35
LINET 336.4 kcmil	102.93
DARIEN 559.5 kcmil	70.77
CAIRO 465.4 kcmil	85.50
CANTON 394.5 kcmil	101.61

3. MODELO DEL TRAMO TIPICO

3.1 Fundamento del tramo típico

El modelo del tramo típico, con base en estructuras compactas, consiste en definir las características del tramo, como: la longitud del tramo, la flecha y la tensión del conductor, así como la estructura dominante.

En el modelo del tramo típico, se considera el diseño de la línea, con base a una distribución de estructuras compactas de igual altura, situadas a la misma separación, para que el conductor, que se tienda entre estas, tenga la misma flecha y tensión en todos los tramos. Normalmente una línea de transmisión se construye en secciones, predominantemente en tangente con estructuras de suspensión y cada sección se finalizara con estructuras de anclaje.

Al utilizar las estructuras propuestas en el capítulo 1, inciso 1.4.2.2 como modelo, es necesario que éstas estén conforme a los requerimientos eléctricos y mecánicos que considera el diseño de una línea compacta. En el aspecto eléctrico, deberá ser una estructura sencilla, con una distancia entre fases que dependerá de la configuración de la línea, del diseño de aislamiento y una altura determinada por las libranzas eléctricas; por lo general, la altura se define lo suficiente para cumplir con la distancia requerida del conductor de fase más bajo a tierra. En el aspecto mecánico, debe ser una estructura resistente a las cargas propias y a las debidas condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar de su ubicación. Al utilizar estos modelos simples compactos, es posible definir el tramo interpostal dominante, y así evaluar los costos de operación, costos de construcción por kilómetro y los costos por

derecho de vía, comparado contra las estructuras convencionales que actualmente se han utilizado.

3.2 Coordinación de aislamiento

En el desarrollo del diseño de líneas de transmisión, una de las etapas básicas y por consiguiente de suma importancia es la coordinación de aislamiento.

La coordinación de aislamiento tiene como principal función obtener los parámetros que permitan determinar.

- El tipo de aislador
- Aislamiento equivalente a la cadena de aisladores
- Distancias de aislamiento

Coordinando conjuntamente con los parámetros anteriores, los aisladores deben cumplir con dos funciones durante toda su vida en un medio ambiente eléctrico de alta tensión.

- **Una función mecánica:** es la más importante para evitar caídas de líneas. El aislador debe resistir a todas las cargas y sobrecargas combinadas, que se deben a las variaciones de temperatura, viento, a vibraciones producidas por rayos o arcos de energía y, en algunos casos, a la presencia eventual de hielo.
- **Una función eléctrica:** el aislador debe resistir a la tensión eléctrica permanente de la línea y a todas las condiciones desfavorables, como lluvia, contaminación y sobretensiones, que se deben a fenómenos atmosféricos (sobrevoltajes externos) o a operaciones efectuadas en la

línea (sobrevoltajes internos), especialmente en la apertura y cierre de la misma.

3.2.1 Tipo de aislador

Los aisladores, para las líneas de transmisión aéreas, se construyen normalmente de porcelana o vidrio y suelen ser tipo disco; actualmente estos aisladores se han reemplazado por aisladores del tipo polimérico.

En estos momentos, los aisladores poliméricos se encuentran a precios muy parecidos o a veces inferiores a las cadenas equivalentes de porcelana o vidrio. Si a este aspecto se le añade los costos reducidos de transporte y de instalación, las ventajas económicas se vuelven aún más atractivas.

Las principales características que influyen en la selección de los aisladores poliméricos son las siguientes:

- Distancia de fuga.
- El comportamiento deseado del aislador a sobre tensiones por rayo y por maniobras de interruptores.
- La capacidad del aislador de soportar las cargas mecánicas de tensión y compresión, así como el tipo de acoplamiento con los herrajes.

Los aisladores de polímero serán del tipo suspensión (SEDIVER YB120XF029) y el tipo poste (SEDIVER PSG30XZ021). Las características principales de los mismos se indican en la tabla XV.

Tabla XV. Características de los aisladores tipo poliméricos

Tipo	Longitud sección	Voltaje	Distancia de fuga	Distancia de arco en seco	Flameo de baja frecuencia		Flameo crítico de impulso		Resistencia mecánica
	(mm)	(kV)	(mm)	(mm)	Seco	Húmedo	Pos	Neg.	(kg)
					(kV)	(kV)	(kV)	(kV)	
Suspensión	1093	115	2215	825	290	235	455	500	11340
Poste	1072	69/115	1542	807	285	235	445	670	877

Fuente: Catalogo, aisladores de polímero Sediver

3.2.2 Aislamiento equivalente a la cadena de aisladores

En condiciones ideales, el aislamiento de las líneas de transmisión debe tolerar cualquier sobrevoltaje que se presente en ellas, pero la longitud de las cadenas de aisladores y las distancias mínimas de aire deberán ser tan grandes, que el costo del aislamiento resulta exageradamente alto. Por consiguiente, se diseña el aislamiento de las líneas, de tal manera que soporte todo sobrevoltaje por maniobra o por baja frecuencia (sobrevoltaje interno), pero no todo impulso de voltaje ocasionado por descargas atmosféricas (sobrevoltaje externo).

La longitud de las cadenas de aisladores y las distancias dieléctricas, en aire se determinan para soportar los máximos sobrevoltajes (internos), que ocurran en la línea en condiciones de contaminación, y está definida por las características de las ondas de accionamiento, porque la longitud necesaria es, en general, mayor para los sobre-voltajes por suicheo, que para los sobre voltajes a 60 Hz.

Para evitar las fallas por descargas atmosféricas, se recurre a disposiciones de cables de guarda y la reducción de la resistencia en la base de la estructura,

así como el uso de interruptores de alta velocidad y, si es necesario, se protegen las cadenas con cuernos para arco.

El concepto de distancia dieléctrica en aire es en general y desde el punto de vista de diseño, parte de la relación entre la tensión crítica de flameo (TCF) y el nivel básico de impulso (NBI).

3.2.2.1 Por corrección a altura media sobre el nivel del mar

3.2.2.1.1 Cálculo de longitud del aislador para condiciones ambientales normalizadas

Tomado del folleto de coordinación de aislamiento de la comisión nacional de energía de México CFE, el nivel básico del impulso (NBI) es la característica del aislamiento de una línea de transmisión que le permite soportar las solicitudes dieléctricas, y está determinado por el comportamiento del dieléctrico (aire/aislamiento), debido a los impulsos de sobrevoltaje de corta duración definido por la tensión crítica de flameo (TCF), donde ocurre el 50% de sobrevoltajes.

La tensión crítica de flameo (TCF) del 50% se define como la tensión al impulso con una onda de tensión positiva o negativa de 1.2/50 microsegundos que, aplicada a un aislador o a la cadena de aisladores, determina la iniciación del arco en el 50% de los impulsos aplicados.

La relación entre la tensión crítica de flameo (TCF) y el nivel básico de impulso (NBI), para una probabilidad de falla del 10%, está dada en forma experimental por:

$$\text{NBI} = 0.961 \text{ TCF} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

La anterior ecuación considera una desviación estándar del fenómeno de 3%.

De la ecuación (3.1), se calcula el valor de la tensión crítica de flameo, a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, o sea:

$$\text{TCF(normal)} = \text{NBI}/0.961 \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Para el caso de una tensión nominal de 69 kV, con un NBI = 350 kV (según NESC-1997) la TCF normal es 364.20 kV al nivel del mar.

La relación entre la TCF y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión K_1 , se obtiene la siguiente expresión:

$$\text{TCF(normal)} = K_1 d \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

TCF = Tensión crítica de flameo normal

K_1 = Factor de electrodos (gaps) para sobretensiones por rayo, 550 kV/m, según tabla No. XXXII del apéndice B

d = Distancia de fase a tierra en metros

La distancia de fase a tierra por sobretensiones de rayo se calcula, a partir de la ecuación (3.3), despejando d y utilizando el valor promedio K_1 :

$$d = (\text{TCF})_{\text{normal}}/550 \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Sustituyendo valores:

$$d = (364.20)/550$$

$$d = 0.66 \text{ m}$$

3.2.2.1.2 Cálculo de la longitud del aislador por condiciones a altura media sobre el nivel del mar

Los aislamientos externos se afectan por los efectos meteorológicos como: la presión barométrica, la temperatura, la humedad y la altitud, según en donde se encuentre la línea de transmisión, de tal forma que la tensión crítica de flameo, en condiciones normales, se afecta por un factor de densidad de aire, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{0.392 * b}{273 + t} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

α = Factor de densidad de aire

b = Presión barométrica en mm Hg

t = Temperatura media de la zona en °C

Las condiciones, de acuerdo con la ubicación de la línea de transmisión en estudio, son:

b = 716 mm Hg a 500 msnm según tabla XXXIII del apéndice B

t = 25°C, según el inciso 1.6 del capítulo I

Sustituyendo datos en la ecuación 3.5, se obtiene

$$\alpha = \frac{0.392 * 716}{273 + 25}$$

$$\alpha = 0.942 \quad (\text{Véase Tabla XXXIII del apéndice B})$$

Para diseño se utiliza la TCF normal, corregida de acuerdo con el factor de corrección, por medio de la siguiente expresión:

$$\text{TCF(diseño)} = \text{TCF(normal)} / \alpha \quad (\text{Ec. 3.6})$$

$$\text{TCF(diseño)} = K_1 d \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Sustituyendo el valor de la ecuación (3.6) en la ecuación (3.7) y despejando d, se obtiene:

$$d = \text{TCF(normal)} / K_1 \times \alpha \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Esto implica que la distancia de fase a tierra corregida será:

$$d = 364.20 / 550 \times 0.942$$

$$d = 0.70 \text{ m, que sustituye a } 0.66$$

3.2.2.2 Por nivel de contaminación

Para el caso de los aislamientos externos, éstos se afectan por la contaminación durante la operación normal del equipo a la frecuencia del sistema y este parámetro influye desde el punto de vista de diseño de la distancia de fuga del aislamiento. En la presencia de ambientes contaminados, ocurre el fenómeno de flameo (descarga disruptiva) en el aislamiento externo, bajo la tensión máxima del sistema a la frecuencia industrial, esto se hace más crítico en la presencia de llovizna, rocío, y niebla. Estas condiciones son más severas cuando las capas contaminantes se encuentran totalmente húmedas sin un lavado significativo. La corriente de fuga fluye, a través de la capa contaminante, forman bandas secas, disminuyen la tensión de aguante, ya que el aislamiento presenta descargas parciales.

Como consecuencia, aparece a través de la porción húmeda del aislamiento un esfuerzo de tensión más elevado, lo cual originan las bandas secas adicionales e incrementan la actividad de las descargas, hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aislamiento (flameo).

Un método de cálculo de la distancia de fuga consiste en clasificar a cada zona de contaminación, de acuerdo con el grado de severidad en relación con un factor de distancia de fuga específica, tal como se muestran en la tabla XVI.

La expresión, que relaciona la distancia de fuga, a tierra D_f en centímetros, se obtiene multiplicando el factor de distancia de fuga mínima específica V_d en cms/kV, por la tensión máxima de diseño de fase a tierra.

$$D_f = K_d * \frac{V_d}{\sqrt{3}} \quad (cm) \quad (Ec. 3.9)$$

Para la línea de 69 kV en estudio, con una tensión máxima de diseño de 72.5 kV fase a fase, que operará en una zona media en contaminación, con un factor de distancia de fuga de 2.0 cms/kV (ver la tabla XVI), la distancia de fuga es:

$$D_f = 2.0 * \frac{72.5}{\sqrt{3}}$$
$$D_f = 83.72 \quad cm$$

Tabla. XVI. Relación entre el nivel de contaminación y el factor de distancia de fuga mínima entre fases

Nivel de contaminación	Características ambientales	Factor de distancia de fuga mínima específica Kd en cms/kV (fase a fase)
Ligera	Áreas sin industrias, zonas rurales sin quema de hierba, áreas que están situadas lejos del mar o a grandes altitudes sobre el nivel del mar y que no están expuestas a la brisa marina; áreas con baja densidad industrial pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias,, zonas agrícolas con majo uso de fertilizantes y plaguicidas o con uso moderado y lluvias frecuentes.	1.6
Media	Áreas con industrias que no producen humos contaminantes, o áreas con industrias pero que están expuestas a vientos frecuentes y/o lluvias; áreas expuestas a vientos marinos pero no demasiado cerca de las costas (por lo menos a 1 km de distancia de la costa), zonas con niebla ligera, zonas rurales con uso de fertilizantes y plaguicidas.	2.0
Alta	Áreas con alta densidad industrial, áreas cercanas al mar (menos de 1 km de la costa) o expuestas a brisas marinas, zonas expuestas a la acción de los polvos de cemento, carbón con lluvias ligeras, combinaciones de algunas características anteriores con niebla; zonas urbanas de alto índice de población con humos derivados del petróleo, polvo y lluvia ligera.	2.5
Extra Alta	Áreas de extensiones moderadas sujetas a humos productos de procesos industriales de tipo contaminante; áreas de extensión moderada cercanas a las costas y expuestas a brisas marinas muy fuertes, en áreas de baja densidad industrial pero expuestas a brisas marinas.	3.1

Fuente: Folleto coordinación de aislamiento de la CFE

3.3 Distancias de aislamiento

La determinación de las distancias de aislamiento de las líneas de transmisión debe considerar los esfuerzos dieléctricos a que estará sometida la línea durante su operación, de tal manera que el riesgo de falla obtenido para cualquiera de estos esfuerzos dieléctricos sea menor que un valor que se fija previamente y que es considerado como aceptable.

La tensión de operación representa, de hecho, un esfuerzo dieléctrico continuo, inclusive en condiciones adversas de operación con viento fuerte, lluvia, contaminación ambiental, etc, que hacen que los criterios para la determinación de las distancias dieléctricas tomen en consideración la probabilidad de que dichas condiciones adversas se presenten, y que inclusive sean coincidentes algunas de ellas.

3.3.1 Distancia de fase a tierra

Para determinar la distancia del conductor a la estructura, se considera la longitud indicada en la tabla XV de los aisladores poliméricos tipo suspensión y tipo poste, que de acuerdo con las configuraciones propuestas (SAP y AAF) figuras 14 y 15 del apéndice A, respectivamente, mantienen una geometría rígida haciendo que el conductor permanezca inmóvil en la estructura.

De los cálculos realizados anteriormente, tomando en consideración los efectos meteorológicos y el nivel de contaminación, conforme al lugar en donde se encuentra la línea de transmisión en estudio, se puede afirmar que los aisladores propuestos cumplen con la distancia mínima, ya sea por efectos ambientales como de contaminación, que en este último caso es el más crítico para la selección de un aislador de porcelana, vidrio o polímero.

3.3.2 Distancia entre conductores (fase a fase)

De acuerdo con el folleto de coordinación de aislamiento de la CFE, la distancia vertical mínima de fase a fase en el punto de apoyo de la estructura, se puede determinar de acuerdo con la ecuación 3.10, la cual está basada en términos generales en la flecha del conductor, la longitud de la cadena de aisladores y el tipo de conductor.

$$D \geq n(\sqrt{f} + l) + 0.012V \quad (\text{m}) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

D = Distancia entre apoyos o soporte del aislador

n = Factor que depende del material del conductor de la línea

n = 0.5 para conductores ACSR o de Cobre

f = Flecha del conductor (m)

l = Longitud mínima de la cadena de aisladores (m)

l = Aplica para aisladores en suspensión, l = 0 cadenas de anclaje

V = Voltaje máximo de operación entre fases (kV)

Para la línea en estudio de 69 kV, con un voltaje máximo de operación de 72.5 kV, utilizando como medio para la transmisión de la energía el conductor ACSR 477 Hawk, la distancia vertical mínima entre fases, si se considera un vano regular de 200 mts con una flecha de 3.42 m., como se verá más adelante, (véase tabla XIX) la distancia viene dada por:

$$D \geq 0.5(\sqrt{3.42} + 0) + 0.012(72.5)$$

$$D \geq 1.80 \text{ m}$$

Si nos referimos a las distancias de seguridad entre conductores soportados por la misma estructura (ver la tabla IV), se observa que para tensiones hasta 50 kV la distancia “d” vertical entre conductores debe ser 0.823 metros. Para tensiones entre 50 y 814 kV. la distancia debe ser incrementada 0.01 metro por cada kV en exceso de 50 kV, tomando como base la tensión máxima de operación.

Por lo que para circuitos de 69 kV la distancia vertical mínima entre fases, según la tabla No. IV debe ser:

$$d = (72.5 - 50)(0.01) + 0.823 = 1.05 \text{ metros}$$

El inconveniente de este resultado es que no se toma en cuenta la flecha del conductor para un vano determinado, por lo que se adopta la distancia calculada en la ecuación (3.10), aproximando la distancia a un valor de 1.80 metros de distancia entre fase, para las configuraciones establecidas, (ver las figuras 14 y 15 del apéndice A).

3.3.3 Altura mínima del conductor al suelo

La mínima libranza vertical al suelo, para una línea de transmisión de 69 kV, que se considerara que pasa por diferentes vías de acceso poblados o cultivos, se especifica en la tabla I, (ver el capítulo I).

Por razones de seguridad, es necesario siempre fijar la libranza mínima del conductor al suelo, es decir, la distancia mínima del conductor más bajo entre el tramo interpostal con respecto al nivel del suelo. Esta libranza mínima no debe ser menor en ningún caso, por lo que se debe aplicar considerando la mayor flecha a la máxima temperatura del conductor, que alcanza en condiciones de operación la máxima potencia de transporte.

$$D_s = 6.10 \text{ m}$$

3.3.4 Ángulo de blindaje

La selección del ángulo de blindaje, para líneas de transmisión, está especificada, según la altura de la estructura especificada en grados medidos, desde el eje superior de la estructura al conductor energizado más alto.

30°, para alturas menores de 28 metros

26°, para alturas de 28 a 30 metros

21°, para alturas de 30 a 35 metros.

El ángulo de blindaje seleccionado para este caso le corresponde 30°, ya que partiendo del aspecto económico solamente se considerarán las estructuras menor de 28 metros.

3.4 Criterios de diseño para la selección de las estructuras

Los soportes de conductores, postes de concreto con estructuras de acero pretensado, centrifugado, denominados estructuras de transmisión, tienen una gran importancia, a pesar de que su función se limita a servir de apoyo.

Estas estructuras tienen, además, la particularidad de ser repetitivas, es decir, que es considerable el número de estructuras en una línea que, salvo ligeras variantes, representan iguales características, por lo que pequeños aciertos o deficiencias en su diseño repercuten, de modo significativo, en la construcción/operación económica de la línea de transmisión de energía eléctrica.

Las características dimensionales y mecánicas de los postes de concreto pretensados, centrifugados que actualmente tienen mayor aplicación, y a la vez se encuentran en el mercado nacional se indican en la tabla XVII.

Tabla XVII. Características mecánicas y dimensionales de postes de concreto

Longitud de poste (mm)	Clase (Lbs)	Diámetro en punta (mm)	Diámetro en base (mm)	Diámetro en base a nivel del terreno (mm)	Empotramiento (mm)	Altura útil (mm)
18000	1000	165	435	400.5	2300	15600
18000	2000	210	480	445.5	2300	15600
18000	3000	255	525	490.5	2300	15600
18000	4000	300	570	535.5	2300	15600
18000	6000	390	660	625.5	2300	15600
21000	2000	255	570	529.5	2700	18300
21000	3000	255	570	529.5	2700	18300
21000	4000	300	615	574.5	2700	18300
21000	6000	435	750	709.5	2700	18300
24000	2000	255	615	570	3000	21000
24000	3000	300	660	615	3000	21000
24000	4000	300	660	615	3000	21000
24000	6000	390	750	705	3000	21000

Fuente: Catalogo de ventas Productos Atlas

Los criterios de diseño fijados para la selección óptima del uso de las estructuras son los siguientes:

- Fuerzas mecánicas sobre las estructuras
- Flecha del conductor y tensión de diseño
- Factores de sobrecarga.
- Altura útil de las estructuras conforme a una flecha final.

3.4.1 Fuerzas mecánicas sobre las estructuras

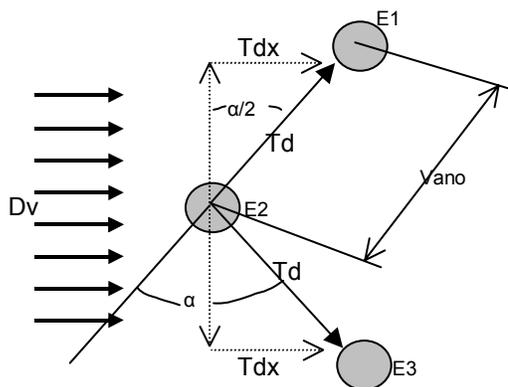
Las estructuras de soporte de las líneas aéreas de transmisión deberán tener suficiente resistencia mecánica, para soportar las fuerzas propias (peso de la estructura y herrajes) y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubiquen, con los factores de sobrecarga adecuados.

Las fuerzas mecánicas que deben soportar las estructuras son las siguientes:

- Fuerzas transversales
- Fuerzas verticales
- Fuerzas longitudinales

Para el análisis de las aplicaciones de las fuerzas sobre las estructuras, nos apoyaremos en la figura 4.

Figura 4. Vista en planta de la fuerza ejercida por el viento sobre una línea de transmisión



Donde:

T_d = Tensión de diseño del conductor o hilo de guarda (kg)

α = Deflexión de la línea (grados)

D_v = Dirección del viento

E = Vista en planta de poste de concreto

Con el propósito de establecer las fuerzas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de las estructuras SAP y AAF (figuras 14 y 15 del apéndice A) se consideran los parámetros meteorológicos definidos en el capítulo I, Art. 1.6

- Velocidad de viento = 100 km/h
- Rango de temperatura = 10°C a 50°C

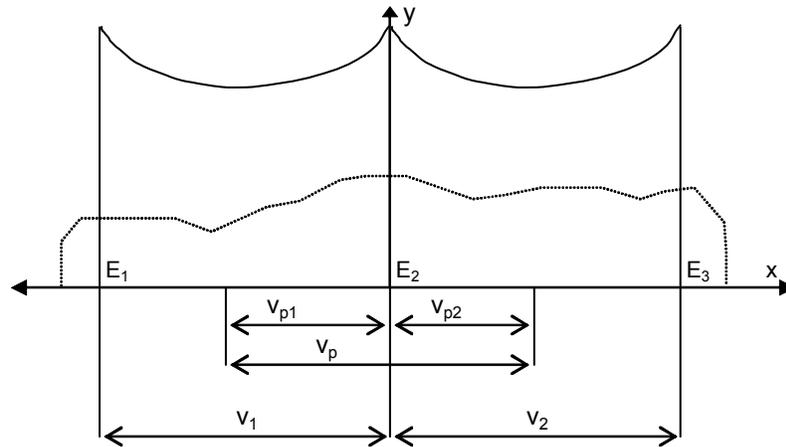
3.4.1.1 Fuerzas transversales

La fuerza transversal es la debida al viento, que sopla horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea sobre la estructura, conductores y cables de guarda.

3.4.1.1.1 Vano de viento

Se define el vano de viento como la longitud de vano horizontal que se va considerar para la determinación del esfuerzo transversal que, debido a la acción del viento sobre los conductores y cables, que transmiten éstos a la estructura. Esta longitud queda determinada por la semisuma de los dos vanos contiguos a la estructura. (ver figura 5).

Figura 5. Vanos de viento y de peso



$$V_v = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

V_v = Longitud del vano de viento medio en la dirección longitudinal (m)

V_1 = Longitud del vano anterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m)

V_2 = Longitud del vano posterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m)

V_p = Longitud del vano de peso de la estructura (m)

V_{p1} = Longitud del vértice de la catenaria anterior a la estructura (m)

V_{p2} = Longitud del vértice de la catenaria posterior a la estructura (m)

3.4.1.1.2 Fuerza debida al viento en los cables

Primero se debe calcular la presión del viento ejercida sobre superficies de alambres y cables, por medio de la siguiente formula:

$$P_{vc} = 0.00482 V^2 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

P_{vc} = Presión del viento (kg/m^2) sobre cables o alambres

V = Velocidad del viento de diseño (km/h)

La fuerza transversal sobre la estructura, que se debe al viento que actúa sobre los conductores y cable de guarda, es igual al producto del vano de viento por la carga unitaria debida al viento, entendiéndose por carga unitaria, el producto de la presión del viento por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda.

$$F_{tc} = V_v * P_v * \phi_c \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

F_{tc} = Fuerza transversal debida al viento sobre los conductores o cable de guarda. (kg)

V_v = Vano de viento (m)

P_v = Presión del viento (kg/m^2) sobre cables o alambres

ϕ_c = Diámetro del conductor o hilo de guarda (m)

3.4.1.1.3 Fuerza debida al viento en el poste

Se debe considerar que la ráfaga de viento cubre totalmente la altura útil del poste, aplicando un factor de 1.3 a la velocidad de diseño. Con base en lo anterior, la ecuación aplicable para la presión del viento es:

$$P_{ve} = 0.00815 V^2 \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

P_{ve} = Presión del viento sobre la altura útil del poste (kg/m^2)

V = Velocidad del viento de diseño (km/h)

La fuerza transversal sobre el poste de concreto, que se debe al viento que actúa sobre el propio poste, debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Para el cálculo del área proyectada, se considera el poste como una superficie trapezoidal.

$$F_{te} = 0.5(\phi_{pp} + \phi_{bntn}) * H_{up} * P_{ve} \quad (Ec. 3.15)$$

Donde:

F_{te} = Fuerza transversal debida al viento sobre el poste de concreto (kg)

ϕ_{pp} = Diámetro de la punta del poste (m)

ϕ_{bntn} = Diámetro de la base del poste a la altura del nivel del terreno (m)

H_u = Altura útil del poste (m)

P_{ve} = Presión del viento (kg/mt²) sobre el poste

3.4.1.1.4 Fuerza debido a la deflexión de la línea

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de: la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea. Refiriéndose a la figura 4, se tiene:

$$F_{tf} = 2 * T_d * \text{SEN} (\alpha/2) \quad (Ec. 3.16)$$

Donde:

F_{tf} = Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea (Kg)

T_d = Tensión de diseño aplicada al conductor e hilo de guarda (kg).

Esta tensión es un porcentaje de la tensión de ruptura del conductor

α = Deflexión de la línea (grados)

3.4.1.2 Fuerzas verticales

La carga vertical sobre cimientos, postes, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cable de guarda, está constituida por el peso propio de la estructura soportadora, más el de los conductores, cables de guarda y accesorios que soporten, teniendo en cuenta los efectos que pueden resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

3.4.1.2.1 Vano de peso

El cálculo de las fuerzas verticales que cuyos conductores e hilos de guarda transmiten a las estructuras se realiza mediante la teoría del vano de peso.

Se define el vano de peso, como la distancia horizontal entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura considerada (véase figura 5)

$$V_p = V_{p1} + V_{p2} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Donde:

V_p = Longitud, de vano de peso de la estructura

V_{p1} = Longitud, del vértice de la catenaria anterior a la estructura

V_{p2} = Longitud, del vértice de la catenaria posterior a la estructura

De este modo, la carga vertical por conductor o cable de guarda, es igual al vano de peso, multiplicado por el peso por unidad de longitud del cable correspondiente.

Para el caso del tramo típico, en donde se considerará el diseño de la línea con base en una distribución de estructuras de igual altura, situadas a la misma separación, la longitud del vano de peso será igual a la del vano de viento para la misma estructura.

3.4.1.3 Fuerzas longitudinales

Estas se deben a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionados por el desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de conductores.

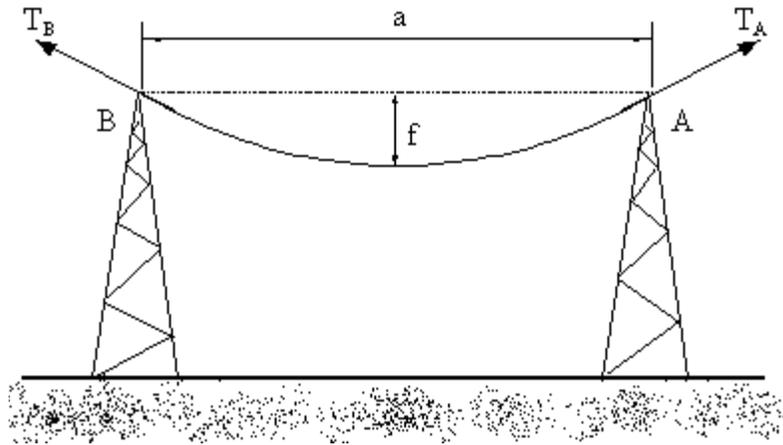
En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente. La fuerza longitudinal, que se debe a la supuesta ruptura de los conductores o cables de guarda en las estructuras de remate o deflexión, será considerada con base en la tensión de diseño aplicada a los conductores o cables.

3.4.2 Flecha y tensión mecánica del conductor

3.4.2.1 Planteamiento de la ecuación de la flecha

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 une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Se llama vano a la distancia “a” entre los dos puntos de amarre A y B. (ver la figura. No. 6).

Figura 6. Flecha de un conductor sostenido por dos apoyos



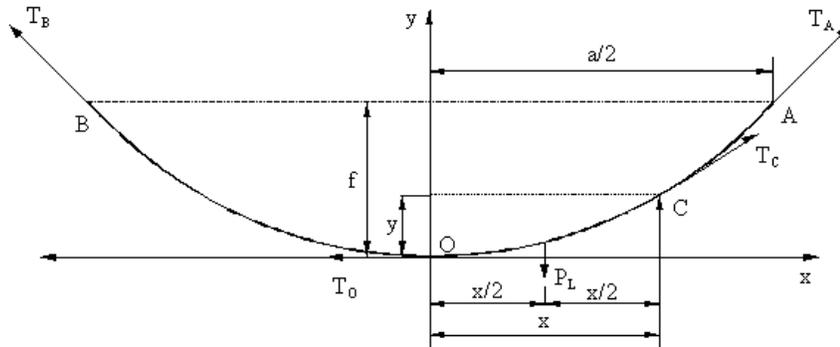
Los postes deberán soportar las tensiones T_A y T_B , que ejerce el conductor en los puntos de amarre. La magnitud de la tensión $T = T_A = T_B$ dependerá de la longitud del vano, del peso del conductor, de la temperatura y de las condiciones atmosféricas.

Para vanos de hasta unos 500 metros, se puede equiparar la forma de la catenaria a la de una parábola, que ahorra complejos cálculos matemáticos, y se obtienen, sin embargo, una exactitud más que suficiente.

Cómo se detalla más adelante, la catenaria deberá emplearse necesariamente en vanos superiores a los 1000 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 esto, se representa el conductor de un vano centrado en unos ejes de coordenadas:

Figura 7. Relación entre la flecha y tensión de un conductor



Se considerará un trozo de cable OC, que tendrá un peso propio P_L aplicado 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:

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

Por lo tanto, el valor de y será:

$$y = \frac{x P_L}{2 T_o} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Si llamamos P al peso por unidad de longitud del conductor, el peso total del conductor en el tramo OC, que hemos llamado P_L , será igual al peso por unidad de longitud por la longitud del conductor, que cometiendo un pequeño error denominaremos x .

Por lo tanto, admitiendo que:

$$P_L = P * x$$

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

$$y = \frac{x^2 P}{2T_o} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

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

$$y = f \quad ; \quad x = \frac{a}{2}$$

Por lo tanto, al sustituir queda:

$$f = \frac{Pa^2}{8T_o} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Se puede despejar el valor de la tensión T_o y se tendrá que:

$$T_o = \frac{Pa^2}{8f} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

La ecuación (3.20) relaciona la flecha en función de la tensión T_o , del peso unitario P y de la longitud del vano a .

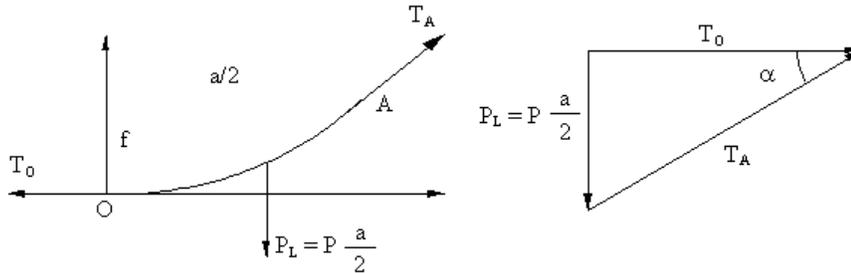
Si se compara esta ecuación de la parábola con la de la catenaria:

$$f = \frac{T_o}{P} \left(\cosh \frac{aP}{2T_o} - 1 \right) \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Se podrá observar la complejidad de ésta, y como se demostrará más adelante, los resultados serán prácticamente iguales.

Interesa trabajar con la tensión T_A , en lugar de la empleada hasta ahora T_o . Se observa el triángulo de fuerzas compuesto por T_o , T_A y P_L (ver la figura 8).

Figura 8. Representación de tensiones mecánicas en un cable conductor



y aplicando el Teorema de Pitágoras, se tiene:

$$T_A^2 = T_0^2 + \left(\frac{aP}{2}\right)^2 \quad (\text{Ec. 3.23})$$

En los casos prácticos que se presentan en las líneas aéreas de alta tensión, el valor del ángulo α formado por T_0 y T_A es muy pequeño, por lo que se puede asegurar que $T_0 \cong T_A$, que es una aproximación que se empleará en cálculos posteriores. Esto equivale a afirmar que la tensión a lo largo del conductor es constante.

Referente a T_A , se puede decir que esta tensión no debe sobrepasar nunca el valor de la carga de rotura del conductor, pues de lo contrario se rompería.

3.4.2.1.1 Comparación entre la catenaria y la parábola

Con un conductor HAWK 477 MCM, se calcula las flechas para distintos vanos con un porcentaje de utilización de 25% sobre la tensión de ruptura. Este conductor presenta una tensión de rotura de 8,845 kg y un peso unitario de 0.975 kg/m.

La flecha de la catenaria es

$$f = \frac{T_o}{P} \left(\cosh \frac{aP}{2T_o} - 1 \right) \quad (\text{Ec. 3.22})$$

La ecuación para la parábola es:

$$f = \frac{Pa^2}{8T_o} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Los valores que sustituimos son:

$$T_o = 8,845 * 0.25 = 2,211.25 \text{ Kg} ; P = 0.975 \text{ Kg/m}$$

De esta forma, se elabora la tabla XVIII, en la que aparece la longitud del vano en metros, la flecha para la catenaria y para la parábola y la diferencia entre los dos valores, expresada en tanto por ciento.

Tabla XVIII Porcentaje de error entre el cálculo de la catenaria y la parábola

VANO	CATENARIA	PARÁBOLA	%
100	0.551	0.551	0.000
200	2.204	2.204	0.009
400	8.824	8.818	0.067
600	19.871	19.841	0.151
800	35.366	35.274	0.261
1000	55.340	55.115	0.405
1200	79.831	79.366	0.582
1400	108.886	108.027	0.789
1600	142.565	141.096	1.030
1800	180.930	178.574	1.301
2000	224.057	220.463	1.604

Como se puede comprobar, es suficiente el empleo de la parábola, sobre todo para vanos inferiores a 1000 metros.

3.4.2.2 Tensión mecánica en conductores y cables de guarda

La condición de un cable, dentro de unas pocas horas de ser instalada en una línea de transmisión, se llama su condición "Inicial" (denominada I). En vista de que está bajo la tensión constante, el cable frecuentemente se alarga (fluencia) con el tiempo. Si uno asume que el cable permanece bajo tensión constante a la temperatura de fluencia TEMPC, durante un período de diez años, la condición del cable después de un período de 10 años se llama "final después de fluencia" (denominado C). Si el cable se estira permanentemente, bajo alguna "carga climática severa", su condición después de ser sometida a la carga severa se llama "final después de fluencia" (denominada L).

Por lo tanto, dos condiciones mínimas climáticas tienen que ser asumidas antes de desarrollar cualquier cálculo de flecha-tensión. Estos son 1) la condición climática, en la cual se presume que ocurre la fluencia, por ejemplo, una combinación sin viento y temperatura de fluencia; 2) una condición severa de tiempo que se presume crea el alargamiento permanente del comportamiento "final después de carga"

3.4.2.2.1 Tensión mecánica de diseño

De acuerdo con el folleto métodos de análisis y diseño en estructuras para transmisión de energía eléctrica CFE, en el cálculo mecánico de los cables conductores e hilos de guarda, se establecen generalmente tres límites de tensión, con el objeto de limitar el efecto destructivo de las vibraciones producidas por el viento en los conductores.

- Tensión inicial: la tensión inicial sin carga a 0 °C no debe ser mayor del 33% de la carga de ruptura del cable.
- Tensión final sin carga: la tensión final sin carga a 0 °C no debe ser mayor de 25% de la carga de ruptura del cable.
- Tensión de fluencia: la tensión de fluencia a la temperatura máxima de la zona, 50° C sin viento no debe ser mayor de 20.00% de la carga de ruptura del cable.
- Tensión final con carga: la tensión final después de carga a una temperatura ambiente de 15° C y una velocidad de viento máxima de la zona, 100 Km/h no debe ser mayor de 50% de la carga de ruptura del cable.

Por lo general, las tensiones finales del conductor o cable sin carga, es decir, las tensiones que existen una vez que se hayan regulado los vanos o alcanzado la flecha de diseño, pueden mantenerse entre 15% a 25% de la carga de ruptura del conductor o cable, a la temperatura promedio anual, siempre que los otros límites de tensiones aplicables a las condiciones originales del cable, sin carga o con carga fijados anteriormente, se excedan.

3.4.2.2 Cálculo de flechas y tensiones

Para este propósito en la definición del tramo típico, se considerará una tensión ya experimental de diseño final sin carga del 16.15% de la carga de ruptura del conductor HAWK 477 MCM, (ver la tabla No. VII), para lo cual se elaborará la tabla XIX por medio de la ecuación de la parábola, partiendo de los siguientes datos:

- Tensión de diseño del conductor = $(8,845.051 \text{ kg} * 16.15\%) = 1,428.475 \text{ kg}$
- Peso del conductor = 0.9752 kg/m

Tabla XIX. Flecha del conductor HAWK 477 MCM a diferentes longitudes de vanos

Vano (m)	Flecha del conductor HAWK 477 (m)
50	0.2133
100	0.8533
150	1.9200
200	3.4134
250	5.3334
300	7.6802
350	10.4536
400	13.6537
450	17.2804
500	21.3339

Es de interés también calcular a qué porcentaje de tensión de ruptura estará sometido el cable de hilo de guarda, considerando que éste debe tener una flecha igual a la del conductor en los tramos interpostales. Dicha tensión también es calculada por la ecuación de la parábola despejando T_0 .

En este trabajo se considerará el uso del cable de acero galvanizado 3/8 ", de alta resistencia para el cable de guarda, para lo cual se enumerarán sus características mecánicas en la tabla XX.

Tabla XX. Características mecánicas del cable de guarda

Descripción	Cable de Guarda
Calibre	3/8
Diámetro (m)	0.00952
Peso Unitario (kg/m)	0.409
Tensión de Ruptura (kg)	5100

Por lo que de la ecuación (3.21), despejando T_o y manteniendo la misma flecha calculada para cada vano correspondiente, se tendrá, por ejemplo, para un vano de 100 m., según la tabla XIX tendremos una flecha de 0.8533 m.:

$$T_o = \frac{Pa^2}{8f} = \frac{0.409 * 100^2}{8 * 0.8533} = 599.144 \text{ Kg}$$

entonces:

$$\% = \frac{599.14 \text{ kg}}{5100 \text{ kg}} * 100 = 11.75\%$$

implica un 11.75 % de tensión de ruptura del cable de 3/8"

3.4.3 Factores de sobrecarga

Las estructuras de metal y concreto pretensado, cruceros, retenidas, fundiciones deberán ser diseñadas para soportar las cargas adecuadas, multiplicadas por los factores de sobrecarga apropiados descritos en la tabla No. XXI.

Tabla XXI. Factores de sobrecarga para estructuras de soporte de conductores

FACTORES DE SOBRECARGA		
	CLASE B	CLASE C
Cargas verticales	1.50	1.50
Cargas transversales		
Viento	2.50	2.20
Tensión del conductor	1.65	1.30
Cargas longitudinales		
En los cruces:		
En general	1.10	No se requiere
En remates	1.65	1.30
En otras partes		
En general	1.00	No se requiere
En remates	1.65	1.30

Fuente: Artículo 20.6 de la NTDROID

3.4.4 Cálculo de momentos en el poste.

El análisis de los momentos de volteo del poste, en función de un vano de viento determinado y una tensión final de diseño con carga, es de importancia para determinar su capacidad de resistencia a todos los esfuerzos en que está sometido, para lo cual se deben considerar los momentos unitarios producidos por viento y peso de conductores e hilo de guarda.

3.4.4.1 Momento debido al viento en los cables.

El momento resultante, que actúa sobre el poste de concreto, debido a la acción del viento en los conductores y cable de guarda, es la sumatoria de los momentos que cada conductor y cable de guarda ejerce sobre el poste.

El momento actuante por cada conductor y cable de guarda, sobre la estructura debida al viento que actúa sobre los mismos, es igual al producto de la fuerza transversal, que se debe al viento sobre los conductores o cable de guarda por la altura del conductor o cable de guarda, desde el nivel del terreno por un factor de seguridad (ver la tabla XXI).

$$M_{cv} = F_{tc} * H_c * F_s \quad (Ec. 3.24)$$

$$M_{rvc} = \Sigma M_{cv} \quad (Ec. 3.25)$$

Donde:

M_{rvc} = Momento resultante debido a la acción del viento en los cables y cable de guarda (kg*m)

M_{cv} = Momento por conductor o hilo de guarda que actúa sobre la estructura, debido a la acción del viento (kg*m)

F_{tc} = Fuerza transversal debida al viento sobre los conductores o cable de guarda (kg).

H_c = Altura del conductor o cable de guarda (m)

F_s = Factor de seguridad, 2.20.

3.4.4.2 Momento debido al viento en el poste.

El momento resultante, que actúa sobre el poste de concreto debido a la acción del viento sobre el mismo, es el producto de la fuerza transversal producida por el viento aplicado en el centroide del poste, al considerar éste como una superficie trapezoidal, por un factor de seguridad.

$$M_{rvp} = F_{te} * (H_u(2\phi_{pp} + \phi_{bntn}) / 3(\phi_{pp} + \phi_{bntn})) * F_s \quad (Ec. 3.26)$$

Donde:

M_{rvp} = Momento resultante debido a la acción del viento sobre el poste (kg*m)

F_{te} = Fuerza transversal debida al viento sobre el poste (kg)

H_u = Altura útil del poste (m)

ϕ_{pp} = Diámetro de la punta del poste (m)

ϕ_{bntn} = Diámetro de la base del poste a la altura del nivel del terreno (m)

F_s = Factor de seguridad, 2.20.

3.4.4.3 Momento debido a la deflexión de la línea

El momento resultante que actúa sobre el poste originado, por el cambio de dirección de la línea, es la sumatoria de los momentos que cada conductor y cable de guarda ejercen sobre el poste debido a la deflexión de la línea.

El momento actuante por cada conductor y cable de guarda sobre la estructura es el producto de la fuerza transversal, debido a la deflexión de la línea por al altura del conductor o cable de guarda, desde el nivel del terreno por un factor de seguridad.

$$M_{rf} = \sum M_{cf} \quad (\text{Ec. 3.27})$$

$$M_{cf} = F_{tf} * H_c * F_s \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Donde:

M_{rf} = Momento resultante debido a la deflexión de la línea. (kg*m)

M_{cf} = Momento por cada conductor y cable de guarda debido a la deflexión de la línea (kg*m)

F_{tf} = Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea (kg)

H_c = Altura del conductor o cable de guarda (m)

F_s = Factor de seguridad, 1.30.

3.4.4.4 Momento por rotura

Para el cálculo del momento resultante en el poste, debido a una posible rotura de conductor o cable de guarda, sólo se tomarán, para este caso, la suma de los momentos producidos por el conductor superior y el cable de guarda, que se calcula por la siguiente ecuación.

$$M_{rr} = \sum M_{rc} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

$$M_{rc} = T_d * H_c * F_s \quad (\text{Ec. 3.30})$$

Donde:

M_{rr} = Momento resultante por rotura de conductor o cable de guarda (kg*m)

M_{rc} = Momento por cada conductor y cable de guarda debido a rotura (kg*m)

T_d = Tensión de diseño aplicada al conductor o cable de guarda.

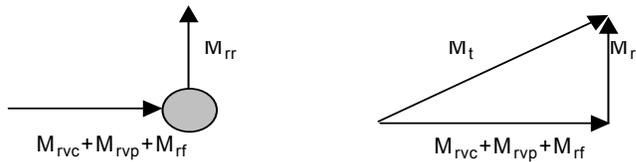
H_c = Altura del conductor superior o cable de guarda desde el nivel del terreno (m)

F_s = Factor de seguridad 1.0, para estructura de remate y 0 para estructura de suspensión.

3.4.4.5 Momento total actuante en el poste

El momento total de volteo, al que se encuentra sometido el poste, es la resultante de la suma vectorial, de los momentos producidos por las fuerzas transversales más los momentos producidos por las fuerzas longitudinales. Partiendo de la figura No. 9, se puede concluir, entonces:

Figura 9. Diagrama vectorial de los momentos actuantes en un poste de concreto



$$M_t = ((M_{rvc} + M_{rvp} + M_{rf})^2 + (M_{rr})^2)^{1/2} \quad (\text{Ec. 3.31})$$

Donde:

M_t = Momento total actuante en el poste de concreto (kg*m).

M_{rvc} = Momento resultante debido a la acción del viento en los cables y cable de guarda (kg*mt).

M_{rvp} = Momento resultante debido a la acción del viento sobre el poste (kg*m).

M_{rf} = Momento resultante debido a la deflexión de la línea (kg*m).

M_{rr} = Momento resultante por rotura de conductor o cable de guarda (kg*m).

3.4.4.6 Momento último resistente del poste

La máxima capacidad del poste de soportar todas las fuerzas que actúan en él, está definido por el momento máximo resistente del poste, el cual está definido por la resultante de aplicar a 30 cm de la punta del poste la carga máxima de trabajo (clase del poste), que está recomendada por el fabricante de postes por un factor de seguridad de 2. Como ejemplo, un poste de clase 2,000 indica que el poste se rompe a las 4,000 libras, que son aplicadas a 30 centímetros de la punta del poste.

Para este caso, se tendrá que convertir la carga máxima de trabajo de libras a kilogramos, por lo que el momento último del poste se expresa como:

$$M_u = 2 (0.4536 * \text{Clase}) * (H_{up} - 0.3) \quad (\text{Ec. 3.32})$$

Donde:

M_u = Momento último resistente del poste (kg*m).

Clase = Carga máxima de trabajo recomendada por el fabricante (kg) (Véase tabla XVII).

H_{up} = Altura útil del poste de concreto. (m).

3.4.5 Vano de viento calculado por momentos

El vano de viento calculado por momentos es la distancia intercostal, que garantiza que los postes están trabajando adecuadamente sin exceder el momento máximo resistente del poste.

A continuación, se calculará el vano viento máximo para un poste de 18.00 metros, clase 2000, partiendo de los siguientes datos.

- Altura de poste: 18.00 m
- Altura útil: 15.6 m
- Clase de poste: 2000 libras.
- Estructura Tipo: SAP (ver el apéndice A)
- Deflexión: 0 grados
- Velocidad de viento: 100 Km/h
- Vano de viento: 200 m
- % TR Conductor: 16.15 %
- % TR cable guarda: 11.47 %
- \varnothing Conductor 477 MCM: 0.0218 m
- \varnothing Cable de 3/8" (Guarda) 0.00952 m

Tabla XXII. Cálculo de momentos actuantes en un poste de concreto

Momento debido al viento en los cables						
Cable	Altura (m)	Diámetro (m)	Vano viento (m)	Presión viento (kg/m ²)	Fact. Sobrecarga	Momento (kg-m)
Guarda	15.50	0.00952	200	48.23	2.2	3,131.53
Cond. sup.	14.10	0.0218	200	48.23	2.2	6,315.05
Cond. medio	11.85	0.0218	200	48.23	2.2	5,482.29
Cond. infe.	10.05	0.0218	200	48.23	2.2	4,672.67
Momento total debido al viento en los cables						19,601.54
Momento debido al viento en el poste						
Clase	Altura útil (m)	Ø en punta (m)	Ø en base (m)	Presión viento (kg/m ²)	Fact. sobrecarga	Momento (kg-m)
200	15.6	0.21	0.444	48.23	2.2	3,718.51
Momento total debido al viento en el poste						3,718.51
Momento debido a la deflexión de la línea						
Cable	Altura (m)	Ángulo (grados)	Tensión ruptura (kg)	% tensión de ruptura	Fact. sobrecarga	Momento (kg-m)
Guarda	15.50	0.00	4900	11.47	1.3	0.00
Cond. sup.	14.10	0.00	8850	16.15	1.3	0.00
Cond. Medio	11.85	0.00	8850	16.15	1.3	0.00
Cond. infe.	10.05	0.00	8850	16.15	1.3	0.00
Momento total debido al viento en los cables						0.00
Momento por rotura de conductor						
Cable	Altura (m)	Tensión ruptura (kg)	% tensión de ruptura	Fact. sobrecarga	Momento (kg-m)	
Guarda	15.50	4900	11.47	0.00	0.00	
Cond. sup.	14.10	8850	16.15	0.00	0.00	
Momento total por rotura de conductor						0.00
<i>Nota: en el caso de tratarse de una estructura tipo AAF el factor de sobrecarga es 1</i>						
Momento total actuante en el poste						
Momento				Sub-total		
Momento por viento en los cables				19,601.54		
Momento por viento en el poste				3,718.51		
Momento debido a la deflexión de la línea				0.00		
Momento por rotura de conductor				0.00		
Momento total actuante en el poste				23,320.05		
Momento último resistente del poste						
Clase (Libras)		Altura útil (m)		Momento resistente último (kg-m)		
2000		15.6		27,759.85		
Porcentaje de utilización del poste						
Clase (libras)	Momento resistente último (kg-m)		Momento actuante en el poste (kg-m)		Porcentaje de utilización	
2000	27,759.85		23,320.05		84.00	

De acuerdo con la metodología descrita con anterioridad, se puede concluir que un poste de 18.00 metros, clase 2000, es apto para un tramo interpostal con un vano de viento de 200 metros, sometido bajo las condiciones mencionadas al inicio del cálculo.

En el apéndice C, se muestra un resumen de los diferentes vanos de viento posibles por construir, bajo ciertas condiciones, con postes de concreto autoportados, pretensados, centrifugados, que actualmente se encuentran en el mercados nacional.

3.4.6 Flecha máxima admisible

Es la distancia vertical máxima, que se permite en el punto más bajo de la catenaria al eje imaginario del punto de anclaje del conductor más próximo al nivel del terreno. La flecha máxima para diferentes vanos y altura de postes es:

$$f_{\max} = H_u - D_{ci} - D_s \quad (\text{Ec. 3-33})$$

Donde:

f_{\max} : Flecha máxima admisible

H_u : Altura útil del poste

D_{ci} : Distancia vertical del conductor más bajo, desde la punta del poste.

D_s : Distancia de seguridad mínima del conductor al suelo.

3.4.7 Vano para flecha máxima permisible

La flecha máxima admisible es la mayor distancia, que puede bajar el conductor estando tendido sin pasarse de la libranza fase a tierra mínima permitida, por lo que para dicha flecha se tiene un correspondiente vano máximo permisible, el cual puede darse en dos casos:

- a) Si la flecha para vano calculado por momentos es menor o igual que la flecha máxima admisible, entonces se debe seleccionar el vano calculado por momentos
- b) Si la flecha para vano calculado por momentos es mayor que la flecha máxima admisible, entonces el vano por seleccionar se debe calcular partiendo de la ecuación (3.21), para calcular que no se excede la libranza fase a tierra mínima:

$$a_m = ((8 * f_{\max} * P) / T_0)^{1/2} \quad (\text{Ec. 3-34})$$

Donde:

a_m = Vano máximo para flecha máxima permisible

f_{\max} = Flecha máxima admisible

P = Peso unitario del conductor en kg/m

T_0 = Tensión de diseño en kg

3.4.8 Estructura por kilómetro

Al tener definida la longitud del tramo máximo interpostal, ahora es posible cuantificar con una buena aproximación el número de estructuras por kilómetro, que se utilizarán a lo largo de la línea. Si se cuantifican los costos por estructura en materiales y construcción por cada kilómetro, se pueden obtener los costos totales de la línea con una buena precisión. El número de estructura por kilómetro se expresa como:

$$\text{No. de estructuras / km} = (1000 / a_m) + 1 \quad (\text{Ec. 3.35})$$

Donde:

a_m = Vano máximo según el caso, por momentos o por flecha máxima admisible

3.4.9 Resumen

La metodología anterior es aplicable para calcular los momentos de volteo del poste autoportado, el tramo máximo y la flecha máxima, que asegura que las libranzas de fase a tierra se respetan dentro de lo permisible.

En las tablas XXXIV y XXXV del apéndice C, calculadas siempre bajo las condiciones del apartado 3.4.5, se presentan para diferentes magnitudes de vanos y deflexiones los porcentajes de utilización, para diferentes clases y altura de postes autoportados, así como su respectiva flecha correspondiente al vano indicado.

4. PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

La determinación de las pérdidas eléctricas, producidas por el efecto corona, principalmente durante la época lluviosa, es de especial importancia para evaluar y cuantificar los costos durante la operación de la línea. La evaluación de los costos de pérdidas es importante, porque se traduce en energía no disponible que podría venderse y recibir ingresos.

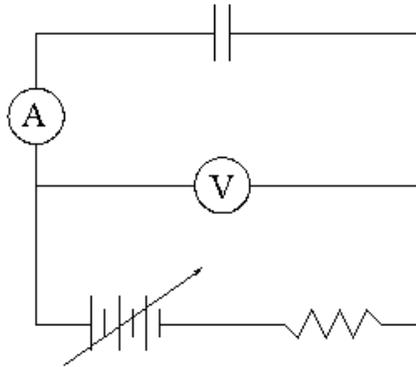
4.1 Principio del efecto corona

4.1.1 Descarga entre dos placas metálicas

Sabido es que, cuando a un átomo de gas se le comunica la energía suficiente, es posible arrancarle uno o varios de sus electrones, y esta energía puede provenir de fuentes naturales o artificiales. Las fuentes naturales de energía, capaces de ionizar un gas, pueden ser los rayos ultravioletas procedentes de la luz solar, las partículas rápidas que se forman en la desintegración de sustancias radioactivas, de las cuales se encuentran trazas en todas partes, y los rayos cósmicos.

Aclaradas estas ideas, se conectan dos placas metálicas a una fuente de alimentación variable; según el esquema de la figura No. 10, se examinarán las variaciones que sufre la intensidad en función de la tensión.

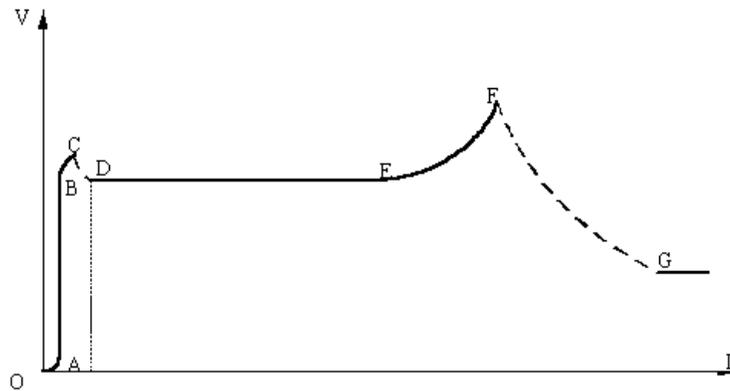
Figura 10. Placa metálica bajo la acción de una fuente de voltaje variable



Incrementando el potencial, a partir de cero voltios, se encuentra que, para pequeñas tensiones pocos iones y electrones libres existentes en el aire, son atraídos por las placas, con lo que se inicia una pequeña corriente que irá creciendo con los aumentos de potencial, cuya situación corresponde a la fracción (OA) de la curva indicada en la figura No. 11.

Un mayor incremento de la tensión a partir del punto A ya no es seguido por aumentos de intensidad, ya que la tensión aplicada es suficiente para barrer todos los iones y electrones con la misma rapidez con que los crea la ionización natural. Si se sigue aumentando el potencial, la intensidad permanecerá constante durante la porción de curva (AB), y crecerá no obstante la energía de los iones y electrones.

Figura 11. Magnitud de corriente en una placa metálica, en función de una fuente de voltaje variable



Al llegar al punto B, la energía ganada por los electrones es suficiente, como para producir ionización por colisión con los átomos de gas, aumentando otra vez la corriente durante la fracción de curva (BC). Téngase en cuenta que por ser la ionización natural del aire muy pequeña, en condiciones normales, del orden de 0.5 iones por segundo y por centímetro cúbico, la corriente a que nos hemos referido es extraordinariamente pequeña. Esta porción de curva fue estudiada por J.S. Townsend y es conocida por descarga Townsend.

Si se aumenta el potencial correspondiente al punto C, se tiene que la energía adquirida, por los iones positivos de aire, es suficiente como para arrancar electrones secundarios del cátodo, que a su vez producen en su camino hacia el ánodo nuevos iones y electrones; en este instante, se produce una descarga autónoma con la consiguiente luminosidad, aumento brusco de la intensidad y disminución de la caída de tensión.

A partir del punto D, se tendrá que aumentos muy pequeños de la tensión le corresponden otros relativamente grandes de intensidad, durante la fracción de curva (DE), aumentará también la luminosidad, que va progresivamente recubriendo el cátodo.

Sobrepasando el punto E, va aumentando la densidad de corriente, que durante la porción de curva (DE) había permanecido prácticamente constante, y así crecerá la caída de tensión en su interior de forma apreciable con los aumentos de intensidad. Los iones positivos del aire van adquiriendo con esto una gran energía, y producirá en su choque contra el cátodo, un aumento considerable de temperatura y en consecuencia un gran número de electrones.

Al llegar al punto F, la intensidad de corriente se ha hecho tan grande, que se produce un arco eléctrico entre los electrodos, y disminuye la caída de tensión y aumenta aún más la intensidad, y quedan estas dos placas prácticamente en cortocircuito.

4.2 Tipos de descarga en líneas de transmisión

Según estudios y experimentos, se observó que durante el medio ciclo negativo, un tipo de descarga (negativa) ocurría a partir de las discontinuidades de las líneas de transmisión, como partículas de materia orgánica o inorgánica (polvo, telas de araña, partículas de hojas, imperfecciones del conductor, etc.).

Esta descarga corona consiste de una secuencia de pulsos de pequeña amplitud, cuya repetición depende de la agudeza del punto en el que se origina, tanto la repetición de los pulsos (0.2 a 7.5×10^4 pulsos por segundo), como en la amplitud de la corriente que originan, que se incrementan con el voltaje. Visualmente estas descargas aparecen como una luminosidad continua, generalmente débil. La energía, que se requiere para este proceso, es parte de las pérdidas por corona. La amplitud de la corriente no excede un miliamperio y el rango de vida de los pulsos está entre 25 y 50 nanosegundos; estos impulsos

emiten energía, parte de la cual aparece en el espectro de radio interferencia, aun cuando el ruido en radio que ellos generan es pequeño.

Durante condiciones de mal tiempo, de sobretensiones transitorias o durante descargas atmosféricas, aparece otro tipo de descarga corona con una luminosidad que no es pulsante; esta corona no emite ruido en radio y no se genera cuando los conductores de la línea están limpios, secos y operando a voltajes normales. La corona puede aparecer momentáneamente cuando el voltaje está cambiando de negativo a positivo, debido a que los iones negativos se encuentran cerca de la superficie del conductor y ceden energía en el momento que hacen contacto con el mismo, debido a la polaridad positiva.

La forma más severa de corona negativa es la que se presenta en forma de luminosidad ondulante de color violeta, similar al efecto que se produce en un tubo de descarga gaseosa, cuando la presión del gas es insuficiente para que la descarga ocurra normalmente.

Durante el medio ciclo positivo, la descarga corona sobre la superficie de una línea de transmisión de corriente alterna toma dos formas diferentes. Primero, como luminosidad estable y, segundo, como súbitas luminosidades ondulantes. A esta última se le puede atribuir el ruido en radio, que se genera en la línea, aunque las dos conducen a pérdidas por corona.

La luminosidad estable se debe a que, durante el medio ciclo anterior, las descargas negativas han dejado una nube de iones negativos alrededor del conductor, y conforme oscila el campo positivo, estos iones se mueven hacia la superficie del conductor y, al hacer contacto con las mismas, son neutralizados radiando la energía en exceso de forma de haz de luz. La luminosidad ondulada es creada por procesos de avalancha. Un electrón, en el campo alrededor del conductor positivo, se mueve hacia un campo que se incrementa,

generando una ionización por choque, creando en su paso fotones, al no lograr excitar hasta la ionización a ciertos átomos. Los iones positivos, que quedan atrás de los electrones, hacen una extensión a profusión del conductor positivo, ampliando la distorsión e intensificando el gradiente local, favoreciendo a la ionización. En la punta de la luminosidad, existe una fotoionización que propaga la luminosidad rápidamente y cesan finalmente cuando el gradiente en la punta de la descarga disminuye a tal grado, que ya no puede ampliarse la ionización.

En las líneas de transmisión, aparece otro tipo de descarga corona que se origina cuando una partícula extraña pasa cerca del conductor (gota de agua, polvo, etc.) e inicia la descarga del conductor a la partícula. Generalmente la descarga empieza antes de que la partícula haga contacto con el conductor. La aproximación de las partículas provoca una distorsión local del campo. Por inducción, la partícula se carga bipolarmente; ésta carga intensifica el campo y produce la descarga. En el instante en que la partícula toca el conductor por medio de la trayectoria de descarga, la partícula toma la misma carga del conductor y como cargas iguales se repelen, la partícula rápidamente se aleja del conductor. La observación de que la escarcha se pega más frecuentemente a un conductor no energizado, que a un energizado, confirma este análisis, lo mismo sucede con las gotas de agua.

4.3 Gradiente superficial crítico disruptivo

Si el campo eléctrico fuese perfectamente uniforme, la ionización por choque aparecería en el aire para una temperatura de 25 °C y una presión atmosférica de 760 mm de columna de mercurio, alcanzando la intensidad del campo eléctrico o gradiente de potencial un valor de cresta de 29.8 kV/cm., (ver la tabla XXIII), que corresponde a un valor eficaz de 20.96 kV/cm para una onda senoidal.

Tabla XXIII. Resistencias Dieléctricas de diversos materiales

Material	Resistencia dieléctrica (kV/cm)
Aire	29.8
Freón	80
Aceite	150
Vidrio	300
Parafina	300
Cuarzo	400
Poliestireno	500
Mica	2000

Fuente: La ciencia e ingeniería de los materiales. Donal R. Askeland

Si se tiene un conductor energizado de una línea de transmisión, el campo eléctrico en la proximidad de él no es uniforme; por el contrario, varía muy rápidamente en función de la distancia, aun para distancias del orden del recorrido medio de los iones. Debido a esto, la ionización por choque no aparece, sino hasta cuando el gradiente de potencial en la superficie del conductor alcanza un valor superior a 29.8 kV/cm y la ionización será mayor, cuando más pequeño sea el radio del conductor, la densidad y humedad relativa del aire sean mayores.

Para calcular la tensión crítica E_c , nos basaremos en la formula de Peek:

$$E_c = 29.8 \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} m_c * m_t * \alpha * r * \ln \frac{d}{r} \text{ kV} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Como r es el radio del conductor, se puede expresar E_c en función del diámetro y, realizando la operación de las constantes, queda:

$$E_c = 36.5 * m_c * m_t * \alpha \frac{D}{2} \ln \frac{2d}{D} \text{ kV} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

E_c = Tensión crítica compuesta en kV

D = Diámetro del conductor expresado en centímetros

d = Separación entre conductores en centímetros

m_c = Factor de corrección, debido a la rugosidad del conductor

m_t = Factor de corrección, debido al estado higrométrico del aire

α = Factor de corrección, debido a la densidad del aire

4.4 Influencia del factor de densidad del aire en el gradiente superficial crítico

Las condiciones metereológicas influyen en el valor del gradiente superficial crítico, en proporción directa a la presión atmosférica y en proporción inversa a la temperatura ambiente. Estos factores al combinarse forman lo que se conoce como el factor de densidad del aire α y se expresa, según la ecuación 3.5.

$$\alpha = \frac{0.392 * b}{273 + t}$$

Donde:

b = Presión barométrica en mm de Hg

t = Temperatura media de la zona en °C

La presión barométrica, en función de la altitud sobre el nivel del mar, viene definida por la siguiente igualdad:

$$\ln b = \ln 76 - 2.3 \frac{Alt}{18336} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

Alt = Altitud en metros

La presión barométrica también puede ser deducida de la tabla XXXIII del apéndice B, como se indica en el capítulo 3.

4.5 Influencia de las características de la superficie del conductor en el gradiente superficial crítico.

Las irregularidades de la superficie, ya sean constituidas por los hilos individuales del cable, la suciedad depositada sobre el cable, partes raspadas o condiciones ambientales, hacen que aumente la intensidad de campo eléctrico localmente. La ionización se produce en esos puntos para un gradiente de potencial superficial menor que, el necesario para producirla si la superficie del conductor fuese lisa y limpia o en tiempo seco. Para tomar en cuenta esta reducción del gradiente superficial crítico, se utiliza un factor de corrección debido a la rugosidad del conductor m_c y un factor de corrección, debido al estado higrométrico del aire m_t ; ambos son aplicados en las ecuaciones 4.1 y 4.2.

- Valores m_c debido a la rugosidad del conductor:
 $m_c = 1$ (hilos lisos y pulidos)
 $m_c = 0.95$ (hilos oxidados y ligeramente rugosos)
 $m_c = 0.85$ (cables)

- Valores m_t debido al estado higrométrico del aire:
 $m_t = 1$ (tiempo seco)
 $m_t = 0.8$ (tiempo lluvioso)

4.6 Cálculo de pérdidas por efecto corona en corriente alterna

Las pérdidas en una línea se originan, si la tensión de servicio es superior a la tensión crítica y aumentan rápidamente con la diferencia entre ambas.

Las pérdidas, expresadas en kW/km por fase, pueden calcularse mediante la fórmula de Peek:

$$P_c = \frac{241}{\alpha} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{d}} \left(\frac{E}{\sqrt{3}} - \frac{E_c}{\sqrt{3}} \right)^2 * 10^{-5} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

- α = Factor de corrección debido a la densidad del aire
- f = Frecuencia expresada en ciclos por segundo
- r = Radio del conductor en centímetros
- d = Separación entre conductores en centímetros
- E = Tensión compuesta más elevada en kilovoltios
- E_c = Tensión crítica compuesta en kilovoltios

Dado que siempre se emplea una frecuencia de 60 Hertz, usando el diámetro de conductor D en lugar de su radio y operando las constantes, queda:

$$P_c = \frac{0.068}{\alpha} \sqrt{\frac{D}{2d}} (E - E_c)^2 \quad \text{kW / km por fase} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Esta fórmula sólo es aplicable para una tensión de servicio superior a la tensión crítica ($E - E_c > 0$), pues en caso contrario no habría pérdidas y la fórmula nos daría valores erróneos.

Ya se ha visto que hay una corriente de fuga en los conductores y, como consecuencia, el cociente de la tensión simple U y la corriente de fuga kilométrica I_{fk} , proporcionan el valor de la resistencia kilométrica de aislamiento R_{gk} de la línea. Su valor no es nunca infinito, aunque puede llegar a valores de muchos megaohmios por kilómetro:

$$R_{gk} = \frac{U}{I_{fk}}$$

La inversa de esta resistencia recibe el nombre de conductancia:

$$Gk = \frac{1}{R_{gk}} = \frac{I_{fk}}{U} \quad ; \quad I_{fk} = Gk * U$$

Esta corriente, debido a la conductancia del aislamiento, está en fase con la tensión y por consiguiente es totalmente activa, lo que da lugar a una pérdida de potencia, cuyo valor referido a una sola fase y por kilómetro será el siguiente:

$$P_c = U * I_{fk} = U * U * Gk = Gk * U^2$$

Como U es la tensión simple, y se puede expresarla en función de la tensión compuesta E :

$$Gk = \frac{P_c}{U^2} = \frac{P_c}{(E/\sqrt{3})^2} = \frac{3P_c}{E^2}$$

y finalmente, si admitimos que:

P_c = Pérdida de energía en kW/km por fase

E = Tensión compuesta de la línea en kV.

Tendremos que:

$$G_k = \frac{3P_c}{E^2} 10^{-3} \quad \text{Siemens/km por fase} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

4.7 Cálculo de pérdidas por efecto corona en corriente directa

El alto voltaje de corriente directa posee muchas ventajas sobre el convencional de corriente alterna, en la transmisión de grandes cantidades de potencia a grandes distancias, lo cual ha despertado cierto interés sobre el efecto corona en el caso de este tipo de corriente.

Las pérdidas por conductor, con corriente continua, pueden calcularse según la fórmula de Prinz:

$$P_c = \frac{\kappa}{\alpha * d^2} E^2 (E - E_c) 10^{-3} \quad \text{kW/km} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

P_c = Pérdidas por conductor

κ = Constante, 125 para el conductor negativo, 100 para el positivo

E = Tensión compuesta más elevada en kilovoltios

E_c = Tensión crítica compuesta en kilovoltios

α = Factor de corrección, debido a la densidad del aire

d = Separación entre conductores en centímetros.

Con conductores lisos, el fenómeno de corona comienza, aproximadamente a la misma tensión tanto en el electrodo positivo como en el negativo. Con superficie rugosa; la tensión de corona en el conductor negativo empieza a unos 5 kV por debajo de la que corresponde al conductor positivo.

Las pérdidas por efecto corona, a igualdad de tensión, son siempre mayores con corriente alterna que con corriente continua, considerando, en el primer caso, el valor de la amplitud, debido a que en un mismo hilo, sometido a condiciones de tensión alterna aparecen descargas de distinto signo. El efecto se produce cuando la tensión pasa por valores superiores a los de descarga inicial de corona, tanto para el ciclo positivo, como para el negativo. Esto es consecuencia de la recombinación espacial de los iones en la semionda siguiente.

4.8 Efectos eléctricos ambientales

4.8.1 Efectos de corona y de campos

Hay dos categorías de efectos eléctricos, en el medio ambiente que producen las líneas de transmisión de energía. Los efectos de corona son los que ocasionan los esfuerzos eléctricos que existen en la superficie de los conductores, los cuales se traducen en ionización del aire (“corona”) e incluyen ruido en la radio, la televisión y ruido audible. Los efectos de los campos son los que se producen por inducción a los objetos que están próximos a la línea. Si bien, el término genérico es efectos electromagnéticos, dentro de la industria de la energía eléctrica, los campos se dividen en dos tipos: efectos de campo eléctrico y efectos de campo magnético. Los campos eléctricos, que están relacionados con el voltaje de la línea, son la causa principal de la inducción a vehículos, edificios y objetos de tamaño comparable. Los campos magnéticos, que están relacionados con la corriente, que pasa en las líneas, son la causa

principal de la inducción a objetos largos, como por ejemplo, cercados y tuberías.

4.8.2 Criterios de evaluación

En un análisis ambiental eléctrico, es importante determinar los criterios correctos para la evaluación del impacto. Por ejemplo, el criterio del ruido audible de una zona comercial o industrial no sería apropiado en una zona residencial tranquila. De manera semejante, los criterios de campo eléctrico al nivel de terreno de un lote de estacionamiento serían diferentes de lo aplicables en terrenos inaccesibles a vehículos motorizados. Para el ruido audible, la única preocupación es la molestia que causa, pero en lo que respecta a campos eléctricos, pueden tener que considerarse los niveles de seguridad, de molestia y de percepción.

La probabilidad de exposición es también un criterio importante. El impacto del ruido en la radio en lugares áridos es diferente, que el que se produce en lugares con precipitación considerable. En vista de que las distintas personas tienen diferente percepción y umbrales de molestia, es necesario hacer evaluaciones estadísticas, reconociendo que para un cierto porcentaje de la gente resultará molesto a un nivel de ruido generalmente aceptado. Por razón de la combinación de eventos, en el peor de los casos, que normalmente se supone en una análisis eléctrico ambiental, la probabilidad global de molestia es, por lo general, considerablemente menor que lo que se presumía inicialmente.

Es necesario contar con un modelo predictivo para calcular el efecto esperado. Dependiendo del efecto específico, éste puede ser una fórmula empírica o algo muy elaborado. Sin embargo, sólo calculando el efecto y comparándolo con criterios especificados puede evaluarse el impacto global.

4.8.3 Efectos corona

4.8.3.1 Ruido audible

El ruido audible producido por la corona durante el mal tiempo, en particular mientras llueve o al terminar de llover, puede ser un parámetro de diseño importante para líneas de transmisión de alta tensión. El ruido audible tiene dos componentes: uno de ruido aleatorio y un zumbido de baja frecuencia, producidos cada uno por diferentes mecanismos físicos. El componente de zumbido está relacionado estrechamente con la pérdida por corona de la línea y el componente aleatorio no lo está. De estos dos, la causa más frecuente de molestias es el ruido aleatorio y es éste el que se calcula y se compara con los criterios de aceptación.

4.8.3.2 Ruido producido en radio y televisión

La interferencia electromagnética, que procede de las líneas aéreas de energía, la producen dos fenómenos: descargas eléctricas completas en separaciones pequeñas (microchispas) y descargas eléctricas parciales (corona). Las fuentes del tipo de entrehierro se presentan en aisladores, en los herrajes de la línea y en equipos defectuosos y son un problema de construcción y mantenimiento más que una consideración de diseño. Son los fenómenos que ocasionan aproximadamente el 90% de las quejas por ruido y pueden localizarse y eliminarse cuando ocurren. La corona que se produce en los conductores y herrajes se considera durante la fase de diseño. En una línea diseñada correctamente, el ruido por corona de los conductores rara vez da lugar a quejas, excepto tal vez en zonas de señal débil.

La especificación de herrajes “libres de corona” es importante para eliminar esa fuente de interferencia electromagnética y cobra especial importancia

cuando las líneas se construyen con espaciamentos más cerrados y campos eléctricos resultantes más intensos en los herrajes. Las abrazaderas de conductores y otros accesorios, que eran aceptables a los espaciamentos tradicionales entre fases, pueden no ser adecuados para líneas compactas.

Para las líneas de corriente alterna, el ruido en radio y televisión son funciones del tiempo atmosférico. El ruido de tiempo regular puede ser significativo y varía con la estación, la velocidad del viento y la presión barométrica.

4.8.4 Efectos eléctricos

4.8.4.1 Campos eléctricos a nivel del terreno

Los efectos de campo eléctrico, al nivel del terreno de las líneas aéreas para transmisión de energía, se relacionan con la posibilidad de exposición a descargas eléctricas, desde objetos situados en el campo de la línea. Estos pueden ser corrientes estables o descargas de chispa. Otras áreas que han recibido atención son la posibilidad de encendido de combustible y de interferencia con las personas que utilizan prótesis.

Es conveniente considerar condiciones poco probables al definir y aplicar criterios de seguridad, en cuanto a campos eléctricos por razón de las posibles consecuencias; por esto, es necesario entrar en consideraciones estadísticas. Los criterios de molestia no necesitan ser tan estrictos y pueden considerarse factores mitigantes.

4.8.4.2 Campos magnéticos al nivel del terreno

El acoplamiento de campos magnéticos afecta a los objetos que están paralelos a la línea en una cierta distancia, como por ejemplo, cercados y tuberías, y es, en general, despreciable para los vehículos u objetos del tamaño de edificios. En oposición al acoplamiento de campos eléctricos, el acoplamiento de campos magnéticos es una fuente de bajo voltaje y baja impedancia con corrientes de cortocircuito relativamente altas. Las tierras únicas no son eficaces para prevenir los voltajes acoplados magnéticamente y se necesitan tierras múltiples de baja resistencia. La resistencia de la persona, que toca un cerrado o una tubería, es la impedancia dominante que limita la corriente en el circuito eléctrico equivalente.

4.9 Normas que reglamentan el efecto corona

- IEEE std 539 – 1979 reconocida por la ANSI: esta norma da la definición de los diferentes términos relacionados con el efecto corona (Gradiente, tipo de corona, comunicaciones, medidas, propagación, etc.)
- IEEE std 539 – 1990
- IEEE std. 400 – 1990: esta norma define los términos relacionados con el efecto corona y campo magnético sobre líneas aéreas
- ANSI-IEEE C37:34: esta norma se refiere a las pruebas realizadas como switcheo, pruebas a equipos, precauciones, etc.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE ESTRUCTURAS CONVENCIONALES VRS ESTRUCTURAS COMPACTAS

5.1 Evaluación económica

Como todo diseño de un proyecto, en este caso de líneas de transmisión de 69 kV., una vez definidos los parámetros eléctrico-ambientales, mecánicos-estructurales y sociales, que limitan la ejecución del mismo, es necesario realizar una evaluación económica entre las diferentes alternativas disponibles (Estructuras Convencionales Versus Estructuras Compactas) para la construcción y operación, con el fin de obtener ventajas económicas a corto y largo plazo.

5.1.1 Costos de operación

La potencia transmitida desde un centro de generación o algún centro de transformación hacia los centros de consumo, se realiza por medio de una red eléctrica; en la transmisión, se producen pérdidas por calentamiento o ionización del aire, en los elementos que integran la red, que dependen de la resistencia y de la corriente eléctrica, que circula a través de dichos elementos como de las condiciones ambientales.

Los costos de operación son lo que se traducen a los costos debidos a las pérdidas por efecto joule y corona, cuando la línea está energizada y transporta energía eléctrica.

5.1.1.1 Pérdidas por efecto Joule

Las pérdidas totales por calentamiento en el conductor se expresan por la fórmula siguiente (Ecuación 2.13), donde el análisis para diferentes tipos de cables se estudian en detalle en el capítulo 2.

$$\text{Pérdidas Joule} = 3 * I^2 * R_{AC} \quad (\text{kW/milla})$$

Donde:

I = Corriente de carga nominal, en Amperios

R_{AC} = Resistencia AC a la temperatura de operación del conductor, en ohm/milla y frecuencia nominal.

Como se puede observar, la anterior fórmula no involucra ningún término que relacione distancias entre fases o configuración de estructuras, por lo que las pérdidas debidas al calentamiento del conductor van a ser las mismas para una configuración convencional, como para una configuración compacta vertical.

5.1.1.2 Pérdidas por efecto corona

De acuerdo con la metodología descrita en el capítulo 4, para el cálculo de las pérdidas por el efecto corona, partiendo de que dichas pérdidas en una línea, se originan, si la tensión de servicio es superior a la tensión crítica, y esta última depende de la distancia entre fases, así como de los parámetros meteorológicos definidos en el capítulo 1; se comparan dichas pérdidas entre las configuraciones convencionales y compactas por medio de la fórmula siguiente (Ecuación 4.2):

$$E_c = 36.5 * mc * mt * \alpha \frac{D}{2} \ln \frac{2d}{D} \quad \text{kV}$$

Donde:

E_c = Tensión crítica compuesta en kV

m_c = Factor de corrección, debido a la rugosidad del conductor, 0.85 (cables de acero galvanizado)

m_c = Factor de corrección, debido al estado higrométrico del aire, 0.8 (tiempo lluvioso)

D = Diámetro del conductor expresado en centímetros, 2.18

α = Factor de corrección, debido a la densidad del aire, 0.942, como se indica en la sección 3.2.2.1 inciso B.

d = Separación entre conductores en centímetros

De acuerdo con la última ecuación e información, se elabora la tabla XXIV.

Tabla XXIV. Tensión crítica compuesta de acuerdo a la configuración de los cables

Tensión de operación	Tensión crítica compuesta (E_c) kV.	
	Distancia entre fases 4.00 m; estructura convencional	Distancia entre fases 1.80 m; estructura compacta
72.5 kV	151.38 kV	130.90 kV

Como se puede observar, la tensión crítica compuesta es mayor que la tensión de operación, sin importar la distancia entre fases de las estructuras, por lo que se deduce que en una línea de 69 kV, bajo las condiciones meteorológicas descritas y no importando qué tipo de configuración se seleccione, no existirán pérdidas por efecto corona.

5.2 Costos de construcción

Los costos de construcción que intervienen en una línea de transmisión, y según de la afectación que les transfiere la variación de los vanos de viento entre estructuras, se agrupan en fijos y variables.

Los costos fijos son aquellos, cuya participación en el costo total de una línea, no es dependiente de la mayor o menor magnitud del vano de viento. Estos costos son:

- **Ingeniería:** diseño electromecánico
- **Materiales:** cable conductor y cable de guarda
- **Construcción:** levantamiento topográfico, caminos de acceso, tendido de cables

Los costos variables son:

- **Materiales:** postes de concreto, conjunto de herrajes, aisladores, amortiguadores de vibración, sistemas de tierra y señalizaciones
- **Construcción:** montaje de postes, vestido de postes, instalación de sistema de tierras y cimentaciones.

Estos costos de construcción variables son los que se analizarán entre las estructuras convencionales versus estructuras compactas, y bajo el cual se analizará el costo unitario por kilómetro.

Los precios de materiales y mano de obra consignados, en el presente análisis, fueron obtenidos del manual de unidades constructivas para líneas de 69 kV, de UNION FENOSA, de registro del año 2002.

5.2.1 Costo de construcción por kilómetro estructuras convencionales

Partiendo de lo establecido en el manual de unidades constructivas para líneas de 69 kV, de UNION FENOSA, en donde indica que el vano de viento máximo para estructuras convencionales tipo III y tipo IV son 200 y 225 metros, respectivamente, en terreno plano, y que por cada kilómetro de línea deberán existir por seguridad dos estructuras de anclaje tipo IV, se evaluará el costo por kilómetro de línea utilizando dichas estructuras.

Tabla XXV. Costo unitario, estructura tipo III, ang. 0°, vano de viento máximo 200 m

Descripción	Cantidad	Materiales	Mano de obra	Sub-total
Izado de poste concreto de 16.00 m. Clase 1000	2	Q. 7,773.48	Q. 3,639.46	Q. 11,412.94
Cruceta A.G. 8400 x152 x 50 x 6 mm ASTM A-36	1	Q. 2,639.36	Q. 522.83	Q. 3,162.19
Vestido de estructura (montaje de herrajes y aislamiento).	1	Q. 3,180.41	Q. 410.87	Q. 3,591.28
Montaje de retenidas	1	Q. 68.79	Q. 33.92	Q. 102.71
Montaje de sistema de tierras.	1	Q. 445.56	Q. 465.19	Q. 910.75
Total, estructura Tipo III				Q. 19,179.87

Tabla XXVI. Costo unitario, estructura tipo IV, ang. 0°, vano de viento máximo 225 m.

Descripción	Cantidad	Materiales	Mano de obra	Sub-total
Izado de poste concreto de 16.00 m. Clase 1000	3	Q. 11,660.22	Q. 5,459.19	Q. 17,119.41
Cruceta A.G. 10,000 x152 x 50 x 6 mm ASTM A-36	1	Q. 3,221.16	Q. 616.59	Q. 3,837.75
Vestido de estructura (montaje de herrajes y aislamiento).	1	Q. 11,362.24	Q. 1,017.52	Q. 12,379.76
Montaje de retenidas	1	Q. 3,433.37	Q. 2,008.04	Q. 5,441.41
Montaje de sistema de tierras.	1	Q. 445.56	Q. 465.25	Q. 910.81
Total, estructura Tipo IV, ángulo hasta 0°				Q. 39,689.14

Tabla XXVII. Costo unitario, estructura tipo IV, ang. máx 90°, vano de viento máximo 225 m.

Descripción	Cantidad	Materiales	Mano de obra	Sub-total
Izado de poste concreto de 16.00 m. Clase 1000	3	Q. 11,660.22	Q. 5,459.19	Q. 17,119.41
Cruceta A.G. 10,000 x152 x 50 x 6 mm ASTM A-36	1	Q. 3,221.16	Q. 616.59	Q. 3,837.75
Vestido de estructura (montaje de herrajes y aislamiento).	1	Q. 11,802.62	Q. 1,024.57	Q. 12,827.19
Montaje de retenidas	1	Q. 4,261.72	Q. 2,210.10	Q. 6,471.82
Montaje de sistema de tierras.	1	Q. 445.56	Q. 465.25	Q. 910.81
Total, estructura tipo IV, ángulo máximo 90°				Q. 41,166.98

De ecuación (3.35)

$$\begin{aligned}
 \text{Cantidad de estructuras} &= (\text{Longitud de Línea} / \text{Vano de viento}) + 1 \\
 &= (1000 / 225) + 1 = 5.44 \\
 &= 5 \text{ Estructuras}
 \end{aligned}$$

De acuerdo con lo enunciado al inicio, en un kilómetro de línea construido con estructuras convencionales, existirán 3 estructuras de suspensión tipo III y 2 estructuras de anclaje tipo IV.

$$\text{Costo/km} = 3 (\text{Q. } 19,179.87) + 2(\text{Q. } 39,689.14)$$

$$\text{Costo/km} = \text{Q. } 136,917.89$$

5.2.2 Costo de construcción por kilómetro estructuras compactas

De acuerdo con los resultados de la tablas XXXIV y XXXV, presentados en el apéndice C, considerando el uso estructuras compactas con postes de concreto autoportados clase 2000, se indica que para estructuras compactas tipo SAP y AAF el vano de viento máximo es de 200 y 160 metros, respectivamente, en terreno plano, para lo cual se evaluará el costo por kilómetro de línea utilizando dichas estructuras. Se considera para esto, también por seguridad, dos estructuras de anclaje tipo AAF por kilómetro.

Tabla XXVIII. Costo unitario, estructura tipo SAP, ang. 0°, vano de viento máximo 200 m.

Descripción	Cantidad	Materiales	Mano de obra	Sub-total
izado de poste concreto de 18.00 m. Clase 2000	1	Q. 8,580.00	Q. 2,700.00	Q. 11,280.00
Vestido de estructura (montaje de herrajes y aislamiento.	1	Q. 3,450.44	Q. 488.93	Q. 3,939.37
Montaje de cimentación	1	Q. 550.00	Q. 170.00	Q. 720.00
Montaje de sistema de tierras.	1	Q. 304.95	Q. 239.17	Q. 544.12
Total, estructura tipo SAP				Q. 16,483.49

Tabla XXIX. Costo unitario, estructura tipo AAF, áng máx. 90°, vano de viento máximo 160 m.

Descripción	Cantidad	Materiales	Mano de obra	Sub-total
Izado de poste concreto de 18.00 m. Clase 2000	1	Q. 8,580.00	Q. 2,700.00	Q. 11,280.00
Vestido de estructura (montaje de herrajes y aislamiento).	1	Q. 12,700.36	Q. 1,081.68	Q. 13,782.04
Montaje de cimentación	1	Q. 550.00	Q. 170.00	Q. 720.00
Montaje de sistema de tierras.	1	Q. 304.95	Q. 239.17	Q. 544.12
Total, estructura tipo AAF áng. máx 90°				Q. 26,326.16

De ecuación (3.35)

$$\begin{aligned}
 \text{Cantidad de estructuras} &= (\text{Longitud de Línea} / \text{Vano de viento}) + 1 \\
 &= (1000 / 200) + 1 = 6 \\
 &= 6 \text{ Estructuras}
 \end{aligned}$$

De acuerdo con lo enunciado al inicio, en un kilómetro de línea construido con estructuras compactas, existirán cuatro estructuras de suspensión tipo SAP y dos estructuras de anclaje tipo AAF.

$$\text{Costo/Km} = 4 (\text{Q. } 16,483.49) + 2(\text{Q. } 26,326.16)$$

$$\text{Costo/Km} = \text{Q. } 118,586.28$$

5.3 Costo por derecho de vía

Como se indico en el capítulo I, el derecho de vía es una faja o área de terreno, que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el eje central longitudinal de las estructuras. Como complemento de los costos variables de construcción, se comparará el costo de área afectada entre las dos opciones evaluadas.

5.3.1 Costo de derecho de vía por kilómetro de las estructuras convencionales

Considerando que para estructuras convencionales tipo III y IV, en configuración horizontal, la faja o área de terreno afectada tiene un ancho de 25.00 metros (12.50 metros a partir de eje) y el costo promedio por metro cuadrado es de Q. 1.40 (Incluye IVA), costo reconocido por el plan de electrificación rural de UNIÓN FENOSA, se calculará el costo del área afecta, considerando ésta como un rectángulo.

$$\begin{aligned}\text{Costo del área afectada (Q), estructuras convencionales} &= 1.40 \text{ Q/m}^2 * \text{área} \\ &= 1.40 * 25.00 * 1000 \\ &= \text{Q. 35,000.00}\end{aligned}$$

5.3.2 Costo de derecho de vía por kilómetro de las estructuras compactas

Considerando que para estructuras compactas tipo SAP y AAF, en configuración vertical, la faja o área de terreno afectada tiene un ancho de 7.00 metros (3.50 metros a partir de eje) y al igual que en el inciso anterior, el costo promedio por metro cuadrado es de Q. 1.40 (Incluye IVA), que es el costo reconocido por el plan de electrificación rural de UNIÓN FENOSA, se calculará el costo del área afecta, considerando ésta como un rectángulo.

$$\begin{aligned}\text{Costo del área afectada (Q), estructura compactas} &= 1.40 \text{ Q/m}^2 * \text{área} \\ &= 1.40 * 7.00 * 1000 \\ &= \text{Q. 9,800.00}\end{aligned}$$

5.4 Aplicación al tramo de 9.45 kilómetros de la línea Mazatenango-La Máquina

Para nuestro fin, se realizó el diseño electromecánico, tanto con el uso de estructuras convencionales tipo III y IV, como con el uso de estructuras compactas tipo SAP y AAF a un tramo de 9.45 kms, correspondientes a la línea Mazatenango – La Máquina en 69 kV. Línea considerada dentro del plan de electrificación rural de UNIÓN FENOSA. (Ver las figuras 16 y 17 del anexo). Ambos diseños están considerados bajo los parámetros meteorológicos de la región mencionados en el inciso 1.6.

De acuerdo con la cuantificación de ambos diseños, se obtienen los siguientes resultados:

- Diseño con estructuras convencionales. (Figura 16)

Estructuras tipo III-16 ángulo máximo 0°	=	42
Estructuras tipo IV-16 ángulo máximo 90°	=	2
Estructuras tipo IV-16 ángulo máximo 0°	=	13
Total	=	57

- Diseño con estructuras compactas (Figura 17)

Estructuras tipo SAP-2000-18 ángulo máximo 5°	=	51
Estructuras tipo AAF-2000-18 ángulo máximo 90°	=	15
Total	=	66

Habiendo obtenido el número de estructuras necesarias para los 9.45 kms., se evalúa el costo para la longitud total en ambos casos de tipos de estructuras; se incluyen para esto los costos por construcción presentados en los incisos 5.2, más los costos por derecho de vía presentados en los incisos 5.3.

Tabla XXX. Costo de 9.45 kilómetros de línea, considerando estructuras convencionales

Tipo de estructura	Cantidad (unidades)	Precio unitario (Q.)	Sub-total (Q.)
Estructuras tipo III-16, ángulo máximo 0°	42	19,179.87	805,554.54
Estructuras tipo IV-16 ángulo máximo 90°	2	41,166.98	82,333.96
Estructuras tipo IV-16, ángulo máximo 0°	13	39,689.14	515,958.82
Sub-total			1,403,847.32
Área por derecho de vía	Cantidad (m ²)	Precio unitario (Q/m ²)	Sub-total (Q.)
25 metros * longitud de línea	236,250	1.40	330,750.00
Sub-total			330,750.00
			Total (Q.)
Costo total, estructuras convencionales tipo III y IV			1,734,597.32

Tabla XXXI. Costo de 9.45 kilómetros de línea, considerando estructuras compactas

Tipo de estructura	Cantidad (unidades)	Precio unitario (Q.)	Sub-total (Q.)
Estructuras tipo SAP-2000-18, ángulo máximo 20°	51	16,483.49	840,657.99
Estructuras tipo AAF-2000-18, ángulo máximo 90°	15	26,326.16	394,892.40
Sub-total			1,235,550.39
Área por derecho de vía	Cantidad (m ²)	Precio unitario (Q/m ²)	Sub-total (Q.)
7 metros * longitud de línea	66,150	1.40	92,610
Sub-total			92,610
			Total (Q.)
Costo total, estructuras compactas tipo SAP y AAF			1,328,160.39

5.5 Resumen

De los resultados que se obtuvieron de los costos de operación compuestos por los efectos joule y corona, así como los costos de construcción, se puede observar que los efectos eléctricos joule y corona no tienen incidencia alguna al momento de considerar estructuras compactas tipo SAP y AAF sobre estructuras convencionales tipo III y IV. Por otro lado, se considera el uso de las mencionadas estructuras compactas en el diseño de una línea de transmisión de 69 kV sobre terreno plano, que representa un ahorro por kilómetro en la construcción de la misma e incluye el costo por derecho de vía del 30.60 %, sobre el uso de estructuras convencionales, para lo cual es de suma importancia considerar este porcentaje de ahorro, sabiendo que la longitud de una línea de transmisión de 69 kV es de grandes magnitudes.

CONCLUSIONES

1. La consideración de estructuras compactas en configuración vertical, en el diseño de una línea de transmisión de 69 kV en terreno plano, representa un ahorro del 30.60 % por kilómetro de línea, construido sobre las estructuras convencionales en configuración horizontal, por lo que resulta conveniente el uso de dichas estructuras.
2. El efecto joule y corona no tienen influencia alguna en los parámetros eléctricos de una línea de transmisión compacta de 69 kv, ya que el primero no está en función de la distancia entre fases, y en el segundo la tensión crítica compuesta, en función de la distancia entre fases, no es mayor que la tensión de servicio de 72.5 kV, lo que no origina pérdidas por efecto corona.
3. Al comparar el derecho de vía necesario para estructuras compactas versus estructuras convencionales, la diferencia de costos es bastante elevada, y es tal, que se pueden construir aproximadamente 3.5 kilómetros en configuración compacta por 1 kilómetro, en configuración horizontal.
4. Las estructuras compactas cumplen con las normas establecidas de construcción, coordinación de aislamiento, así como la resistencia mecánica que demanda un diseño de línea de transmisión con estructuras convencionales.

5. Las estructuras compactas optimizan los tiempos de ejecución de una línea de transmisión, debido a la menor cantidad de postes que se van a izar, ya que por su reducido derecho de vía necesario para éstas, se pueden obtener trazados más rectos y de menor longitud.

6. El conductor ACSR 477 MCM, considerado en el diseño de la línea de 69 kV compacta en estudio, es eléctrica y mecánicamente adecuado para la potencia máxima que se va a transportar.

RECOMENDACIONES

1. Se compararon las estructuras compactas sobre las estructuras convencionales en el diseño de una línea de transmisión de 69 kV, en terreno plano y de acuerdo con una considerable diferencia en los costos de construcción, se recomienda evaluar el uso de estructuras compactas para terrenos montañosos.
2. En el momento de considerar estructuras compactas en el diseño de líneas de transmisión de 69 kV, en terrenos montañosos, se recomienda evaluar detalladamente la resistencia mecánica, tanto para aisladores, como los postes de concreto, ya que los vanos en estos tramos son considerablemente mayores.
3. Debido al menor derecho de vía de las estructuras compactas, es conveniente utilizar estas para el paso de línea de transmisión dentro de áreas urbanas.

BIBLIOGRAFÍA

1. FINK Donald y Beaty Wayne. **Manual de Ingeniería Eléctrica**. 13^a. Edición. México: Editorial McGraw-Hil, 1996.
2. JOHN J. Grainger y William D. **Stevenson. Análisis de sistemas de potencia**: 3^a. Edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1996.
3. Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica NTDOST. Resolución CNEE No. 49-99.
4. Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID. Resolución CNEE. No. 47-99
5. Comisión Federal de Electricidad **Coordinación de aislamiento**. México 1987.
6. IEEE. **Standard for calculation of bare overhead conductor temperature and ampacity under steady state conditions**. Estados Unidos. IEEE, INC 1986.
7. NESC. **National electrical safety code**. ANSI 1992. Estados Unidos 1992.
8. UNION FENOSA **Proyecto tipo para líneas aéreas de transmisión**, Guatemala, 2002.

APÉNDICE A

Figura 12. Estructura convencional tipo III, deflexión 0°, vano máximo 200 m., en terreno plano.

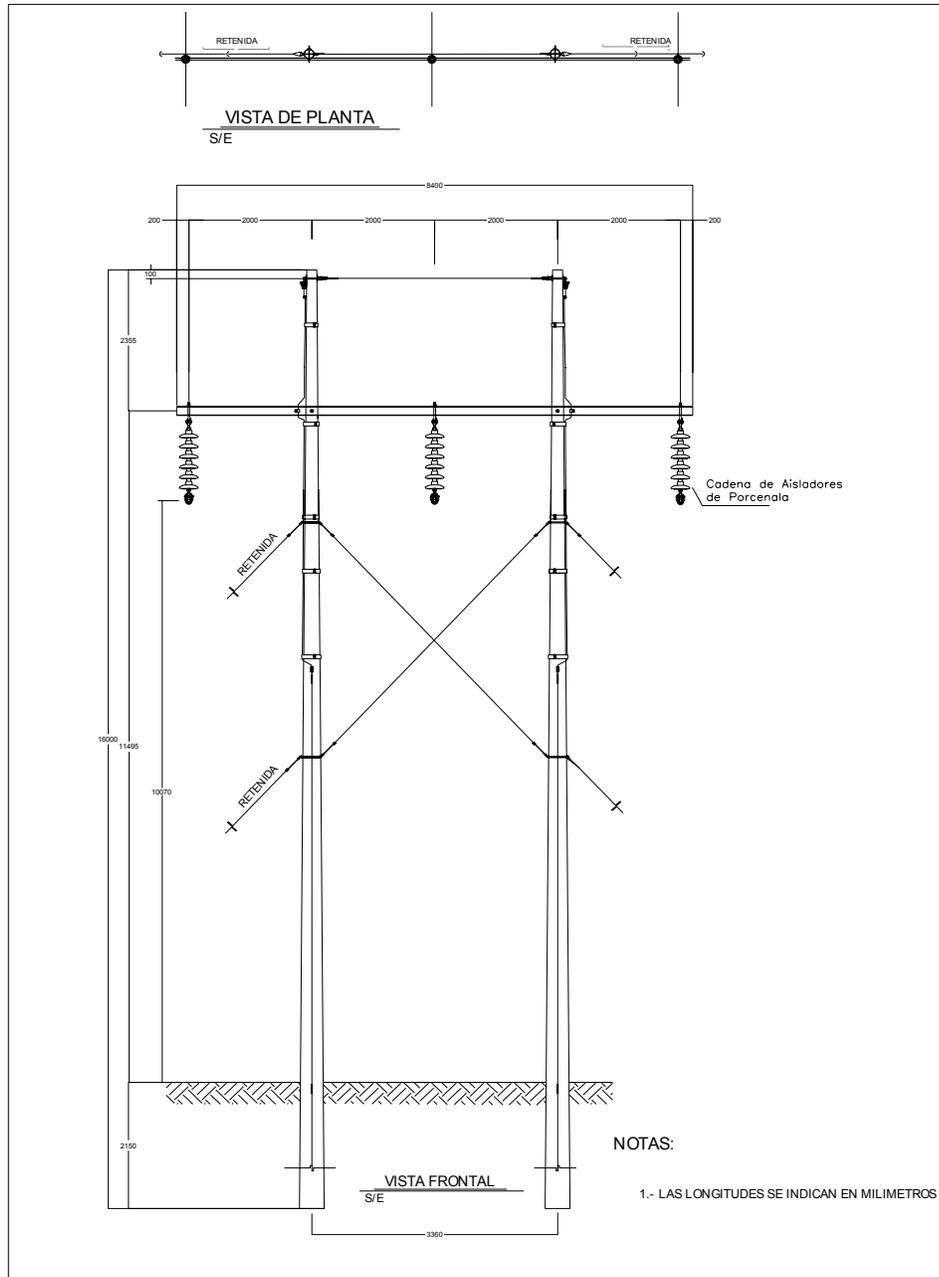


Figura 13. Estructura convencional tipo IV, deflexión 0° - 90°, vano máximo 225 m., en terreno plano.

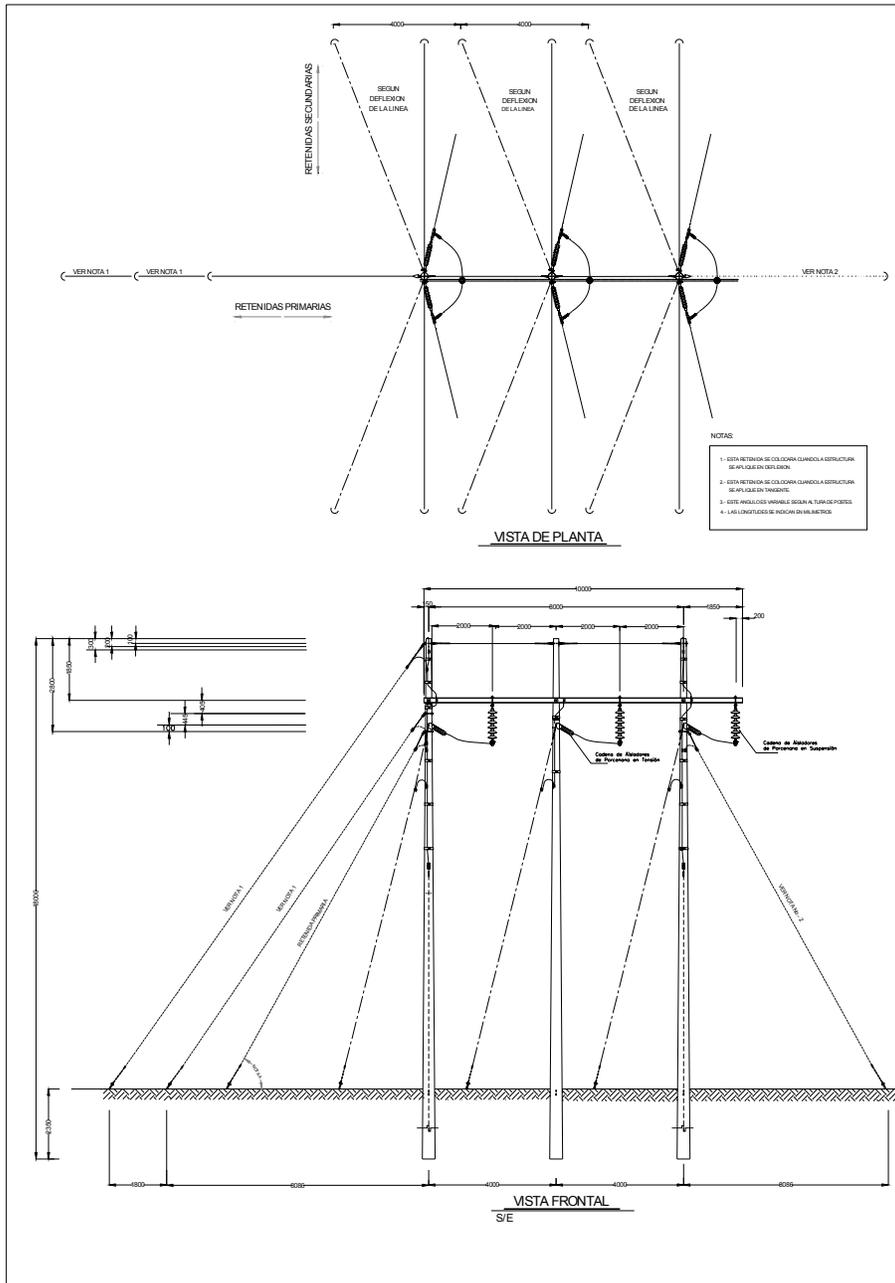


Figura 14. Estructura compacta tipo SAP, deflexión 0° - 20°, vano máximo 200 m., en terreno plano.

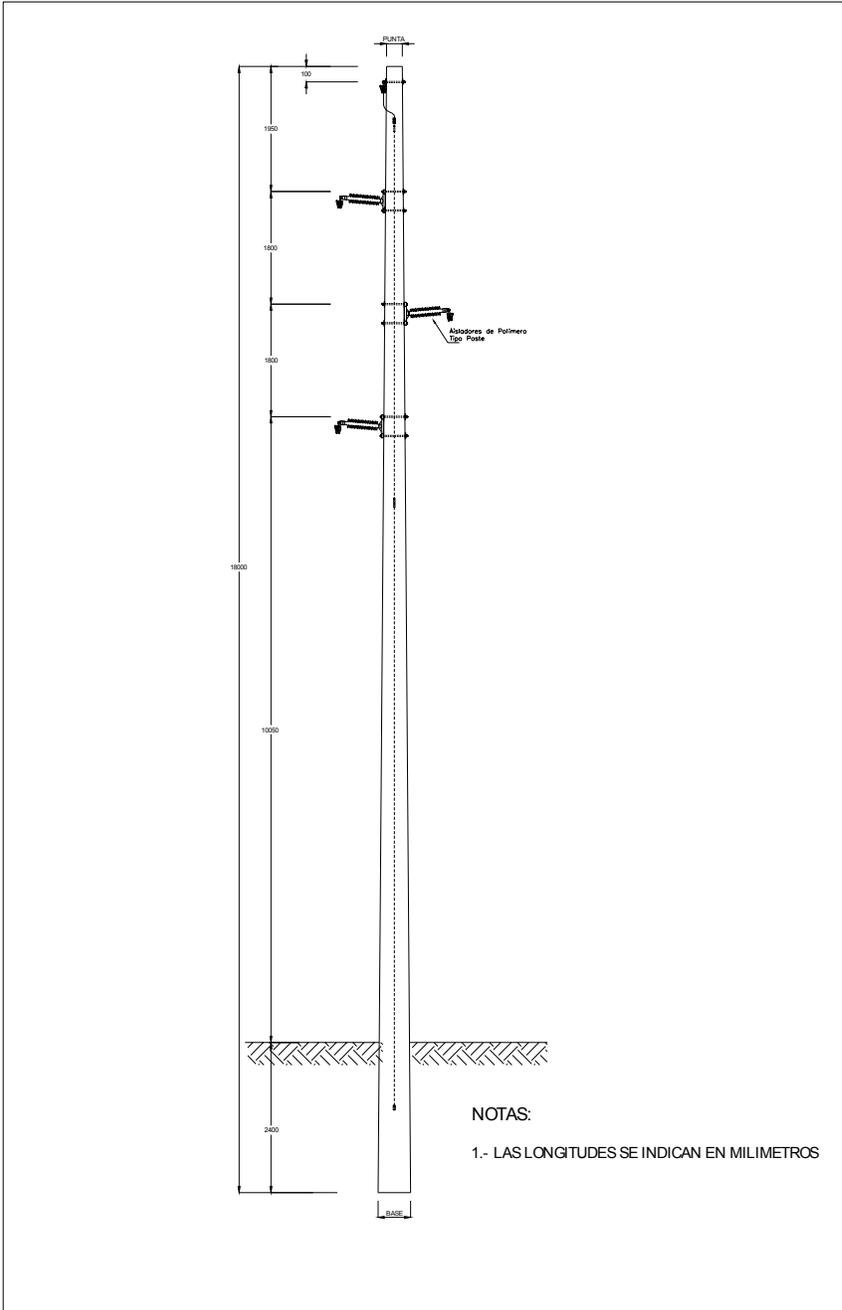
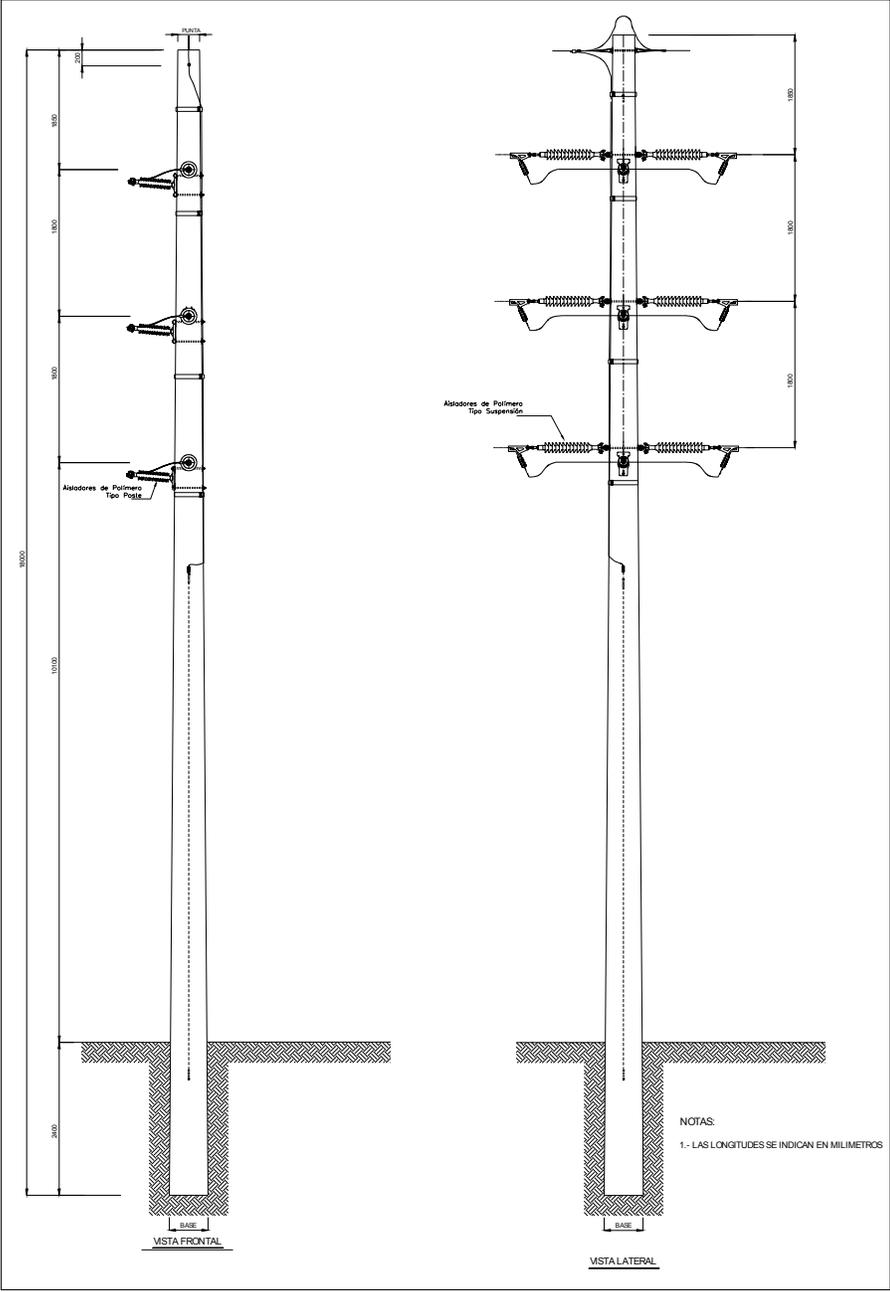


Figura 15. Estructura compacta tipo AAF, deflexión 0° - 90°, vano máximo 160 m., en terreno plano.



APÉNDICE B

Tabla XXXII. Constantes para diferentes configuraciones de electrodos

Tipo de configuración	Diagrama	K_1
Conductor de fase exterior a estructura		550
Conductor de fase interior a torre (ventana)		550
Conductor-suelo		550
Conductor-objeto a tierra		550
Conductor-conductor		550
Conductor - estructura		550
Anillo equipotencia- Anillo equipotencial		550

Fuente: Folleto de coordinación de aislamiento, CFE.

Tabla XXXIII. Factor de corrección por presión a distintas alturas

Altitud en m	Presión		Factor de corrección α
	kPa	Mm Hg	
0	101.3	760	1.000
100	100.1	751	0.988
200	98.9	742	0.976
300	97.7	733	0.965
400	96.8	726	0.954
500	95.5	716	0.942
600	94.3	707	0.931
700	93.2	699	0.919
800	92.1	691	0.908
900	90.9	682	0.897
1000	90.5	679	0.893
1100	88.8	666	0.876
1200	87.7	658	0.866
1300	86.7	650	0.855
1400	85.6	642	0.845
1500	84.5	634	0.834
1600	83.6	627	0.824
1700	82.5	619	0.814
1800	81.5	611	0.804
1900	80.5	604	0.794
2000	79.5	596	0.784
2100	78.5	589	0.774
2200	77.5	581	0.765
2300	76.5	574	0.756
2400	75.6	567	0.746
2500	74.7	560	0.737

Fuente: Folleto coordinación de aislamiento, CFE.

APÉNDICE C

Tabla No. XXXIV. Vanos y flechas calculados con base en momentos para la estructura tipo SAP a diferentes ángulos

Altura (mts.)	Clase (Lbs)	Tipo	Hu (mts)	V.V.1 (mts)	F.1 (mts)	$\alpha.1$ (°)	% de Utiliz.	V.V.2 (mts)	F.2 (mts)	$\alpha.2$ (°)	% de Utiliz.	V.V.3 (mts)	F.3 (mts)	$\alpha.3$ (°)	% de Utiliz.	V.V.4 (mts)	F.4 (mts)	$\alpha.4$ (°)	% de Utiliz.
16	1000	SAP	13.8	105	0.94	0	92												
16	2000	SAP	13.8	200	3.41	0	80	175	2.61	5	95	110	1.03	10	96				
16	3000	SAP	13.8	300	7.68	0	70	250	5.33	5	82	200	3.41	10	86	175	2.61	15	96
18	1000	SAP	15.6	105	0.94	0	97			5				10				15	
18	2000	SAP	15.6	200	3.41	0	84	175	2.61	5	99	100	0.85	10	97			15	
18	3000	SAP	15.6	300	7.68	0	81	250	5.33	5	85	200	3.41	10	90	150	1.92	15	94
21	2000	SAP	18.3	200	3.41	0	91	150	1.92	5	98	80	0.55	10	98			15	
21	3000	SAP	18.3	300	7.68	0	85	250	5.33	5	90	200	3.41	10	94	125	1.33	15	93
24	2000	SAP	21.0	200	3.41	0	96	125	1.33	5	94	70	0.42	10	99			15	
24	3000	SAP	21.0	300	7.68	0	91	250	5.33	5	95	200	3.41	10	100	125	1.33	15	99

Donde: Hu = Altura útil del poste (metros) ; V.V = Vano de viento (metros) ; F = Flecha del vano correspondiente (metros)

α = Deflexión de la línea (grados) ; % = Porcentaje de utilización a que se encuentra sometido el poste.

Tabla No. XXXV. Vanos y flechas calculados con base en momentos para la estructura tipo AAF a diferentes ángulos

Altura (mts.)	Clase (Lbs)	Tipo	Hu (mts)	V.V.1 (mts)	F.1 (mts)	$\alpha.1$ (°)	% de Utiliz.	V.V.2 (mts)	F.2 (mts)	$\alpha.2$ (°)	% de Utiliz.	V.V.3 (mts)	F.3 (mts)	$\alpha.3$ (°)	% de Utiliz.	V.V.4 (mts)	F.4 (mts)	$\alpha.4$ (°)	% de Utiliz.
16	2000	AAF	13.8	170	2.47	0	99	100	0.85	5	98	40	0.14	10	100				
16	3000	AAF	13.8	225	4.32	0	76	200	3.41	5	84	175	2.61	10	93				
16	4000	AAF	13.8	225	4.32	0	58	200	3.41	5	64	175	2.61	10	70	90	0.69	30	99
16	5000	AAF	13.8	225	4.32	0	44	200	3.41	5	52	175	2.61	10	58	150	1.92	30	89
18	2000	AAF	15.6	160	2.18	0	99	90	0.69	5	99	20	0.03	10	99				
18	3000	AAF	15.6	225	4.32	0	79	200	3.41	5	88	175	2.61	10	96				
18	4000	AAF	15.6	225	4.32	0	60	200	3.41	5	67	175	2.61	10	73	65	0.36	30	99
18	5000	AAF	15.6	225	4.32	0	49	200	3.41	5	54	175	2.61	10	59	150	1.92	30	91
21	2000	AAF	18.3	125	1.33	0	97	65	0.36	5	99								
21	3000	AAF	18.3	225	4.32	0	83	200	3.41	5	92	165	2.32	10	99				
21	4000	AAF	18.3	225	4.32	0	63	200	3.41	5	70	175	2.61	10	77	40	0.14	30	99
21	5000	AAF	18.3	225	4.32	0	53	200	3.41	5	59	175	2.61	10	64	150	1.92	30	98
24	2000	AAF	21.0	120	1.23	0	99	50	0.21	5	99								
24	3000	AAF	21.0	225	4.32	0	88	200	3.41	5	97	140	1.67	10	99				
24	4000	AAF	21.0	225	4.32	0	66	200	3.41	5	73	175	2.61	10	80	15	0.02	30	99
24	5000	AAF	21.0	225	4.32	0	55	200	3.41	5	60	175	2.61	10	86	130	1.44	30	98

Donde: Hu = Altura útil del poste; V.V. = Vano de viento (metros) ; F = Flecha del vano de viento correspondiente ; α = Deflexión de la Línea (grados) % = Porcentaje de utilización a que se encuentra sometido el poste.

ANEXO

Figura 16. Diseño electromecánico de 9.45 Km., de línea en 69 kV en terreno plano utilizando estructuras compactas en configuración vertical

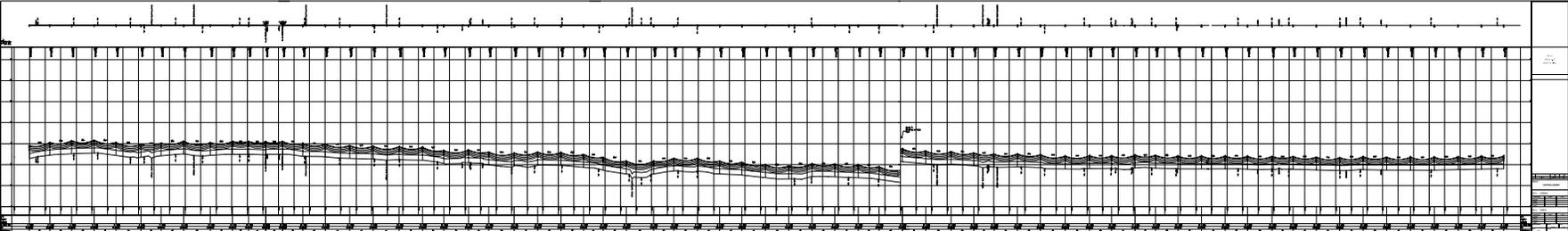


Figura 17. Diseño electromecánico de 9.45 Km., de línea en 69 kV en terreno plano utilizando estructuras convencionales en configuración horizontal

