

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE UNA LÍNEA
DE TRANSMISIÓN COMPACTA DE 230 KV**

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JUAN CARLOS MORALES GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 1999



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 tesis titulado:

EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA DE 230 KV,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con con fecha 27 de mayo de 1992. Ref. EIME, 110.92.

Juan Carlos Morales González

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 14 de mayo de 1,999

Señor Director
Ing. Roberto Urdiales Contreras
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: Evaluación técnico económica del diseño de una línea de transmisión compacta de 230 KV, desarrollada por el señor Juan Carlos Morales González, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

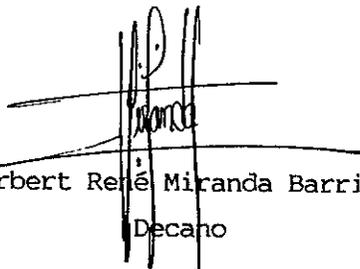
Ing. Angel J. García Martínez
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.



FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Evaluación técnico económica del diseño de una línea de transmisión compacta de 230 KV, del estudiante Juan Carlos Morales González, procede a la autorización para la impresión de la misma.


Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, agosto de 1,999.



ACTO QUE DEDICO

A:

Dios

Mi abuela

- Zoila Evangelina Hurtado Espinoza (+)

Mis padres

- Dr. José de Jesús Morales Domínguez (+)
- Aura Estela González vda. de Morales

Mi esposa

- Claudia Mayarí Roulet de Morales

Mis hijos

- Juan Misael
- Priscila Mayarí
- José Jonatán
- Josúe Moisés

Mis hermanos

- Jorge David
- José Manuel
- Celeste Aída (especialmente)
- Zoila Estela

A familiares y amigos

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	viii
GLOSARIO	xii
INTRODUCCIÓN	xvii
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	xix
1. GENERALIDADES	1
1.1 Fundamentos de las líneas de transmisión compactas	1
1.1.1 El campo eléctrico y el efecto Corona en la superficie de los conductores	3
1.1.2 Movimiento de los conductores	5
1.2 Diseño conceptual	6
1.3.1	
1.2.1 Interrelación de actividades	8
1.2.2 Actividades del diseño de una línea de transmisión	9
1.2.3 Suposiciones de diseño	13
1.2.3.1 Derechos de vía	13
1.2.3.2 Comparación postes de concreto versus torres	15

1.2.4	Modelo de estructura típica	16
1.2.5	Localización de la línea	17
1.2.6	Condiciones meteorológicas	17
1.3	Diversas características	18
1.3.1	Selección de la ruta	18
1.3.2	Realineamientos	18
1.3.3	Otros requisitos	19
2.	PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	20
2.1	Pérdidas Joule del conductor	20
2.1.1	Tipos de conductores	20
2.1.1.1	ACSR	21
2.1.1.2	AAAC-6201	21
2.1.1.3	ACAR	22
2.1.2	Ampacidad del conductor	22
2.1.2.1	Resistencia efectiva	24
2.1.2.2	Transferencia de calor por convección	25
2.1.2.3	Radiación de calor	25
2.1.2.4	Ganancia de calor solar	25
2.1.2.5	Viento y temperatura ambiente	26
2.1.2.6	Coefficientes de elongación y resistividad térmica	27
2.1.2.7	Número de Reynolds	29
2.1.2.8	Temperatura del conductor en estado estable	30
2.1.2.9	Temperatura del conductor en estado transitorio	30

2.1.2.10	Capacidad de calor del conductor	32
2.1.2.11	Definición de símbolos	34
2.1.3	Fórmulas para el cálculo de la capacidad térmica	36
2.1.3.1	Ecuación fundamental de balance de calor en estado estable	36
2.1.3.2	Balance de calor en estado inestable	36
2.1.3.3	Pérdidas de calor por convección forzada	36
2.1.3.4	Pérdidas de calor por convección natural en el nivel del mar	37
2.1.3.5	Pérdidas de calor por convección natural a una determinada altura SNM	37
2.1.3.6	Pérdidas de calor radiado	38
2.1.3.7	Ganancia de calor solar	38
2.1.4	Resistencia eléctrica del conductor	39
2.1.5	Aplicación del método	39
2.1.5.1	Pérdidas de calor por convección	40
2.1.5.2	Perdidas de calor radiado	41
2.1.5.3	Ganancia de calor solar	42
2.1.5.4	Resistencia a 100° C	43
2.1.5.5	Capacidad térmica en estado estable	43
2.1.6	Ampacidades para los conductores analizados	43
2.1.7	Pérdidas Joule	45
3.	MODELO DE TRAMO TÍPICO	48
3.1	Fundamentos del modelo del tramo típico	48
3.2	Diseño del aislamiento	49

3.2.1	Aislamiento equivalente a la cadena de discos	51
3.2.2	Determinación de las distancias de aislamiento	57
3.2.3	Distancia entre conductores (fase a fase)	60
3.2.4	Altura mínima del conductor al suelo	62
3.2.5	Ángulo de blindaje	63
3.3	Determinación del tramo y flecha típicos	64
3.3.1	Datos de entrada	65
3.3.1.1	Poste de concreto	65
3.3.1.2	Conductores	66
3.3.1.3	Hilo de guarda	66
3.3.1.4	Distancias verticales de conductores en metros	67
3.3.1.5	Geometría de la estructura en metros	67
3.3.1.6	Condiciones del viento	68
3.3.2	Datos calculados y descripción del método	68
3.3.2.1	Poste de concreto	69
3.3.2.2	Conductor	71
3.3.2.3	Hilo de guarda	75
3.3.2.4	Altura de anclaje de aisladores	76
3.3.2.5	Descomposición de fuerzas producidas viento y peso	78
3.3.2.6	Descomposición de fuerzas producidas por tensión de tendido	81
3.3.2.7	Cálculo de momentos en poste	84
3.3.2.8	Vano calculado por momentos	88

3.3.2.9	Flecha para vano calculado por momentos	89
3.3.2.10	Vano para flecha máxima permisible	89
3.3.2.11	Estructuras por kilómetro	90
3.3.3	Resumen	91
4.	PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA	93
4.1	Efecto corona	93
4.2	Gradiente superficial crítico de un conductor cilíndrico	95
4.3	Influencia del factor de densidad del aire en el gradiente superficial crítico	96
4.4	Influencia de las características de la superficie del conductor	98
4.5	Voltaje crítico disruptivo de una línea trifásica con conductores múltiples por fase	99
4.6	Pérdidas por efecto corona en época seca	101
4.7	Cálculo de pérdidas corona en época seca y lluviosa	104
4.7.1	Datos de entrada del sistema y ambiente	105
4.7.2	Datos de entrada económicos	105
4.7.3	Datos de entrada definidos por la silueta de estructura típica	105
4.7.4	Aplicación del método	108
4.8	Evaluación económica	109

4.8.1	Costos de operación	109
4.8.1.1	Pérdidas Joule	110
4.8.1.2	Pérdidas corona	110
4.8.2	Costos de construcción	111
4.8.2.1	Factor "n"	112
4.8.2.2	Factor de tramo "A"	112
4.8.2.3	Factor de peso del conductor "B"	113
4.8.2.4	Factor de peso de aisladores "C"	113
4.8.2.5	Factor "D"	114
4.8.2.6	Aplicación de factores	114
4.8.3	Costos de construcción del proyecto base	115
4.8.4	Análisis de resultados	116
5.	NORMAS DE CONSTRUCCIÓN Y EFECTOS ELÉCTRICOS	119
5.1	Coordinación de aislamiento	119
5.1.1	Sobretensiones de origen atmosférico	121
5.1.2	Naturaleza estadística de las descargas atmosféricas	125
5.1.3	Caída de los rayos sobre las estructuras	130
5.1.4	Caída de los rayos sobre el hilo de guarda y los conductores de fase	131
5.1.5	Resistencia al pie de la estructura	137
5.1.6	Modelo electrogeométrico (blindaje)	141
5.2	Efectos eléctricos	147
5.2.1	Ruido audible	147
5.2.2	Radio interferencia	151

5.2.3	Campo eléctrico	154
5.2.4	Campo magnético	161
5.2.5	Estructuras típicas	164
5.2.5.1	Estructura en tangente	165
5.2.5.2	Estructura en ángulo ligero	165
5.2.5.3	Estructura en ángulo medio	166
5.2.5.4	Estructura en ángulo pesado y remate	168
CONCLUSIONES		169
RECOMENDACIONES		171
BIBLIOGRAFÍA		172
APÉNDICE A		174
APÉNDICE B		182
APÉNDICE C		188
APÉNDICE D	CONSIDERACIONES DE COMPORTAMIENTO Y OPERACIONE DE LA LÍNEA ALBORADA- PUERTO QUETZAL.	195

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

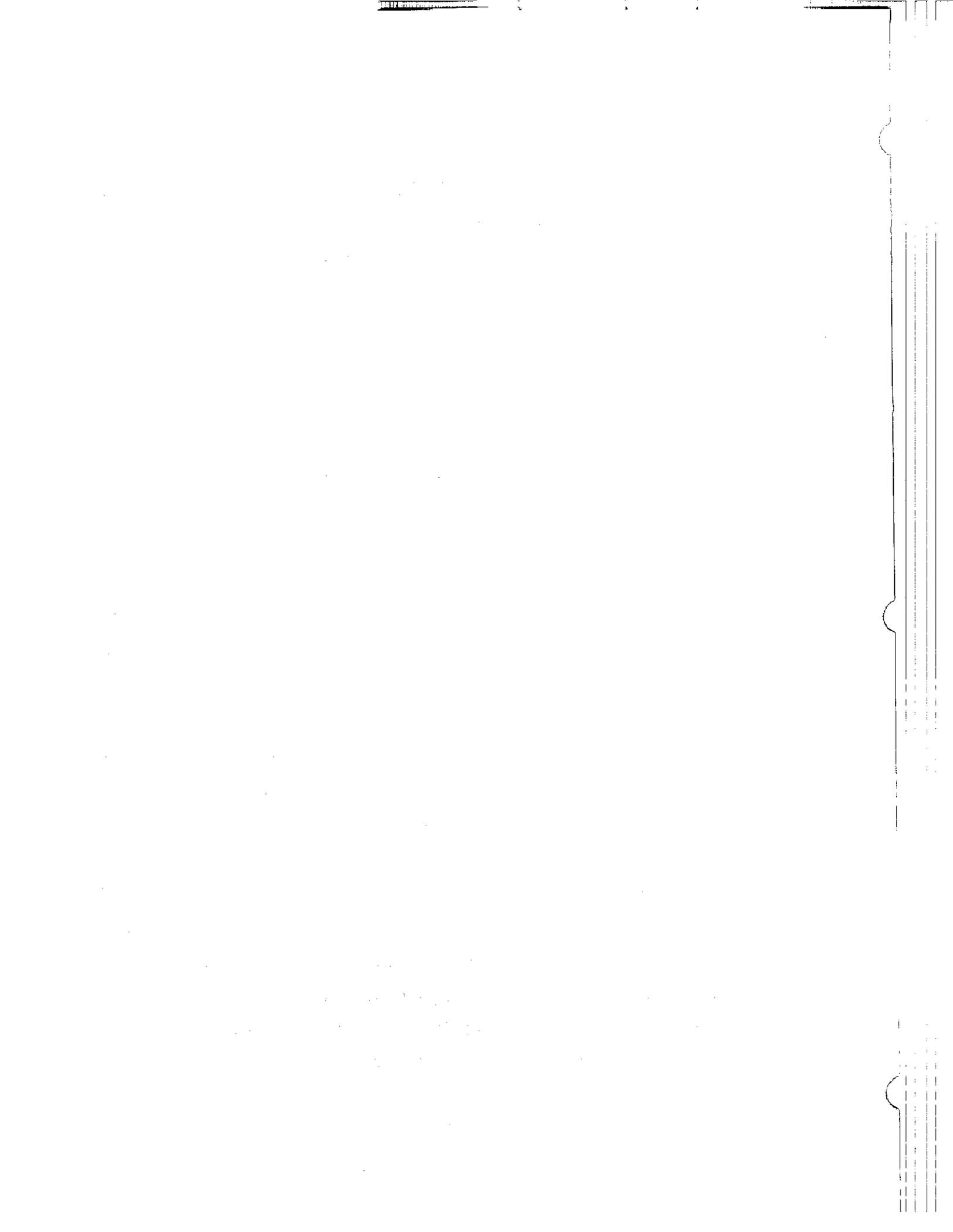
No.	Título	Pág.
1	Interrelación campo Eléctrico E	4
2	Estructuras típicas compactas	6
3	Interrelación de actividades	9
4	Costo de pérdidas, construcción versus conductor	11
5	Interrelación de las actividades más importantes	13
6	Periodo transitorio de la temperatura del conductor	32
7	Estructura típica con aislador tipo poste	58
8	Esquema de descomposición de fuerzas en aislador bandera	78
9	Diagrama vectorial 1	79
10	Diagrama vectorial 2	79
11	Diagrama vectorial 3	82
12	Haz de dos conductores	100
13	Conductor energizado y húmedo con la superficie sucia	103
14	Altura de conductores a tierra de silueta	106
15	Esquema de descarga de un rayo por una nube	124
16	% incidencia versus corriente del rayo	127
17	Tramo interpostal	128
18	Esquema de incidencia del rayo en el hilo de guarda	131
19	Esquema de alturas de la línea de transmisión	133

No.	Título	Pág.
20	Distancias de conductor imagen	134
21	Distribución de la corriente de rayo en las estructuras	136
22	Esquema del medidor de resistividad del suelo	141
23	Esquema básico de blindaje	143
24	Esquema para encontrar el ángulo de blindaje adecuado	146
25	Perfil del ruido audible versus distancia lateral en metros	151
26	Perfil de radiointerferencia para la línea de 230 Kv	153
27	Esquema de conductor único	156
28	Perfil de campo eléctrico para la línea de 230 Kv	158
29	Perfil del campo magnético de la línea de 230 Kv	162
30	Campos magnéticos y eléctricos medidos en el campo	164
31	Tipos de estructuras de línea 230 Kv	168
32	Pérdidas Joule	175
33	Silueta de estructura en tangente (0°)	182
34	Pérdidas totales para 110 MW (Joule, corona y aislamiento)	191
35	Valores unitarios de pérdidas totales para 110 MW (Joule, corona y aislamiento)	192
36	Valores unitarios de costos de construcción	193
37	Valores unitarios de costos de construcción versus pérdidas totales	194
38	Comparación de temperaturas y potencias para condiciones de diseño y operación	204

TABLAS

No.	Título	Pág.
I	Voltaje normalizados de sistemas de transmisión en servicio	1
II	Valores de la relación distancia entre fases y distancia de contorno para los niveles de voltaje indicados	2
III	Actividades de diseño de una línea de transmisión	10
IV	Comparación de derechos de vía	14
V	Comparación postes versus torres	16
VI	Datos meteorológicos	17
VII	Resistencia de conductores	24
VIII	Coefficientes de elongación térmica para conductores	28
IX	Coefficientes de resistividad térmica de conductores metálicos	29
X	Calores específicos de los materiales de conductores	33
XI	Ampacidad de conductores de muestra	44
XII	Temperatura de operación de los conductores de muestra	45
XIII	Pérdidas por efecto Joule de los conductores de muestra	46
XIV	Libranza vertical mínima de conductores a tierra	63
XV	Características mecánicas de conductores	66
XVI	Resumen de vanos y flechas calculados	92
XVII	Factores F	102
XVIII	Flechas y tramos	107
XIX	Valores de pérdidas corona	111
XX	Resumen de costos de construcción versus pérdidas totales en unidades relativas	118

No.	Título	Pág.
XXI	Límite de campo eléctrico en kV/m	160
XXII	Comparación gradientes y pérdidas corona	166
XXIII	Coeficientes y factores para cálculo de ampacidad de conductores	174
XXIV	Resumen de ampacidades y pérdidas joule	175
XXV	Ampacidad de dos conductores por fase patridge	176
XXVI	Ampacidad de dos conductores por fase linnet	177
XXVII	Ampacidad de dos conductores por fase hawk	178
XXVIII	Ampacidad de un conductores por fase elgin	179
XXIX	Ampacidad de un conductores por fase flint	180
XXX	Ampacidad de un conductores por fase grosbeak	181
XXXI	Valores de flashover en el entrehierro -air gaps-	183
XXXII	Datos de cálculo de momentos de volteo del poste	184
XXXIII	Datos calculados del momentos de volteo del poste	185
XXXIV	Resultados de momentos de volteo del poste	186
XXXV	Resultados de tramos máximos y promedios	187
XXXVI	Factores de corrección para los costos de construcción	188
XXXVII	Datos de entrada y cálculos de pérdidas joule y corona	189
XXXVIII	Pérdidas por efecto joule y corona para uno y dos conductores por fase	190
XXXIX	Temperatura ambiente del aire	197
XL	Temperatura del conductor	200
XLI	Pérdidas joule para condiciones de diseño o de operación	201
XLII	Comparación de temperaturas y ampacidades bajo condiciones de diseño y condiciones de operación para conductor 740.8 Kcmil AAAC 6201 flint	203



GLOSARIO

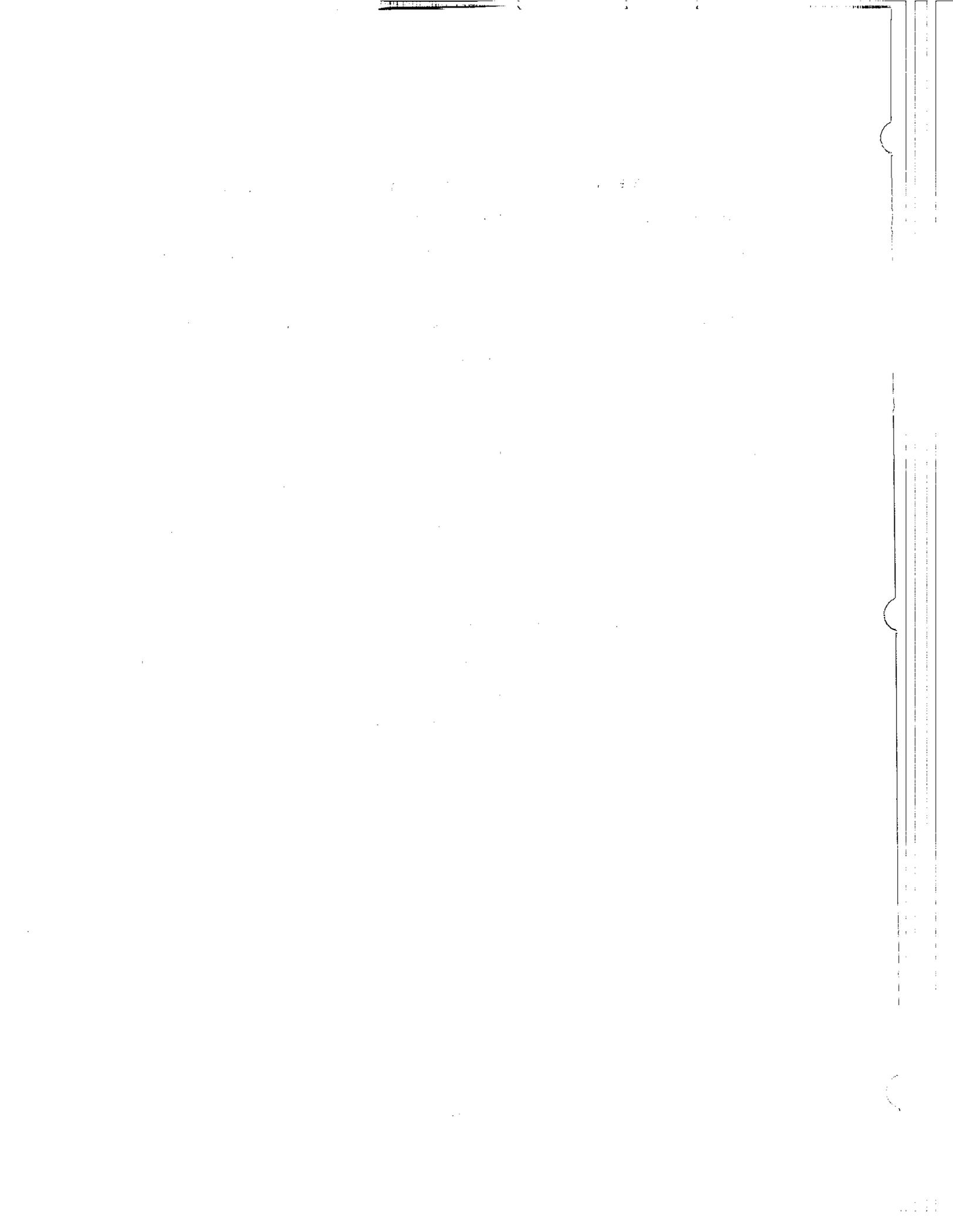
- Ampacidad del conductor** Es la capacidad de un conductor de transportar la corriente eléctrica en función de la temperatura del medio que lo rodea.
- (BIL o NBI) Nivel básico de impulso** Es la característica del aislamiento que le permite a los equipos de potencia utilizados en la construcción de líneas y subestaciones soportar las solicitaciones dieléctricas y está definido por el voltaje soportado al choque y el voltaje soportado a la frecuencia del sistema.
- Capacidad térmica en estado estable** Es un determinado valor de corriente eléctrica constante que produce la máxima temperatura admisible del conductor para condiciones de clima especificadas y características conocidas del conductor y asumiendo que el conductor está en equilibrio térmico.
- Capacidad térmica en estado transitorio** La capacidad térmica en estado transitorio es la corriente final I_f que produce la temperatura máxima admisible $T_{m\acute{a}x}$ en un tiempo especificado debido al cambio de escalón en la corriente eléctrica de algún valor de corriente inicial I_i .

Compactación	Es la reducción de la separación entre fases de una línea de transmisión para pasar en espacios más estrechos.
Constante de tiempo térmica	Cuando la corriente eléctrica que pasa por un conductor sufre un cambio de magnitud en escalón, los cambios de temperatura del conductor de un valor inicial a un valor final, se definen en función de la constante de tiempo térmica, la cual consiste en el tiempo para que la temperatura del conductor complete el 63% de los cambios de temperatura.
Corrientes pasantes de falla	Son corrientes de cortocircuito en alguna parte del sistema que pasan por una línea eléctrica.
Efecto corona	Es un efecto que produce luminosencia y zumbido debido a descargas causadas por la ionización del aire que rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado y el gradiente superficial del conductor es mayor que el gradiente disrruptivo.
Efecto Joule	Es la producción de calor por el paso de la corriente eléctrica en el conductor.
Empotramiento	Es una proporción de la base del poste la cual queda enterrada al quedar parado, se define con el 10% de la altura del poste, más 50 centímetros.

Flecha del conductor	Es la distancia vertical al centro del tramo interpostal desde el punto de anclaje del conductor al centro de la catenaria.
Ganancia de calor solar	Es el calor irradiado por el sol y el cielo, el cual aumenta la temperatura del conductor.
Gradiente superficial crítico	Es un determinado valor de diferencia de potencial en la superficie del conductor para el cual se inicia la ionización por choque.
Larga vida del material y equipo físico	Consiste en que los herrajes, cables, estructuras, etc., estén diseñados para soportar estar instalados a la intemperie y su durabilidad sea como mínimo la vida útil del proyecto, que por lo general se estima de 15 a 20 años.
Libranzas eléctricas	Es la distancia mínima requerida de separación entre conductores, conductor a tierra, etc., que garantiza la operación de la línea.
Modelo de tramo típico	Es la manera de considerar la línea de transmisión como una serie de estructuras de igual altura situadas a la misma distancia interpostal.
Nivel cerámico	Es el número de días de descargas atmosféricas al año en una determinada región.

Pérdidas corona	Son las pérdidas de energía debido a la ionización del aire alrededor del conductor.
Punto óptimo operación/construcción	Es el mínimo valor de la suma de los costos de pérdidas y los costos de construcción.
Resistencia electromecánica	Es el esfuerzo de tracción axial que aplicado al aislador, sometido al mismo tiempo a una tensión eléctrica a la frecuencia industrial del 90% de la tensión crítica de iniciación del arco en seco que determina la perforación eléctrica y la rotura mecánica del aislador.
Resistencia de carga sostenida – tiempo	Es el máximo esfuerzo de tensión axial que el aislador puede soportar durante 24 horas consecutivas sin romperse, ni perforarse en una sucesiva prueba eléctrica en la cual los aisladores se ven sometidos durante 5 minutos a una tensión a la frecuencia industrial no inferior al 95% del valor que determina las descargas superficiales.
Resistencia a la tensión o tensión de ruptura	Es el esfuerzo necesario que determina la rotura del aislador.
Separación de contorneamiento	Es la separación del entrehierro por el aire entre la parte energizada de la línea a tierra en la cual se inicia el arco eléctrico.

Temperatura máxima admisible del conductor	Es el límite máximo de temperatura seleccionado para la mínima pérdida de tensión mecánica, flecha, pérdidas en la línea ó combinación de ambas.
Tensión de tendido	Es un porcentaje de la tensión de ruptura el cual permite que el conductor quede tendido en la línea y forme la catenaria deseada.
Tensión de flameo en seco o en húmedo a baja frecuencia	Es la máxima tensión a frecuencia industrial que un aislador puede soportar en seco o bajo lluvia durante un minuto sin la iniciación del arco eléctrico o perforación.
Tensión de flameo al impulso (50%)	Se define como la tensión al impulso (con onda de tensión positiva o negativa de 1.2/50 microsegundos) que aplicada a un aislador determina la iniciación del arco en el 50% de los impulsos aplicados.



INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de energía eléctrica, por lo general, están constituidas por conductores desnudos apoyados en torres o en postes y están sujetos por medio de aisladores; el aislamiento entre conductores es proporcionado por el aire y entre los conductores y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores.

Las líneas de transmisión se utilizan para transportar grandes bloques de energía eléctrica desde las plantas generadoras a las subestaciones eléctricas e instalaciones industriales y se dividen principalmente en dos categorías: líneas aéreas y cables subterráneos. En este trabajo de tesis, únicamente se estudiarán las líneas aéreas de transmisión compactas de 230 kV en especial las que utilizan postes de concreto.

La compactación de las líneas de transmisión consiste, básicamente, en definir una razón decreciente de la separación entre fases a la separación de contorneamiento, por lo que la premisa básica del diseño de líneas de transmisión compactas de 230 kV es la aplicación de los principios de diseño desarrollados para el Extra Alto Voltaje (EHV) de 345 a 765 kV, para rediseñar las líneas (EHV) a voltajes más bajos con espaciamentos más pequeños. Las áreas más fructíferas para la compactación de líneas son en los niveles de voltaje de 69 a 230 kV, ya que, por lo general, tienen holguras más generosas. Se pueden aplicar técnicas de diseño de líneas compactas para usar eficientemente el derecho de vía en construcciones nuevas, para incrementar el voltaje de líneas existentes y para lograr posibles economías.

El desarrollo de este trabajo será una guía para evaluar técnica y económicamente el diseño de líneas de transmisión compactas de 230 kV, a la vez se consideran las diversas características que forman parte del diseño de una línea de transmisión y la interacción de cada uno de los parámetros eléctrico-ambientales, mecánico-estructurales y económicos. Para lo cual se debe evaluar la ampacidad y efecto corona, cuantificar las pérdidas Joule, desarrollar las normas de construcción, evaluar los efectos eléctricos en el ambiente y optimizar el diseño al evaluar económicamente los costos de construcción vrs las pérdidas que se tendrán durante la vida útil del proyecto.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Históricamente, la transmisión de corriente alterna se ha caracterizado por el incremento de los niveles de voltaje cada vez que los requerimientos de potencia son mayores, lo cual ha hecho que se utilicen estructuras cada vez más grandes. Esto, en cierto grado, a provocado la reacción adversa del público al impacto visual de grandes torres y a hecho que los derechos de vía que se requieren para el paso de las líneas de transmisión sean cada vez más anchos, lo cual es más difícil de obtener hoy en día.

Lo anterior, crea la necesidad de investigar diseños de líneas de transmisión más compactas a voltajes intermedios de 230 kV y plantea la necesidad de desarrollar evaluaciones técnicas y económicas que lleven a obtener un diseño óptimo en función del espacio físico reducido. La Empresa Eléctrica de Guatemala, contrató en 1992 la generación de 110 MW de potencia en la Costa Sur del país, y construyó una línea de transmisión de 230 kV para transportar la energía desde la planta generadora hasta Escuintla.

El diseño de esta línea debe garantizar el transporte de energía en condiciones de confiabilidad y eficiencia, así como considerar los aspectos técnicos y constructivos para armonizar con el ambiente y ajustarse a las condiciones ambientales encontradas en la región sur del país, por lo que este trabajo de tesis deberá verificar que los estudios de diseño efectuados satisfacen los requerimientos de operación hoy en día.

La ruta seleccionada a lo largo de 45 kilómetros de longitud paralelo a la línea férrea condiciona el diseño de la línea de transmisión para pasar por un derecho de vía angosto, en caminos urbanos y rurales. Por lo que, se deberán desarrollar las normas que permitan una construcción sencilla, rápida y segura. La línea también deberá estar en capacidad de soportar el alto nivel cerámico de 110 tormentas al año y la corrosión marina a lo largo del área costera.

En las evaluaciones es importante considerar que en estos proyectos, por lo general, se tiene un programa de trabajo estrictamente ajustado, tiempos cortos de ejecución y suministro crítico de materiales.

1. GENERALIDADES

1.1 Fundamentos de las líneas de transmisión compactas

Los sistemas de transmisión transportan la energía eléctrica desde las unidades generadoras hasta el sistema de distribución, que es el que, en último caso, alimenta la carga. Desde los comienzos de la industria eléctrica, las investigaciones relacionadas con el transporte de energía eléctrica se han dirigido a la obtención de cada vez más altos voltajes en los sistemas de transmisión.

Los voltajes de transmisión que están normalizados y en servicio en los Estados Unidos, los establece el American National Standard Institute (ANSI) en la norma C84 y C92.2 los cuales se listan en la tabla I de este trabajo.

Tabla I. Voltajes normalizados de sistemas de transmisión en servicio, en kV (* Voltajes utilizados en nuestro medio)

VOLTAJES EN KILOVOLTIOS	
Nominal	Máximo
34.5 *	36.5
46	48.3
69 *	72.5
115	121
138 *	145
161	169
230 *	242
345	362
500	550
765	800
1,100	1,200

Fuente: Normas ANSI C84, C92.2.

Los voltajes de 34.5 a 230 kilovoltios (kV) se consideran como alto voltaje (HV), de 345 a 765 kV como Extra Alto Voltaje (EHV) y de 1100 a más como Ultra Alto Voltaje (UHV). Los voltajes máximos de operación son aquellos que no afectan los requerimientos mínimos de libranzas eléctricas para sus voltajes nominales respectivos.

En líneas de investigación y de prueba se han observado voltajes de hasta 1500 kV, pero existe la duda creciente de que, en el futuro, se puedan usar voltajes mayores que los que ya están en servicio. La limitante del uso de éstos voltajes mayores se debe principalmente al tamaño de los generadores y plantas de energía, a la mayor homogeneidad en la ubicación geográfica de las plantas generadoras con respecto a la carga y hasta cierto grado, a la reacción adversa del público al impacto visual de grandes torres.

Por lo anterior, las investigaciones se han orientado hacia la creación de líneas de voltajes (HV) más compactas, al reducir las separaciones entre fases -compactación- para pasar en callejones más estrechos. El resultado de éstas investigaciones ha sido una disminución de la separación entre fases a la separación de contorneamiento como se ilustra en la tabla II.

Tabla II. Valores de la relación distancia entre fases y distancia de contorneo para los niveles de voltajes indicados.

VOLTAJE DE LINEA	RAZON DE DISTANCIAS
138	10.50
230	9.10
345	8.20
500	7.80
765	6.20

Fuente: Manual de ingeniería eléctrica de Fink

La razón decreciente de las distancias entre fases con respecto a las distancias de contorneamiento se da al considerar la máxima tensión aplicada que soporta un aislador a la frecuencia industrial en seco o bajo lluvia durante un minuto sin la iniciación del arco eléctrico o perforación.

La premisa básica del diseño de líneas de transmisión compactas es la aplicación de los principios de diseño desarrollados para el Extra Alto Voltaje (EHV) al rediseñar las líneas con voltajes más bajos, Alto Voltaje (HV) y espaciamientos más pequeños. El análisis para el diseño de una línea de transmisión compacta consta de los siguientes conceptos principales:

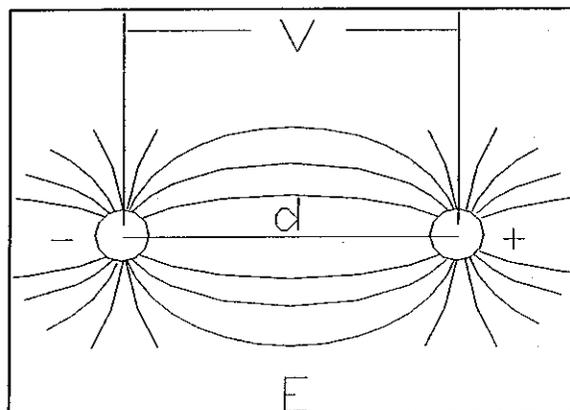
1.1.1 El campo eléctrico y el efecto corona en la superficie de los conductores

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 ello que el campo eléctrico máximo debe estar dentro de los niveles aceptables del fenómeno corona.

Las líneas de (EHV) se diseñan típicamente con los niveles de campo eléctrico en la superficie del conductor cercano al gradiente superficial crítico; en el caso de las líneas (HV) normales no se presenta considerablemente el fenómeno corona; sin embargo, al compactar las líneas de voltajes (HV) se eleva el campo eléctrico en la superficie de los conductores a los producidos por líneas de voltajes (EHV). ya que al reducir la distancia entre fases "d" y mantener constante el voltaje entre fases "V" se incrementará el campo eléctrico "E" como

se aprecia de la fórmula 1.1 y figura 1:

Figura 1. Interrelación campo eléctrico E



$$E = V / d$$

Formula 1.1

donde:

La intensidad del campo eléctrico E es directamente proporcional al voltaje V e inversamente proporcional a la distancia entre fases "d".

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

- pérdidas corona durante período lluvioso
- ruido audible
- radio interferencia

Las pérdidas por corona suelen ser despreciables para valores bajos de efecto corona comparadas con las pérdidas por efecto Joule, pero para valores altos de corona pueden ser importantes principalmente en tiempo de lluvia. El

ruido audible no es una consideración normal para los voltajes más bajos de transmisión (HV), pero se debe analizar para las líneas compactas por los niveles de campos que intervienen cercanos a los niveles de (EHV), también puede ser necesario limitar el efecto corona en los herrajes utilizando de la clase (EHV) en algunos casos.

1.1.2 Movimiento de los conductores

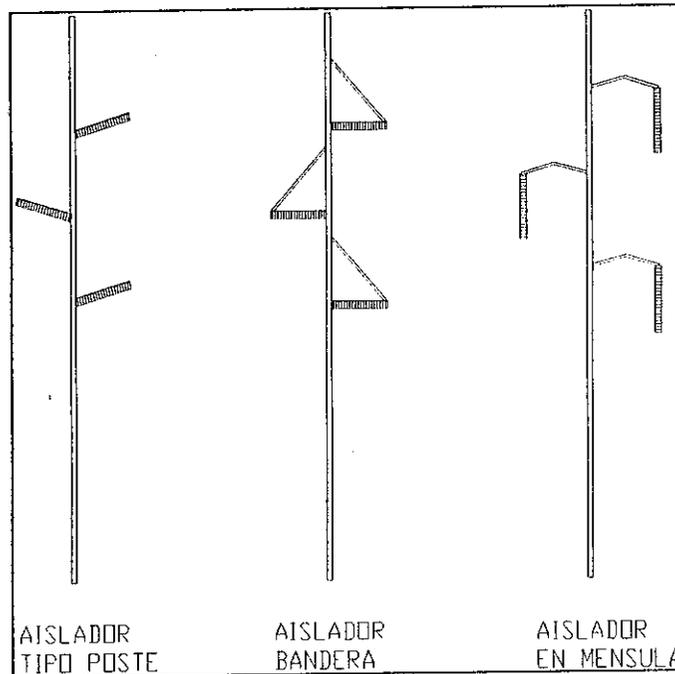
La única consideración que hay en el diseño de una línea compacta de (EHV) que difiere de la práctica del (HV) está relacionada con el movimiento mecánico de los conductores por la acción del viento, el hielo y por corrientes pasantes de falla ocurridas en alguna otra parte del sistema y que produce fuerzas magnéticas lo suficiente fuertes como para hacer que los conductores se aproximen peligrosamente.

Por tal razón, es necesario restringir, en su punto de anclaje el movimiento de los conductores para mantener las distancias entre fases inmóviles y para ello se acostumbra diseñar las líneas compactas con aisladores tipo poste y aisladores V-brace. Como se muestra en la figura 2, algunas estructuras típicas compactas.

La máxima compactación; es decir, la mínima separación entre conductores se logra mediante diseños que eliminan miembros aterrizados de la estructura de soporte en el espacio entre los conductores.

Una limitación del diseño de líneas compactas es la restricción que hay para el mantenimiento de la línea energizada a causa de las libranzas tan reducidas, aunque en cierto caso se pueden desarrollar técnicas para trabajar

Figura 2. Estructuras típicas compactas



líneas vivas en las que se separan los conductores para alcanzar las libranzas de trabajo. Es necesario, en todo caso cumplir con los códigos de seguridad aplicables.

1.2 Diseño conceptual

El propósito principal de esta sección es describir la metodología para evaluar técnica y económicamente el diseño de una línea de transmisión compacta y proporcionar los criterios de ingeniería más importantes. Este trabajo se limita a evaluar solamente las estructuras que permiten una construcción compacta, en particular postes de concreto y a la vez, puede servir como guía para diseños de líneas semejantes en nuestro medio, el cual buscará estar en armonía con las condiciones ambientales encontradas en la región sur del país.

Los resultados del buen diseño de una línea de transmisión, sencillamente, deben ser:

- . alta continuidad de servicio
- . larga vida del material y equipo físico
- . bajos costos de mantenimiento
- . operación segura
- . aceptabilidad desde el punto de vista del ambiente
- . construcción estética y económica

Para cumplir con lo anterior, es necesario definir **el punto óptimo operación/construcción**; es decir, una línea que por sus características físicas y eléctricas garantice mínimas pérdidas de energía y menor costo de construcción y mantenimiento.

Durante el diseño preliminar, se deben hacer estudios topográficos del terreno y mediciones climatológicas de la región, evaluar el nivel de voltaje, definir si será una líneas de rápida construcción, etc. Sin embargo, los criterios de diseño en gran parte se van consolidando a medida que los resultados de los estudios se van obteniendo; las cuatro preguntas básicas para el diseño de una línea de transmisión son: cuándo, dónde, cuánto, qué tipo.

A. ¿Cuándo se necesita una línea de transmisión?

Cuando la distancia entre la planta generadora y la carga es grande, o para interconectar la planta generadora con las subestaciones eléctricas existentes.

B. ¿De dónde a dónde llevará la energía la línea?

La terminal de envío es de la planta generadora PQPC ubicada en la costa sur del país a la terminal de recibo La Subestación Alborada de EEGSA.

¿Cuál es la ruta?

Sale del Puerto Quetzal pasando por la carretera nueva a Puerto Quetzal, cruza en el Parcelamiento Arizona hasta la línea férrea, continua a lo largo de la línea férrea hasta llegar a la Subestación Alborada de EEGSA.

C. ¿Cuál será la capacidad de la línea? 110 MW

D. ¿De qué tipo será la línea? aérea

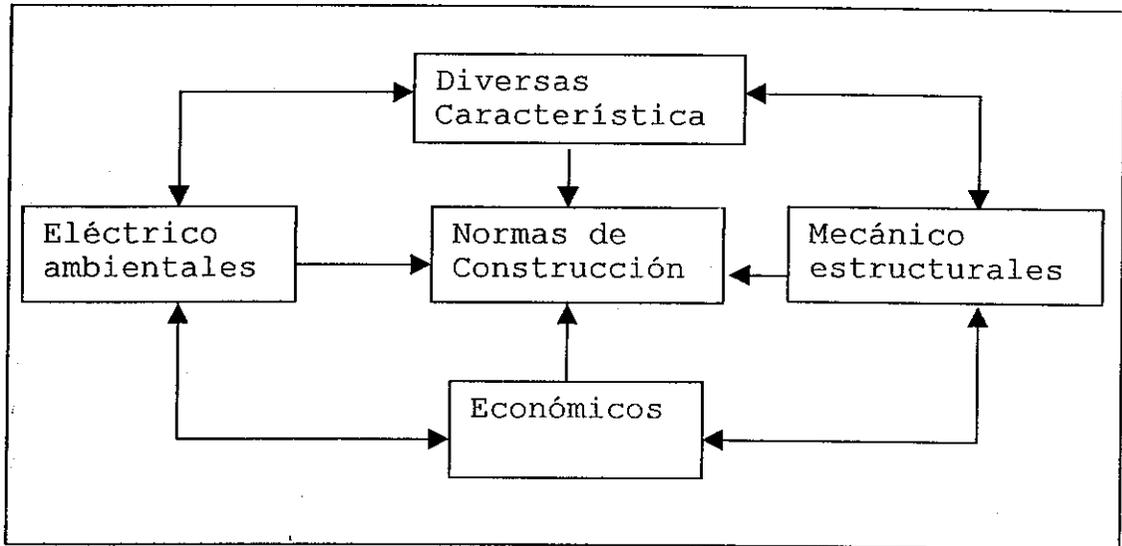
La potencia a transportar está en función del rango térmico aceptable o capacidad de transferencia de potencia deseada, la cual debe considerar la carga pico normal esperada y la capacidad de transferencia adicional necesaria a un estado de contingencia tolerable en el sistema de líneas de transmisión. Las terminales de envío y recibo definen la ubicación de las subestaciones y la fecha de puesta en operación está en función del cronograma de trabajo para ajustar las actividades de diseño y construcción.

1.2.1 Interrelación de actividades

Las características de una línea de transmisión se definen al desarrollar una serie de actividades orientadas a estudiar los parámetros: eléctrico ambientales y mecánico estructurales, los cuales se relacionan entre sí durante

el proceso de diseño al considerar los costos más bajos para obtener finalmente las normas de construcción. La Interrelación de actividades se pueden apreciar en el esquema de la Figura 3.

Figura 3. Interrelación de actividades



Las actividades de diseño concluyen en la elaboración de las normas de construcción las cuales constituyen el resumen de los estudios técnicos y evaluaciones económicas que determinarán los costos anuales nivelados en US\$/km del proyecto.

1.2.2 Actividades del diseño de una línea de transmisión

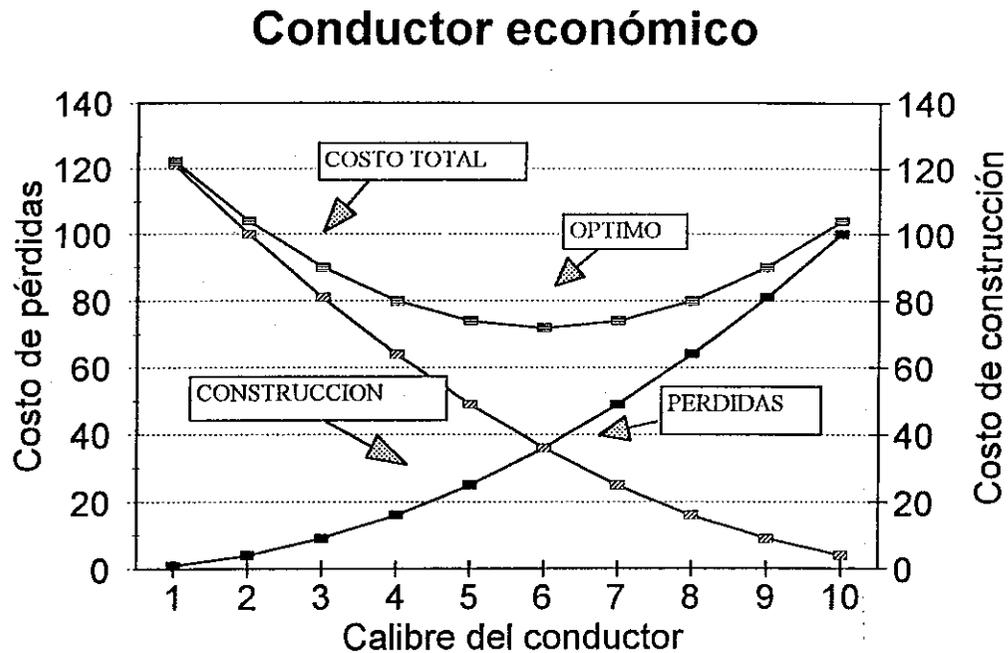
Las actividades del diseño de una línea de transmisión se pueden resumir de acuerdo con la tabla III.

Tabla III. Actividades de diseño de una línea de transmisión

Diversas características	Seleccionar la ruta
	Determinar y adquirir los derechos de vía
	Elaborar el perfil
	Localizar estructuras
Eléctrico ambientales	Seleccionar el voltaje
	Seleccionar el conductor y configuración
	Evaluar pérdidas Corona y Joule
	Definir libranzas y aislamiento
	Verificar los efectos eléctricos de corona, ruido en radio y ruido audible
	Evaluar los efectos de inducción de los campos eléctricos y magnéticos.
	Determinar los requerimientos de puesta a tierra
Mecánico estructurales	Calcular cargas mecánicas
	Definir resistencia mecánica del aislamiento
	Calcular flechas y tensiones
	Seleccionar estructuras
	Seleccionar herrajes
	Calcular retenidas y anclas
Normas de construcción	Tangente
	Ángulo ligero
	Ángulo medio
	Ángulo fuerte y doble remate
Evaluación económica	Evaluar pérdidas US\$/km
	Joule y Corona
	Evaluar costos de construcción US\$/km.

Las actividades anteriores están interrelacionadas entre sí, por ejemplo: si se consideran dos líneas para transportar la misma potencia con un modelo de estructura típica en tangente (cual quiera ver fig. 1.2) y si una de las líneas utiliza un conductor de calibre pequeño respecto a la otra; al energizar ambas líneas a un mismo voltaje; **las pérdidas por efecto Joule y Corona serán mayores y los costos de construcción serán menores para la de menor calibre de conductor**, ya que las pérdidas serán inversamente proporcionales al diámetro del conductor y mientras más liviano sea el conductor la línea podrá dar tramos interpostales más grandes, lo cual requerirá herrajes y aisladores de características mecánicas inferiores; por consiguiente la cantidad de estructuras por kilometro y costos de construcción serán menores y viceversa.

Figura 4. Costo de pérdidas, construcción vrs conductor

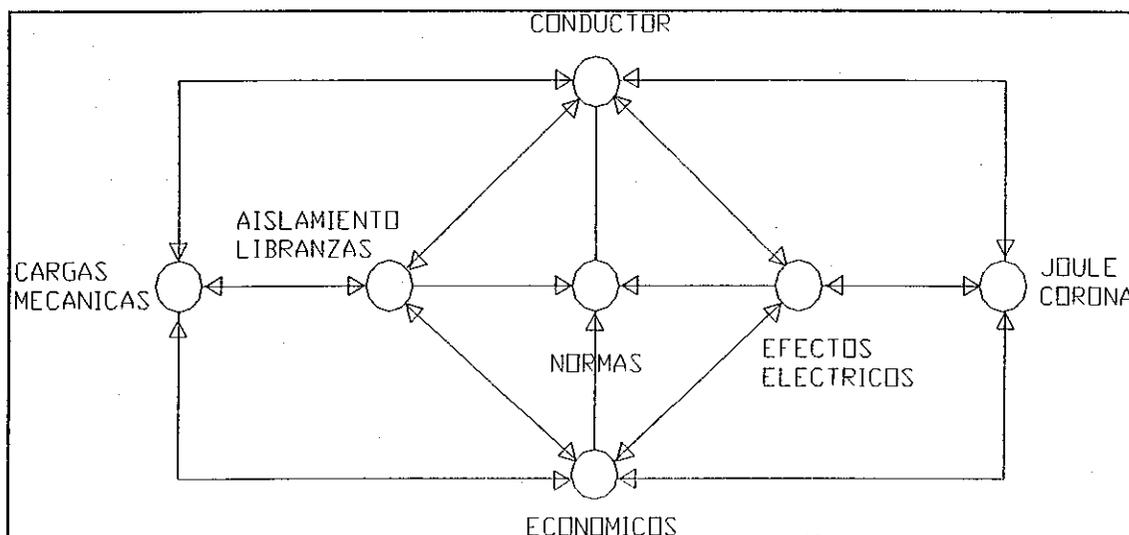


Los cálculos que conducen a esquemas de optimización como el que se muestra en la figura 4 se hacen, por lo general, suponiendo un modelo de línea

relativamente simple con un conductor en catenaria entre estructuras situadas a separaciones típicas. En este modelo de “**tramo típico**”, se considera la línea como una serie de estructuras 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. La altura de la estructura es solo la suficiente para cumplir con la distancia fase a tierra y el costo de la estructura se estima con base a dicha altura, en la separación entre fases y en las cargas típicas transversales, verticales y longitudinales para este tramo. Este modelo simple típico permite obtener las pérdidas eléctricas exactas para los conductores analizados, costos aproximados de la estructura y es adecuado para el cálculo exacto del ruido en la radio, ruido audible y de los campos electromagnéticos.

Puede optimizarse aún más el diseño de la línea de transmisión si se considera un modelo más realista **optimizado por terreno**. Este modelo proporciona una estimación más real de los ahorros que se obtengan en alturas de estructuras y de los incrementos de costo de las estructuras de cambio de dirección y remate. Por tal razón, existe un punto **-óptimo-** donde la suma de los valores anuales nivelados de pérdidas más los costos anuales nivelados de materiales y construcción es mínima. Este punto óptimo definirá el tipo y calibre de conductor a utilizar dentro de la familia de conductores considerados y dará inicio al diseño final. En la figura 5 se ilustra un esquema de las actividades más importantes.

Figura 5. Interrelación de las actividades más importantes



1.2.3 Suposiciones de diseño

1.2.3.1 Derechos de vía

Los derechos de vía consisten en adquirir una franja de terreno para el paso de la línea, la cual dependerá si la línea pasa por áreas rurales o urbanas y del costo del terreno. Lógicamente, mientras menor sea el terreno a utilizar menor será el costo del paso de la línea, como se aprecia en la tabla IV.

La libranza mínima horizontal en 230 kV nominal de línea a línea de los conductores a varios objetos está dada por:

Libranza a:

1. Edificios, puentes, rótulos, chimeneas, antenas de TV, tanques con contenido no

- inflamables. 4.3 m
- 2. Luminarias, semáforos, estructuras de soporte de otras líneas. 2.8 m
- 3. Líneas de ferrocarril 5.8 m

El factor de corrección por cada 1000 metros arriba de 1000 metros sobre el nivel del mar es 0.09. Por ejemplo, el ancho de la estructura en poste de concreto incluyendo los aisladores en bandera para ambos lados 5.68 m y la distancia del conductor a edificios 4.30 m para cada lado, lo cual da una franja de paso de 14.28 m, aproximado a 15 m

Tabla IV. Comparación derechos de vía

COMPARACION DE DERECHOS DE VIA		
DESCRIPCION	POSTE DE 27 m	TORRES
Ancho derecho de vía	15 m	30 a 50 m
Costo franja US\$/Km equivalente US\$/V ² 5.0	US\$ 153,000.00	US\$ 306,000.00 - US\$ 510,000.00

La cuadrilla de topografía deberá de preferencia ser acompañada de un delegado de derechos de vía para instruir a los propietarios de los terrenos afectados respecto al propósito del estudio y asegurar el permiso, determinar los linderos de las diferentes propiedades y cultivar buenas relaciones públicas. Otro agente de derechos de vía, deberá dar inicio a la revisión de registros de títulos de propiedad constatando aspectos legales, traspasos, copropietarios, hipotecas vigentes o embargos etc. Esta fase del trabajo requiere una íntima coordinación entre el Ingeniero del proyecto y el delegado de derechos de vía.

Tan pronto como haya sido localizada la línea en los planos en el gabinete se deberá dar inicio a la nivelación y trayectoria. Posteriormente, se debe hacer un reconocimiento con un plano actualizado de la ruta, el cual podrá ser utilizado para el diseño final con todos los detalles del caso y ubicación de las estructuras.

1.2.3.2 Comparación postes de concreto versus torres

Al comparar el uso de postes de concreto versus torres metálicas se puede observar las ventajas y desventajas de cada alternativa en la tabla V. En la cual se comparan los costos totales aproximados en US\$/km, al construir una línea de 230 kV, llevando 110 MW de potencia. Las torres de suspensión (altura básica) incluyen extensión de patas, 4 cimientos, suministro y montaje. Y los postes de concreto incluyen agujero para empotramiento y montaje.

Tabla V. Comparación postes vrs torres

COMPARACION DE ALTERNATIVAS, Línea de 110 MW		
DESCRIPCIÓN	POSTE DE 27 m	TORRES
Material	Concreto	Acero galvanizado
Altura al suelo libre	23.80 m	19.20 m
Sistema de parado	Empotrado	Cimentación
Tramo máximo permisible	230 m	350 m
# estructuras/Km	4.35	2.86
Tirantes/anclaje	Sí	No
Lugar de fabricación	Local	Exterior
Lugar de entrega	En la obra	En bodega
Acceso	El mismo	El mismo
Tendido de línea	El mismo	El mismo
Puesta a tierra	El mismo	El mismo
Susceptible vandalismo	Más	Menos
Almacenaje	No	Sí
Tiempo instalación	8 postes/día	1 Torre/semana
Tiempo de entrega	80 u/primer mes	8 a 10 meses
Costo/estructuras aproximado	US\$ 5,295.00	US\$ 31,600.00
Costo aislador/estructuras aprox.	US\$ 2,100.00	US\$ 1,800.00
Costo total estructura/Km. Aprox.	US\$ 32,168.25	US\$ 95,524.00
Costo de franja derecho de vía por	US\$ 153,000.00	US\$ 306,000.00
Costo total línea por Km aprox.	US\$ 185,168.25	US\$ 401,524.00

1.2.4 Modelo de estructura típica

Debido a la disponibilidad local y tiempos cortos de entrega, así como al estrecho derecho de vía de 15 m; se definirá como modelo de estructura típica, un solo poste de concreto de 27 metros de altura, clase 2,000, factor de seguridad 2.0, empotrado directamente en el suelo el cual necesitará tirantes para anclaje cuando la línea presente ángulo en su alineación y para estructuras de remates. La fabricación de los postes de concreto no incluye ménsulas para soporte de los

conductores.

1.2.5 Localización de la línea

La línea estará localizada en terreno plano y despejado con una variación de elevación sobre el nivel del mar aproximada de 500 metros, dirección N-S. La terminal de envío de la línea estará en una área de ambiente marino, que presenta problemas de corrosión salina en los materiales de acero, hilos de guarda, cables para tirantes y núcleos de acero de los conductores ACSR.

1.2.6 Condiciones meteorológicas

Las cargas mecánicas de las estructuras se pueden determinar para una presión máxima de viento de 47 Kg/m^2 alrededor de la superficie equivalente a una velocidad del viento de 100 Km/h. Se consideran los valores máximos de las condiciones meteorológicas encontradas durante el día, los cuales se utilizan para los cálculos de diseño, ver tabla VI:

Tabla VI Datos meteorológicos

CONDICIONES	DIA	NOCHE
Temperatura mínima en °C	21	10
Temperatura máxima en °C	40	27
Temperatura promedio en °C	30	25
Humedad relativa en %	80	75
Nivel cerámico (tormentas/año)	110	110

Fuente: INSVUMEH

1.3 Diversas características

1.3.1 Selección de la ruta

La ruta de una línea de transmisión es la selección de un corredor de terreno para el paso de una línea basado sobre una ingeniería de optimización y criterios ambientales y económicos. La ruta de una línea de transmisión debe en general ser recta y de fácil acceso para su inspección y mantenimiento con las desviaciones necesarias para evitar terrenos inaccesibles con laderas de gran pendiente, profundas depresiones, pantanos, derrumbes, deslizamientos, lagos, inundaciones, áreas muy desarrolladas, cementerios, aeropuertos, etc. Los cambios de dirección deben tener una justificación de orden económico por que incrementan el costo de la línea.

Las líneas deben localizarse a una distancia segura de edificios, de posibles incendios y accidentes; también las que han de construirse paralelas a las carreteras para evitar futuros conflictos por su ampliación. La selección de una ruta requiere de una completa investigación y estudio de todas las opciones que aseguren una selección practica. Al principio se deberá señalar una trayectoria tentativa como ruta utilizando mapas, fotografías aéreas y detalles que sean relevantes.

1.3.2 Realineamientos

Se debe llevar a cabo un estudio preliminar para determinar el costo total de la realineación. El agente de derecho de vía le deberá dar al Ingeniero del proyecto la información relativa al costo de las exigencias del propietario y una estimación de los gastos judiciales vrs realinear la ruta. Entonces el ingeniero del

proyecto deberá resolver así pagar al propietario, u ordenar el realineamiento.

1.3.3 Otros requisitos

Todos los requerimientos y especificaciones se deben exponer claramente en los contratos de servicios de ingeniería. Deberá el ingeniero supervisor de la construcción coordinar la limpieza de los derechos de vía, el estaqueado de las estructuras y replanteo del proyecto a manera de evitar todo lo posible el atraso durante la construcción.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

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 causadas 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 Tipos de conductores

De todos los componentes que intervienen en un sistema de transmisión, el más importante es el conductor; éstos se clasifican generalmente según: el tipo, calibre, ampacidad y tensión de ruptura. En este trabajo se estudia los tipos: ACSR, AAAC y ACAR, para un determinado rango de calibres y las siguientes configuraciones de línea:

- a. Un circuito de un conductor por fase
- b. Un circuito de dos conductores por fase

2.1.1.1 ACSR (Aluminum Conductor Steel-Reinforced) 26/7

Es un conductor compuesto por varios hilos de una o más capas de aluminio 1350 Hard-Drawn y con un núcleo de varios hilos concéntricos de acero galvanizado de alta resistencia a la tensión. Se pueden tener numerosas combinaciones de capas de aluminio trenzado o acero en el núcleo, lo que define la capacidad de corriente y las características mecánicas de tensión. El núcleo de acero puede ser fabricado de tres diferentes capas de peso de zinc. La norma ASTM-475 define las cubiertas de zinc en clases "A, B y C" para proveer protección contra la corrosión, donde la clase "C" es la capa más gruesa y las capas exteriores son de aluminio. El ACSR no cuenta con una excelente resistencia a la corrosión por su construcción bimetálica.

2.1.1.2 AAAC-6201 (All Aluminum Alloy Conductor - 6201 alloy)

Este tipo de conductor está compuesto enteramente de hilos de aleación de aluminio 6201-T81 de alta resistencia a la tensión. Trenzado concéntrico y tensión comparable con la del ACSR. Este conductor fue desarrollado por la necesidad de utilizar un conductor de alta resistencia mecánica que pueda obtenerse con el aluminio 1350 pero sin núcleo de acero. Estos conductores pueden ser utilizados donde existen problemas de contaminación y corrosión en los 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.

2.1.1.3 ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced)

Este tipo de conductor esta compuesto de aluminio 1350 trenzado reforzado en el núcleo y/o otros alambres distribuidos en capas de alta resistencia de aleación 6201. Al variar la cantidad de alambres reforzados 6201 se pueden lograr casi todas las propiedades deseadas de resistencia a la tensión y conductividad.

2.1.2 Ampacidad del conductor

La ampacidad de un conductor es la capacidad de transportar corriente eléctrica en función de la temperatura. La capacidad térmica de una línea se calcula considerando las peores condiciones del clima y no las condiciones típicas, lo cual hace que el diseño sea en principio conservador, sin embargo posteriormente se debe evaluar la cargabilidad de la línea en condiciones típicas. La operación del sistema debe considerar la cargabilidad de la línea al definir el límite de pre-contingencia con suficiente capacidad térmica y que permita continuar con el servicio bajo condiciones de post-contingencia, en este trabajo no se considera ya que la línea es específicamente para interconectar al Sistema Nacional una Planta Generadora con el máximo de su capacidad de 110 MW.

El método que se utiliza para el cálculo de la ampacidad se basa en la norma ANSI/IEEE Std. 738 "Calculation of Bare Overhead Conductor Temperature and Ampacity Under Steady State Conditions." El cual define la ecuación fundamental del balance de calor como:

$$I^2 R + Q_s = Q_c + Q_r$$

donde:

I = corriente eléctrica

R = resistencia efectiva

Q_s = ganancia de calor solar

Q_c = transferencia de calor por convección

Q_r = radiación de calor

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

Las primeras dos propiedades están definidas por el material y son específicamente químicas y físicas. Las condiciones de la superficie dependen del medio ambiente y pueden variar con el tiempo. Las condiciones climatológicas varían según la hora y la estación del año. La corriente eléctrica puede ser constante ó variar en función de la carga del sistema de potencia, despacho de generación y otros factores. Aunque las condiciones del ambiente y 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 "Tc", 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

El método de cálculo de IEEE requiere el uso de computadora para facilitar los cálculos, el cual se desarrolla en éste trabajo utilizando una hoja electrónica. En general, las diferencias encontradas en el cálculo de la ampacidad para diferentes investigadores son las informaciones meteorológicas supuestas y no tanto el método.

2.1.2.1 Resistencia efectiva "R"

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 que circula por el conductor. Las resistencias AC del conductor (Ohm/milla) a las temperaturas especificadas en grados centígrados fueron obtenidas en laboratorio según se muestra en la tabla VII.

Tabla VII. resistencias de conductores

Conductor			Día. Ext. Pulg.	Resistencia Ohms/milla AC a 60 Hz. (Temperatura en °C)			
Palabra Clave	Calibre MCM	No. Hilos		25	50	75	100
Partridge	266.8 ACSR	26/7	0.642	0.3522	0.3869	0.4216	0.4563
Linnet	336.8 ACSR	26/7	0.720	0.2797	0.3072	0.3348	0.3623
Hawk	477 ACSR	26/7	0.858	0.1975	0.2169	0.2363	0.2557
Elgin	652.0 AAAC	19	0.926	0.1647	0.1784	0.1922	0.2059
Flint	740.8 AAAC	37	0.990	0.1455	0.1575	0.1696	0.1817
Grosbeak	740.0 ACAR	18/19	0.990	0.1344	0.1473	0.1602	0.1731

Fuente: EPRI en el Transmission Line Reference Book ⁽¹⁾.

2.1.2.2 Transferencia de calor por convección " Q_c "

La transferencia de calor por convección depende del diámetro del conductor, velocidad del viento, temperatura ambiente, temperatura de la superficie del conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire.

Para este caso se seleccionó la velocidad del viento 2 pies/seg es un valor generalmente adoptado por las Empresas Eléctricas y la temperatura ambiente 40°C la cual esta basada de acuerdo a la temperatura máxima registrada en la región.

2.1.2.3 Radiación de calor " Q_r "

La radiación de calor al conductor depende del diámetro del conductor, coeficiente de emisividad, temperatura ambiente y temperatura del conductor. La emisividad varia durante la vida de un conductor dependiendo de su superficie.

Esta variación puede ser 0.23 para conductores nuevos a 0.91 para conductores ennegrecidos por el clima, 0.5 es un valor ampliamente utilizado en condiciones de diseño y para este caso, se utilizará 0.5 para diseño y el valor más alto 0.91 para condiciones típicas de operación debido a la quema de cañaverales de Escuintla, ver apéndice D.

2.1.2.4 Ganancia de calor solar " Q_s "

La ganancia de calor solar es el calor irradiado por el sol, el cual aumenta la temperatura en el conductor y depende del diámetro del conductor, coeficiente de absorción del conductor, altitud y azimut del sol, calor de radiación del cielo y azimut de la línea de transmisión. Similar a la emisividad el índice de absorción de un conductor varia durante la vida de la línea 0.23 para conductores nuevos

a 0.97 para conductores ennegrecidos por el clima, del mismo modo que la emisividad se escogerá 0.5 para condiciones de diseño y 0.97 para condiciones típicas de operación debido a la quema de cañaverales en la región de Escuintla.

La altitud y azimut del sol es función de la localización del proyecto y de la hora del día. Para este estudio asumiremos que la línea de transmisión está localizada a 15° latitud norte, la altitud y azimut del sol están aproximadamente a 62° 78° respectivamente a las 10:00 A.M. y 87° 00° respectivamente al medio día. 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 grados y un azimut del sol de 39 grados.

El calor irradiado por el sol y el cielo es función de la atmósfera clara o industrial. En éste estudio se seleccionó el valor del calor solar de 95.36 W/pie^2 el cual está asociado con una altitud del sol de 74.5 grados con atmósfera clara. La línea de transmisión tendrá un azimut de 0 grados respecto de la tierra en dirección Norte-Sur.

2.1.2.5 Viento y temperatura ambiente

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 enfriamiento que produce el viento depende de la temperatura del aire, la velocidad y dirección.

Muchas de las velocidades del viento son obtenidas por un anemómetro tipo copa standard en las oficinas meteorológicas el cual tiene una inercia de

arranque significativa. Como en las lecturas de velocidad del viento bajas está en duda, es un parámetro conservativo para los cálculos de temperatura del conductor. Ya que la probabilidad que ocurra simultáneamente los dos eventos: 2 pies/seg de velocidad del viento y 40°C de temperatura ambiente es muy baja, esto hace que los cálculos sean conservadores. Sin embargo, el efecto de los árboles, montañas y edificios que cubren del viento al conductor puede resultar en una reducción del enfriamiento. Teóricamente un viento paralelo al conductor puede resultar en un aumento de la temperatura del conductor, como en condiciones de ausencia de viento.

La dirección del viento y el eje del conductor se asumen que están en un plano paralelo al suelo. Cuando el viento sopla paralelo al eje del conductor, se determina viento paralelo y cuando el viento sopla perpendicular al conductor, se determina viento perpendicular.

2.1.2.6 Coeficientes de elongación y resistividad térmica

Los dos parámetros más importantes intrínsecos del material son el coeficiente de elongación térmica y el coeficiente de resistividad térmica, los cuales determinan como 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 temperatura. Los valores típicos de estos coeficientes se presentan en la tabla VIII para varios materiales de conductores normados. Note que la elongación térmica del acero es exactamente la mitad que 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 VIII. Coeficientes de elongación térmica para conductores

UNIDAD	1350	6201-T81	ACERO, AWELD	ACERO GALV.
Por °C @20°C	.0000230	.0000230	.0000130	.0000115
Por °F @68°F	.0000128	.0000128	.0000072	.0000064

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 IX. Basado en los valores de estos parámetros, se puede ver que la resistividad de los hilos de aleación de aluminio se incrementa aproximadamente en 4% por cada 10°C. 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 según esta tabla VIII.

La variación de la longitud y resistividad indicadas por las tablas anteriores son reversibles, esto es si la temperatura inicial del conductor aumenta y posteriormente decrece a la temperatura inicial, entonces la longitud y la resistividad no cambiarán. Otros dos parámetros irreversibles relacionados con la operación a altas temperaturas que consisten en la termodeformación plástica y el recocido o destemple.

Tabla IX. Coeficientes de resistividad térmico de conductores metálicos

UNIDAD	1350	6201-T81	ACERO, AWELD	ACERO GALV.
Por °C @20°C	.00403	.00347	.00360	.00320
Por °F @68°F	.00224	.00193	.00200	.00178

2.1.2.7 Número de Reynolds

Es un número sin dimensionales y es igual a la velocidad del aire (V_w) en pies/hora por el diámetro del conductor (D) en pies dividido por la viscosidad cinemática (μ/ρ_f) en (lbs/hora-pie)/(lbs/pie³)

Para diferenciar entre el flujo de aire laminar y el turbulento en el cálculo de las pérdidas de calor por convección forzada se utilizan dos formulas; la transición de una a otra se hace por medio del número de Reynolds con un valor de 1,000. En estudios realizados por algunos investigadores se reconoció que las curvas de convección forzada no necesariamente se interceptan en el número de Reynolds. Porque la turbulencia del viento empieza a cierta velocidad y alcanza su pico a mayor velocidad, donde la transición de una curva a otra es una línea curva y no una discontinuidad. El valor de transición de 1,000 para el número de Reynolds fue seleccionado por conveniencia para el cálculo de la ampacidad por ser el más representativo para todas las condiciones del viento.

2.1.2.8 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, asumiendo que el conductor está en equilibrio térmico. Es decir, 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 por medio del procedimiento siguiente:

Se asume una temperatura del conductor

Se calculan las pérdidas de calor correspondientes

La corriente del conductor da lugar a calcular la temperatura del conductor (por el principio de la ecuación 1b)

La corriente calculada se compara con la corriente del conductor dada.

La temperatura del conductor crece o decrece hasta que la corriente calculada es igual a la corriente dada.

2.1.2.9 Temperatura del conductor en estado transitorio

El período transitorio consiste en que, la temperatura del conductor variará en función de un 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 del 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 a la constante de inercia térmica en un 63.3% de los cambios de temperatura, como se ilustra en la figura 6

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

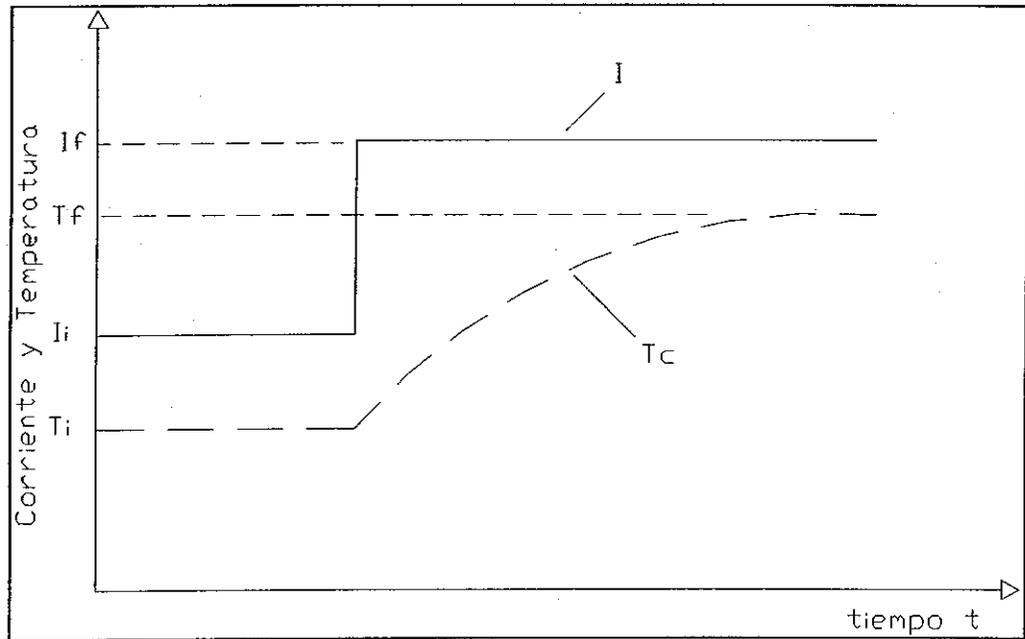
Inmediatamente después, que la corriente cambia al escalón ($t=0^+$) la temperatura del conductor no cambia instantáneamente, tampoco la resistencia del conductor y la proporción de las pérdidas de calor por convección y radiación, pero esas proporciones de pérdidas de calor y pérdidas joule se van incrementando. 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.

Después de este tiempo, Δt , la temperatura del conductor tiene incrementos ΔT_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 son más altas incrementado la resistencia.

Para un cambio de tiempo Δt a $2\Delta t$, 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 6. Periodo transitorio de la temperatura del conductor



Fuente: Desing of transmission line structures and foundations

2.1.2.10 Capacidad de calor del conductor

La capacidad de calor del conductor esta definida como el producto del calor especifico y la masa por unidad de longitud. La masa por unidad de longitud del conductor y los componentes del conductor para aluminio y conductores compuestos de aluminio están dadas en la tabla 2-4 de ésta página y si el conductor consiste de más de un material (por ejemplo ACSR), entonces la capacidad de calor del núcleo y las capas trenzadas exteriores están definidas así:

Tabla X. Calores específicos de los materiales de conductores

MATERIAL	C _p [W-seg/Kg-°C]	C _p [W-seg/Lb-°C]
Aluminio	954	433
Acero	477	216
Alumoweld	532	242

Por ejemplo: para 795 Kcmil 26/7 Drake ACSR los pesos del núcleo del acero y las capas exteriores de aluminio son 0.344 lbs/pie y 0.750lbs/pie respectivamente, así la capacidad total de calor del conductor a 25 °C es:

$$mC_p (\text{alum, @ } 25 \text{ °C}) = 0.750 \text{ [lbs/pie]} \times 433 \text{ [watt-seg/lbs-°C]} \\ = 325 \text{ W-seg/pie-°C}$$

$$mC_p (\text{acero, @ } 25 \text{ °C}) = 0.344 \text{ [lbs/pie]} \times 216 \text{ [watt-seg/lbs-°C]} \\ = 74.3 \text{ W-seg/pie-°C}$$

La capacidad total de calor para el Drake ACSR es 399 W-seg/pie-°C.

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 ecuación (9):

$$mC_p = \sum m_i * C_{pi}$$

2.1.2.11 Definición de símbolos

A continuación se definen los símbolos que se utilizarán para el cálculo de la capacidad térmica en estado estable:

I	=	Corriente del conductor, en amperios a 60 Hz
I_i	=	Corriente inicial antes de los cambios de escalón en amperios a 60 Hz
I_f	=	Corriente final después de los cambios de escalón en amperios a 60 Hz
K_{angulo}	=	factor de dirección del viento
mC_p	=	Capacidad total de calor del conductor, en watts-seg/pie °C
q_c	=	Pérdidas de calor por convección, en watts por pie lineal del conductor
q_r	=	Pérdidas de calor por radiación, en watts por pie lineal del conductor
q_s	=	Ganancia de calor del sol, en watts por pie lineal del conductor
t_a	=	Temperatura ambiente, en °C
t_c	=	Temperatura promedio del conductor, en °C
t_f	=	Temperatura de la película de aire, en °C
	=	$(t_c + t_a)/2$
$R(T_c)$	=	Resistencia por pie lineal del conductor a 60 Hz y t_c , en Ω /pie
d	=	Diámetro del conductor, en Pulgadas
d_o	=	Diámetro del conductor, en Pies
ρ_f	=	Densidad del aire, en Libras/pie ³
V_w	=	Velocidad del viento, en Pies/hora
μ_f	=	Viscosidad absoluta del aire, en Libras/hora-pie
k_f	=	Conductividad térmica del aire a la temperatura t_f , en watts/pie - (°C)

$T_c(t) =$	Temperatura del conductor, en °C
$T_a =$	Temperatura ambiente, en °C
$\varepsilon =$	Coeficiente de emisividad, 0.23 a 0.91
$\alpha =$	Coeficiente de absorción solar, 0.23 a 0.91
$Q_s =$	Radiación total de calor solar y del cielo, en watts/pie ²
$A' =$	Area proyectada del conductor, en pie ² por pie lineal
$=$	$d_o = d/12$
$\theta =$	Angulo efectivo de incidencia de los rayos del sol, en grados
$H_c =$	Altitud del sol, en grados
$Z_c =$	azimut del sol, en grados
$Z_l =$	azimut de la línea, en grados
$H_e =$	Elevación del conductor sobre el nivel del mar, en pies

Si se conocen la temperatura del conductor (T_c), los parámetros meteorológicos en estado estable (V_w , T_a , etc.), las pérdidas de calor por convección y radiación (q_c y q_r), la ganancia de calor solar (q_s) y la resistencia del conductor $R(T_c)$ puede ser calculadas por las formulas de la sección 2.1.3. La correspondiente corriente del conductor (I) producida a la temperatura del conductor bajo condiciones atmosféricas puede ser encontrada del balance de calor en estado estable de la ecuación (1b)

2.1.3 Fórmulas para el cálculo de la capacidad térmica

2.1.3.1 Ecuación fundamental de balance de calor en estado estable

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c) \quad (\text{Ec 1a})$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{r}} \quad (\text{Ec 1b})$$

2.1.3.2 Balance de calor en estado no estable

$$q_c + q_r + mC_p \left(\frac{dT_c}{dt} \right) = q_s + I^2 R(T_c) \quad (\text{Ec 2a})$$

$$\left(\frac{dT_c}{dt} \right) = \frac{1}{mC_p} [R(T_c)I^2 + q_s - q_c - q_r] \quad (\text{Ec 2b})$$

2.1.3.3 Pérdidas de calor por convección forzada

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371(d \rho_f V_w / \mu_f)^{0.52}) k_f (t_c - t_a),$$

en W/pie del conductor (Ec 3a)

$$q_{c2} = 0.1695(d \rho_f V_w / \mu_f)^{0.6} k_f (t_c - t_a),$$

en W/pie del conductor (Ec 3b)

La ecuación 3a se aplica para bajo viento, la ecuación 3b se aplica para altas velocidades del viento. Se usará el valor máximo de q_c obtenido de las dos ecuaciones. El término enfriamiento por convección es multiplicado por K_{angulo} , el factor de dirección del viento, donde ϕ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

$$K_{\text{angulo}} = 1.194 - \cos(\phi) + 0.194 \cos(2\phi) + 0.368 \sin(2\phi) \quad (\text{Ec 4a})$$

Alternativamente, el factor de dirección del viento puede ser expresado en función del ángulo (w) entre la dirección del viento y perpendicular al eje del conductor. Este ángulo es complemento de ϕ y el factor de dirección del viento para llegar a ser:

$$K_{\text{angulo}} = 1.194 - \sin(w) - 0.194 \cos(2w) + 0.368 \sin(2w) \quad (\text{Ec 4b})$$

2.1.3.4 Pérdidas de calor por convección natural en el nivel del mar

$$q_c = 0.072 d^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}, \text{ en W/pie del conductor (Ec 5a)}$$

2.1.3.5 Pérdidas de calor por convección natural para cualquier altura sobre el nivel del mar

Con la velocidad del viento cero, ocurre las pérdidas de calor por convección natural siguientes:

$$q_c = 0.283 \rho_f^{0.5} d^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}, \text{ en W/pie del conductor (Ec 5b)}$$

Es recomendable usar la mayor de las pérdidas de calor por convección natural y forzada con una magnitud de velocidad del viento baja. Para ambas pérdidas por convección natural y forzada, la densidad del aire δ_r la cual está en función de la altura sobre el nivel del mar, la viscosidad del aire μ_r y el coeficiente de conductividad térmica del aire k_r , están tomadas de la tabla 1 de t_r , de la norma IEEE 738-1986.

$$t_r = \frac{t_c + t_a}{2} \quad (\text{Ec 6})$$

2.1.3.6 Pérdidas de calor radiado

$$q_r = 0.138 d \varepsilon \left(\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right),$$

en W/pie del conductor (Ec 7)

2.1.3.7 Ganancia de calor solar (ver tablas 2 y 3)

El método simple para calcular la ganancia de calor solar esta dado en las ecuaciones 8 y 9. El resultado más conservador es suponer un ángulo de incidencia de 90° el cual dará el menor valor de ampacidad y será apropiado para muchos propósitos.

$$q_s = \alpha Q_s (\sin \theta) A' \quad (\text{Ec 8})$$

$$\theta = \cos^{-1} ((\cos H_c) \cos(Z_c - Z_l)) \quad (\text{Ec 9})$$

2.1.4 Resistencia eléctrica del conductor

La resistencia eléctrica de conductores trenzados desnudos varía con la frecuencia, la densidad de corriente promedio y la resistencia. En este trabajo, la resistencia eléctrica está calculada únicamente en función de la temperatura del conductor. Por ejemplo, el valor de resistencia del conductor a altas temperaturas T_{HIGH} y a baja temperatura T_{LOW} pueden ser tomados de los valores tabulados en la tabla 2.1 o su referencia. La resistencia del conductor en alguna otra temperatura, T_c , se encuentra de la interpolación de acuerdo a la ecuación 10:

$$R(T_c) = [(R(T_{High}) - R(T_{Low})) / (T_{High} - T_{Low})] * (T_c - T_{Low}) + R(T_{Low}) \quad (\text{Ec. 10})$$

2.1.5 Aplicación del método

Problema: encontrar la capacidad térmica en estado estable (ampacidad) del conductor 740.8 Kcmil AAAC-6201, bajo las siguientes condiciones.

1. Velocidad del viento V_w : 2 pies/seg sobre nivel del mar y perpendicular al conductor
2. Coeficiente de Emisividad ϵ : 0.5
3. Coeficiente de absorción solar ω : 0.5
4. Temperatura ambiente del aire T_a : 40°C
5. Temperatura máxima admisible del conductor: 100°C
6. Diámetro exterior del conductor D : 0.991"
7. Resistencia AC del conductor $R(T_c)$ Ohms/milla:

25°C	0.1455
50°C	0.1575
75°C	0.1696

	100°C	0.1817
8.	Dirección de la línea:	Norte-Sur
9.	Latitud:	15° Norte
10.	Atmósfera:	Clara
11.	Altitud promedio del sol Hc:	Entre 10:00 AM y al medio día

2.1.5.1 Pérdidas de calor por convección (q_c)

Las pérdidas de calor por convección natural

$$q_c = 0.283 \rho_f^{0.5} d^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}, \text{ W/pie del conductor (Ec 5b)}$$

donde:

$$d = 0.991''$$

$$T_c = 100^\circ\text{C}$$

$$T_a = 40^\circ\text{C}$$

$$T(\text{película}) = (T_c + T_a)/2 = (100 + 40)/2 = 70^\circ\text{C}$$

$$\rho_f = 0.0643 \text{ lb/pie}^3 \text{ (De la tabla 1 @ } 70^\circ\text{C)}$$

$$q_c = 0.283 (0.0643)^{0.5} (0.991)^{0.75} (100 - 40)^{1.25}$$

$$q_c = 0.283 (0.2536) (0.9932) (166.989)$$

$$q_c = 11.78 \text{ W/pie}$$

Cuando la velocidad del viento es > 0 , entonces las pérdidas de calor por

convección forzada pueden ser calculadas de las ecuaciones 3a y 3b, el valor mayor natural o forzado se deberá utilizar para él calculo de la capacidad térmica.

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371 (d \rho_f V_w / \mu_f)^{0.52}) k_f (t_c - t_a),$$

en W/pie del conductor (Ec 3a)

$$q_{c2} = 0.1695 (d \rho_f V_w / \mu_f)^{0.6} k_f (t_c - t_a),$$

en W/pie del conductor (Ec 3b)

donde:

$$V_w = (2 \text{ pies/seg}) (3600 \text{ s/h}) = 7200 \text{ pies/h}$$

$$\mu_f = 0.0494 \text{ lbs/h (pie) (de la tabla 1 @ } 70^\circ\text{C)}$$

$$\rho_f = 0.0643 \text{ lb/pie}^3 \text{ (De la tabla 1 @ } 70^\circ\text{C)}$$

$$k_f = 0.00898 \text{ W/pie (}^\circ\text{C) (De la tabla 1 @ } 70^\circ\text{C)}$$

$$q_{c1} = (1.01 + 0.371 ((0.991)(0.0643)(7200)/0.0494)^{0.52})(0.00898)(60) = 23.670$$

W/pie

$$q_{c2} = 0.1695 ((0.991)(0.0643)(7200))/(0.0494)^{0.6} (0.00898)(60)$$

$$= 21.945 \text{ W/pie}$$

2.1.5.2 Pérdidas de calor radiado

$$q_r = 0.138 d \varepsilon ((T_c + 273)/ 100)^4 - ((T_c + 273)/ 100)^4)$$

en W/pie del conductor (Ec 7)

donde:

$$\varepsilon = 0.5$$

$$q_r = 0.138 (0.991)(0.5)((373/100)^4 - (313/100)^4)$$

$$q_r = 6.673 \text{ W/pie del conductor}$$

2.1.5.3 Ganancia de calor solar (q_s)

$$q_s = \alpha Q_s (\sin \theta) A' \quad (\text{Ec 8})$$

$$\theta = \cos^{-1} ((\cos H_c) \cos(Z_c - Z_i)) \quad (\text{Ec 9})$$

donde:

$$\alpha = 0.5$$

$$A' = d/12 = 0.991/12 = 0.0825 \text{ pie}^2$$

de la tabla 2 a 15° latitud norte

$$H_c @ 10 \text{ AM} = 62^\circ$$

$$H_c @ \text{al medio día} = 87^\circ$$

$$H_c @ 11 \text{ AM} = (87+62)/2 = 74.5^\circ$$

$$Z_c @ 10 \text{ AM} = 78^\circ$$

$$Z_c @ \text{al medio día} = 0^\circ$$

$$Z_c @ 11 \text{ AM} = (78+0)/2 = 39^\circ$$

de la tabla XXIII para $H_c = 74.5^\circ$ con atmósfera clara por interpolación se selecciono $Q_s = 95.36 \text{ W/pie}^2$

Azimut de la línea 0° dirección norte

$$\theta = \cos^{-1} ((\cos 74.5) \cos(39 - 0)) = 78.01^\circ \quad (\text{Ec 9})$$

$$q_s = 0.5 (95.36) (\sin 78.01^\circ) (0.0825) = 3.848 \text{ W/pie del conductor (Ec 8)}$$

2.1.5.4 Resistencia a 100°C

$$r_{100} = (0.1817 \Omega/\text{milla})/(5280 \text{ pies/milla}) = 3.4 \times 10^{-5} \Omega/\text{pie}$$

2.1.5.5 Capacidad térmica en estado estable

donde:

$$q_c = 23.670 \text{ W/pie}$$

$$q_r = 6.673 \text{ W/pie}$$

$$q_s = 3.848 \text{ W/pie}$$

$$r_{100} = 3.4 \times 10^{-5} \Omega/\text{pie}$$

$$I = ((23.670+6.673-3.848)/(3.4 \times 10^{-5}))^{1/2}$$

$$I = 878 \text{ A (a } 100^\circ\text{C de temperatura de conductor)}$$

2.1.6 Ampacidades para los conductores analizados

Para analizar las ampacidades de los conductores en estudio, se utiliza la metodología desarrollada en este capítulo para el cálculo de la ampacidad en estado estable y la tabla XXIII del apéndice "A", adicionalmente si se consideran los parámetros de entrada del ejemplo anterior; para los arreglos de conductores descritos en la sección 2.1.2, se tienen los siguientes resultados, los cuales se pueden observar en los cuadros de ampacidades de cada conductor al final de

este capítulo:

La capacidad térmica máxima en estado estable en 230 kV a 75°C de temperatura del conductor y 40°C de temperatura ambiente son las siguientes:

Tabla XI. Ampacidad de conductores de muestra

AMPACIDAD DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE (AMPERIOS)	
2 Conductores 266.8 Kcmil ACSR "PARTRIDGE"	730
2 Conductores 336.8 Kcmil ACSR "LINNET"	846
2 Conductores 477.0 Kcmil ACSR "HAWK"	1050
652.0 Kcmil AAAC-6201 "ELGIN"	24
740.8 Kcmil AAAC-6201 "FLINT"	641
740.0 Kcmil ACAR "GROSBEAK"	660

Los requerimientos de ampacidad son 291 amperios que corresponde a 116 MVA (110 MW) de generación de transporte de la línea, la temperatura típica de operación de los conductores se muestra en la tabla siguiente a 40°C de temperatura ambiente.

Tabla XII. Temperatura de operación de los conductores de muestra

TEMPERATURA DE OPERACION DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE BAJO CONDICIONES DE DISEÑO CON 40°C DE TEMPERATURA AMBIENTE (°C PARA 291 AMPERIOS)	
2 Conductores 266.8 Kcmil ACSR "PARTRIDGE"	51°C
2 Conductores 336.8 Kcmil ACSR "LINNET"	50°C
2 Conductores 477.0 Kcmil ACSR "HAWK"	49°C
652.0 Kcmil AAAC-6201 "ELGIN"	54°C
740.8 Kcmil AAAC-6201 "FLINT"	53°C
740.0 Kcmil ACAR "GROSBEAK"	53°C

2.1.7 Pérdidas Joule

Las pérdidas I^2R en condiciones típicas de operación de los conductores evaluados considerando su correspondiente resistencia eléctrica a la temperatura de operación se pueden observar en el cuadro siguiente:

$$I^2R \text{ totales} = 3 \times I^2R_{ac}$$

Donde:

I = corriente de carga nominal en amperios

R_{ac} = resistencia AC a la temperatura de operación del conductor en ohms/milla y a frecuencia nominal

Para los casos donde se consideran dos conductores por fase la resistencia eléctrica de uno de los conductores corresponde a una corriente de 146 amperios, equivalente a 55 MW de potencia la cual es a la temperatura de operación del conductor en este caso. Por ejemplo para el conductor PARTRIDGE 266.8 Kcmil dos conductores por fase corresponde una resistencia por conductor 0.3882 ohms/milla, para los dos conductores por fase 0.7764 ohms/milla, a lo cual le corresponde 8 kW/milla de pérdidas Joule para cada conductor del haz, 16 kW/milla para los dos conductores por fase -monofásicas- y 48 kW/milla de pérdidas trifásicas.

En el cuadro siguiente se puede apreciar los resultados de los cálculos para obtener las pérdidas Joule trifásicas en estado estable y en condiciones típicas de operación.

Tabla XIII. Pérdidas por efecto Joule de los conductores de muestra

CONDUCTOR	PÉRDIDAS JOULE TRIFASICAS KW/MILLA
2 conductores 266.8 Kcmil "PARTRIDGE"	48
2 conductores 336.8 Kcmil "LINNET"	42
2 conductores 477.0 Kcmil "HAWK"	30
652.0 Kcmil "ELGIN"	45
740.8 Kcmil "FLINT"	42
740.0 Kcmil "GROSBEAK"	36

En el apéndice A se presentan los cuadros de cálculo y la gráfica de pérdidas KW/milla trifásicas vrs conductores, en los cuales se puede observar que

para 110 MW de potencia, la composición de dos conductores por fase 477.0 Kcmil "HAWK" es la que tiene más bajas pérdidas, siguiendo un conductor por fase 740.0 Kcmil "GROSBEAK".

En el apéndice A, también se puede observar las ampacidades de los conductores para diferentes valores de temperatura del conductor, con sus respectivas resistencias, potencias de transporte y pérdidas Joule a 230 kV, factor de potencia 0.95, 40° de temperatura ambiente, 820 pies sobre el nivel del mar. Por ejemplo: para el conductor FLINT 740.8 Kcmil AAAC-6201 se tiene que para 110 MW de potencia, la temperatura de operación del conductor es de 53°C.

3. MODELO DE TRAMO TÍPICO

3.1 Fundamentos del modelo de tramo típico

El modelo de tramo típico consiste, por lo general, en definir las características del tramo, flecha y estructura dominantes de la línea. Como se mencionó en el capítulo 1, en el modelo de **tramo típico**, se considera la línea como una serie de estructuras de igual altura, situadas a la misma separación, para que el conductor que se tienda entre éstas, tenga la misma flecha y tensión en todos los tramos. Normalmente, la estructura dominante se construye en tangente, ya que las líneas de transmisión predominantemente van en línea recta.

Al utilizar una silueta de estructura en construcción tangente como modelo, es necesario que esta silueta de estructura este conforme a los requerimientos de diseño de línea compacta, la cual deberá ser en estructura sencilla, con una altura que dependerá de la configuración de la línea, del diseño del aislamiento y 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. Al utilizar este modelo simple típico es posible evaluar las pérdidas eléctricas y los costos aproximados de estructuras ya que se debe definir el tramo interpostal dominante, lo cual indicará los costos de construcción por kilómetro de línea y permitirá determinar el conductor económico.

3.2 Diseño del aislamiento

Los aisladores representan el punto mecánico de soporte de los conductores en la estructura y cumplen también con la función de proporcionar el aislamiento entre conductor y estructura dando la distancia dieléctrica requerida en el aire.

En ambientes de mucha niebla y contaminación se utilizan aisladores tipo niebla los cuales están diseñados para controlar la corriente de fuga del aislador por medio de su composición semi-conductora del material, la cual eleva la temperatura del aislador de 3 a 40°C respecto de la temperatura ambiente, lo que hace que no se produzca condensación de agua en la superficie del aislador evitando la formación electrolítica del paso de la corriente, interrumpiendo el proceso de flameo. Sin embargo, estos aisladores solamente se fabrican para ser instalados en Subestaciones y no en Líneas de Transmisión por lo que para este caso no se considera su utilización.

Los aisladores para las líneas de transmisión aéreas se construyen normalmente de porcelana y suelen ser tipo disco, pero también recientemente se están utilizando aisladores del tipo polimérico. Las principales características que influyen en la selección de los aisladores son las características siguientes:

- a) El diámetro y la distancia de fuga.
- b) El comportamiento deseado de los aisladores a las sobretensiones por rayo y por maniobras de interruptores.
- c) La capacidad del aislador de soportar las cargas mecánicas de tensión y compresión, así como el tipo de acoplamiento con los herrajes.

Por lo general, se requiere un nivel alto de confiabilidad en las líneas de transmisión ya que una vez que se encuentran instalados los aisladores, éstos pueden estar sujetos a un ambiente de clima severo, contaminación y corrosión, por lo que se debe prever la posibilidad de fallas electromecánicas y considerar un mínimo de mantenimiento.

Para determinar el número de aisladores de disco estándar que debe llevar una cadena en las líneas de transmisión es necesario considerar los siguientes factores:

- a) **Contaminación**, si se conocen las características de contaminación de la región, la cual se expresa en cm/kV la distancia de fuga total es:

$$\text{Distancia de fuga total a tierra} = \text{cms/kV} \times (V_{\text{máx}}/\sqrt{3})$$

Donde: $V_{\text{máx}}$, es el voltaje máximo de diseño en kV

- b) **Número de aisladores es:**

$$\# \text{ de aisladores/cadena} = \frac{\text{Distancia de fuga total}}{\text{Distancia de fuga/aislador}}$$

El diseño dieléctrico de las líneas de transmisión consiste básicamente de las siguientes etapas:

- a) determinación de las cadenas de aisladores

- b) determinación de las distancias de aislamiento.

3.2.1 Aislamiento equivalente a la cadena de discos

Las cadenas de aisladores se seleccionan básicamente por condiciones de contaminación que se encuentren en la zona donde pasará la línea, los aisladores deben tener la distancia de fuga adecuada que sea capaz de soportar la tensión de operación en condiciones de contaminación sin que se presenten flameos superficiales. El comportamiento de los aisladores en presencia de atmósfera contaminada, se establece normalmente por medio de una relación entre el número de unidades (disco) que forman una cadena.

Para la determinación de las distancias dieléctricas por descargas atmosféricas -rayos- en las líneas de transmisión de 230 kV no se diseña el aislamiento considerando el impacto directo del rayo sobre los conductores de fase, ya que estas sobretensiones son muy elevadas y no resultaría económico calcular las distancias de fase a tierra con estos valores; sin embargo, es necesario considerar el comportamiento del aislamiento a las sobretensiones atmosféricas, las cuales se estudian en el blindaje y coordinación de aislamiento del capítulo 5.

En las líneas de transmisión la protección contra descargas atmosféricas se realiza mediante los cables de guarda, de tal manera que se reduce la probabilidad de la caída directa de los rayos a los conductores de fase, también se reduce la resistencia de conexión del electrodo de puesta a tierra al pie de la estructura para evitar la ruptura dieléctrica entre la estructura y los conductores de fase, cuando incida un rayo en la estructura o el hilo de guarda.

El nivel básico de impulso (NBI) es la característica del aislamiento de una línea de transmisión que le permite soportar las solicitudes dieléctricas y esta 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) de 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:

$$\text{NBI} = 0.961 \text{ TCF (Considera una desviación estándar del fenómeno de 3\%)}$$

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, o sea: $(\text{TCF})_{\text{normal}} = \text{NBI}/0.961$ para el caso de una tensión nominal de 230 kV, con un NBI = 1050 él $(\text{TCF})_{\text{normal}}$ es 1092.6 kV al nivel del mar.

Para diseño se utiliza la $(\text{TCF})_{\text{normal}}$ corregida por altitud o sea:

$$(\text{TCF})_{\text{diseño}} = \frac{(\text{TCF})_{\text{normal}}}{\delta} \quad (\text{Ec. 3-1})$$

Donde:

(TCF)_{normal} = Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura y presión atmosférica, $\delta = 1$

δ = Factor de corrección de la densidad del aire con respecto a 25°C y 76 cm de Hg. de acuerdo con la altitud y temperatura.

$$\delta = 3.92b/(273 + t) \quad (\text{Ec. 3-2})$$

Para una presión atmosférica "b", en cm de columna de mercurio y una temperatura ambiente "t", en grados centígrados.

La relación entre la (TCF)_{diseño} y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 kV/m, se obtiene la siguiente expresión:

$$(TCF)_{\text{diseño}} = K \cdot d \quad (\text{Ec. 3-3})$$

Donde:

(TCF)_{diseño} = Es la tensión crítica de flameo corregida por altura

K = Factor de electrodo, es el gradiente de tensión, que varía de 500 a 600 kV/m, para fines de cálculo se puede tomar 550 kV/m

d = Distancia de fase a tierra en metros

La distancia de fase a tierra por sobretensiones de rayo se calcula a partir de la expresión anterior, despejando d y utilizando el valor promedio de K:

$$d = \frac{(\text{TCF}) \text{ diseno}}{550} \quad (\text{Ec. 3-4})$$

Sustituyendo el valor de la ecuación (3-1), la distancia en metros queda:

$$d = \frac{(\text{TCF}) \text{ normal}}{550 \times \delta} \quad (\text{Ec. 3-5})$$

La distancia dieléctrica se puede corregir por altitud a partir de 1000 metros sobre el nivel del mar, de acuerdo con la expresión (Ec. 3-6) que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros de incremento de altitud. El tramo de cero a mil metros, se considera dentro de la corrección.

$$d_h = d_{1000} + 0.0125((h-1000)/100)d_{1000} \quad (\text{Ec. 3-6})$$

Donde:

d_h = distancia dieléctrica a la altura de h m.s.n.m.

d_{1000} = distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m.

A partir de esta relación Ec. 3-5, se puede determinar el número de aisladores que debe tener una cadena, el cual se debe verificar por contaminación. Por ejemplo, en este caso, la línea está instalada a una altura sobre el nivel del mar entre 0 - 300 metros, $\delta = 1.0$, si se utiliza un nivel básico de impulso NBI = 1,050 kV y como referencia un aislador tipo disco estándar, según Norma ANSI 52-3 de 146 x 254 mm, con una distancia de fuga especificada de 30.5 cms. El número de aisladores tipo disco estándar se calcula como:

$$d = 1092.6 / 550 = 1.986 \text{ m}$$

$$\text{No. de aislador estándar} = 1986/146 = 13.6 \approx 14$$

La distancia de fuga libre de contaminación de los 14 aisladores tipo disco, se determina considerando la distancia de fuga especificada de cada disco estándar de 30.5 cms, como:

$$d (\text{fuga}) = 14 \times 30.5 = 427 \text{ cms}$$

En condiciones de contaminación la distancia de fuga se expresa en centímetros por kilovoltio, siendo la distancia de fuga la longitud de la trayectoria más corta para una corriente sobre la superficie del aislador. En condiciones extremas de contaminación en el área de la costa sur, que requiere un factor $K_d = 4 \text{ cms/kV.}$, la distancia de fuga se puede expresar como:

$$\text{Distancia fuga a tierra} = K_d * \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} \quad (\text{cms})$$

Donde: $K_d =$ Factor indicativo del tipo de contaminación expresado en cms/kV.

$V_{max} =$ tensión máxima de diseño en kV.

Para la línea de 230 kV, con una tensión máxima de diseño de 242 kV, que operará en una zona de alta contaminación que requiere 4 cms/kV, la distancia de fuga es:

$$d (\text{fuga}) = 4 \times 242/1.73 = 559 \text{ cms.}$$

Al valor de 559 cms de distancia de fuga le corresponde 18 aisladores de disco estándar para formar una cadena de aisladores, lo cual es una cantidad relativamente alta para este nivel de voltaje, en cuyo caso se puede reducir la cantidad de discos a 16 recurriendo al lavado de los aisladores a presión con agua en las zonas de extrema contaminación.

Como referencia, en Estados Unidos de Norte América las líneas de transmisión de 230 kV, por lo general están diseñadas utilizando un aislamiento equivalente a 14 unidades de disco con una tensión crítica de flameo (TCF) equivalente a 1265 kV y en algunos casos en condiciones de baja contaminación se utilizan doce unidades con una (TCF) de 1105 kV.

En el área de Guatemala, normalmente las líneas de transmisión de 230 kV están diseñadas con un aislamiento equivalente a 16 unidades estándar 146 mm x 254 mm según Norma ANSI 52-3, con una tensión crítica de flameo (TCF) de 1425 kV.

Un factor importante para determinar los requerimientos del aislamiento de una línea de transmisión son la intensidad y frecuencia de las tormentas eléctricas. El número de tormentas eléctricas al año, conocido como, el nivel cerámico del área de la Costa Sur de Escuintla definirá en gran parte el nivel de aislamiento de la línea para un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra de acuerdo a los comportamientos de sobrevoltajes producidos por rayo, el cual se estudia en el capítulo 5.

En este caso, se justifica el incremento del aislamiento tanto como económicamente sea razonable, debido al alto nivel cerámico de 100 a 110

tormentas al año. Por lo anterior, el aislamiento seleccionado para esta línea de transmisión, en construcción tangente está compuesto por un ensamble en "V" por dos aisladores un tipo poste y otro tensor, ambos de material de fibra de vidrio con recubrimiento de faldas de epoxy, con una tensión crítica de flameo (TCF) de 1,375 kV.

3.2.2 Determinación de las distancias de aislamiento

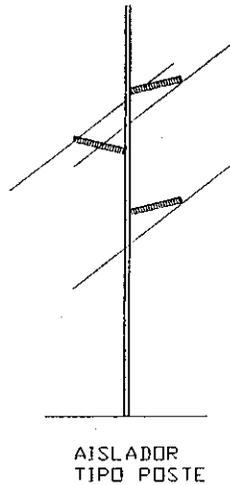
La determinación de las distancias de aislamiento de las líneas de transmisión debe considerar los esfuerzos dieléctricos a que estará sometida la línea durante su operación, de manera tal que el riesgo de falla obtenido para cualquiera de estos esfuerzos dieléctricos sea menor que un valor que se fija 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 e inclusive sean coincidentes algunas de ellas.

Para determinar la distancia del conductor a estructura, se considera como se mencionó con anterioridad, que la línea utiliza aisladores ensamblados en "V" los cuales mantienen una geometría rígida haciendo que el conductor permanezca inmóvil en la estructura.

En la figura 7, se muestra un esquema de línea con un aislador tipo poste de geometría fija. El aislador ensamblado en "V" adicional al aislador tipo poste tiene otro aislador tensor el cual proporciona mayor capacidad mecánica.

Figura 7. Estructura típica con aislador tipo poste



La distancia horizontal mínima del conductor a la estructura, se puede calcular de acuerdo con la siguiente expresión, es válida hasta 1000 m sobre el nivel del mar

$$d = 0.1 + V_{\text{máx}}/133 \quad (\text{m})$$

donde:

V_n = voltaje máximo de operación de la línea en kV

Esta expresión corresponde a una relación empírica para determinar la distancia dieléctrica mínima correspondiente a una tensión crítica de flameo, dicha distancia permite que la línea soporte la tensión de operación con un cierto margen de seguridad. Para una línea de 230 kV, con un voltaje máximo de operación de 242 kV, la distancia es:

$$d = 0.1 + 242/133 = 1.92 \text{ m, (75.5") (fase a tierra mínima)}$$

Para el estudio de sobretensiones por maniobras en dieléctricos externos (distancias entre fases) se usa la onda normalizada de 250/2500 microsegundos, es decir que tiene un frente de 250 microsegundos y un tiempo de cola de 2500 microsegundos. La simulación de estas sobretensiones se hace con estas ondas y para el caso de distancias en aire se parte del concepto de la tensión crítica de flameo con una probabilidad del 50% cuyo valor en condiciones estándar se obtiene de acuerdo a la expresión:

$$V_{0\%} = TCF - 4\delta_c \quad TCF = TCF(1-4\delta_c)$$

Donde:

δ_c : Desviación estándar, se considera que las sobretensiones por maniobra tienen una distribución normal del orden del 6%.

$$TCF = K_1(3400/(1+(8/d))) \quad \text{en kV}$$

Donde:

k_1 : Factor de entrehierro -gap- y cuyo valor depende de la geometría de los electrodos, se utiliza un valor normalmente usado y normalizado de 1.4

d: Distancia entre electrodos (fase a tierra) expresada en metros

Por lo que, la tensión resistente con cero probabilidad de flameo y a la distancia dieléctrica mínima es:

$$\begin{aligned}V0\% &= 0.76K1(3400/(1+(8/d))) && \text{en kV} \\ &= 0.76(1.4)(3400/(1+(8/1.92))) = 700 \text{ kV}\end{aligned}$$

Si se calcula la relación entre la tensión resistente con cero de probabilidad de flameo y la tensión máxima de operación en valor cresta con respecto al neutro se tiene que:

$$700/242(\sqrt{2}/\sqrt{3})= 3.5$$

Lo que significa que el método es conservador con relación a la tensión máxima de operación.

3.2.3 Distancia entre conductores (fase a fase)

Existen distintas formulas empíricas para el calculo de la distancia de fase a fase en el punto de apoyo de la estructura. Cada fórmula está basada en términos generales en la flecha del conductor, en el punto medio del claro, la longitud de la cadena de aisladores, el tipo de conductor, etc. Para calcular la separación dieléctrica vertical mínima entre fases de circuitos de 230 kV, se puede utilizar la siguiente expresión tomada de las normas REA tabla VI, ⁽⁷⁾.

$$D_v = 1.2 + 0.0102 (2kV_{LG} - 50) \quad (\text{en metros})$$

Donde:

D_v = Distancia vertical en metros

kV_{LG} = 1.05 veces el voltaje máximo línea a tierra en kV, para éste caso
148.7 kV

Entonces: $D_v = 1.2 + 0.0102(2(148.7)-50) = 3.72$ m

Si se considera la flecha del conductor y sus características, así como la longitud del aislador, la distancia entre conductores se puede expresar como:

$$D \geq n(\sqrt{f + l}) + 0.012V \quad (\text{en metros})$$

Donde:

D = Distancia mínima entre apoyos o soportes del aislador

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

$n = 0.6$ para conductores de aluminio

$n = 0.5$ para conductores de cobre o ASCR

f = Flecha del conductor en metros

l = Longitud mínima de la cadena de aisladores en metros

V = Voltaje nominal de la línea en kV

Para el conductor 740.8 Kcmil AAAC-6201, n es 0.6, la flecha f es 3.40 metros (ver Apéndice "B" Tabla de características físicas, vanos y flechas) con una longitud mínima de la cadena de aisladores de 1.92 metros. Por lo que, la distancia entre fases viene dado por:

$$D \geq 0.6(\sqrt{3.40 + 1.92}) + 0.012(230) \geq 5.0 \text{ metros}$$

Como la configuración adoptada de línea consiste en dos aisladores en un lado y uno en el otro lado. La distancia entre conductores de diferentes lados se requiere de 5.0 metros y es por ello que se adopta esa distancia también en dirección vertical. Ver silueta de estructura en tangente, figura 33 del apéndice B.

Para lograr la separación de 5.0 metros entre fases, se seleccionó el aislador tipo poste del ensamble en "V" con una distancia del conductor energizado a la superficie del poste de 2.57 m (101.2"), lo cual excede los requerimientos.

Como el mínimo entrehierro de aire - air gap - de 75.5" debe estar coordinado con el valor de la tensión crítica de flameo (TCF) del aislamiento, es por ello que la distancia del entrehierro de aire para el aislador considerado con una TCF de 1375 kV de acuerdo con la tabla XXXI, del apéndice B, Le corresponde 90" lo cual un valor intermedio y 16% de margen adicional.

3.2.4 Altura mínima del conductor al suelo

La mínima libranza vertical al suelo para una línea de transmisión de 230 kV, que se diseña a una altitud sobre el nivel del mar menor a 1,000 metros y que pasa por diferentes lugares y tipos de terrenos se especifica en la tabla XIV, ver Norma REA BULLETIN 62-1 tabla IV-I, pp IV-5 ⁽⁷⁾.

Por razones de seguridad es necesario siempre fijar la libranza mínima del conductor al suelo, es decir la distancia mínima del conductor más bajo de la línea en el punto más bajo de la catenaria formada por el conductor entre el tramo interpostal con respecto al terreno. 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 a máxima potencia de transporte.

Si la altitud de la línea de transmisión es mayor que 1,000 metros es necesario añadir una libranza adicional a la libranza base utilizando un factor de corrección por altitud de 0.09 en metros, por cada 1,000 metros de altitud sobre 1,000 metros.

Por lo anterior, como la línea en estudio se encuentra a una altura máxima sobre el nivel del mar de 300 metros y pasa por lo general en caminos rurales y en calles urbanas se considera la libranza mínima de fase más baja al suelo de 7.9 metros.

Tabla XIV, Libranza vertical mínima de conductor a tierra

Cuando los conductores cruzan sobre:	Libranza requerida, en metro (pies) para 230 kV.
Líneas de ferrocarril	10.4 (34)
Carreteras, calles, parqueos o caminos transitables	7.9 (26)
Tierras que podrían ser atravesadas por vehículos, así como cultivadas, bosques, huertos, etc.	7.9 (26)
Espacios y caminos accesibles solamente a peatones.	6.4 (21)
Areas acuáticas no adecuadas para navegación de barcos de velas.	6.4 (21)
Caminos rurales	7.3 (24)
Calles o callejones urbanos	7.9 (26)

FUENTE: Norma REA

3.2.5 Ángulo de blindaje

Una selección preliminar del ángulo de blindaje para líneas de transmisión

está especificada según la altura de la estructura en la Norma REA tabla VIII-3, en grados medidos desde el eje superior de la estructura al conductor energizado más alto, según la altura de la estructura:

30°, para alturas menores de 28 metros

26°, entre alturas de 28 a 30 metros

21°, entre alturas de 30 a 35 metros

El ángulo de blindaje seleccionado para éste caso le corresponde 30°, el cual se verificará su exactitud en el capítulo 5, cuando se estudie con mayor detalle el blindaje y coordinación de aislamiento.

3.3 Determinación del tramo y flecha típicos

De acuerdo a la comparación de las características, ventajas y desventajas en la utilización de postes de concreto vrs torres de metal, realizada en el Capítulo 1, inciso 1.2.3.2, la estructura que se ajusta mejor a los requerimientos que permitan una construcción compacta, pasar por derechos de vía estrechos, rapidez en el suministro y montaje es: un solo poste de concreto de 27 metros de altura, (ver figura 33, apéndice B)

El comportamiento mecánico de la silueta de estructura se determina en función de las cargas mecánicas a la que estará sometida, para lo cual, se debe calcular el tramo máximo, flechas y tensión máximas para cada tipo y calibre de conductores considerados, según la configuración para uno ó dos conductores por fase, mencionados en la tabla VII del capítulo 2.

La metodología para el cálculo del tramo máximo, flechas y tensiones

mecánicas se basa en la capacidad del poste de soportar el momento de volteo debido a las cargas, por el peso del conductor, viento y tensión de tendido del conductor. También se analiza el comportamiento mecánico de los aisladores ante los esfuerzos de tensión y compresión que están sometidos. El análisis mecánico se divide en dos partes:

- a) Los datos de entrada, los cuales consisten en ingresar las características físicas de conductores, poste, aisladores, etc.
- b) Los datos calculados y la descripción del método, el cual consiste en determinar las áreas expuestas del poste y conductores al viento, presiones y fuerzas debidas al viento y conductores, así como el cálculo del centroide del poste, flechas y tramos máximos, también la descomposición de fuerzas de tensión y compresión en los aisladores, para finalmente determinar los momentos de volteo del poste y la cantidad de estructuras por kilometro para cada conductor.

3.3.1 Datos de entrada

Si se utiliza una hoja electrónica como herramienta para desarrollar la metodología que se describe a continuación se facilita en gran manera los cálculos; algunos programa de computadora que pueden ser usados son QPRO y Microsoft EXCEL.

3.3.1.1 Poste de concreto

Las características físicas más importantes del poste de concreto son las siguientes:

Longitud del poste en metros	27
Diámetro de la punta en cms	25.5
Diámetro de la base en cms	66
Clase en libras	2,000
Carga máxima en la punta en Kg	909.09
Conocida en %	1.5

3.3.1.2 Conductores

Los conductores que se analizan son los seleccionados en el capítulo 2, inciso 2.1.2.1 que tienen las siguientes características mecánicas:

Tabla XV. Características mecánicas de conductores

Tipo	ACSR			AAAC-6201		ACAR
	Calibre Kcmil	266.8	336.8	477.0	652.0	740.8
Palabra clave	Partridge (26/7)	Linnet (26/7)	Hawk (26/7)	Elgin (19)	Flint (37)	Grosbeak (18/19)
Diámetro (pulg)	0.642	0.720	0.858	0.926	0.990	0.990
Peso (Lbs/pie)	0.367	0.463	0.657	0.621	0.675	0.695
Tensión	11,300	14,000	19,500	21,900	24,400	20,100
% Tensión tendido	25			16		
Número Cond/fase	2			1		

Fuente: Catálogo Southwire

3.3.1.3 Hilo de guarda

Es el cable instalado en la parte superior de la estructura que se utiliza para blindaje de la línea.

Material	Cable de acero galvanizado
Tipo	E.H.S.
Diámetro en pulgadas	5/16" (0.3125")
Clase	B
Peso en Lbs/pie	0.2050
Tensión de ruptura en Kg.	5,090.91
% Tensión de tendido	25

3.3.1.4 Distancias verticales de conductores en metros

Las distancias verticales entre los conductores de la estructura en tangente (0° de deflexión de línea), se obtienen del apéndice "B"

Hilo de guarda a punta de poste	0.10
Hilo de guarda a conductor superior	4.98
Conductor superior al medio	2.515
Conductor medio al inferior	2.515

3.3.1.5 Geometría de la estructura en metros

Las alturas y libranzas verticales entre los conductores de la silueta de estructura típica en tangente (0° de deflexión de la línea), se pueden obtener en el apéndice "B", los cuales son los siguientes:

Altura del poste sobre nivel del suelo	23.80
Altura del hilo de guarda	23.70
Altura del conductor superior	18.73

Altura del conductor medio	16.21
Altura del conductor inferior	13.70
Libranza fase a tierra mínima	10.30
Angulo de deflexión de la línea	0°

3.3.1.6 Condiciones del viento

Velocidad del viento en m/seg.	28
Peso volumétrico del aire en Kgr/m ³	1.225
Aceleración de la gravedad en m/seg ²	9.81
Constante de la superficie C _r	
Para superficies planas	2
Para superficies cilíndricas lisas	1
Para cables	1
Coeficiente del tramo (0.4 a 0.6)	1

3.3.2 Datos calculados y descripción del método

Como se mencionó, la idea es evaluar el comportamiento mecánico del poste y aisladores ante las fuerzas de viento y cargas mecánicas de peso de los conductores.

3.3.2.1 Poste de concreto

3.3.2.1.1 Empotramiento (e)

Es la profundidad del poste en el suelo estando éste parado y está definido por el fabricante como:

$$e = 0.1 h + 0.5 \quad (\text{m})$$

donde: e: empotramiento en metros
h: altura total del poste en metros = 27 m
e = 3.20 m

3.3.2.1.2 Diámetro del poste a nivel del suelo (Ds)

Es el diámetro del poste en la línea de nivel del suelo cuando éste queda empotrado.

$$D_s = \%C H/100 + d/100 \quad (\text{m})$$

$$D_s = 0.612 \text{ m}$$

Donde: %C: Porcentaje de conicidad del poste = 1.5
H: Altura del poste sobre el nivel del suelo = 23.8 m
d: Diámetro en la punta = 25.5 cm.

3.3.2.1.3 Área expuesta al viento en el poste (Ap)

El área de la superficie cilíndrica expuesta del poste a la presión del viento, se asume plana, la cual está dada por la altura del poste sobre el nivel del suelo por el promedio de los diámetros del poste.

$$A_p = H((D_s + (d/100))/2) \quad (\text{m}^2)$$

$$= 10.32 \text{ m}^2$$

Donde: H: Altura del poste sobre el nivel del suelo = 23.8 m
 Ds: Diámetro del poste a nivel del suelo = 0.612 m
 D: Diámetro en la punta = 25.5 cm.

3.3.2.1.4 Presión del viento sobre el poste (Pvp)

La presión dinámica producida por el viento sobre el poste, es directamente proporcional a la constante de superficie del poste, al peso volumétrico del aire y al cuadrado de la velocidad del viento, pero inversamente proporcional al doble de la gravedad, la cual se expresa:

$$P_{vp} = (C_{fl} Q V^2)/(2g) \quad (\text{Kg/m}^2)$$

$$= 48 (\text{Kg/m}^2)$$

Donde: C_{fl}: Constante que depende de la forma de la superficie para el poste, cilíndrica lisa = 1
 Q: Peso volumétrico del aire 1.225 Kgr/m³
 V: Velocidad del viento 28 m/s, equivalente a 100 kms/h.
 g: Aceleración debida a la gravedad 9.81 m/s²

3.3.2.1.5 Fuerza del viento (Fvp)

La fuerza producida por el viento en el poste, está dada por el producto del área expuesta del viento al poste y la presión del viento sobre el poste, la cual se

expresa:

$$\begin{aligned} F_{vp} &= A_p P_{vp} \quad (\text{Kg}) \\ &= 497.05 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Donde: A_p : Área expuesta al viento en el poste 10.32 m^2
 P_{vp} : Presión del viento sobre el poste 48 Kg

3.3.2.1.6 Centroide del poste (Cr)

Se asume que en el centroide del poste pega la fuerza del viento perpendicularmente.

$$\begin{aligned} Cr &= H/3 ((D_s + 2d/100)/(D_s + d/100)) \quad (\text{m}) \\ &= 10.27 \text{ m} \end{aligned}$$

Donde: H : Altura del poste sobre nivel del suelo 23.8 m
 D_s : Diámetro a nivel del suelo 0.612 m
 d : diámetro en la punta 25.5 cms

3.3.2.2 Conductor

3.3.2.2.1 Área unitaria expuesta al viento (Ac)

El área en un metro de longitud expuesta al viento, es el área de un rectángulo de ancho unitario por el alto correspondiente al diámetro del conductor, por lo que se expresa como:

$$A_c = 2.54 \text{ dc}/100 \quad (\text{m}^2)$$

Donde: dc: Diámetro completo de cada conductor en pulgadas.

3.3.2.2 Presión del viento sobre conductores (P_{vc})

La presión dinámica producida por el viento sobre el conductor, está dada por el producto de la constante de superficie del conductor, el coeficiente del tramo, el peso volumétrico del aire y al cuadrado de la velocidad del viento e inversamente proporcional al doble de la gravedad. La cual se expresa como:

$$P_{vc} = (C_{fc} C_l Q V^2)/(2g) \quad (\text{Kg}/\text{m}^2) \\ = 48.18 \text{ Kg}/\text{m}^2$$

Donde: C_{fc}: Constante de superficie para cables = 1
C_l: Coeficiente de tramo = 1, éste coeficiente consiste en que por lo general las ráfagas de viento tienen un frente reducido, que no abarca todo un tramo entre apoyos, este coeficiente varía entre 0.4 a 1.0
Q: Peso volumétrico del aire = 1.225 Kg/m³
V: Velocidad del viento 28 m/s
g: Aceleración debida a la gravedad 9.81 m/s²

3.3.2.2.3 Fuerza unitaria del viento (Fvc)

La fuerza por metro producida por el viento en el conductor, se expresa por el producto de la presión del viento, el área unitaria del conductor expuesta al viento, considerando un factor de carga por el número de conductores por fase, la cual es:

$$F_{vc} = P_{vc} A_c f_c n \quad (\text{Kg/m})$$

Donde: P_{vc} : Presión del viento en el conductor (Kg/m^2)

A_c : Área unitaria expuesta al viento (m^2)

f_c : Factor de carga 1.03

n : Número de conductores por fase

un conductor $n = 1$

dos conductores $n = 2$

3.3.2.2.4 Factor de carga (fc)

$$f_c = 1.03$$

3.3.2.2.5 Flecha máxima admisible (Fmáx)

Es la distancia vertical máxima que se permite en el punto más bajo de la catenaria al eje imaginario en los puntos de anclaje, la cual es la diferencia de todas las distancias verticales, asumiendo que se está en terreno plano.

$$F_{máx} = L - e - D_g - D_{sm} - D_{mi} - D_g - h_{ci} \quad (\text{m})$$

$$= 3.39 \text{ m}$$

Donde:

- L: Longitud total del poste 27 m
- e: Empotramiento 3.20 m
- Dgs: Distancia vertical del hilo de guarda a conductor superior 4.98 m
- Dsm: Distancia vertical del conductor superior al medio 2.515 m
- Dmi: Distancia vertical del conductor medio al inferior 2.515 m
- Dg: Distancia vertical de la punta del poste al hilo de guarda 0.10 m
- hci: Altura del conductor inferior 13.70 m

3.3.2.2.6 Peso unitario del conductor (Wuc)

Peso por unidad de longitud en un metro de cada conductor.

$$Wuc = 3.28 n Wc/2.2 \quad (\text{Kg/m})$$

Donde:

- Wc: Peso del conductor en Lbs/pie
- n: Número de conductores por fase
 - un conductor $n = 1$
 - dos conductores $n = 2$

3.3.2.2.7 Tensión de tendido (T)

La tensión de tendido del conductor es un porcentaje de la tensión de ruptura especificada por el fabricante, la cual se expresa:

$$T = (Tr)(\%t) \quad (\text{Kg})$$

Donde: Tr: Tensión de ruptura del cable en Kg
%t: % de tensión de tendido
25% para ACSR
16% para AAAC-6201
" ACAR

3.3.2.3 Hilo de guarda

Las cargas producidas por el viento y el peso del hilo de guarda se calcularán a continuación desarrollándolo de manera semejante a como se hizo para cada conductor de fase.

3.3.2.3.1 Area unitaria expuesta al viento (Ahg)

$$\begin{aligned} \text{Ahg} &= 2.54dg/100 \quad (\text{m}^2) \\ &= 0.01 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Donde:

dg: Diámetro completo del hilo de guarda en pulgadas

3.3.2.3.2 Fuerza unitaria del viento (Fvg)

$$Fvg = (Pvc) (\text{Ahg}) (fc) \quad (\text{Kg/m})$$

Donde:

Pvc: Presión del viento en conductores e hilo de guarda (Kgr/m^2)

Ahg: Area unitaria expuesta al viento 0.01 m^2

fc: Factor de carga 1.03

3.3.2.3.3 Peso unitario (Wug)

$$Wug = 3.28Wg/2.2 \quad (\text{Kg/m})$$

Donde:

Wg: Peso del cable de hilo de guarda Lbs/pie

3.3.2.3.4 Tensión de tendido (Tg)

$$Tg = (\text{Trg}) (\%t) \quad (\text{Kg})$$

Donde:

Trg: Tensión de ruptura del hilo de guarda en Kg

%t: % de tensión de tendido 25%

3.3.2.4 Altura de anclaje de aisladores

Como el propósito de los cálculos anteriores, es encontrar los momentos en cada aislador, es necesario definir los puntos de anclaje en los aisladores superior, medio e inferior. En la figura 8 se presenta un esquema de descomposición de fuerzas que actúan en un aislador en bandera o ensamble en "V" y las dimensiones de la estructura están definidas en la figura 1 del apéndice "B"

3.3.2.4.1 Aislador superior

El anclaje del ensamble de los aisladores en bandera superior que están localizados en el lado derecho, se expresa:

$$\text{Anclaje superior} = hcs + 1.66 \quad (\text{m})$$

$$\text{Anclaje inferior} = hcs - 0.55 \quad (\text{m})$$

Donde: hcs: Altura del conductor superior 18.73 m

3.3.2.4.2 Aislador medio

El anclaje del ensamble de los aisladores en bandera medio que están localizados en el lado izquierdo, se expresa:

$$\text{Anclaje superior} = hcm + 1.66 \quad (\text{m})$$

$$\text{Anclaje inferior} = hcm - 0.55 \quad (\text{m})$$

Donde: hcm: Altura del conductor medio 16.21 m

3.3.2.4.3 Aislador inferior

El anclaje del ensamble de los aisladores en bandera inferior que están localizados en el lado derecho, se expresa:

$$\text{Anclaje superior} = hci + 1.66 \quad (\text{m})$$

$$\text{Anclaje inferior} = hci - 0.55 \quad (\text{m})$$

Donde: hci: Altura del conductor inferior 13.70 m

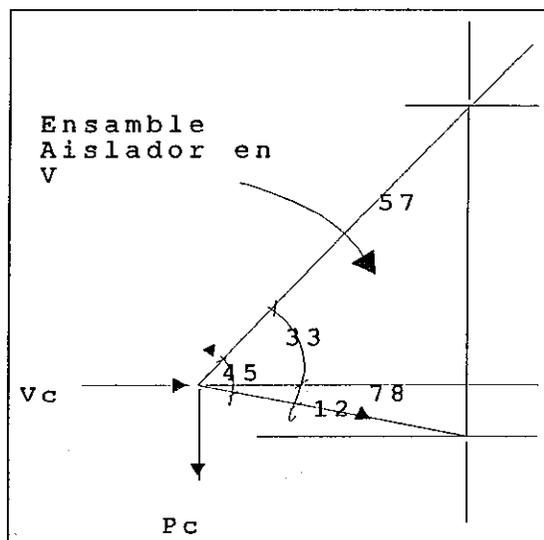
3.3.2.5 Descomposición de fuerzas producidas por viento y peso

Para calcular la tensión mecánica en los aisladores, se considera la carga total resultante del peso del conductor actuando en sentido vertical y la fuerza producida por el viento actuando en sentido horizontal y en ángulo recto perpendicular a la dirección de la línea. Para lo cual, se definen los factores A, B, C y D los cuales se utilizarán como multiplicadores comunes en algunos cálculos de las tensiones de cada aislador.

3.3.2.5.1 Determinación de factores A, B, C, D

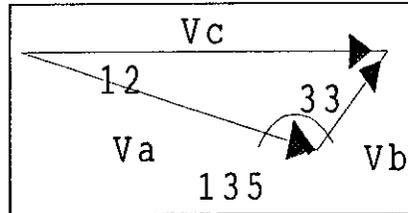
Al descomponer las fuerzas en dirección axial del ensamble de los aisladores en "V", se puede observar que para la fuerza producida por el viento dependiendo del sentido de la fuerza actuará en compresión o en tensión, ver esquema en la figura 8.

Figura 8. Esquema de descomposición de fuerzas en aislador bandera



Al descomponer la fuerza producida por el viento V_c en componentes del diagrama vectorial 1 de la figura 9, se pueden obtener los factores A y B:

Figura 9. Diagrama vectorial 1



$$V_a / \text{seno } 33^\circ = V_c / \text{seno } 135^\circ$$

$$V_a = 0.77 V_c$$

$$A = 0.77$$

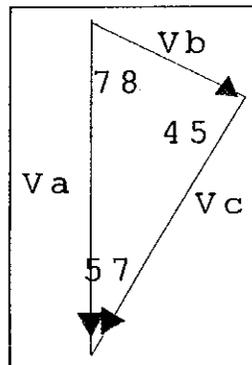
$$V_b / \text{seno } 12^\circ = V_c / \text{seno } 135^\circ$$

$$V_b = 0.294 V_c$$

$$B = 0.294$$

Al descomponer la fuerza producida por el peso P_c en componentes del diagrama vectorial 2, se pueden obtener los factores C y D:

Figura 10. Diagrama vectorial 2.



$$Vb/\text{seno } 57^\circ = Va/\text{seno } 45^\circ$$

$$Va = Pc$$

$$Vb = 1.186 Pc$$

$$D = 1.186$$

$$Vc/\text{seno } 78^\circ = Va/\text{seno } 45^\circ$$

$$Vc = 1.383 Pc$$

$$C = 1.383$$

3.3.2.5.2 Anclajes de aisladores(Kg/m) en eje "X"

El anclaje de los aisladores en bandera, se selecciona el eje "X" en dirección de la velocidad del viento, el cual se descompone en los puntos donde la base del aislador tipo poste y el aislador tensor están sujetos al poste, según se describe a continuación dependiendo del lado en que se encuentra el aislador en bandera

$$\text{Superior derecho} = (A(Fvc) + B(Wuc))\cos 33^\circ$$

$$\text{Inferior derecho} = (C(Fvc) - D(Wuc))\cos 12^\circ$$

$$\text{Superior izquierdo} = (A(Fvc) - B(Wuc))\cos 33^\circ$$

$$\text{Inferior izquierdo} = (C(Fvc) + D(Wuc))\cos 12^\circ$$

Donde:

Fvc: Fuerza unitaria del viento en el conductor en (Kg/m)

Wuc: Peso unitario del conductor en (Kg/m)

3.3.2.5.3 Anclajes de aisladores (Kg/m) en eje "Y"

El anclaje de los aisladores en bandera, se selecciona el eje "Y" en dirección del peso del conductor, el cual se descompone en los puntos donde la base del aislador tipo poste y el aislador tensor están sujetos al poste, según se describe a continuación dependiendo del lado en que se encuentra el aislador en bandera:

$$\text{Superior derecho} = (A(F_{vc}) + B(W_{uc}))\text{seno } 33^\circ$$

$$\text{Inferior derecho} = (C(F_{vc}) - D(W_{uc}))\text{seno } 12^\circ$$

$$\text{Superior izquierdo} = (A(F_{vc}) - B(W_{uc}))\text{seno } 33^\circ$$

$$\text{Inferior izquierdo} = (C(F_{vc}) + D(W_{uc}))\text{seno } 12^\circ$$

Donde:

F_{vc} : Fuerza unitaria del viento en el conductor en (Kg/m)

W_{uc} : Peso unitario del conductor en (Kgr/m)

3.3.2.6 Descomposición de fuerzas producidas por la tensión de tendido

Anteriormente, se mencionó que la tensión de tendido es un porcentaje de la tensión de ruptura del conductor, dicha tensión de tendido está en dirección longitudinal al cable, sin embargo ya que el conductor tiene una flecha determinada existe una pequeña componente en sentido vertical en el eje "Y".

3.3.2.6.1 Determinación de la tensión vertical de tendido (Tv)

Para determinar la tensión de tendido en el eje vertical "Y", se obtiene por medio de la ecuación de la catenaria de un conductor, de donde se define la flecha como:

$$F = wL^2/(8T)$$

donde:

F: flecha del conductor en metros

W: Peso unitario del conductor en Kg/m

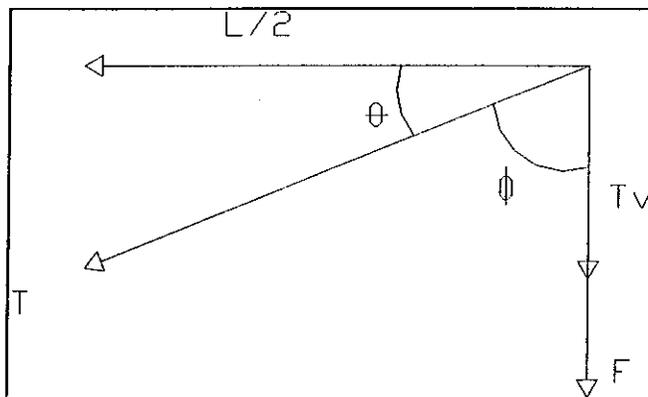
T: tensión de tendido del conductor en Kg

Entonces, la longitud del tramo L queda definida por:

$$L = \sqrt{\frac{8FT}{w}}$$

Aproximadamente, los ángulos Θ y ϕ se pueden expresar.

Figura 11. Diagrama vectorial 3.



$$\cos \phi = \left(\frac{T_v}{T} \right)$$

$$\Theta = \arctan \left(\frac{2F}{L} \right)$$

Al relacionar las ecuaciones anteriores y $\phi=90^\circ-\Theta$, se obtiene la expresión para la tensión vertical de tendido:

$$T_v = 2T \cos \left(90^\circ - \arctan \left(\frac{2F_{max}}{\sqrt{\frac{8 F_{max} T_g}{Wuc}}} \right) \right)$$

Donde:

T: Tensión de tendido del conductor en Kgr.

Fmáx: Flecha máxima admisible en metros

Tg: Tensión de tendido del hilo de guarda en Kgr.

Wuc: Peso unitario del conductor en Kgr/m

3.3.2.6.2 Tensiones en anclajes (Kg/m) en eje "X"

Al descomponer la tensión de tendido en eje "X" para cada aislador en bandera en sus respectivos anclajes, se puede obtener de las siguientes ecuaciones.

Anclaje superior derecho = B Tv cos 33°

Anclaje inferior derecho = -D Tv cos 12°

Anclaje superior izquierdo = -B Tv cos 33°

Anclaje inferior izquierdo = D Tv cos 12°

Donde: los factores B = 1.383

D = 1.186

3.3.2.6.3 Tensiones en anclajes (Kg/m) en eje "Y"

Al descomponer la tensión de tendido en eje "Y" para cada aislador en bandera en sus respectivos anclajes, se puede obtener de las siguientes ecuaciones.

$$\text{Anclaje superior derecho} = B T_v \text{ seno } 33^\circ$$

$$\text{Anclaje inferior derecho} = -D T_v \text{ seno } 12^\circ$$

$$\text{Anclaje superior izquierdo} = -B T_v \text{ seno } 33^\circ$$

$$\text{Anclaje inferior izquierdo} = D T_v \text{ seno } 12^\circ$$

Donde: los factores $B = 1.383$

$$D = 1.186$$

3.3.2.7 Calculo de momentos en poste

El análisis de los momentos de volteo del poste es importante 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.

3.3.2.7.1 Momento unitario por el hilo de guarda (Mg)

El momento por unidad de longitud producido por el hilo de guarda está dado por el producto de la fuerza del viento a la altura del hilo de guarda, el cual se expresa:

$$M_g = F_{vg} h_g \quad (\text{Kg-m})$$

Donde:

Fvg: Fuerza de viento en el hilo de guarda (Kg/m)

hg: Altura del hilo de guarda (m)

3.3.2.7.2 Momento unitario del conductor por viento y peso en (Kg-m) (Mtv_p)

Para facilitar la interpretación de los subíndices en las ecuaciones que se presentan a continuación para el cálculo del momento unitario producido por el viento y peso en cada aislador, se definirán los subíndices utilizados en las fuerzas y las alturas de la siguiente manera:

- a. Para identificar las fuerzas unitarias en el eje "X", el primer subíndice define el punto de anclaje donde está siendo aplicada la fuerza y el segundo subíndice define el lado donde se encuentra el aislador, por ejemplo:

(sd) = superior derecho

(id) = inferior derecho

(si) = superior izquierdo

(ii) = inferior izquierdo

- b. Para identificar las alturas del anclaje, el primer subíndice define la posición de cada aislador y el segundo subíndice define la altura donde está el punto de anclaje superior o inferior de cada aislador en bandera, por ejemplo:

(ss) = superior superior

(si) = superior inferior

(ms) = medio superior

(mi) = medio inferior

(is) = inferior superior

(ii) = inferior inferior

De manera, que los momentos por peso y viento quedan definidos según la posición del aislador de la manera siguiente:

Aislador superior (Mas) = Fsd (hss) + Fid (hsi)

Aislador medio (Mam) = Fsi (hms) + Fii (hmi)

Aislador inferior (Mai) = Fsd (his) + Fid (hii)

3.3.2.7.3 Suma de momentos (M_{tp})

La sumatoria de los momentos producidos por el viento y el peso en cada aislador queda definida por la siguiente expresión:

$$M_{tp} = M_{as} + M_{am} + M_{ai} \quad (\text{kg-m})$$

Donde: Mas, Mam y Mai son los momentos por viento y peso en cada aislador: superior, medio e inferior respectivamente.

3.3.2.7.4 Momento por tensión de conductores (M_t)

Los subíndices para el cálculo del momento unitario producido por las tensiones unitarias del conductor en el eje "X" para cada aislador se definen de la misma manera anterior, de modo que los momentos por tensión quedan definidos según la posición del aislador de la manera siguiente:

Aislador superior (Mts) = Tsd (hss) + Tid (hsi)

Aislador medio (Mtm) = Tsi (hms) + Tii (hmi)

Aislador inferior (Mti) = Tsd (his) + Tid (hii)

3.3.2.7.5 Suma de momentos por tensión (Mtt)

La sumatoria de los momentos producidos por la tensión en cada aislador queda definida por la siguiente expresión:

$$Mtt = Mts + Mtm + Mti \quad (\text{kg-m})$$

Donde: Mts, Mtm y Mti son los momentos por tensión en cada aislador: superior, medio e inferior respectivamente.

3.3.2.7.6 Momento por viento en el poste (mvp)

El momento producido por el viento en el poste está definido por la expresión:

$$\begin{aligned} Mvp &= Fvp Cr \quad (\text{Kg-m}) \\ &= 5,103.02 (\text{Kg-m}) \end{aligned}$$

Donde:

Fvp: Fuerza de viento en el poste (Kgr)

Cr: Centroide del poste (m)

3.3.2.7.7 Momento máximo resistente del poste (M_{rmáx})

La máxima capacidad del poste de soportar todos los momentos aplicados al poste producidos por todas las fuerzas que actúan en él, está definido por el momento máximo resistente del poste, el cual está definido por el producto de la carga máxima de trabajo y la altura sobre el nivel del suelo, el cual se expresa como:

$$\begin{aligned} M_{rmáx} &= (\text{Clase}) (h) && (\text{Kg-m}) \\ &= 21,636.36 (\text{Kg-m}) \end{aligned}$$

Donde:

Clase: es la carga máxima de trabajo recomendada por el fabricante de postes; la clase 2,000 especificada en este caso, se refiere a un factor de seguridad de 2, el cual indica que el poste se rompe a las 4,000 libras aplicadas en la punta.

h: Altura del poste sobre el nivel del suelo, 23.80 m

3.3.2.8 Vano calculado por momentos (L_m)

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

$$L_m = (M_{rmáx} - M_{vp} - M_{tt}) / (M_{tvp} + M_g) \quad (\text{m})$$

Donde:

M _{rm} áx:	Momento máximo resistente del poste
M _{vp} :	Momento por viento en el poste
M _{tt} :	Suma de momentos calculados por tensión
M _{itvp} :	Suma de momentos en conductores producidos por viento y peso
M _g :	Momento en el hilo de guarda

3.3.2.9 Flecha para vano calculado por momentos (f vano)

Es necesario obtener la flecha en función del vano calculado por momentos, debido a que si en algún caso, para un conductor de calibre relativamente pequeño el poste tiene suficiente capacidad para soportar los momentos producidos por dicho cable, puede que la flecha que forma sea muy grande, por lo que es necesario verificar la libranza fase a tierra que quede dentro de lo permisible. La flecha para vano por momentos queda expresada como:

$$f \text{ vano por momentos} = (Lm^2 Wuc)/(8T) \quad (m)$$

Donde:

L _m :	Vano calculado por momentos en metros
W _{uc} :	Peso unitario del conductor en Kg/m
T:	Tensión de tendido del conductor en Kg.

3.3.2.10 Vano para flecha máxima permisible (L mx)

La flecha máxima permisible 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 permisible, entonces se debe seleccionar el vano calculado por momentos "Lm".
- b. Si la flecha para vano calculado es mayor que la flecha máxima permisible, entonces el vano a seleccionar se debe calcular por medio de la siguiente expresión, para asegurar que no se excede la libranza fase a tierra mínima:

$$L m x = \sqrt{\frac{8 (f \text{ permi}) (T)}{Wuc}} \quad (m)$$

Donde:

f permi: Flecha máxima permisible en metros

T: Tensión de tendido en Kg

Wuc: Peso unitario del conductor en Kg/m

3.3.2.11 Estructuras 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 puede obtener los costos totales de la línea con una buena precisión. El número de estructuras por kilómetro se expresa como:

$$\# \text{ estructuras/Km} = L \text{ máx}/1000$$

Donde: L_{mx} , es el vano máximo según el caso, por momentos o por flecha máxima permisible

3.3.3 Resumen

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

En el apéndice B, se presentan los resultados de la evaluación de las cargas mecánicas producidas para cada conductor y configuración de conductores seleccionados para análisis en el capítulo No. 2, los cuales son:

- 2 conductores x fase Partridge
- 2 conductores x fase Linnet
- 2 conductores x fase Hawk
- 1 conductor x fase Elgin
- 1 conductor x fase Flint y
- 1 conductor x fase Grobeak

Los vanos calculados por momentos, flechas para vanos calculados por momentos, con una flecha máxima permisible de 3.39 metros y los vanos para flecha máxima permisible se pueden resumir en la tabla XVI.

Tabla XVI. Resumen de vanos y flechas calculados

Vanos y flechas en metros	Partridge 266.8 Kcmil	Linnet 336.9 Kcmil	Hawk 477 Kcmil	Elgin 652 Kcmil	Flint 740.8 Kcmil	Grosbeak 740.0 Kcmil
Vano por momentos	192	163	140	241	227	227
Flecha por vano de momentos	3.53	2.90	2.11	4.24	3.69	4.59
Vano para flecha permisible	178	163	138	216	218	195

De la tabla XVI, se puede concluir que por ejemplo, para el conductor AAAC-6201 Kcmil ELGIN, le corresponde un vano calculado por momentos de 241 metros, lo cual significa que por capacidad del poste de soportar los momentos de volteo puede dar dicho tramo y con una flecha calculada por momentos de 4.24 metros; sin embargo, como la flecha máxima permisible es de 3.39 metros, para respetar la libranza fase a tierra mínima recomendada para diseño de 10.30 metros, lo cual da como resultado un vano para flecha máxima permisible de 216 metros. En estas condiciones es necesario seleccionar el tramo de 220 metros aproximadamente. Para mayor información favor, ver el apéndice "B" en el que se incluye los resultados para la evaluación mecánica de todos los conductores mencionados.

4. PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

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

4.1 Efecto corona

El efecto corona son descargas causadas por la ionización del aire que rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado. Puede oírse como un zumbido principalmente en época lluviosa y eventualmente como un fenómeno visible durante la noche como un resplandor violeta.

Si se somete un dieléctrico a un campo eléctrico, cuyo gradiente de potencial se va aumentando, se llegará a un valor del gradiente de potencial que exceda a la rigidez dieléctrica del dieléctrico y éste se perforará. Este valor del gradiente se llama gradiente disruptivo.

En particular, si se somete un conductor de una línea de transmisión a un voltaje creciente, el gradiente de potencial en la superficie del conductor crecerá y llegará a un instante en el cual será mayor que el gradiente disruptivo del aire. En ese momento, se producirá la ionización del aire que rodea al conductor

manifestándose por una crepitación o ruido y luminosidad azulada que podrá percibirse en la oscuridad.

Este fenómeno de ionización se da en la atmósfera debido a que existe siempre cierto número de iones libres, los cuales acelerados por la presencia de algún campo eléctrico puede producir la ionización de moléculas neutras por choque.

El efecto corona normalmente tiene varias etapas desde su inicio, ya que basta con que exista un campo eléctrico para que se manifiesten sus efectos, lo que ocurre es que para propósitos prácticos solo se considera la parte de mayor interés. Las etapas que generalmente se consideran en el estudio del efecto corona son:

- a) **Efecto audible**, el cual se debe a la ionización del aire y producción de ozono; este ruido es muy suave y en ocasiones no perceptible.
- b) **Efecto audible declarado**, es un ruido relativamente fuerte y fácilmente perceptible.
- c) **La presencia de efluvios**, la cual se manifiesta como un desprendimiento intermitente de chispas en la línea.
- d) **Efecto luminoso**, corresponde a la presencia de un halo luminoso algunas veces intermitente, alrededor de los conductores y que es visible cuando las condiciones atmosféricas lo permiten.

4.2 Gradiente superficial crítico de un conductor cilíndrico

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, al alcanzar la intensidad del campo eléctrico o gradiente de potencial un valor de cresta de 30 kV/cm, que corresponde a un valor eficaz de 21.1 kV/cm para una onda senoidal.

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, aún 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 30 kV/cm y la ionización será mayor cuanto más pequeño sea el radio del conductor, la densidad y humedad relativa del aire sean mayores.

El valor del gradiente de potencial en la superficie del conductor para el cual se inicia la ionización por choque, se llama gradiente superficial crítico y se representa por g_0 . De acuerdo a las investigaciones de Peek, g_0 está dado, para las condiciones atmosféricas antes citadas de 25°C de temperatura ambiente y una presión atmosférica de 760 mm de columna de mercurio por la expresión 4.1:

$$g_0 = 30 (1 + 0.3 / \sqrt{r}) \text{ kV/cm (valor de cresta)} \quad (4.1)$$

Donde:

r , es el radio del conductor en centímetros

g_0 , está dado en kV (valor de cresta) por cms

De acuerdo con pruebas más recientes realizadas en la estación experimental de Chevilly de electricidad de Francia g_0 está dado, para las condiciones atmosféricas antes citadas y para conductores de radio comprendidos entre 0.7 cm y 2.5 cm, por la expresión 4.2

$$g_0 = 30 (1 - 0.07 r) \text{ kV/cm (valor de cresta)} \quad (4.2)$$

Donde:

r es el radio conductor en centímetros

g_0 está en kV (valor eficaz) por cms

Por ejemplo, para un conductor de calibre 740.8 kcmil, de diámetro de 0.99", según Peek g_0 es 35.68 kV/cms de cresta (25.23 kV/cms eficaz) y según Chevilly g_0 es 24.72 kV/cms eficaz, que es un 2% más preciso.

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

Las condiciones atmosféricas 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 llama, el factor de densidad del aire δ y se expresa, según la ecuación 4.3

$$\delta = 3.92b/(273 + T_a) \quad (4.3)$$

Donde: b : presión barométrica en cms de columna de mercurio.

T_a : temperatura ambiente en grados centígrados.

Según Peek, el gradiente superficial crítico para una condición atmosférica definida por un factor de densidad del aire δ determinado, está dado por la expresión 4.4. Para mayor información favor consultar pp. 175, ⁽¹⁾.

$$g_o' = 30\delta(1 + 0.3/\sqrt{\delta r}) \text{ KV/cm (valor de cresta)} \quad (4.4)$$

De acuerdo con investigaciones posteriores de Peterson el gradiente superficial crítico varía en proporción directa a $\delta^{2/3}$

$$g_o' = g_o \delta^{2/3} \quad (4.5)$$

Donde: g_o , es el gradiente superficial crítico a 25°C de temperatura ambiente y 760 mm de columna de mercurio de presión atmosférica

De acuerdo con experiencias recientes en las líneas experimentales de Leadville Colorado U.S.A., el gradiente superficial crítico varía en proporción directa a la raíz cuadrada de δ , ver expresión 4.6:

$$g_o' = g_o \delta^{1/2} \quad (4.6)$$

Si se considera el conductor del ejemplo anterior, a una temperatura ambiente de 40°C y una presión barométrica de 760 mm de Hg, el factor de densidad del aire δ es 0.9518 [cms de Hg/°C], en estas condiciones el gradiente superficial crítico según cada investigación esta dada por:

Peek: $g_o' = 30(0.9518)(1+0.3/((0.9518)(2.514)))^{1/2} = 34.1 \text{ kV/cm de cresta, (24.1 kV/cm eficaz)}$

Peterson: $g_o' = 35.68(0.9518)^{2/3} = 34 \text{ kV/cm de cresta, (24 kV/cm eficaz)}$

Leadville: $g_o' = 35.68(0.9518)^{1/2} = 34.8 \text{ kV/cm de cresta, (24.6 kV/cm eficaz)}$

Si el factor de densidad del aire δ está cerca de 1, la diferencia entre las formulas anteriores no es muy significativa, sin embargo a medida que δ disminuye, por ejemplo a 0.6, entonces las formulas dan los resultados siguientes: Peek 19.7 kV/cm, Peterson 21.4 kV/cm y Leaville 24.6 kV/cm, lo que significa que mientras menor sea el gradiente superficial critico más rápido se iniciará la ionización por choques del aire que rodea al conductor. Para este trabajo se utilizará la formula de Peterson, la cual representa un valor intermedio y para éste tipo de análisis es la más adecuada.

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

Lo expuesto anteriormente, se aplica en forma rigurosa a conductores cilíndricos de sección perfectamente circular, con superficies perfectamente limpias y sin ninguna aspereza. En la realidad, los conductores de las líneas de transmisión están formados por varios hilos enrollados hélicoidalmente; además los conductores nunca están perfectamente limpios y al ser manejados, especialmente durante la instalación, se raspan en cierto grado.

Las irregularidades de la superficie, ya sean constituidas por los hilos individuales del cable, la suciedad depositada sobre el cable o las partes raspadas, 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. Para tomar en cuenta esta reducción del gradiente superficial crítico se utiliza un factor de superficie m , que es el producto de dos coeficientes: un

coeficiente que toma en cuenta la forma general de la sección del cable m_f y un coeficiente que toma en cuenta el estado de la superficie del cable m_s .

a) Valores del coeficiente de forma, m_f :

$m_f = 1$ para una sección perfectamente circular.

$m_f = 0.85$ para un cable con 6 hilos en la capa exterior.

$m_f = 0.9$ para un cable con 12 a 30 hilos en la capa exterior.

b) Valores del coeficiente de superficie, m_s :

$m_s = 0.9$ para cables limpios

$m_s = 0.8$ para cables nuevos

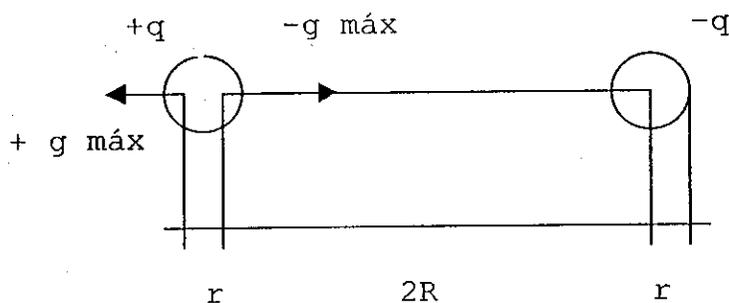
$m_s = 0.7$ para cables sucios o engrasados.

$m_s = 0.5$ a 0.3 para cables recubiertos de gotas de agua.

4.5 Voltaje crítico disruptivo de una línea trifásica con conductores múltiples por fase

En el caso de un haz de conductores de radio r colocados simétricamente sobre una circunferencia de radio R , el gradiente de potencial en la superficie de cada conductor no puede considerarse uniforme, ya que la presencia de cargas eléctricas del mismo signo en los otros conductores del haz, a una distancia relativamente pequeña, distorsiona el campo eléctrico. Por ejemplo, para un haz de dos conductores el gradiente de potencial es máximo en la generatriz externa del conductor y es mínimo en la generatriz interna del conductor.

Figura 12. Haz de dos conductores



En general, para un haz de n conductores el gradiente superficial crítico está dado por la expresión 4.7

$$g_0 = 30 m \delta^{2/3} (1 - 0.07 r) \left[1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] \text{ kV/cm} \quad (4.7)$$

El voltaje crítico disruptivo está dado por la expresión 4.8

$$V_0 = 69.078 n \delta^{2/3} (1 - 0.07 r) \left[1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] m r \log \left[\frac{DMG}{RMG} \left(\frac{2(HMG)}{\sqrt{4(HMG)^2 + (DMG)^2}} \right) \right] \text{ kV/cm} \quad (4.8)$$

- Donde:
- m : Coeficiente de superficie
 - δ : Factor de densidad de aire
 - r : Radio del conductor
 - n : Número de conductores por fase
 - R : Radio de la configuración 2 conductores x fase

DMG: Distancia media geométrica

RMG: Radio medio geométrico

HMG: Altura media geométrica

4.6 Pérdidas por efecto corona en época seca

La ionización por choque, ya sea local e intensa (efluvios) o generalizada a toda la superficie del conductor, libera iones positivos y negativos. En cada semiciclo los iones que tienen signo opuesto al del conductor son atraídos y neutralizados por él; los que tienen el mismo signo son repelidos y se alejan aglomerándose con moléculas neutras para formar grandes iones; a medida que se alejan van estando sometidos a un campo eléctrico más débil y su velocidad va disminuyendo.

Antes de que cambie la polaridad del conductor alcanzan distancias del orden de algunos decenas de cms. Al cambiar la polaridad son atraídos y aumentan la carga y la intensidad del campo en la superficie del conductor, lo que causa que la ionización por choque se reinicie antes de que el voltaje haya vuelto a alcanzar el valor crítico. Las primeras cargas liberadas neutralizan las cargas que se acercan al conductor; después se forman cargas de signo contrario que se alejan del conductor y el proceso se repite.

Las pérdidas por efecto corona pueden calcularse aproximadamente mediante la fórmula 4.9 de Peterson, ^{(8) (1)}:

$$P = \frac{20.96 \times 10^{-6} f (kV)^2 F}{\log \left(\frac{DMG}{r} \right)^2} \quad (kW/Km/l \quad fase) \quad (4.9)$$

- Donde:
- P: Pérdidas por efecto corona
 - f: frecuencia en ciclos por segundo
 - kVn: Voltaje al neutro (valor eficaz) en kV
 - DMG: Distancia media geométrica entre los conductores
 - r: Radio del conductor
 - F: $\psi (V_n/V_o)$
 - Vn: Voltaje al neutro valor eficaz
 - Vo: Voltaje crítico disruptivo

A continuación, en la tabla XVII, se dan algunos valores de F en función de Vn/Vo.

Tabla XVII. Factores F

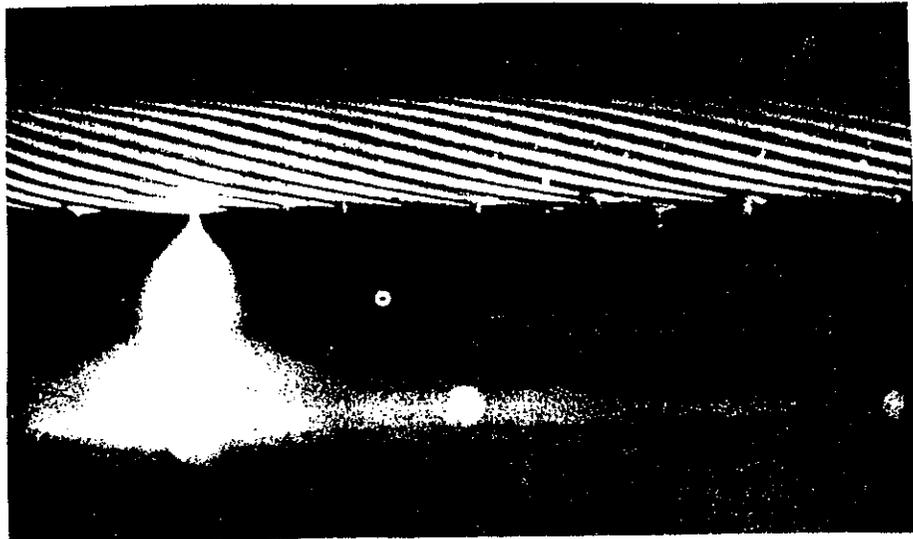
Vn/Vo	F
0.6	0.011
0.7	0.014
0.8	0.018
0.9	0.025
1.0	0.036
1.1	0.053
1.2	0.085
1.3	0.150
1.5	0.950
2.0	7.000
10.0	28.00

La fórmula de Peterson, se utiliza para calcular las pérdidas por efecto corona en buen tiempo. Las condiciones atmosféricas influyen considerablemente en la magnitud del efecto corona. La lluvia hace aumentar las pérdidas por efecto corona a valores unas diez veces mayor de los que se obtienen con buen tiempo.

Durante los periodos de lluvia, se forman gotas de agua a lo largo y debajo del conductor, el cual hace que el campo eléctrico presente una irregularidad de forma puntual al rededor del conductor, dando como resultado un incremento en el efecto corona.

La evaluación de las pérdidas corona máximas durante la época lluviosa se desarrolla sobre la base de un deposito de intensidad de lluvia de 12.7 - 25.4 mm/hr, (milímetros por hora). En la figura 13, se muestra un conductor energizado y húmedo con la superficie sucia o un insecto que pasó en ese preciso momento.

Figura 13. Conductor energizado y húmedo con la superficie sucia



Fuente: EPRI.

Se define un valor compuesto el cual representa el promedio de las pérdidas corona calculados de la expresión 4.10, el modelo de clima adoptado durante el período de un año es: 50% época húmeda (40% lluvia ligera, 10% lluvia pesada) y 50% época seca.

Resultante: $(0.5 * CL_{dry}) + (0.4 * CL_{ar}) + (0.1 * CL_{hr})$, (4.10)

donde: CL_{dry} : Pérdidas corona para época clara
 CL_{ar} : Pérdidas corona para lluvia promedio
 CL_{hr} : Pérdidas corona para lluvia pesada

Las pérdidas totales de la línea de transmisión de 230 Kv. para varias condiciones de clima se evalúan de acuerdo al siguiente modelo de lluvia en centímetros por hora:

Lluvia leve (0.08 cm/hr)
Lluvia promedio (0.98 cm/hr)
Lluvia pesada (1.27 a 2.54 cm/hr)

4.7 Cálculo de pérdidas corona en época seca y lluviosa

A continuación se describen los parámetros que se consideran para la cuantificación de los valores de pérdidas por efecto corona en buen tiempo y en mal tiempo.

4.7.1 Datos de entrada del sistema y ambiente

• Carga máxima en MVA:	116
• Voltaje máximo de diseño en kV:	245
• Voltaje máximo de diseño de línea a tierra V_{LN}	
$V_{LN} = V_{\text{máx L-L}} / 1.73$ en kV:	141
• Voltaje nominal línea a línea en kV:	230
• Corriente nominal en amperios:	291
• Frecuencia del sistema en Hz:	60
• Factor de planta:	0.85
• Factor de potencia de la carga:	0.95
• Distancia de la línea en Kms:	44.5
• Temperatura ambiente en °C (soleado):	40
• Temperatura ambiente en °C (lluvioso):	25
• Factor densidad del aire: A 40°C (seco)	0.9518
A 25°C (lluvia)	0.9997

4.7.2 Datos de entrada económicos

• Costo del KWH en US\$:	0.0583
• Tasa de interés anual en %:	16

4.7.3 Datos de entrada definidos por la silueta de estructura típica

Se consideran las dimensiones físicas de la estructura en construcción tangente, es decir, las distancias entre fases, la distancia entre los dos conductores por fase si éste fuera el caso, las distancias medias geométricas respectivas, las alturas de anclajes, flechas y tramos máximos obtenidos en el

capítulo 3, también se calcula la altura media geométrica y el radio medio geométrico.

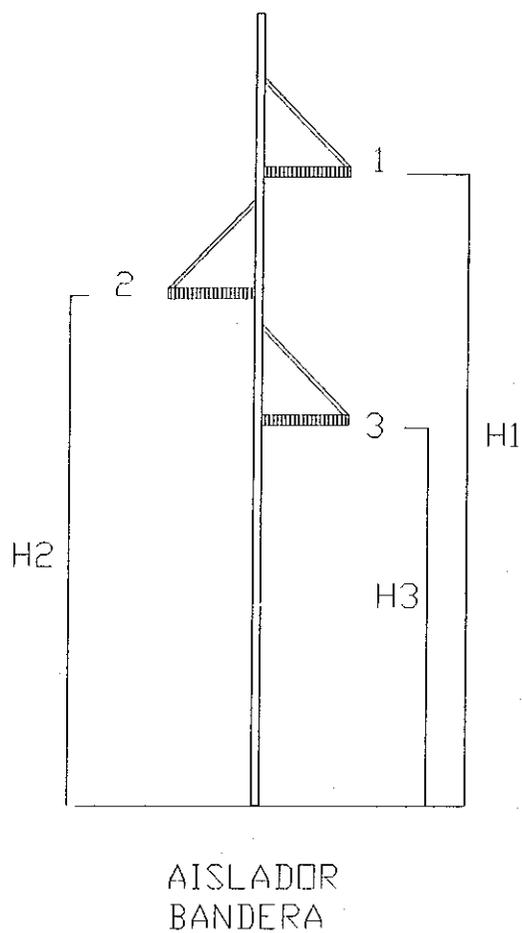
- Distancia entre conductores, ver figura 14

1 y 2 en metros: 6.02

2 y 3 en metros: 6.09

3 y 1 en metros: 5.03

Figura 14. Alturas de conductores a tierra de silueta



- Distancia de los dos conductores por fase = 45 cm.
- Alturas de anclaje de conductores en aisladores 1, 2 y 3:

Superior: 21.42 m

Medio: 18.91 m

Inferior: 16.39 m

- Distancia media geométrica DMG en metros:

$$DMG = \sqrt[3]{D12 D23 D31} \quad (m) \quad (4.11)$$

De los resultados obtenidos en el capítulo 3, las flechas y tramos para cada uno de los conductores considerados, se muestran en la tabla XVIII, donde por ejemplo 2x266.8 se refiere a dos conductores por fase 266.8 kcmil.

Tabla XVIII. Flechas y tramos

Conductor	2x266.8 ACSR	2x336.8 ACSR	2x477.0 ACSR	652.0 AAAC	740.8 AAAC	740.0 ACAR
Flecha	3.40	2.90	2.11	3.40	3.40	3.40
Tramo	182	163	138	216	218	195

- Altura media del conductor, considerando un 70% de la flecha de cada conductor:

$$h = h_s - 0.70f \quad (m) \quad (4.12)$$

- Altura media geométrica HMG

$$HMG = \sqrt[3]{H1 H2 H3} \quad (m) \quad (4.13)$$

Donde:

H1, H2 y H3 son las alturas de conductores al suelo.

- Radio medio geométrico RMG

$$RMD = \sqrt[3]{N r_e (2R)^{(n-1)}} \quad (m) \quad (4.14)$$

Donde: n: Número de conductores por fase
 r_e : Radio exterior del conductor en cms
 2R: Distancia del bundle en 45 cms

4.7.4 Aplicación del método

La metodología para el calculo de las pérdidas corona descrita con anterioridad se aplica para las configuraciones de conductores considerados para el análisis, identificados en el capítulo No. 2, también se desarrolla considerando las pérdidas por efecto corona en época seca, lo cual no es significativo ya que para todos los conductores el valor resultante es 0 kw/km (0 KWH); sin embargo, en el período lluvioso las pérdidas corona se presentan, pero no son tan significativos como las pérdidas Joule, como puede verse en la tabla de resultados de pérdidas del apéndice C. Generalmente, se acepta que las pérdidas por efecto

Corona no sean mayores del 10% de las pérdidas Joule.

El cociente resultante de dividir el voltaje crítico disruptivo por el voltaje al neutro de operación de la línea se llama coeficiente de seguridad, el cual es el inverso del factor F, descrito en el inciso 4.6 y se expresa como:

$$\text{Coeficiente de seguridad} = V_o/V_n$$

Es recomendable que el voltaje crítico disruptivo esté por encima del voltaje de operación de la línea, para que el coeficiente de seguridad sea mayor que uno en condiciones atmosféricas despejadas y en mal tiempo.

En la expresión 4.8, el radio del conductor es directamente proporcional al voltaje crítico disruptivo, por lo que para limitar el efecto corona al diseñar la línea, es importante adoptar un diámetro del conductor lo suficientemente grande para que el coeficiente de seguridad resulte mayor que uno, por lo general mayor de 1".

4.8 Evaluación económica

El propósito de esta evaluación es comparar los beneficios económicos al utilizar dos conductores por fase versus un conductor por fase para la línea de 230 kV en análisis, con una longitud aproximada de 44.5 kms.

4.8.1 Costos de operación

Los costos de operación que se traducen en los costos de pérdidas Joule y Corona cuando la línea ésta energizada y transportando la energía eléctrica.

4.8.1.1 Pérdidas Joule

Las pérdidas totales por calentamiento en el conductor se expresan por la fórmula siguiente, donde el análisis para cada cable se estudian en detalle en el capítulo 2.

$$\text{Pérdidas Joule} = 3 I^2 R \quad (\text{kW/km}) \quad (4.15)$$

Donde: I: Corriente de carga normal en amperios
Rac: Resistencia AC a la temperatura de operación del conductor en Ohms/km.

4.8.1.2 Pérdidas corona

De acuerdo a la metodología descrita con anterioridad para el cálculo de las pérdidas por el efecto corona y a la composición del modelo de clima adoptado durante el período de un año, según la ecuación 4.10 del inciso 4.6, se obtienen los valores de pérdidas en buen tiempo (seco), en mal tiempo (Lluvia pesada), Lluvia promedio (0.5 Lluvia pesada) y pérdidas compuestas en la tabla XIX. También ver, tabla XXXVIII resumen de pérdidas en el apéndice C.

Tabla XIX. Valores de pérdidas corona

Pérdidas corona Trifásicas En kW/km	266.8 kcmil Partridge	336.8 kcmil Linnet	477.0 kcmil Hawk	652.0 kcmil Elgin	740.8 kcmil Flint	740.0 kcmil Grosbeak
Buen tiempo (seco)	0.388	0.304	0.238	0.160	0.141	0.141
Mal tiempo (lluvia pesada)	8.580	1.700	0.000	31.40	23.02	25.040
Lluvia promedio (0.5 Lluvia pesada)	4.29	0.850	0.000	15.70	11.51	11.520
Modelo compuesto 0.5(Seco)+0.4(Promedio)+0.1(Pesada)						
Valor compuesto	2.77	0.66	0.12	9.50	6.90	6.98

4.8.2 Costos de construcción

Para cuantificar los costos de construcción, a continuación se describe la metodología que determina los costos de materiales y mano de obra por kilómetro de línea, para las configuraciones de conductores adoptadas. El principio es, definir el costo de la silueta de estructura típica (Ver Figura 1, Apéndice B) si utiliza un conductor cuyos costos ya son conocidos. Los costos de dicha estructura se dividen principalmente en cinco partes:

- Postes
- Conductor
- Aisladores
- Herrajes
- Construcción de la línea.

Los ajustes a cada una de las cinco partes en que se divide la silueta típica, están en función principalmente del comportamiento mecánicos de la estructura ante los diferentes calibres de conductores. Dichos ajustes se hacen por medio de factores múltiples, los cuales dependen de los incrementos o disminuciones del tramo máximo para cada caso. La máxima longitud interpostal relaciona directamente proporcional los requerimientos de la línea en la cantidad de postes, aisladores y herrajes. Por lo que, se utilizan los factores de corrección para proyectar los costos de las siluetas de los diferentes conductores modificando por ejemplo, el número de estructuras por kilómetro, tensión de tendido, número de aisladores, costo de mano de obra, etc.

4.8.2.1 Factor "n"

Esta en función del número de conductores por fase, donde:

$n = 1$ para un conductor por fase

$n = 2$ para dos conductores por fase

4.8.2.2 Factor de tramo "A"

El factor de tramo A, indica el porcentaje a multiplicar al número de postes por kilómetro en función de la relación de tramos L/L_B para obtener la

cantidad de postes por kilómetro:

$$A = 1 + (1 - L/L_B)$$

Donde: L: Tramo máximo calculado por momentos o por flecha máxima permisible.

L_B: Tramo base, 230 m para conductor FLINT 740.8 MCM AAAC-6201.

4.8.2.3 Factor de peso del conductor "B"

Es la relación que existe entre el peso del conductor a considerar con respecto al peso del conductor base.

$$B = W_C / W_B$$

Donde:

W_C: Peso del conductor a considerar en Lbs/pie

W_B: Peso del conductor base FLINT 740.8 MCM, en Lbs/pie

4.8.2.4 Factor de peso de aisladores "C"

El factor de peso de los aisladores C, se aplica a los costos de aisladores a considerar, el cual depende de la capacidad del aislador base de soportar la carga mecánica debida a los conductores.

Para n=1 C = nB

Para n=2 C = 1 + 0.15 nB

Donde: n y B son factores arriba mencionados y 0.15 es un porcentaje de incremento en el precio por aumento en la resistencia a la carga mecánica.

4.8.2.5 Factor "D"

El factor D , se aplica para el caso cuando se utilizan dos conductores por fase, el cual considera el costo de los separadores de los conductores de fase en función del peso del conductor.

$$D = K_e (B)$$

Donde:

K_e : Costo aproximado y/o instalación de separadores de dos conductores por fase, 117.65 US\$/Km

B : Factor de peso del conductor

4.8.2.6 Aplicación de factores

Los factores múltiples de corrección se aplican entonces para obtener los costos de mano de obra y materiales, según se expresa en los siguientes casos:

- Postes = $A (P_o)$
- Aisladores = $C (A_i)$
- Herrajes = $n A B (Her) + D$
- Cable = $n B (C_a)$
- Hilo guarda = Hg base
- Desrame y otros = Desrame base

Donde:

A, B, C, D y n son factores de corrección

Po: Referencia base (costo de postes/Km) ó
(costo de instalación/Km)

Ai: Referencia base (costo de aisladores/Km) ó
(costo de instalación de aisladores/Km)

Her: Referencia base (costo de herrajes/Km) ó
(costo de instalación de herrajes/Km)

Ca: Referencia base (costo de cable/Km) ó
(costo de instalación de cable/Km)

Hg: Referencia base (costo cable de hilo de guarda/Km) ó
(costo de instalación hilo de guarda/Km)

Desrrame base o de referencia

4.8.3 Costo de construcción del proyecto base

Los costos aproximados que se utilizaron como base, fueron tomados de un proyecto determinado construido en 1992, los cuales se expresan en US\$/Km

Descripción	Cantidad
• Postes	15,000.00
• Aisladores	13,000.00
• Herrajes	3,500.00
• Conductor	9,500.00
Sub-total materiales	41,000.00

- Topografía
 - Estudio de suelos
 - Derechos de paso
 - Derechos de vía
 - Indemnizaciones
 - Trabajo forestal 9,600.00
- Construcción 14,000.00
- Relocalización líneas
 - Consultoría
 - Sistema PLC
 - Ingeniería y supervisión 16,500.00

COSTO TOTAL APROXIMADO US\$/km 81,100.00

4.8.4 Análisis de resultados

Los resultados que se obtuvieron de la evaluación económica de pérdidas totales compuestas por el efecto joule, corona y aislamiento, así como los costos de construcción ambos en unidades relativas, se presentan en el apéndice C, en tablas y figuras. Como se menciono con anterioridad el punto optimo para la selección del conductor es la menor sumatoria de dichos costos.

En la tabla XXXVI, se resume los factores de corrección para los costos de construcción, dichos factores permiten la modificación de los costos para cada tipo de conductor. El conductor base, considerado de referencia es 740.8 kcmil AAAC-6201 Flint.

En las tablas XXXVII y XXXVIII, se presenta los datos de entrada que se

consideraron y los datos calculados para obtener los valores de pérdidas corona en lluvia pesada, lluvia promedio y pérdidas corona compuestas.

En las figuras 34 y 35, se pueden observar que las pérdidas totales en kW/km compuestas por el calentamiento Joule, Corona y Aislamiento son las más bajas para el conductor Grosbeak 740.0 kcmil ACAR y más altas para los dos conductores por fase Partridge 266.8 kcmil ACSR de la gráfica 1 y en la gráfica 2 se presenta lo mismo pero en unidades relativas, lo que refleja que a medida que el calibre del conductor aumenta las pérdidas disminuyen.

En la figura 36, se presentan los costos de construcción en unidades relativas de los conductores seleccionados, en la cual se indica que para la familia de conductores ACSR el conductor Partridge es el menor y va aumentando hasta llegar al conductor Hawk. Para la familia de conductores de aluminio AAAC-6201 y ACAR, el conductor Elgin es el de menor costo y aumenta hasta llegar al Grosbeak. De las dos familias de conductores el que presenta más bajo costo de construcción son los conductores de solo aluminio.

En la figura 37, se presenta la suma de los costos anuales nivelados de construcción versus las pérdidas totales en unidades relativas. En dicha gráfica se indica el punto óptimo, correspondiente al conductor donde la suma de dichos costos es menor, según tabla XX, el cual es:

Un conductor por fase 740.8 Kcmil, AAAC-6201 Flint

**Tabla XX. Resumen de costos de construcción versus pérdidas
totales en unidades relativas**

DESCRIPCIÓN	1CTO (2C/F)	1CTO	1CTO	1CTO	1CTO	1CTO
	ACSR 266.8 KCMIL PARTRIDGE	(2C/F) ACSR 336.8 KCMIL LINNET	(2C/F) ACSR 477.0 KCMIL HAWK	(1C/F) AAAC- 6201 652.0 KCMIL ELGIN	(1C/F) AAAC- 6201 740.8 KCMIL FLINT	(1C/F) ACAR 740.0 KCMIL GROSBEAK
COSTO ANUAL NIVELADO DE CONSTRUCCION POR Km, EN UNIDADES RELATIVAS	1.136	1.285	1.565	0.993	1.000	1.084
COSTO ANUAL NIVELADO DE PERDIDAS TOTALES POR Km, EN UNIDADES RELATIVAS	2.330	1.850	1.300	1.150	1.000	0.930
SUMA ANUAL NIVELADA + CONSTRUCCION + PERDIDAS UNIDADES RELATIVAS/KM	3.470	3.140	2.860	2.140	2.000	2.010

5. NORMAS DE CONSTRUCCIÓN

Previo a definir las normas de construcción es necesario verificar la coordinación del aislamiento y el blindaje de la línea contra las sobretensiones producidas por rayos principalmente. También es importante verificar el impacto los efectos eléctricos producidos por la línea en el medio ambiente.

5.1 Coordinación de aislamiento

Se entiende por coordinación de aislamiento, como la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados a los aislamientos de equipos y partes de instalaciones y también los esfuerzos resistentes por parte de estos. Los esfuerzos dieléctricos aplicados se deben fundamentalmente a la presencia de sobretensiones, los cuales son valores de tensiones mayores a la tensión máxima permisible de operación. Estas sobretensiones para su estudio se agrupan como:

- a) Por descargas atmosféricas (por efecto de rayo)
- b) Por maniobra de interruptores (disyuntores)
- c) A la frecuencia del sistema

Las sobretensiones por descargas atmosféricas se deben al efecto de la corriente del rayo sobre las instalaciones, los rayos inciden principalmente sobre las líneas de transmisión y a la fecha no es posible evitar su presencia, de manera que los criterios de protección están orientados a reducir solamente sus efectos. Algunos de los procedimientos que se consideran para disminuir el efecto de las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión son principalmente;

proporcionar a la línea un blindaje adecuado por medio del hilo de guarda, garantizar un valor de resistencia bajo de conexión a tierra de la estructura y desarrollar un buen diseño de aislamiento de la línea. El estudio de las sobretensiones atmosféricas se organiza por lo general en la forma siguiente:

- Analizando la formación y la física de las descargas
- Evaluando la naturaleza estadística de los rayos y su relación con los sistemas eléctricos

Las sobretensiones por maniobras de interruptores, en general, se deben a cualquier operación de apertura o cierre de los mismos, ya sea en forma programada por algún mantenimiento o por alguna señal de la protección a causa de una falla, como cortocircuito, etc. Dichas maniobras de interruptores dan lugar a sobretensiones transitorias cuya duración va de microsegundos a milisegundos. Las principales causas de estas sobretensiones son por desconexión y cierre de líneas de transmisión de alta tensión en vacío (en líneas de 230 kV o mayores), por desconexión de bancos de transformadores en vacío, fallas de línea a tierra, etc.

Las sobretensiones temporales o a la frecuencia del sistema, se producen por condiciones de operación propias del sistema eléctrico, éstas sobretensiones se encuentran en el rango de milisegundos hasta los segundos, su origen se debe a las oscilaciones de voltaje propios del sistema que ocurre a la frecuencia del mismo. Se encuentran principalmente por la operación de líneas con baja carga, por el rechazo de carga en las centrales eléctricas, etc.

Otro aspecto importante de la coordinación de aislamiento es conocer el efecto de las sobretensiones sobre los equipos y partes de las instalaciones

eléctricas, el cual se determina por el concepto de la tensión dieléctrica resistente, que establece el máximo esfuerzo dieléctrico que un equipo o parte de la instalación puede soportar aunque se produzca la ruptura dieléctrica o falla. Para ello los aislamientos se clasifican en dos categorías:

- Aislamiento autorecuperable
- Aislamiento no autorecuperable

Los aislamientos autorecuperables son aquellos que cuando una sobretensión produce la ruptura eléctrica o presencia de arco, recupera por sí mismo sus características dieléctricas, dentro de esta categoría se encuentran los aisladores de las líneas de transmisión que se construyen de porcelana, vidrio o eventualmente materiales de resina epoxica, también la distancia del aire entre fases o de fase a tierra en las líneas de transmisión.

Los aislamientos no autorecuperables, no son aplicables en las líneas de transmisión ya que estos son aquellos que cuando sufren la ruptura dieléctrica por efecto de una sobretensión quedan permanentemente dañados, por ejemplo, los aislamientos internos de los transformadores como el aceite, papel, etc.

5.1.1 Sobretensiones de origen atmosférico (rayos)

Las descargas atmosféricas constituyen un fenómeno de naturaleza aleatoria y es uno de los factores más importantes del origen de fallas en los sistemas eléctricos; al menos un 75% de los disturbios tienen relación con el efecto que producen los rayos. Para su estudio se considera principalmente, la naturaleza de las descargas, el efecto de las descargas y su reproducción, así como los criterios de diseño.

Existen distintas teorías que tratan de explicar la formación de los rayos; las más aceptadas establecen que debido al campo eléctrico que existe alrededor de la tierra, el cual tiene un valor de 130 V/m aproximadamente si se mide en sentido descendente. Este campo interactúa con las nubes más cercanas a la superficie de la tierra, de manera que las gotas de agua y hielo que se encuentran en las nubes quedan polarizadas.

La acción del viento hace que las cargas se separen dentro de las nubes, de manera que se agrupan en áreas diferentes y predominantemente positivas y negativas. Se estima que la parte superior de estas nubes puede llegar a tener una temperatura de hasta -40°C en una franja de 5 kms a 10 kms con respecto al nivel del suelo, en tanto que la parte inferior puede tener temperaturas del orden de 5°C en una franja de 2 kms con respecto al nivel del suelo.

Las cargas electrostáticas en las nubes crean campos eléctricos que son relativamente fuertes y cuando excede la rigidez dieléctrica del aire de 30 kV/cm, que a la altura de las nubes es sensiblemente menor por la densidad relativa del aire, inicia la ionización del aire que conduce a la ruptura dieléctrica o formación del arco eléctrico conocido como rayo.

La ionización del aire puede producir descargas de nube a nube o de nube a tierra, desde el punto de vista del estudio de los sistemas eléctricos las descargas de nube a tierra son las de mayor interés y dependiendo de la polaridad del centro de carga de la nube, la descarga puede ser positiva o negativa, descendente o ascendente respectivamente, las estadísticas indican que el 80% al 90% de los rayos son negativos. Por el sentido de avance del canal guía, cuando este va de nube a tierra se denomina rayo descendente y cuando va

al contrario se llama rayo ascendente.

El análisis físico de las descargas, se puede hacer en forma analítica o bien basándose en conceptos experimentales de laboratorio, esto último analiza el campo generado a nivel del suelo por un canal descendente de cargas electrostáticas creado artificialmente en un laboratorio y relaciona la altura, la carga electrostática y la corriente del canal con respecto a tierra, ver figura 15.

Donde:

L, es la longitud del canal

D, es la distancia de la parte inferior del canal con respecto al suelo

E, es el campo eléctrico al nivel del suelo

I, es la corriente del canal de descarga

d, es el elemento de longitud del canal

Este tipo de análisis considera que el 10% de la carga se concentra en la parte superior y el 90% se distribuye a lo largo del canal, de manera que si q , representa la carga distribuida, la carga total se puede expresar como:

$$Q = 0.1Q + Lq$$

Y para el canal en particular:

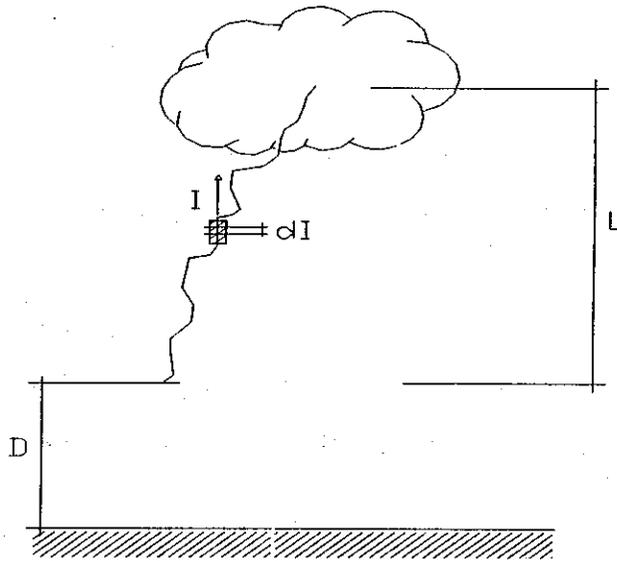
$$Q = 0.1Q + (L - D)q$$

El campo generado por este campo al nivel del suelo se determina como:

$$E = q(1-k)(qk+1)/[(2\pi\epsilon_0 L)(qk^2)]$$

Donde: $k = D/L$

Figura 15. Esquema de descarga de un rayo por una nube



Para aplicaciones practicas es conveniente expresar el campo eléctrico E en términos de la corriente, en lugar de la carga electrostática, esto se puede expresar como:

$$Q = 0.9I/15L$$

Donde:

I, corriente del rayo en kA

q, carga por unidad de longitud en el canal en coulombs

Un valor típico de L desde su formación hasta la descarga es 2000

metros, para este valor, los valores de q para distintas corrientes son:

I(kA)	10	20	50	75	100	150	
q($\mu\text{C}/\text{m}$)		300	600	1500	2250	3000	4500

El valor del campo eléctrico o gradiente de potencial que se ha determinado que es el requerido para producir la ruptura dieléctrica final es $E = 500 \text{ kv/m}$, con este valor se ha llegado a una expresión empírica que permite relacionar en laboratorio a la distancia con la corriente, en este caso sería la correspondiente la crítica del rayo.

$$d(\text{m}) = 10I^{2/3}, \quad I \text{ en kA}$$

$$\text{Para } I = 10 \text{ kA, } d = 10(10)^{2/3} = 46 \text{ m}$$

5.1.2 Naturaleza estadística de las descargas atmosféricas

Para análisis del comportamiento de los sistemas eléctricos bajo la acción de las descargas atmosféricas es necesario considerar su carácter aleatorio, es decir que no corresponde a fenómenos con un comportamiento determinístico más bien son de naturaleza probabilística, los dos conceptos que se analizan son:

- La densidad de rayos a tierra o el nivel cerámico
- La distribución de corrientes del rayo

El concepto de densidad de rayos a tierra representa una forma de medir el número de descargas o rayos que inciden por unidad de área en km^2 , éste valor se determina por medio de contadores de descargas. Asociado al concepto de

densidad de rayos a tierra se tiene el de nivel cerámico, el cual se define como el número promedio de días con tormenta anual en un sitio, por ejemplo; un nivel de 30 representa 30 días de tormenta etc. Para representar gráficamente esta información que es del tipo puntual se unen los puntos que tienen el mismo valor o nivel cerámico por medio de curvas que se denominan isocerámicas.

En los años recientes el nivel cerámico se ha verificado o determinado a partir de las mediciones de la densidad de rayos a tierra, donde existen relaciones matemáticas empíricas que establecen que:

$$N_g = 0.12 DT$$

Donde:

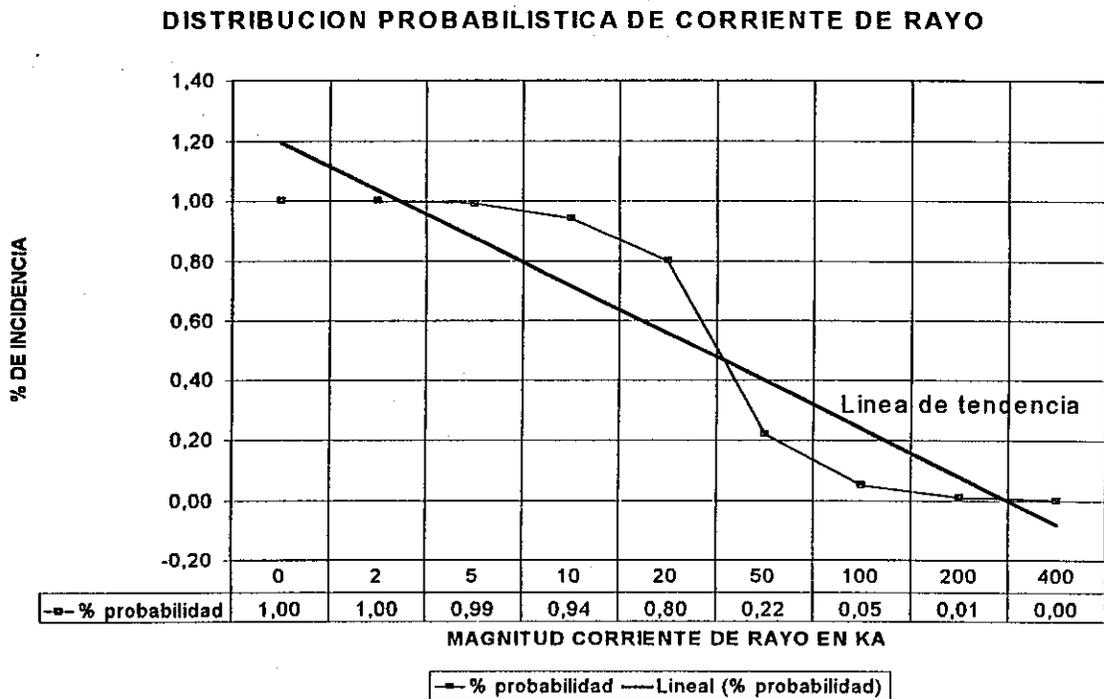
N_g = densidad de rayo a tierra # de rayos/km²

DT = Nivel cerámico

Por ejemplo, para la zona costera del puerto quetzal a Escuintla le corresponde un nivel isocerámico de 100, el cual tiene $0.12(100) = 12$ rayos/km².

Con propósitos de aplicación es conveniente tener una idea de la distribución probabilística de la magnitud de la corriente del rayo, existen varias curvas de distribución obtenidas experimentalmente en las estaciones diseñadas para tal fin, la curva de la figura 16, de referencia es la reportada por el Comité 33 de la CIGRE (Comité de Coordinación de Aislamiento).

Figura 16. % Incidencia vrs corriente del rayo



Fuente: Comité 33 de la CIGRE

De la figura anterior se puede observar en el eje de las abscisas, que para una corriente de 10 kA se obtiene un 94% de probabilidad de ocurrencia en el eje de las ordenadas, en cambio para una corriente de 50 kA le corresponde una probabilidad de ocurrencia del 22%. Para fines de diseño o análisis de comportamiento de las instalaciones, se adopta el criterio de seleccionar los valores de corriente que tengan mayor probabilidad, por ejemplo 10 kA es el más utilizado.

Para determinar el número de descargas que inciden sobre la línea de transmisión se utiliza la siguiente expresión empírica:

$$N_L = 0.012 DT W$$

Donde: N_L , es el número de rayos en la línea/100 kms por año
 DT, es el nivel cerámico
 W, es el ancho efectivo de la línea, que se calcula como:

$$W = b + 4 h^{1.09}$$

b, separación entre hilos de guarda

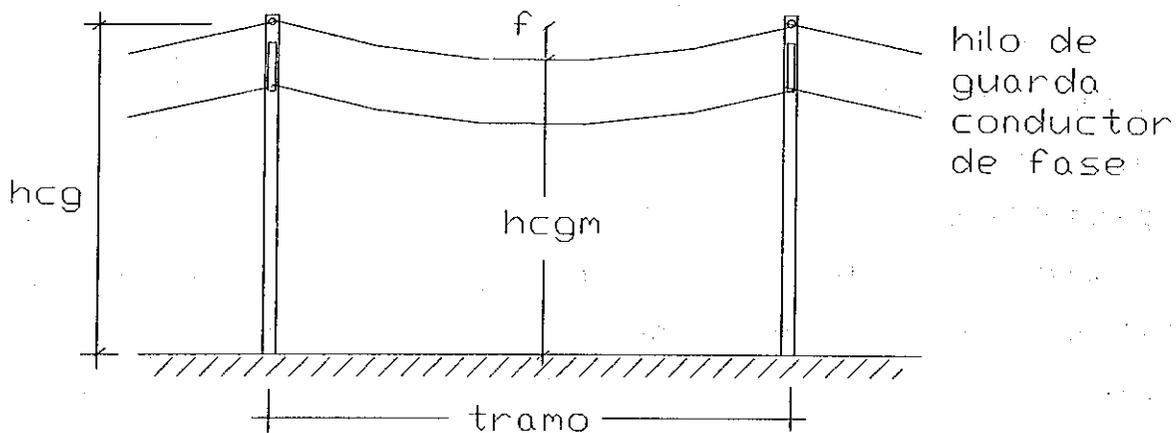
h, es la altura de la grapa del conductor más alto

$$h = hcg - \frac{2}{3}(hcg - hcgm)$$

hcg, es la altura del hilo de guarda en la estructura

hcgm, es la altura del hilo de guarda en el punto medio del tramo, donde la diferencia $hcg - hcgm$ corresponde a la flecha f, en el punto medio del tramo (ver Figura 5-2)

Figura 17, tramo interpostal



Para la línea de transmisión, que estamos estudiando tenemos que $b = 0$

debido a que se tiene un solo hilo de guarda; la altura del hilo de guarda al suelo es 23.70 m; para calcular la flecha del hilo de guarda dado el tramo dominante de 230 m, el peso de 0.3056 kg/m y la tensión de tendido de 1,272.75 kg, se obtiene la flecha de la fórmula siguiente:

$$f = (0.3056 \text{ kg/m})(230 \text{ m})^2 / (8(1,276 \text{ kg})) = 1.59 \text{ m}$$

$$h = 23.70 - 2/3(1.59) = 22.64 \text{ m}$$

El ancho efectivo de la línea viene dado por:

$$W = 0 + 4(22.64)^{1.09} = 120 \text{ m}$$

Por lo que, el número estimado de descargas a la línea con un nivel cerámico de 100 es:

$$N_L = 0.012 (100)(120) = 144 \text{ rayos en la línea por 100 kms al año}$$

Como la línea de transmisión tiene una longitud de 44.5 kms, podemos concluir que se estima, que al menos 72 rayos al año incidirán en la línea, de éste total de rayos solo algunos probablemente producirán flameos o fallas de aislamiento.

De los rayos que inciden a la línea de transmisión pueden caer sobre las estructuras, el hilo de guarda o los conductores de fase; las sobretensiones que aparecen son producto de la corriente del rayo con la impedancia característica de estos elementos. La impedancia característica no es el valor ohmico en forma $Z = R + jXI$, sino más bien es la impedancia aparente a las ondas de alta frecuencia como es el caso de las ondas de rayo.

5.1.3 Caída de los rayos sobre las estructuras (postes)

Cuando un rayo cae sobre una estructura, la corriente que circula por ella produce una caída de voltaje ($V_T = IZ_T$), donde Z_T es la impedancia característica de la estructura (poste), la cual depende de parámetros geométricos y se calcula suponiendo que el poste es cilíndrico de radio R_T y tiene una altura al suelo H_T de acuerdo a la siguiente expresión, ver capítulo 12 pg 556 ⁽¹⁾:

$$Z_T = \frac{1}{2}[60 \ln(H_T/R_T) + 90 (R_T/H_T) - 60] \text{ en (ohm)}$$

Para este caso, como se utiliza un poste de concreto de 27 metros de altura, para el cual le corresponde un radio R_T sobre el nivel del suelo de 30.75 cms y una altura de poste sobre el nivel del suelo de 23.8 m. Ver figura 33, del apéndice B. Calcular la sobretensión en el poste, si de acuerdo con la curva de probabilidad de corriente de rayo, se presenta una descarga de 10 kA con un 94% de probabilidad de incidencia.

$$Z_T \text{ del poste} = \frac{1}{2}[60 \ln(23.8/0.3075) + 90(0.3075/23.8) - 60] = 101 \text{ Ohm}$$

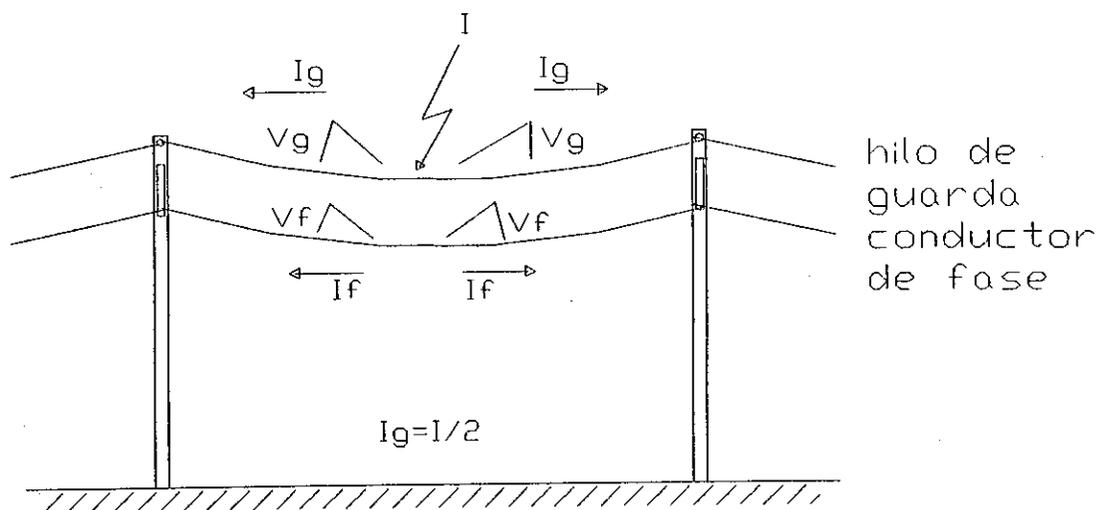
El voltaje que aparece entre la punta del poste y el suelo en forma instantánea en un tiempo estimado de 300 μ s para una corriente de rayo de 10 kA y sin conexión a tierra del poste en ese momento, es:

$$V \text{ de descarga en el poste} = 10 \times 101 = 1,010 \text{ kV}$$

5.1.4 Caída de los rayos sobre el hilo de guarda y los conductores de fase

Cuando se presenta una descarga en los cables de guarda parte se conduce a tierra a través de los postes que están directamente conectados a los cables de guarda y parte por inducción se va a los cables de las fases. Dado que las corrientes de fase son cero en el instante de la descarga, por simplicidad en el análisis se puede considerar un conductor de fase solamente, ver figura 18.

Figura 18. Esquema de incidencia del rayo en el hilo de guarda



Cuando el rayo cae sobre el cable de guarda, se originan dos ondas de corriente de rayo en el hilo de guarda que tienen un valor igual a $I/2$ y que viajan en sentido opuesto hacia las estructuras más cercanas a través de las cuales se descargan a tierra. Las ondas de tensión que aparecen para el arreglo de dos conductores son:

$$\begin{vmatrix} V_f \\ V_g \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Z_{ff} & Z_{fg} \\ Z_{gf} & Z_{gg} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 0 \\ I_g \end{vmatrix}$$

Donde: V_f = Voltaje en el conductor de fase
 V_g = Voltaje en el cable de guarda
 Z_{ff} = Impedancia característica propia del conductor de fase
 Z_{gg} = Impedancia característica propia del cable de guarda
 $Z_{fg} = Z_{gf}$ = Impedancia característica mutua entre el cable de guarda y el conductor de fase

Las impedancias características del conductor de fase Z_{ff} y del cable de guarda Z_{gg} , se calculan según las siguientes expresiones:

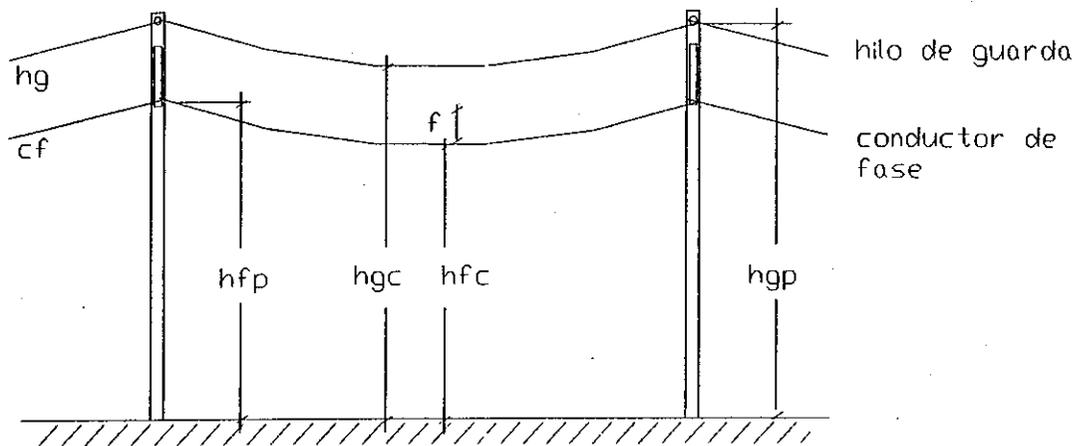
$$Z_{ff} = 60 \ln (2hf/r_f)$$

$$Z_{gg} = 60 \ln (2hg/r_g)$$

Donde: hf = altura del conductor de fase
 hg = altura del hilo de guarda en el poste
 r_f = radio del conductor de fase
 r_g = radio del hilo de guarda

Ver, esquema de la figura 19.

Figura 19. Esquema de alturas de la línea de transmisión



h_{fp} = Altura del conductor de fase en el poste

h_{fc} = Altura del conductor de fase en el punto medio del tramo

h_{gp} = Altura del cable de guarda en el poste

h_{gc} = Altura del cable de guarda en el punto medio del tramo

$$h_f = h_{fp} - \frac{2}{3}(h_{fp} - h_{fc})$$

$$h_g = h_{gp} - \frac{2}{3}(h_{gp} - h_{gc})$$

La expresión matricial anterior se puede escribir de acuerdo con las expresiones anteriores y la figura 20, como:

$$\begin{vmatrix} V_f \\ V_g \end{vmatrix} = 60 \begin{vmatrix} \ln(2h_f/r_f) & \ln(d'/d) \\ \ln(d'/d) & \ln(2h_g/r_g) \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 0 \\ 1/2 \end{vmatrix}$$

Desarrollando.

$$V_f = \frac{1}{2}(I)(60)\ln(d'/d), \quad V_g = \frac{1}{2}(I)(60)\ln(2h_g/r_g)$$

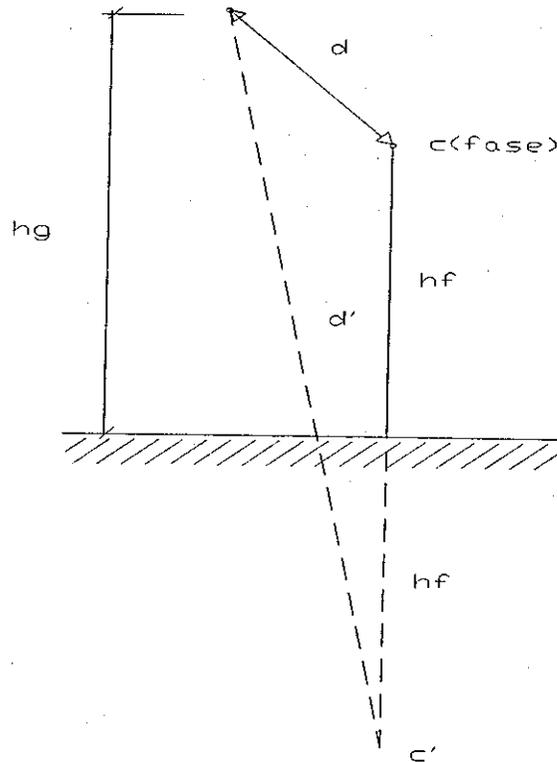
Dividiendo V_f/V_g se obtiene,

$$V_f/V_g = \ln(d'/d)/\ln(2hg/rg), \text{ despejando } V_f$$

$$V_f = V_g[\ln(d'/d)/\ln(2hg/rg)]$$

Al termino $[\ln(d'/d)/\ln(2hg/rg)] = c$, se conoce como coeficiente de acoplamiento $V_f = cV_g$, y generalmente está entre 0.2 y 0.3

Figura 20. Distancias de conductor imagen



Calcular el coeficiente de acoplamiento electrostático e impedancias características de la línea de transmisión que se está analizando en los ejemplos anteriores, conductor 740.8 kcmil Flint.

Las alturas efectivas son:

$$h_f = h_{fp} - 2/3(\text{fecha conductor}) = 18.73 - 2/3(3.40) = 16.46 \text{ m}$$

$$h_g = h_{gp} - 2/3(\text{fecha guarda}) = 23.71 - 2/3(1.59) = 22.64 \text{ m}$$

Las impedancias características son:

$$Z_{ff} = 60 \text{ Ln}(2h_f/r_f) = 60 \text{ Ln}[(2)(1646)/((0.99)(2.54))] = 430 \text{ Ohms}$$

$$Z_{gg} = 60 \text{ Ln}(2h_g/r_g) = 60 \text{ Ln}[(2)(2264)/((0.5)(0.3125)(2.54))] = 560 \text{ Ohms}$$

Para encontrar el coeficiente de acoplamiento, de la figura 33 Apéndice B, se puede deducir que $d = 5.70 \text{ m}$ y $d' = 42.6 \text{ m}$ por lo que, se obtiene $c = [(\text{Ln}(42.6/5.70))/\text{Ln}((2)(2371)/0.3968)] = 0.2142$

Si incide sobre el hilo de guarda una corriente de rayo de 10 kA la sobretensión que aparecerá momentáneamente será:

$$V_g = I/2 \times Z_{gg}$$

$$V_g = (10/2)(560) = 2800 \text{ kV}$$

La tensión inducida en los conductores de fase, por el hilo de guarda es:

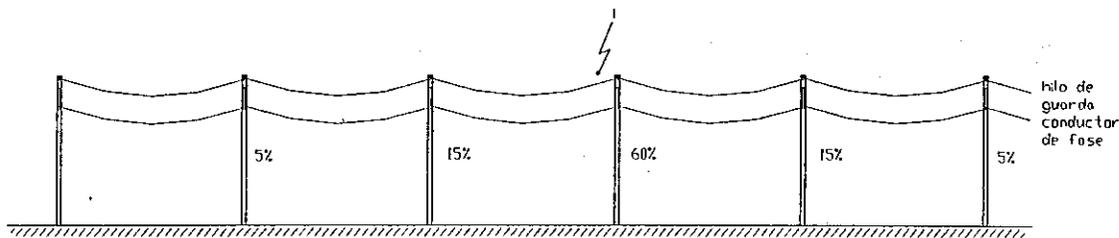
$$V_f = cV_g = (0.2142)(2800) = 599.76 \text{ kV}$$

Las descargas al hilo de guarda o al poste son conducidas a tierra por el

cable o polo a tierra, dichas descargas al pasar por diferentes valores de impedancias, se presenta el fenómeno de reflexión y refracción de las ondas las cuales dependen en mayor parte de la resistencia al pie del poste. Las ondas de voltaje que se reflejan debido a una resistencia a tierra elevada pueden exceder la rigidez dieléctrica del aire en un momento dado, cuando esto ocurre se presenta lo que se llama el flameo inverso, ya que la descarga va de tierra o estructura a conductor.

Para fines de calculo se considera que la corriente que circula por una estructura a tierra tiene la siguiente distribución; si la descarga es directa en la estructura se toma el 60% de la magnitud de la corriente del rayo, si la descarga se presenta en el hilo de guarda un 35% de la corriente del rayo, para ejemplo ver figura 21.

Figura 21. Distribución de la corriente de rayo en las estructuras



El sobrevoltaje en la parte superior de la estructura en un instante V'_T es 1,010 kV, para fines prácticos se puede considerar que el voltaje en la base de los aisladores V_c es el mismo V'_T , por otra parte como el voltaje inducido en el conductor de fase por el hilo de guarda es $V_f = 600$ kV y el voltaje de operación de 230 kV, se obtiene que el aislamiento está sometido en esas condiciones a un sobrevoltaje V_a , igual a:

$$V_a = V_c - (V_{\text{máx}} + V_f) = 1,010 - (230/1.73 + 600) = 277 \text{ kV,}$$

5.1.5 Resistencia al pie de la estructura

El valor de la resistencia al pie del poste (R_p), depende básicamente de la resistividad del terreno; R_p también se conoce como resistencia al pie de la torre, la cual para fines prácticos de cálculo se puede considerar una aproximación, asumiendo que si la tensión reflejada que aparece en la base del aislamiento debida a la resistencia de puesta a tierra es mayor que la tensión resistente del aislador V_a , se presentará el flameo inverso, para lo cual dicha consideración, se puede expresa como:

$$|R_p + |V_n| > V_a$$

Donde V_n es el valor momentáneo de la tensión nominal con su respectiva polaridad. Cuando se tienen valores elevados de resistividad del terreno, se puede reducir la resistencia al pie del poste por medio de la forma en como se conecta a tierra el poste, para lo cual básicamente existen dos métodos:

- a) Conexión a tierra por medio de varillas o electrodos
- b) Conexión a tierra por medio de contraantenas

Para cualquiera de los métodos de conexión a tierra que reducen la probabilidad de flameo inverso, se recomienda que la resistencia máxima al pie del poste sea de 10 ohm.

Si se utiliza un electrodo o varilla la resistencia al pie del poste viene dada por la siguiente expresión:

$$R_p = (\rho/2\pi L)\ln(2L/a) \text{ en ohm}$$

Donde:

ρ = resistividad del terreno en ohm-m

L = longitud de la varilla en m

a = radio de la varilla, ó el radio equivalente A, en m

- a) Si se utilizan dos o más varillas en paralelo, separadas una distancia d, entonces se tiene un radio equivalente, A:

$$\text{Dos varilla} = \sqrt{a d^2}$$

$$\text{Tres varillas} = \sqrt[3]{a d^2}$$

$$\text{Cuatro varillas} = \sqrt[4]{\sqrt{2} a d^2}$$

- b) Las contra antenas constituyen de hecho una red de tierras para la línea de transmisión y son una forma más efectiva de reducir el valor de resistencia al pie del poste, la contra antena puede ser un conductor de acero, aluminio o cobre, éste último para evitar los efectos de corrosión del suelo, los cuales se acostumbra enterrar a una profundidad de 50 a 60 cm debajo del nivel del suelo. El valor de resistencia al pie del poste se calcula como:

$$R_p = (\rho/\pi L)[\ln(2L/\sqrt{ad})-1] \text{ en ohm}$$

Donde: ρ = resistividad del terreno en ohm-m/mm²

L = longitud total de la contra antena en m

a = radio de la varilla, ó el radio equivalente A, en m

d = profundidad a que se entierra el conductor en m

Las mediciones de resistividad del suelo hechas a lo largo de 45 kms de la línea, en un total de 101 estaciones o puntos de lectura se obtuvieron diferentes valores que van desde 2 a 200 ohm de lectura de aparato, de los cuales un 85% fue menor de 10 ohm; el procedimiento que se utiliza normalmente para la medición de la resistividad del suelo, se conoce como el método de las cuatro terminales, el cual consiste en el siguiente procedimiento.

Con el aparato medidor de resistividad del suelo (Megger de tierras), se utilizan 4 varillas de hierro de 30 cms de largo, de las cuales se introducen en el suelo 15 cms y se separan 3 metros entre cada una y en línea recta. Dichas varillas se conectan al medidor por medio de cuatro cables, dos de dichas varillas de los extremos introducen una corriente de 10 mA aproximadamente en el suelo, la cual se distribuye en forma esférica a través del suelo y las otras dos varillas restantes se mide la caída de voltaje en el suelo por medio de la ley de Ohm, ver figura 22.

El Doctor Frank Wenner del Directorio de Normas de los Estados Unidos desarrolló la teoría y demostró que si la profundidad del electrodo (B) se conserva pequeño comparado con la distancia entre los electrodos (A), generalmente recomendada como $B = A/20$, se aplica la siguiente formula.

$$P = 2\pi AR$$

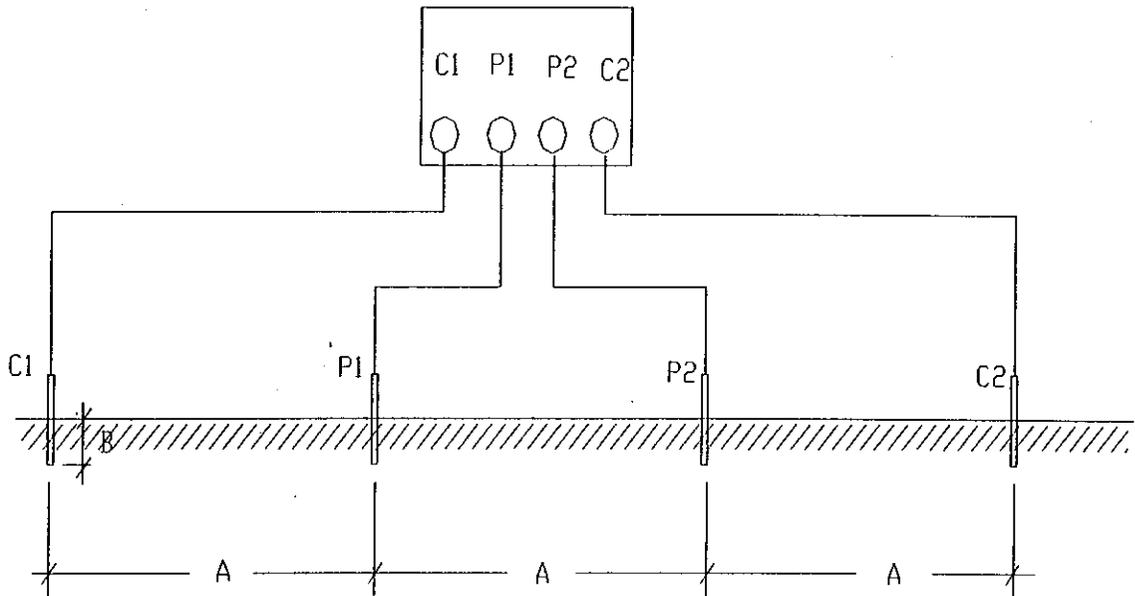
Donde, P es el promedio de la resistividad del terreno a la profundidad B en ohms-cm, π es la constante 3.1416, A es la distancia entre electrodos en cms y R la lectura del aparato en ohms.

El múltiplo $2(3.1416)(300)$ es 1885, el cual multiplica a la lectura del aparato para obtener la resistividad del terreno. Se puede decir, que si se utiliza una varilla de cobre de $5/8"$ x $8'$ el valor de lectura de aparato debe ser menor de 1.5 Ohms. Aproximadamente, el 70% de los valores medidos en el campo es menor de 1.5 Ohms, para este caso, con una lectura de aparato de 1.5 ohms, la resistividad del suelo es $1.5(1885) = 2,827$ ohms-cm (28 ohms-m), que le corresponde una resistencia del electrodo, Rp:

$$(28/(2(3.1416)(2.44)))[\text{Ln}(2(2.44)/0.008)] = 10 \text{ ohm}$$

Como las mediciones deben ser puntuales y cada caso se debe analizar específicamente, para valores de lecturas de aparato mayores de 1.5 Ohms y menores de 6 Ohms, se pueden utilizar dos, tres o cuatro varillas, según se describe en la metodología anterior. En los casos de lecturas de aparato mayores de 6 Ohms, es preferible utilizar contraantenas, ya que por ejemplo, para un valor de aparato de 7 Ohms, con 4 antenas de 5 metros de longitud cada una, se obtiene una resistencia de puesta a tierra de 9 Ohms. En todo caso, también es posible combinar el uso de varillas y contraantenas para lograr la puesta a tierra más económica, el diseño debe garantizar la puesta a tierra más económica ya que de lo contrario solamente se estaría enterrando el dinero con un diseño sobredimensionado.

Figura 22. Esquema del medidor de resistividad del suelo



5.1.6 Modelo electrogeométrico (blindaje)

Las descargas a los conductores de fase se presentan cuando hay fallas de blindaje, es decir cuando la posición relativa del cable de guarda a los conductores de fase no da el ancho de blindaje apropiado. Para analizar la probabilidad de falla del blindaje se hace uso del modelo electrogeométrico, el cual se basa en las siguientes hipótesis:

- a) La descarga atmosférica (rayo) está precedida de la formación de un canal guía conductor que cuando alcanza la tierra da paso a la descarga del rayo propiamente.
- b) La magnitud de la corriente del rayo es proporcional a la

tensión del canal guía previo a la descarga.

c) En su trayectoria a tierra el canal guía "Brinca" hacia aquel objeto que está a una distancia de la punta del canal guía igual a un valor que depende del potencial del canal y consecuentemente de la intensidad de la descarga a que da lugar, esta distancia se calcula de acuerdo con la expresión:

$$\pi_c = 9.4 I^{2/3}$$

Donde: π_c = distancia en metros
 I = corriente del rayo en kA

Para considerar la diferencia existente en la magnitud de la corriente del rayo cuando cae sobre un conductor de fase o si cae sobre el terreno, se considera el 10% mayor, se modifica la expresión como:

$$\pi_c = 9.4 (1.1 I^{2/3})$$

En el caso, que un rayo haga impacto sobre una línea de transmisión las descargas se pueden presentar sobre, un conductor de fase y puede haber un rompimiento dieléctrico entre el conductor y la estructura o bien en la estructura por el hilo de guarda. La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase depende fuertemente de la posición que tengan los cables de guarda cuya posición queda definida normalmente por lo que se conoce como el ángulo de blindaje. La configuración que ilustra el efecto del ángulo de blindaje se muestra en la figura 23.

Todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase, es necesario la magnitud de la corriente del rayo sea de un valor tal, que el producto $I(Z_c/2)$ produzca una tensión superior a la de flameo.

$$I = 2V_{co\%}/Z_c \quad (\text{kA})$$

Donde:

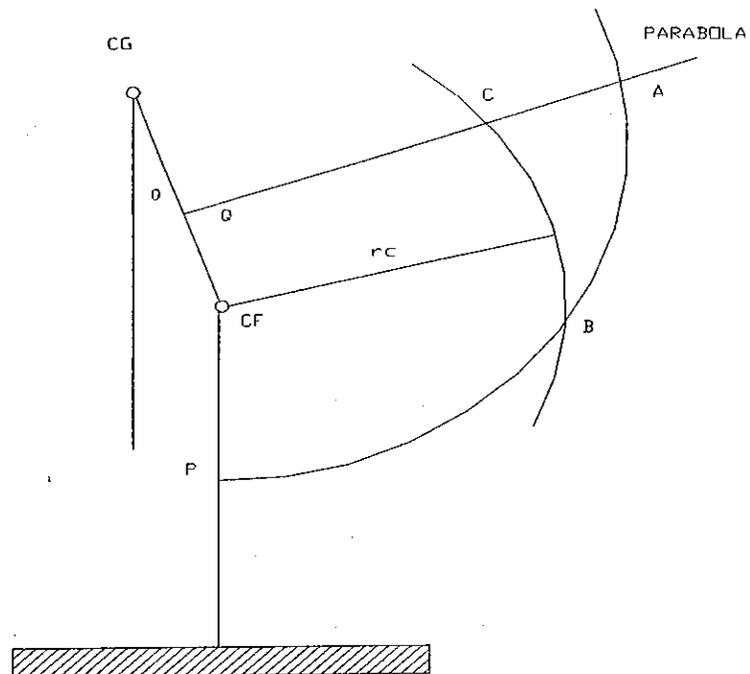
$$V_{co\%} = V_{50\%} - 2.5\sigma = 0.9 V_{50\%}$$

$V_{50\%}$ = Tensión crítica de flameo, con una probabilidad de flameo del 50%

σ = Desviación estándar con respecto a $V_{50\%}$ y que

Z_c = Impedancia característica del conductor

Figura 23. Esquema básico de blindaje



Donde: CG = cable de guarda

CF = Conductor de fase

O = Ángulo de blindaje

De la fórmula anterior, la corriente crítica del rayo sobre el conductor de fase, si se consideran las tensiones críticas de flameo (TCF) de 1092 kV y 1375 kV, son:

$$I = 2(0.9)(1092)/430 = 4.57 \text{ kA}$$

$$I = 2(0.9)(1375)/430 = 5.76 \text{ kA}$$

La teoría del modelo electrogeométrico establece que la probabilidad del flameo y en consecuencia de falla es mayor en la línea de transmisión mientras mayor sea el área ABC indicada en la figura anterior en donde:

QA, representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda CG y al conductor de fase CF

PA, es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase CF que del suelo

- QA y PA, constituyen punto de una parábola
- BC, constituyen un arco de circunferencia de radio π_c con centro en CF

Cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de CF, por otra parte si el punto de la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA el rayo incide en el suelo en lugar de CF. De lo anterior, se puede inferir que los puntos de inicio de descarga que pueden incidir

en el conductor de fase CF son aquellos que quedan dentro de la zona ABC. Para que no ocurra esto se requiere de lo que se conoce como blindaje total que significa que el área ABC se debe reducir prácticamente a un punto. Geométricamente se puede decir que la condición para tener un blindaje total es que el área ABC se reduzca a un punto, lo cual se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG – CF pase por el punto B, como se muestra en la figura 24, siguiente:

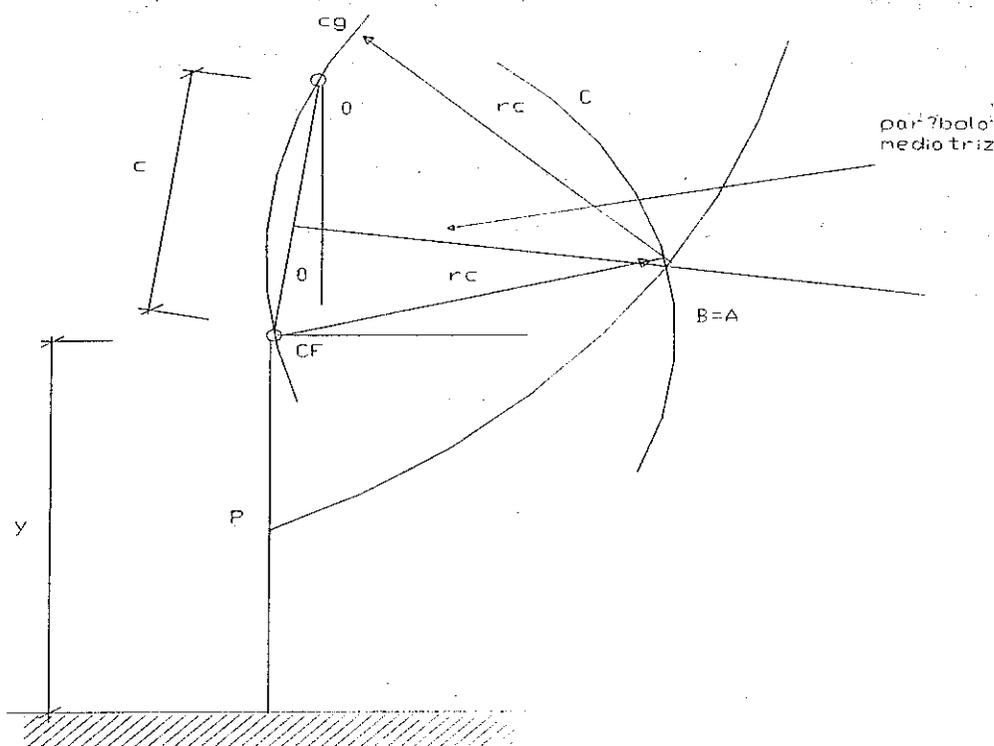
Donde: θ_0 = ángulo de blindaje total
 y = altura media del conductor de fase
 c = distancia del conductor de fase (CF) al cable de guarda (CG)

Por lo que, el ángulo de blindaje es

$$\theta_0 = \text{seno}^{-1}((\pi_c - y)/\pi_c) - \text{seno}^{-1}(c/2\pi_c)$$

Se observa en esta ecuación que el ángulo de blindaje se puede obtener a partir de las relaciones y/π_c y c/π_c .

Figura 24. Esquema para encontrar el ángulo de blindaje adecuado



Fuente: Diseño de líneas de transmisión, Harper, página 64

Si se considera una altura media del conductor $y = 16.46$ m, la distancia del conductor de fase al hilo de guarda $c = 5.70$ m,

- Para una TCF de 1092, la corriente crítica del rayo es 4.57 kA y $\pi_c = 27.6$ y le corresponde un ángulo de blindaje de 20°
- Para una TCF de 1375, la corriente crítica del rayo es 5.76 kA y $\pi_c = 32.5$ y le corresponde un ángulo de blindaje de 27° , es por ello que se escoge la TCF indicada.

5.2 Efectos eléctricos

Hay dos categorías de efectos eléctricos en el medio ambiente que producen las líneas de transmisión. Los principales efectos son producidos por el fenómeno corona, que ocasionan ruido audible y radio interferencia, y el segundo efecto son los campos electromagnéticos que producen inducción en los objetos que están próximos a la línea; los campos eléctricos están relacionados con el voltaje de la línea y son la causa principal de inducción a vehículos, edificios y objetos de tamaño considerable, los campos magnéticos que están relacionados con la corriente que pasa por la línea, son la causa principal de inducción a objetos largos como por ejemplo cercados y tuberías.

En el 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 es apropiado en una zona residencial tranquila. De manera semejante, los criterios de campo eléctrico a nivel del terreno de un estacionamiento de vehículos motorizados es diferente para un terreno inaccesible a vehículos.

5.2.1 Ruido audible

El ruido audible producido por el efecto corona durante mal tiempo en particular mientras llueve o al terminar de llover, puede ser un parámetro de diseño importante para líneas de transmisión de corriente alterna. 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 las pérdidas por efecto 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.

Los análisis para pronosticar niveles de ruido audible consideran el nivel de sonido ponderado A[dB(A)] durante la lluvia, e incluyen:

El nivel L_{50} , que es el que se sobrepasa 50% del tiempo durante la lluvia (considerando todas las tormentas de un periodo determinado, por lo general un año)

- El nivel L_5 , que es el nivel que se sobrepasa 5% del tiempo durante la lluvia
- El nivel medio, que es el nivel promedio de ruido que se espera durante la lluvia. Por lo general, es próximo al valor L_{50} y en ocasiones se le llama ruido de conductor mojado.

El nivel de lluvia fuerte, que es el que se espera durante lluvia intensa representa el nivel L_5 . Una fórmula para el cálculo de ambos valores L_5 y L_{50} , es la siguiente:

Para cada fase, el nivel de ruido L_5 lo da la expresión

$$AN_5 = -665/g + 20\log n + 44\log d - 10\log D - 0.02D + AN_0 + K_1 + K_2$$

Donde:

g = gradiente promedio máximo de la superficie del conductor o paquete de conductores en kV/cms.

- n = número de subconductores por fase
- d = diámetro de los subconductores en cms.
- B = diámetro entre subconductores en cms.
- D = Distancia de la línea al punto en el cual se va a calcular el nivel de ruido en metros.
- SL= nivel sonoro ponderado A del ruido producido por la línea en dB(A)
- AN= nivel sonoro ponderado A del ruido producido por una fase de la línea en dB(A)
- AN₀= referencia del nivel sonoro ponderado A en dB(A)

K₁, K₂, K₃, K₄, = coeficientes constantes

Aplicación: todas las geometrías de líneas

Medida del ruido: Lluvia L₅ y lluvia L₅₀

Intervalo de validez: 230-1500 kV, 1 ≤ n ≤ 16, 2 ≤ d ≤ 6

Con:	AN ₀ = 75.2	para n < 3
	= 67.9	n ≥ 3
	K ₁ = 7.5	para n = 1
	= 2.6	n = 2
	= 0	n ≥ 3
	K ₂ = 0	para n < 3
	= 22.9(n-1)(d/B)	n ≥ 3

El nivel L₅₀ para cada fase se obtiene de

$$AN_{50} = AN_5 - \Delta A$$

En donde: $\Delta A = 14.2(gc/g) - 8.2$ para n < 3

$$\begin{aligned}
 &= 14.2(gc/g)-10.4-8[(n-1)d/B] \text{ para } n \geq 3 \\
 gc &= 24.4(d^{0.24}) \quad \text{para } n \leq 8 \\
 &= 24.4(d^{0.24})-0.25(n-8) \quad \text{para } n > 8
 \end{aligned}$$

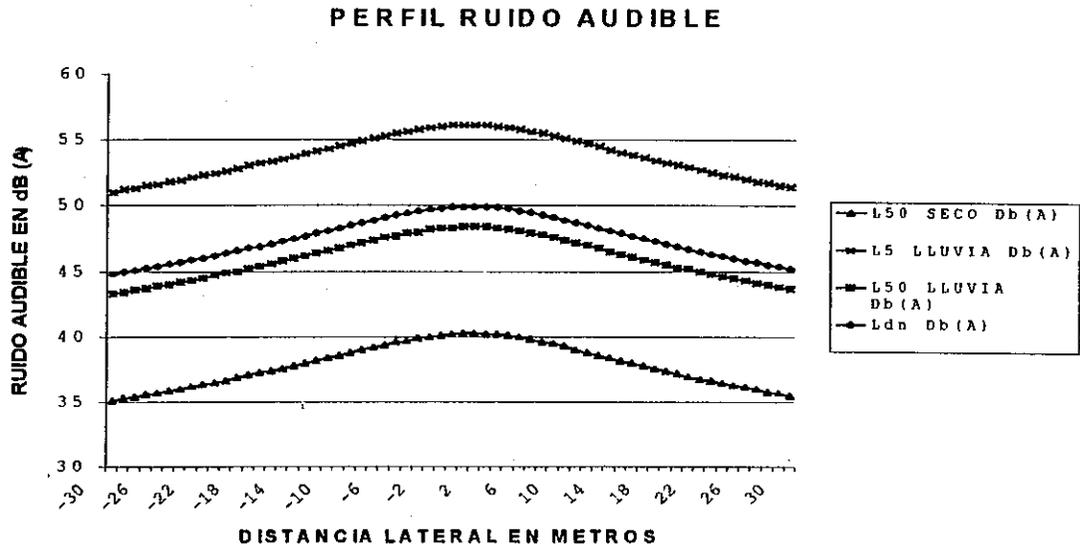
$$SL = 10 \log \sum_{i=1}^P 10^{AN_i/10}$$

A partir de este método de presentación, puede hacerse el análisis de los niveles máximos, así como del efecto que se tendrá en el ancho del derecho de vía. De manera similar, puede considerarse variables de diseño tales como el tamaño, el espaciamiento y la configuración de conductores; la altura de los conductores; las variables del tiempo atmosférico, etc.

Para el análisis de nuestro caso, la línea tiene un conductor por fase 740.8 kcmil AAAC-6201 FLINT, con un gradiente máximo de la superficie del conductor de 25 kV/cm, de acuerdo a lo calculado en el inciso 4.3 del Capítulo 4, $n = 1$, $d = 2.514$ cms, $B = 0$, $D = \sqrt{X^2 + H_i^2}$, para un rango de X en metros $-30 \leq X \leq 30$, con X del mismo lado del conductor $X = X_i - 2.90$, mientras que para el lado opuesto del conductor $X = X_i + 2.90$, el factor 2.90 incluye las distancias del aislador y radio del poste en el punto del aislador, H_i esta en función de las alturas de anclaje de cada conductor superior, medio e inferior dadas en el inciso 4.7.3, del Capítulo 4, las cuales son: 21.42, 18.91 y 16.39, respectivamente. $AN_0 = 75.2$ para $n = 1$, $k_1 = 7.5$ para $n = 1$, $k_1 = 0$ para $n = 1$.

La resultante obtenida de la contribución de las tres fases esta a unos metros a cada lado del centro de la línea con un valor de 56 dB y decrece en dirección lateral para ambos lados. De acuerdo con la U.S. Environmental Protection Agency (EPA) es un nivel de ruido aceptable. La distribución del ruido en función de la distancia lateral se puede ver en la figura 25.

Figura 25. Perfil del ruido audible vrs distancia lateral en metros



Para el nivel L_{50} ; $AN_o = AN_5 - \Delta A$, $\Delta A = 14.2(\text{gc/g}) - 8.2$ para $n = 1$, $gc = 24.4(2.514^{-0.24})$ para $n = 1$, $gc = 19.56$ kV, por lo que $\Delta A = 11.108$ y $AN_{50} = 55 - 11.108 = 43$ dB.

5.2.2 Radio interferencia

La interferencia electromagnética que procede de las líneas de transmisión de corriente alterna, se produce por descargas eléctricas en separaciones pequeñas o micro chispas y descargas parciales por efecto corona. La fuente de radio interferencia que se genera en el entrehierro de los aisladores y herrajes ocasionan aproximadamente el 90% de las quejas por ruido, las cuales pueden localizarse y eliminarse cuando ocurren. La especificación de los 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, por lo que las grapas y otros herrajes de conductores que eran

aceptables a los espaciamientos tradicionales entre fases pueden no ser adecuados para las líneas compactas.

Para el ruido en radio, se dispone de dos métodos de cálculo: los basados en pruebas de conductores hechas en laboratorio utilizando la teoría analítica de la propagación y los basados en una fórmula empírica con utilización de datos procedentes de pruebas a largo plazo en líneas en operación (método de comparación). El método de comparación es útil para las geometrías y diseños convencionales, el cual se expresa por la siguiente fórmula.

$$RI = - 150.4 + 120\log(g) + 40\log(d) + 20\log(h/D^2) + 10[1 - (\log(10f)^2)]$$

Donde:

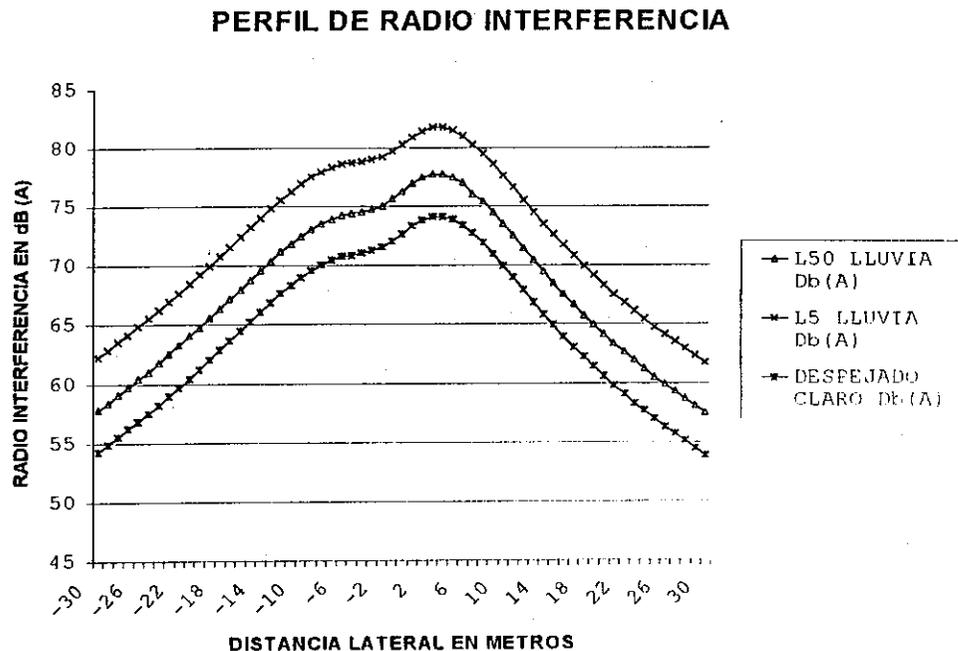
- g = gradiente promedio máximo de superficie del conductor o paquete de conductores, en kV de pico/cms
- d = diámetro del subconductor en milímetros
- h = altura de la fase en metros
- D = distancia radial al observador en metros
- f = frecuencia en mHz
- RI= ruido en radio en tiempo regular, dB

RI se calcula para cada fase y se usa el valor máximo como la RI de la línea. Los niveles medios de radio interferencia en mal tiempo se suponen normalmente de 17 dB arriba de los valores en tiempo regular y en lluvia intensa de 27 dB arriba de los valores en tiempo regular. Igual que en el ruido audible la presentación más útil de los datos es en función de la distancia lateral desde el centro de la línea.

Se requieren dos cantidades para definir los criterios de evaluación del ruido en radio. Estos son el nivel de intensidad de señal en las cercanías de la línea y una relación apropiada señal/ruido. Esta última relación se supone típicamente igual a 24 a 26 dB en la orilla del derecho de vía. Las intensidades de la señal se deben limitar a 85 dB en seco y 90 dB en húmedo.

Se puede esperar que en tiempo despejado, no se presenten problemas de radio interferencia para señales de radio de 70 dB o más. Durante el tiempo de lluvia L50 y lluvia intensa L5, se esperan algunas interferencias en las proximidades de la línea solamente con señales de radio débiles menores de 70 dB; por lo que la recepción puede no ser satisfactoria. Después de 30 metros en dirección lateral del centro de la línea, la recepción será satisfactoria. Ver figura 26.

Figura 26. Perfil de radio interferencia para la línea de 230 kv.



5.2.3 Campo eléctrico

Los efectos de campo eléctrico al nivel del terreno de la línea de transmisión aérea se relacionan con la posibilidad de exposición a descargas eléctricas desde objetos situados en el campo de la línea.

Los campos eléctricos resultantes en la proximidad de la línea de transmisión provienen de la sobreposición de los campos debidos a los conductores trifásicos. La tierra conductora debe estar representada por cargas de imagen localizadas debajo de los conductores a una profundidad igual a la altura del conductor.

Los campos eléctricos que rodean a la línea de transmisión son una función de las cargas instantáneas de la línea. Sin embargo, por lo general no se conocen las cargas, pero sí se conocen los voltajes a tierra de los diferentes conductores. Como la carga Q de cada conductor es una función del voltaje de todos los conductores, se tiene como resultado una matriz de capacitancia $n \times n$, en la que n es el número de conductores, de acuerdo con la formula:

$$[Q] = [C][V]$$

La cual, para una configuración de tres conductores (no tomando en cuenta los hilos de guarda), es

$$Q_1 = C_{11} V_1 + C_{12} V_2 + C_{13} V_3$$

$$Q_2 = C_{21} V_1 + C_{22} V_2 + C_{23} V_3$$

$$Q_3 = C_{31} V_1 + C_{32} V_2 + C_{33} V_3$$

Los términos de capacitancia mutua fuera de diagonal afectan de manera significativa los resultados finales. Los términos individuales de la matriz de capacitancia se calculan por:

$$C_{nm} = Q_n/V_m \mid \text{ todos los demás voltajes} = 0$$

Donde, n y m son los conductores de las fases.

La matriz de coeficientes de potencial es más adecuada para su cálculo y se define por:

$$P_{nm} = V_n/Q_m \mid \text{ todas las demás cargas} = 0$$

Ésta es una matriz de circuito abierto, en la que los términos individuales pueden calcularse al suponer una carga en un conductor y calcular el voltaje en el lugar deseado, a la vez que se supone que todos los demás conductores son inexistentes (circuito abierto). Para un conductor único de radio r y altura h arriba de la tierra, el coeficiente de autopotencial lo da la expresión:

$$P_{nm} = (1/(2\pi\epsilon))\text{Ln}(2h/r)$$

Para dos conductores n y m, siendo d_{nm} la distancia entre éstos y d_{nm}' la distancia entre el conductor n y la imagen del conductor m, el coeficiente de potencial mutuo lo da la expresión:

$$P_{nm} = (1/(2\pi\epsilon))\text{Ln}(d_{nm}'/d_{nm})$$

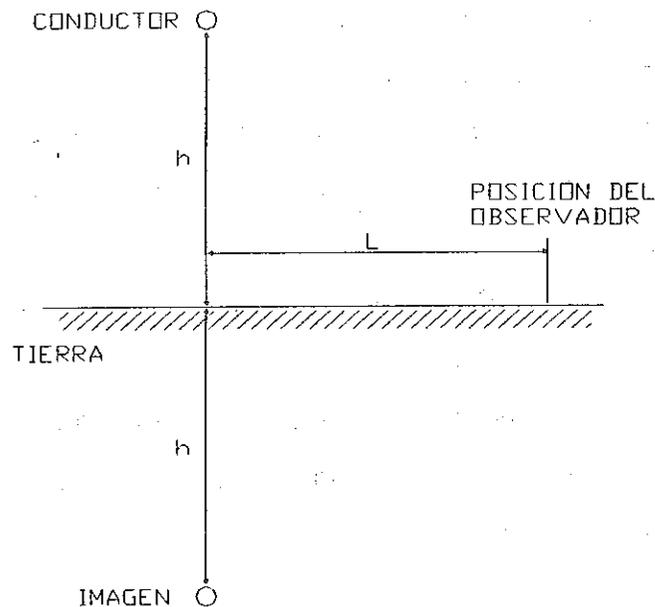
Esta matriz de coeficientes de potencial puede calcularse e invertirse para dar la matriz de capacitancia:

$$[C] = [P]^{-1}$$

Esta matriz de capacitancias permite el cálculo de las cargas que hay en los conductores individuales para la distribución inicial dada del voltaje de acuerdo con las ecuaciones arriba mencionadas en función de la carga. Una vez que se obtienen estas cargas, pueden determinarse los campos eléctricos que se deseen. Para el conductor único y la posición del observador de la figura 27, el campo eléctrico al nivel del terreno se determina por medio de:

$$E = Q_1/2\pi\epsilon r$$

Figura 27. Esquema de conductor único



La distancia del conductor al observador es $r = \sqrt{h^2 + L^2}$

En consecuencia

$$E = Q_1 / (2\pi\epsilon \sqrt{h^2 + L^2})$$

Q_1 debe determinarse a partir de $[Q] = [C][V]$. Para un conductor único esta ecuación se reduce a

$$Q_1 = P^{-1}V = V / ((1/2\pi\epsilon) \text{Ln}(2h/r))$$

Para una configuración múltiple de conductores, Q provendría del cálculo completo de la matriz. E está dirigido radialmente desde la carga de la línea, la componente vertical es:

$$|E| \cos \theta = Q_1 h / ((2\pi\epsilon \sqrt{h^2 + L^2})(\sqrt{h^2 + L^2})) = Q_1 h / (2\pi\epsilon (h^2 + L^2))$$

Las componentes horizontales del campo eléctrico al nivel del terreno, a causa de la imagen, son iguales al campo que procede del conductor, ya que la imagen es la imagen geométrica de espejo y tiene signo contrario al de la carga. En consecuencia el campo total al nivel del terreno lo da la expresión:

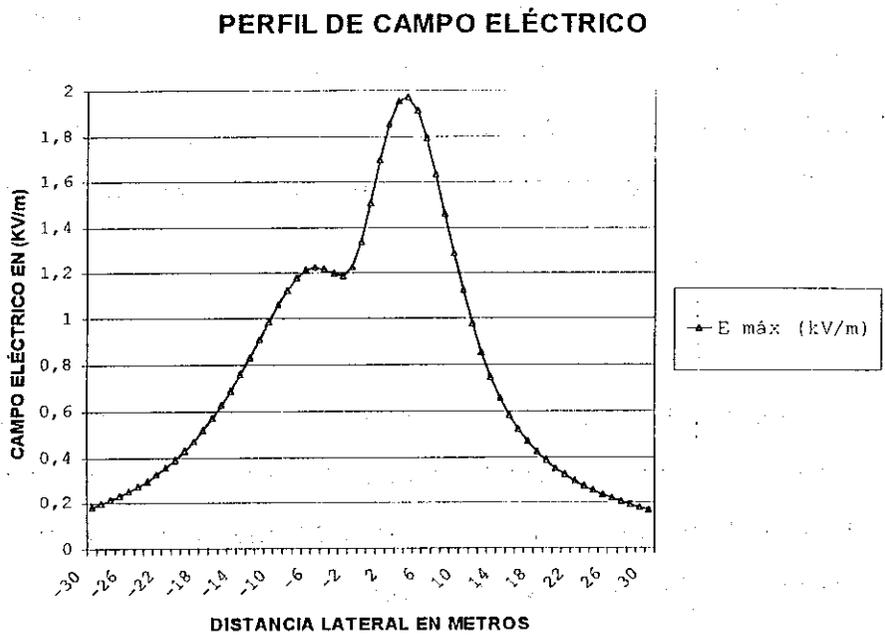
$$E = Q_1 h / (\pi\epsilon (h^2 + L^2))$$

Al nivel del terreno, la componente horizontal de los campos eléctricos del conductor y su imagen se cancelan y el campo resultante es puramente vertical. Para la línea trifásica se calculan separadamente los campos de los tres conductores y sus imágenes y se suman.

El perfil del campo eléctrico, al utilizar el conductor 740.8 kcmil AAAC-6201 Flint de la línea de transmisión en función de la distancia lateral se presenta en la figura 28. En dicho perfil se puede observar que el campo eléctrico máximo calculado es 1.964 kV/m a una distancia lateral del centro de la estructura de 4 metros. A medida que la distancia lateral se incrementa se reducirá rápidamente la intensidad del campo eléctrico.

El campo eléctrico máximo se considera aceptable, ya que según el límite máximo permitido en los Estados Unidos está en el rango de 7 a 10 kv/m dentro del derecho de vía y 1 a 3 kv/m al limite del derecho de vía. Si se requiere 15 metros de franja para el paso de la línea, en la orilla de dicha franja se obtiene un nivel de campo eléctrico al lado donde están ubicados dos aisladores en bandera (ver figura 33, del apéndice "B") del orden de 1.6 kv/m y del lado donde se instala un solo aislador en bandera de 0.9 kv/m.

Figura 28. Perfil de campo eléctrico para la línea de 230 kv.



Los efectos de los campos electromagnéticos en seres humanos se deben a las descargas que proceden de objetos aislados del suelo. Dichas descargas van desde la percepción nula, pasan por choques de naturaleza serie y llegan a posible fibrilación ventricular.

Los criterios para descargas de chispas se expresan en términos de carga o energía almacenada en el objeto cargado. Los niveles de percepción de hombres adultos son del orden de 0.12 mJ, la cual produce una chispa ya molesta. Rara vez es preocupante la seguridad, en vista de que se requieren 25 J para producir una lesión, valor que está muy por encima de lo que puede esperarse en objetos situados debajo de líneas de transmisión.

El trabajo de Deno, capítulo 8 ⁽¹⁾, en que se utilizan datos de prueba, relaciona la corriente de cortocircuito con el campo eléctrico no perturbado para objetos aislados del terreno, los cálculos iniciales suponen la peor combinación posible de circunstancias; no existe para el objeto fuga alguna hacia tierra, el aterrizaje completo de la persona involucrada, contacto estable y orientación del vehículo paralelo a la línea.

La tabla XXI, contiene una lista de criterios de muestra y los campos eléctricos para tres vehículos de muestra.

Tabla XXI. Límite de campo eléctrico en kV/m

Criterios de muestra		Vehículos de muestra		
		Autos, Camionetas	Vehículos, Agrícolas	Camiones, Remolques
		A	B	C
Seguridad	5 mA	22.32	10.86	6.33
	25 J	259.00	159.00	106.50
Molestia	2 mA	8.92	4.35	2.50
	2 mJ	2.37	1.41	0.95
Percepción	1.1 mA	4.91	2.39	1.39
	0.12 mJ	0.58	0.35	0.23

Los niveles de campo eléctrico producidos por la línea de transmisión en estudio se encuentran dentro del rango de criterio de muestra de percepción.

Las investigaciones de Deno, han confirmado la baja probabilidad de encendido accidental de combustible por la presencia de las líneas de transmisión bajo condiciones reales; para lo cual, se requiere que existan simultáneamente varias condiciones poco probables, para liberar una chispa de suficiente energía y encender vapores de gasolina. Estas condiciones incluyen a una persona perfectamente aterrizada que esté cargando un recipiente metálico de gasolina a un automóvil perfectamente aislado del terreno y directamente debajo de la línea. La chispa tendría que ocurrir en el lugar preciso en que hubiera mezcla óptima de combustible y aire.

5.2.4 Campo magnético

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 generalmente despreciable para vehículos y edificios. En oposición al acoplamiento de campos eléctricos, el acoplamiento de los campos magnéticos es una fuente de bajo voltaje y baja impedancia con corrientes de cortocircuito relativamente altas.

Una consideración que interviene en el cálculo de los campos magnéticos que es diferente de la del cálculo de los campos eléctricos es la que se refiere a las imágenes. La suposición de una línea de transmisión en el espacio abierto (sin tierra en absoluto) da una aproximación más cercana a los campos magnéticos al nivel del terreno que la suposición de una tierra perfectamente conductora para las mediciones cercanas a la línea. Normalmente, es adecuado considerar los conductores en espacio abierto sin imágenes, para lo cual se obtiene la siguiente expresión:

$$B = \mu I / (2\pi r) = \mu I / (2\pi \sqrt{(h^2 + L^2)})$$

Donde:

B = Intensidad de campo magnético en el punto observado

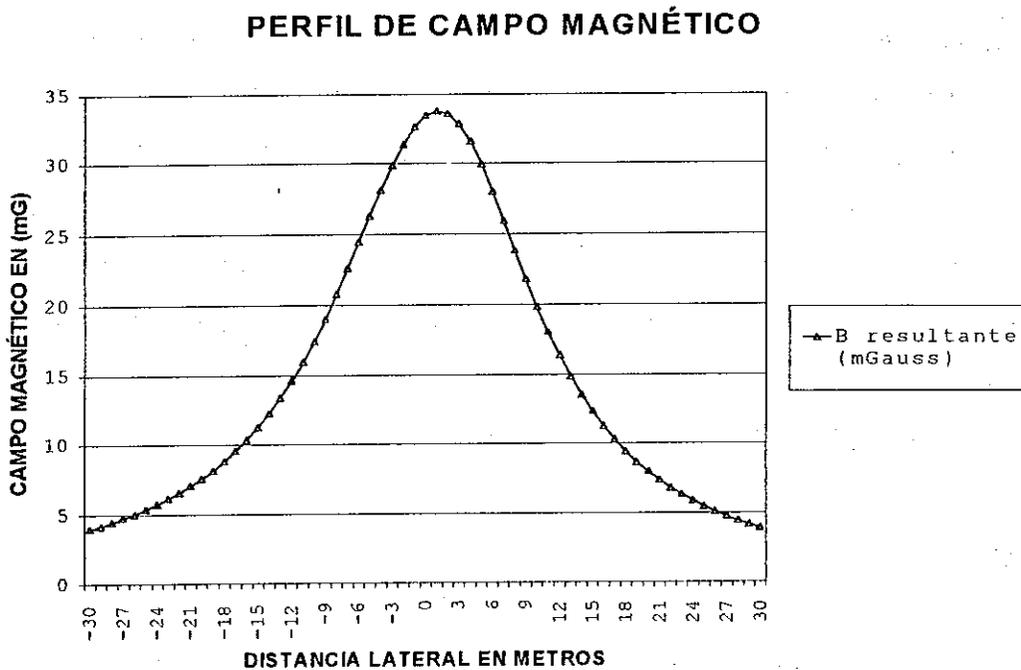
$\mu = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m

I = Corriente de la línea en Amperios

r = distancia del conductor al observador, ver figura 27, pero sin considerar el conductor imagen.

Esta expresión se separa luego en las componentes verticales y horizontales multiplicando por $\sin \theta$ y $\cos \theta$. Para obtener el campo resultante de una línea con tres fases, se debe calcular para todos los conductores en el punto del observador. Las componentes horizontales y verticales del campo magnético (B) que proceden de los tres conductores tienen que combinarse entonces individualmente como fasores, considerando los ángulos de fase de las diferentes corrientes de fase.

Figura 29. Perfil del campo magnético de la línea de 230 kV



El perfil del campo magnético de la línea en función de la distancia lateral se presenta en la figura 29, en la cual se observa que el valor máximo calculado para el campo magnético es de 33 mG a una distancia lateral de 1 metro del centro de la estructura. A medida que la distancia lateral se incrementa, la

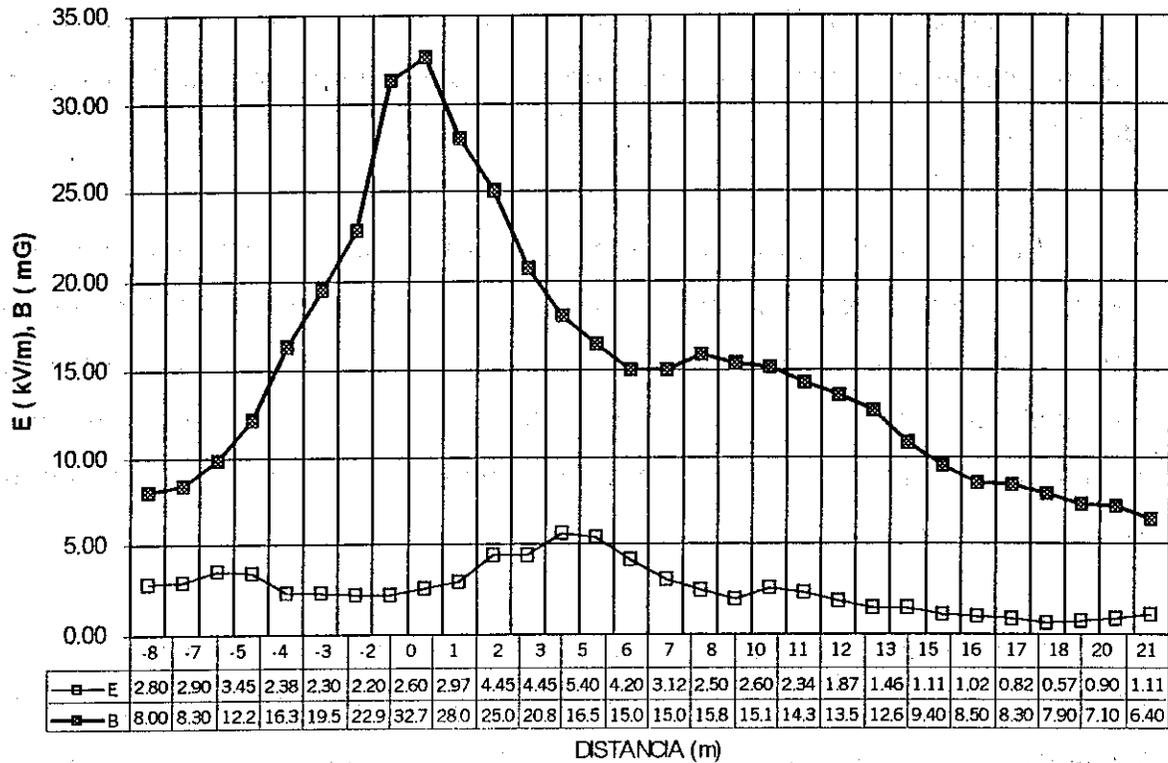
intensidad del campo magnético decrecerá rápidamente, similar al campo eléctrico.

El campo magnético máximo es aceptable ya que el campo magnético máximo permisible esta en el rango de 150 a 250 mG, al final de la franja del derecho de vía.

Por otra parte, al medir las magnitudes de los campos magnéticos y eléctricos directamente en el campo, se pueden observar en los perfiles correspondientes de la Figura 30, que el campo magnético máximo medido es 32.7 mG a un metro debajo del centro de la línea y el campo eléctrico máximo de 5.7 kV/m a 4.5 metros del centro de la línea debajo del lado donde se encuentran las dos fases de la línea.

Estas mediciones de campos eléctricos y magnéticos difieren de los cálculos por varias razones, por ejemplo: para este caso paralelo a la línea de 230 kV existen dos líneas una de 69 kV y 13.8 69 kV las cuales influyen e incrementan el nivel de campo eléctrico.

Figura 30. Campos eléctricos y magnéticos medidos en el campo



5.2.5 Estructuras típicas

Definido el conductor a utilizar, se debe proceder a desarrollar las normas de construcción las cuales se utilizan para especificar las características técnicas de los materiales que componen cada tipo de estructura. Las normas pueden dividirse según el tipo de estructura que se utilice para satisfacer los requerimientos encontrados en la ruta, por ejemplo:

- Estructura en tangente
- Estructura en ángulo suave
- Estructura en ángulo medio
- Estructura en ángulo pesado

Los factores más importantes en el análisis de las estructuras son de carácter mecánico y de libranzas eléctricas, los cuales se deben evaluar para garantizar el comportamiento de la estructura, en estabilidad, deflexión, anclaje y tirantes.

5.2.5.1 Estructura en tangente

La estructura en tangente se muestra en la figura 31, la cual utiliza aisladores en bandera. Su utilización es entre los ángulos 0° a 1° ; si el ángulo está entre rango anterior, el tramo deberá reducirse sin exceder la capacidad del poste. Esta reducción tiende a compensar de deflexión que tendría el poste producida por las componentes de tensión del conductor.

5.2.5.2 Estructura en ángulo ligero

La estructura en ángulo ligero se muestra en la figura 31, las tres fases de los conductores están localizadas verticalmente sobre el mismo lado del poste, dejando libre el otro lado del poste para los tirantes de anclaje. Se utilizan los mismos aisladores de la estructura en tangente.

La separación vertical entre conductores de fase es 3.35 m (11 pies), lo cual es menor que 5.0 m (16.4 pies) de separación entre conductores de fase en la estructura en tangente, pero como la altura del poste es 27 m, lo cual hace que

se sacrifique un poco la libranza fase a tierra.

Las pérdidas corona y el gradiente superficial crítico para esta configuración son mayores que los valores obtenidos en la estructura en tangente, ver tabla XXII.

El incremento en los valores de gradiente superficial y consiguientes pérdidas corona para esta configuración es posible que cause ruido audible (AN) y radio interferencia (RI), debido a que los valores del gradiente superficial crítico están cerca del valor de inicio del gradiente crítico corona (cerca de 30 kV/cm AC pico) en tiempo de lluvia.

Tabla XXII. Comparación gradientes y pérdidas corona

Tipo estructura	Gradiente superficial		Pérdidas corona (kW/milla)		
	AC rms (kV/cm)	Pico (kV/cm)	Seco Máx.	Lluvia Prom.	Lluvia máx.
Tangente	17.69	25.01	0	18.2	37.0
Angulo suave	19.31	27.30	0	25.4	51.6

5.2.5.3 Estructura en ángulo medio

La estructura en ángulo medio se muestra en la figura 31, las tres fases de

conductores están localizadas verticalmente sobre el mismo lado, dejando libre el otro lado del poste para instalar tirantes de anclaje localizados en la bisectriz del ángulo entre conductores. El aislador de suspensión esta agarrado al poste por medio de una montura.

La montura provee al conductor la distancia mínima, libranza fase a tierra de 2.36 m. La longitud de la montura varia con el ángulo de la línea y la tensión del conductor, el cual causa que la parte energizada del aislador se acerque o no al poste. Puede variarse la longitud de la montura, por ejemplo:

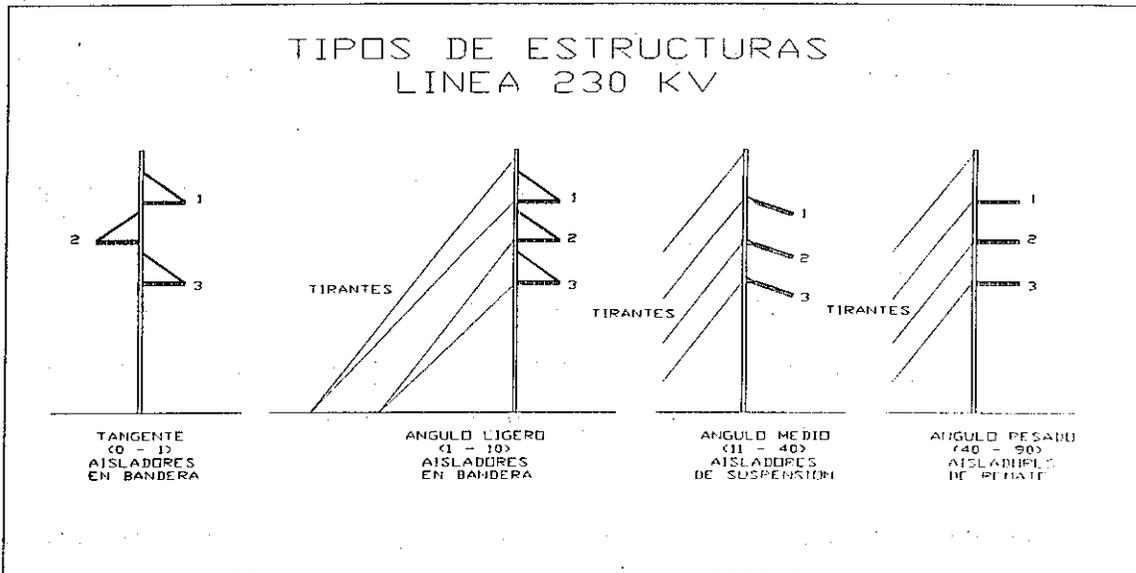
- 6" para un ángulo de deflexión de 11° , con viento negativo.
- 3" para ángulos de deflexión de 12° a 13° , con viento negativo.
- Para los ángulos de 14° a 40° no requiere de montura, siempre y cuando sea el mismo tramo y tensión de tendido para mantener la libranza eléctrica requerida de 95" a 101".

También tiene las mismas consideraciones que la estructura de ángulo ligero con una libranza entre fases de conductores de 3.35 m. Requiere que cada conductor tenga su propio tirante.

5.2.5.4 Estructura de ángulo pesado y remate

La estructura de ángulo pesado y remate se muestra en la figura 31, la aplicación de esta estructura va de los ángulos 40° a 90° . Los conductores se rematan al poste en configuración vertical con aisladores de suspensión con una capacidad de tensión última de 25,000 Lbs. requiere de tirantes para cada conductor y en ambos sentidos en dirección opuesta de la línea.

Figura 31. Tipos de estructuras de línea 230 kV



CONCLUSIONES

1. Las líneas de transmisión compactas de 230 kV en postes de concreto de 27 metros construidas de acuerdo con las normas descritas en el capítulo 5, son técnicamente realizables, de rápida construcción y relativamente bajo costo (86,000 US/km en 1992).
2. Esta línea resultó más barato, construirla utilizando un conductor por fase que dos conductores por fase. El conductor que garantiza tener el menor costo anual de construcción y pérdidas es el 740.8 KCM AAAC-6201 FLINT. Cuando la línea lleva 110 MW, 291 amperios, a una temperatura del conductor de 53°C, equivalente a 42 kW/milla de pérdidas por efecto Joule.
3. La selección de aisladores en bandera permite la construcción de la línea en forma compacta ya que mantiene inmóvil al conductor.
4. La resistencia del electrodo de puesta a tierra no debe ser mayor de 10 ohmios para garantizar que la tensión inversa de flameo no sea mayor que la tensión crítica de flameo en el aislador. Este criterio confirma por qué, la construcción física de la línea mantuvo dicho valor máximo y las fallas por flameo no han existido.

5. El valor máximo de ruido audible de 56 dB se encuentra a dos metros del centro de la línea y decrece en dirección lateral para ambos lados. De acuerdo con la U.S. Environmental Protection Agency (EPA) es un nivel de ruido aceptable.
6. Se puede esperar que en tiempo despejado, no se presenten problemas de radio interferencia para señales de radio de 70 dB o más. Durante el tiempo de lluvia intensa, se esperan algunas interferencias en las proximidades de la línea con señales de radio débiles menores de 70 dB. Después de 30 metros en dirección lateral, para ambos lados, desde el centro de la línea la recepción es satisfactoria.
7. El campo eléctrico máximo calculado de 1.964 kV/m sin tomar en cuenta el efecto de líneas cercanas y el campo eléctrico máximo medido de 5.7 kV/m, son aceptables, ya que el límite máximo permitido en los Estados Unidos está en el rango de 7 a 10 kV/m dentro del derecho de vía y en el rango de 1 a 3 kV/m al límite del derecho de vía.
8. El valor máximo calculado del campo magnético es de 33 mG a una distancia lateral de un metro del centro de la estructura y el valor máximo medido en ese punto es de 32.7 mG, los cuales son aceptables, ya que el máximo permisible en Estados Unidos está en el orden de 150 a 250 mG al final de la franja del derecho de vía.

RECOMENDACIONES

1. De acuerdo con la evaluación económica de la línea, se recomienda el uso de un conductor por fase 740.8 KCM, AAAC-6201 FLINT, ya que es la opción más barata para construir una línea de 230 kV que transporte 110 MW en postes de concreto.
2. La alternativa para la construcción de la línea en estudio es la utilización de un conductor por fase 740.0 KCM, ACAR GROSBEAK, pues es la opción que ocupa el segundo lugar en la evaluación. Con este resultado se comprueba que el uso de dos conductores por fase no es lo más recomendable.

BIBLIOGRAFÍA

1. COMBER, M. G./Deno, D.W./Zaffanella, L.E. **Transmission Line Reference Book**. 2ª. Edición. Estados Unidos. Edit. EPRI Electric Power research Institute. 1987. 169-203, 319-327, 599-625 PP.
2. EBASCO OVERSEAS CORPORATION. **230 kV Transmission Line Study and Electric Arc Furnace Flicler analysis**. Volume 2. Estados Unidos. 1992.
3. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. **Diseño de líneas de transmisión**. México: Edit. Limusa. 1980.
4. FINK, Donald/Beaty, Wayne. **Manual de ingeniería eléctrica**. Tomo I, México: Edit. McGRAW-HILL INTERAMERICANA DE MEXICO, S.A. DE C.V. 1996. Cap. 14, 1-106 PP.
5. GRAINGER, John J. / Stevenson Jr. W. D. **Análisis de sistemas de potencia**. México: Edit. McGraw Hill, 1995. 223-263 PP.
6. IEEE. **Standard for calculation of bare overhead conductor temperature and ampacity under steady state conditions**. Estados Unidos. IEEE, INC. 1986. 1-19 PP.
7. PEYROT, Alain H. **Desing of transmission line structures and foundations**. Estados Unidos. Edit. University of Wisconsin, 1993. 1-93 PP.
8. REA BULLETIN 62-1. **Design Manual for High Voltage Transmission Lines**. Estados Unidos: Edit. U.S. Government Printing Office, 1981. IV-1 – V-10 PP.
9. SKILLING, Hugh Hildreth. **Electric Transmission lines**. New York: Edit. McGraw Hill Book Company, 1951. 54-61/266-297 PP.

10. VIQUEIRA, Jacinto. **Redes eléctricas**. Tomo I, México: Edit.
Representaciones y servicios de ingeniería, 1986. 106-
120/433-454 PP.

APÉNDICE A

Tabla XXIII. Coeficientes y factores para calculo de ampacidad de conductores

VISCOSIDAD, DENSIDAD Y CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL AIRE									
TEMPERATURA			VISCOSIDAD ABSOLUTA		DENSIDAD DEL AIRE				CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL AIRE
tf			(K/100) ^d		Lb/h (pies)		aire Lb/pies ³		W/pie (°C)
°F	°C	°K	uf	NIVEL MAR	5000 pies	10000 pies	15000 pies	kf	
32	0	273	55.55	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	278	59.73	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	283	64.14	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	68.80	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	293	73.70	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	78.86	0.0444	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	84.29	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	308	89.99	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	95.98	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	318	102.26	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	108.85	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	115.74	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	122.96	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	130.52	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	138.41	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	146.66	0.0500	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	353	155.27	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	164.26	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	173.63	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	183.40	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	193.57	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

ALTITUD Hc Y AZIMUT DEL SOL EN GRADOS PARA VARIAS LATITUDES
DECLINACION 23° - HEMISFERIO NORTE- 10 JUNIO Y 3 JULIO.

LATITUD	HORA DEL SOL					
	10:00		MEDIO DIA		14:00	
NORTE	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

CALOR TOTAL RECIBIDO POR UNA SUPERFICIE SOBRE EL NIVEL DEL MAR DEBIDO A LOS RAYOS DEL SOL

ALTITUD SOLAR 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	53
35	81.5	57.5
40	84.8	61.5
45	87.4	64.5
50	90	67.5
60	92.9	71.6
70	95	75.2
80	95.8	77.4
90	96.4	78.9

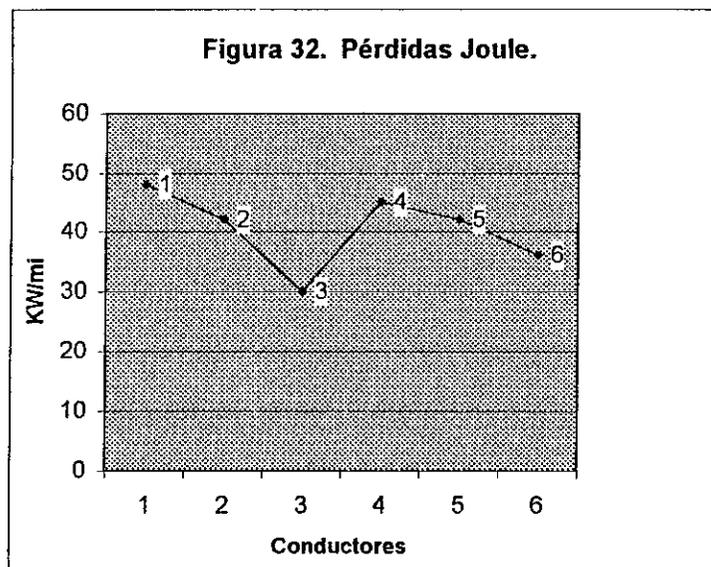
FACTORES MULTIPLOS POR ALTITUD DEL CALOR SOLAR	
ELEVACION SOBRE EL NIVEL DEL MAR	MULTIPLOS
Hc	PARA LOS VALORES DE TABLA 3
0	1.00
5000	1.15
10000	1.25
15000	1.30

Fuente: IEEE Standard for calculation of bare overhead conductor

Tabla XXIV. Resumen de ampacidades y perdidas Joule

TEMPERATURA AMBIENTE EN GRADOS CENTIGRADOS: 40
 VELOCIDAD DEL VIENTO EN PIES/SEG : 2
 DIA: SOLEADO
 COEFICIENTE DE EMISIVIDAD: 0.5
 COEFICIENTE DE ABSORCION SOLAR: 0.5
 DIRECCION DE LA LINEA: NORTE-SUR
 LATITUD: 15 GRADOS NORTE
 ATMOSFERA: CLARA
 ALTITUD PROMEDIO DEL SOL: ENTRE 10:00 AM Y MEDIO DIA

ITEM	CONDUCTOR			CORRIENTE AMPERIOS		RESISTENCIA OHM/MILLA		PERDIDAS JOULE KW/MILLA		
	MCM	PALABRA CLAVE	COND/FASES	1C	2C	1C	2C	MONO.		TRIFA.
								1C	2C	
1	266.8 ACSR	PARTRIDGE	2	145	290	0.3882	0.7764	8	16	48
2	336.8 ACSR	LINNET	2	146	292	0.3075	0.6150	7	14	42
3	477 ACSR	HAWK	2	145	290	0.2166	0.4332	5	10	30
4	652 AAAC-6201	ELGIN	1	291	-	0.1807	-	15	-	45
5	740.8 AAAC-6201	FLINT	1	291	-	0.1592	-	14	-	42
6	740 ACAR	GROSBEEK	1	290	-	0.1488	-	12	-	36



1=Partridge, 2=Linnel, 3=Hawk, 4=Elgin, 5=Flint y 6=Grosbeak

Tabla XXV. Ampacidad de dos conductores por fase Partridge

ELEVACION DE TEMPERATURA °C	TEMPERATUR CONDUCTOR °C	CORRIENTE CONDUCTOR A	POTENCIA A 0.95 FP MW	RESISTENCIA AC OHM/MI	PERDIDAS POTENCIA KW/MI	TEMPERATURA FILM DE AIRE (H) °C	VISCOSIDAD ABSOLUTA (H) LB/H (PIE)	DENSIDAD DE AIRE (H) LB/PIE ³	CONDUCTIVIDAD TERMICA (H) W/PIE (°C)	CALOR DISIPADO CONVECCION W/PIE	RADIACION W/PIE
7	47	34	13	0.3827	0	44	0.0465	0.0676	0.00838	2.18474	0.393
8	48	79	30	0.3841	2	44	0.0466	0.0674	0.00839	2.49671	0.452
9	49	106	40	0.3855	4	45	0.0466	0.0673	0.00840	2.80865	0.511
10	50	128	48	0.3869	6	45	0.0467	0.0672	0.00841	3.12056	0.570
11	50.76	145	56.00	0.3882	8	45	0.0468	0.0671	0.00842	3.42039	0.628
12	52	162	61	0.3896	10	46	0.0468	0.0670	0.00843	3.73244	0.688
13	53	176	67	0.3910	12	46	0.0469	0.0669	0.00844	4.04427	0.749
14	54	190	72	0.3924	14	47	0.0469	0.0668	0.00846	4.35606	0.811
15	55	202	76	0.3938	16	47	0.0470	0.0667	0.00847	4.66783	0.873
16	56	214	81	0.3952	18	48	0.0470	0.0666	0.00848	4.97956	0.936
17	57	225	85	0.3966	20	48	0.0471	0.0665	0.00849	5.29128	0.999
18	58	235	89	0.3980	22	49	0.0471	0.0664	0.00850	5.60296	1.063
19	59	245	93	0.3993	24	49	0.0472	0.0663	0.00851	5.91462	1.128
20	60	255	96	0.4007	26	50	0.0473	0.0662	0.00852	6.22626	1.193
21	61	264	100	0.4021	28	50	0.0473	0.0661	0.00853	6.53786	1.259
22	62	273	103	0.4035	30	51	0.0474	0.0660	0.00855	6.84945	1.325
23	63	281	106	0.4049	32	51	0.0474	0.0659	0.00856	7.16101	1.392
24	64	289	109	0.4063	34	52	0.0475	0.0658	0.00857	7.47255	1.459
25	65	297	112	0.4077	36	52	0.0475	0.0657	0.00858	7.78406	1.527
26	66	305	115	0.4091	38	53	0.0476	0.0656	0.00859	8.09556	1.596
27	67	312	118	0.4104	40	53	0.0476	0.0655	0.00860	8.40703	1.665
28	68	319	121	0.4118	42	54	0.0477	0.0654	0.00861	8.71846	1.734
29	69	326	124	0.4131	44	54	0.0477	0.0653	0.00862	9.02986	1.803
30	70	333	127	0.4145	46	55	0.0478	0.0652	0.00863	9.34123	1.872
31	71	340	130	0.4158	48	55	0.0478	0.0651	0.00864	9.65256	1.941
32	72	347	133	0.4172	50	56	0.0479	0.0650	0.00865	9.96386	2.010
33	73	354	136	0.4185	52	56	0.0479	0.0649	0.00866	10.27513	2.079
34	74	361	139	0.4199	54	57	0.0480	0.0648	0.00867	10.58636	2.148
35	75	368	142	0.4212	56	57	0.0480	0.0647	0.00868	10.89756	2.217
36	76	375	145	0.4226	58	58	0.0481	0.0646	0.00869	11.20873	2.286
37	77	382	148	0.4239	60	58	0.0481	0.0645	0.00870	11.51986	2.355
38	78	389	151	0.4253	62	59	0.0482	0.0644	0.00871	11.83096	2.424
39	79	396	154	0.4266	64	59	0.0482	0.0643	0.00872	12.14203	2.493
40	80	403	157	0.4280	66	60	0.0483	0.0642	0.00873	12.45306	2.562
41	81	410	160	0.4293	68	60	0.0483	0.0641	0.00874	12.76406	2.631
42	82	417	163	0.4307	70	61	0.0484	0.0640	0.00875	13.07503	2.700
43	83	424	166	0.4320	72	61	0.0484	0.0639	0.00876	13.38603	2.769
44	84	431	169	0.4334	74	62	0.0485	0.0638	0.00877	13.69703	2.838
45	85	438	172	0.4347	76	62	0.0485	0.0637	0.00878	14.00803	2.907
46	86	445	175	0.4361	78	63	0.0486	0.0636	0.00879	14.31903	2.976
47	87	452	178	0.4374	80	63	0.0486	0.0635	0.00880	14.63003	3.045
48	88	459	181	0.4388	82	64	0.0487	0.0634	0.00881	14.94103	3.114
49	89	466	184	0.4401	84	64	0.0487	0.0633	0.00882	15.25203	3.183
50	90	473	187	0.4415	86	65	0.0488	0.0632	0.00883	15.56303	3.252
51	91	480	190	0.4428	88	65	0.0488	0.0631	0.00884	15.87403	3.321
52	92	487	193	0.4442	90	66	0.0489	0.0630	0.00885	16.18503	3.390
53	93	494	196	0.4455	92	66	0.0489	0.0629	0.00886	16.49603	3.459
54	94	501	199	0.4469	94	67	0.0490	0.0628	0.00887	16.80703	3.528
55	95	508	202	0.4482	96	67	0.0490	0.0627	0.00888	17.11803	3.597
56	96	515	205	0.4496	98	68	0.0491	0.0626	0.00889	17.42903	3.666
57	97	522	208	0.4509	100	68	0.0491	0.0625	0.00890	17.74003	3.735
58	98	529	211	0.4523	102	69	0.0492	0.0624	0.00891	18.05103	3.804
59	99	536	214	0.4536	104	69	0.0492	0.0623	0.00892	18.36203	3.873
60	100	543	217	0.4550	106	70	0.0493	0.0622	0.00893	18.67303	3.942
61	101	550	220	0.4563	108	70	0.0493	0.0621	0.00894	18.98403	4.011
62	102	557	223	0.4577	110	71	0.0494	0.0620	0.00895	19.29503	4.080
63	103	564	226	0.4590	112	71	0.0494	0.0619	0.00896	19.60603	4.149
64	104	571	229	0.4604	114	72	0.0495	0.0618	0.00897	19.91703	4.218
65	105	578	232	0.4617	116	72	0.0495	0.0617	0.00898	20.22803	4.287
66	106	585	235	0.4631	118	73	0.0496	0.0616	0.00899	20.53903	4.356
67	107	592	238	0.4644	120	73	0.0496	0.0615	0.00900	20.85003	4.425
68	108	599	241	0.4658	122	74	0.0497	0.0614	0.00901	21.16103	4.494
69	109	606	244	0.4671	124	74	0.0497	0.0613	0.00902	21.47203	4.563
70	110	613	247	0.4685	126	75	0.0498	0.0612	0.00903	21.78303	4.632
71	111	620	250	0.4698	128	75	0.0498	0.0611	0.00904	22.09403	4.701
72	112	627	253	0.4712	130	76	0.0499	0.0610	0.00905	22.40503	4.770
73	113	634	256	0.4725	132	76	0.0499	0.0609	0.00906	22.71603	4.839
74	114	641	259	0.4739	134	77	0.0500	0.0608	0.00907	23.02703	4.908
75	115	648	262	0.4752	136	77	0.0500	0.0607	0.00908	23.33803	4.977
76	116	655	265	0.4766	138	78	0.0501	0.0606	0.00909	23.64903	5.046
77	117	662	268	0.4779	140	78	0.0501	0.0605	0.00910	23.96003	5.115
78	118	669	271	0.4793	142	79	0.0502	0.0604	0.00911	24.27103	5.184
79	119	676	274	0.4806	144	79	0.0502	0.0603	0.00912	24.58203	5.253
80	120	683	277	0.4820	146	80	0.0503	0.0602	0.00913	24.89303	5.322
81	121	690	280	0.4833	148	80	0.0503	0.0601	0.00914	25.20403	5.391
82	122	697	283	0.4847	150	81	0.0504	0.0600	0.00915	25.51503	5.460
83	123	704	286	0.4860	152	81	0.0504	0.0599	0.00916	25.82603	5.529
84	124	711	289	0.4874	154	82	0.0505	0.0598	0.00917	26.13703	5.598
85	125	718	292	0.4887	156	82	0.0505	0.0597	0.00918	26.44803	5.667
86	126	725	295	0.4901	158	83	0.0506	0.0596	0.00919	26.75903	5.736
87	127	732	298	0.4914	160	83	0.0506	0.0595	0.00920	27.07003	5.805
88	128	739	301	0.4928	162	84	0.0507	0.0594	0.00921	27.38103	5.874
89	129	746	304	0.4941	164	84	0.0507	0.0593	0.00922	27.69203	5.943
90	130	753	307	0.4955	166	85	0.0508	0.0592	0.00923	28.00303	6.012
91	131	760	310	0.4968	168	85	0.0508	0.0591	0.00924	28.31403	6.081
92	132	767	313	0.4982	170	86	0.0509	0.0590	0.00925	28.62503	6.150
93	133	774	316	0.4995	172	86	0.0509	0.0589	0.00926	28.93603	6.219
94	134	781	319	0.5009	174	87	0.0510	0.0588	0.00927	29.24703	6.288
95	135	788	322	0.5022	176	87	0.0510	0.0587	0.00928	29.55803	6.357
96	136	795	325	0.5036	178	88	0.0511	0.0586	0.00929	29.86903	6.426
97	137	802	328	0.5049	180	88	0.0511	0.0585	0.00930	30.18003	6.495
98	138	809	331	0.5063	182	89	0.0512	0.0584	0.00931	30.49103	6.564
99	139	816	334	0.5076	184	89	0.0512	0.0583	0.00932	30.80203	6.633
100	140	823	337	0.5090	186	90	0.0513	0.0582	0.00933	31.11303	6.702
101	141	830	340	0.5103	188	90	0.0513	0.0581	0.00934	31.42403	6.771
102	142	837	343	0.5117	190	91	0.0514	0.0580	0.00935	31.73503	6.840
103	143	844	346	0.5130	192	91	0.0514	0.0579	0.00936	32.04603	6.909
104	144	851	349	0.5144	194	92	0.0515	0.0578	0.00937	32.35703	6.978
105	145	858	352	0.5157	196	92	0.0515	0.0577	0.00938	32.66803	7.047
106	146	865	355	0.5171	198	93	0.0516	0.0576	0.00939	32.97903	7.116
107	147	872	358	0.5184	200	93	0.0516	0.0575	0.00940	33.29003	7.185
108	148	879	361	0.5198	202	94	0.0517	0.0574	0.00941	33.60103	7.254
109	14										

Tabla XXVII. Ampacidad de dos conductores por fase Hawk

ACSR HAWK
477.0 MCM
19,500 LBS

ELEVACION DE TEMPERATURA °C	TEMPERATURA CONDUCTOR °C	CORRIENTE CONDUCTOR A	POTENCIA BY A 0.95 FP MW	RESISTENCIA AC OHM/M	PERDIDAS POTENCIA KWH/M	TEMPERATURA FILM DE AIRE (F) °C	VISCOCIDAD ABSOLUTA (LBF) (PIE)	DENSIDAD DE AIRE (LBF) (PIE ³)	CONDUCTIVIDAD TERMICA (KF) W/PIE (°C)	CALOR DISIPADO CONVECCION W/PIE	RADIACION W/PIE
8.0	48	83	24	0.2153	1	44	0.0466	0.0674	0.00839	2.89207	0.604
8.5	48.5	97	37	0.2157	2	44	0.0466	0.0674	0.00839	3.07274	0.643
9.0	49	121	46	0.2161	3	45	0.0466	0.0673	0.00840	3.53340	0.692
9.5	49.5	145	53	0.2165	4	45	0.0467	0.0673	0.00841	3.47125	0.730
10.1	50	163	62	0.2170	6	45	0.0467	0.0672	0.00841	3.65189	0.770
10.6	51	178	67	0.2174	7	45	0.0467	0.0672	0.00842	3.83251	0.810
11.1	51	193	73	0.2178	8	46	0.0468	0.0671	0.00842	4.01313	0.850
11.6	52	206	78	0.2181	9	46	0.0468	0.0671	0.00843	4.19373	0.891
12.1	52	218	83	0.2185	10	46	0.0468	0.0670	0.00843	4.37433	0.931
12.6	53	230	87	0.2189	12	46	0.0468	0.0670	0.00844	4.55491	0.972
13.1	53	241	91	0.2193	13	47	0.0469	0.0669	0.00845	4.73549	1.013
13.6	54	252	95	0.2197	14	47	0.0469	0.0669	0.00845	4.91606	1.054
14.1	54	262	99	0.2201	15	47	0.0469	0.0668	0.00846	5.09662	1.095
14.6	55	272	103	0.2205	16	47	0.0470	0.0668	0.00846	5.27717	1.137
15.1	55	281	106	0.2209	17	48	0.0470	0.0667	0.00847	5.45771	1.179
15.6	56	290	110	0.2212	19	48	0.0470	0.0666	0.00847	5.63824	1.221
16.1	56	299	113	0.2216	20	48	0.0470	0.0666	0.00848	5.81876	1.263
16.6	57	307	116	0.2220	21	48	0.0471	0.0665	0.00849	5.99928	1.305
17.1	57	315	119	0.2224	22	49	0.0471	0.0665	0.00849	6.17978	1.347
17.6	58	323	122	0.2228	23	49	0.0471	0.0664	0.00850	6.36028	1.390
18.1	58	331	125	0.2232	24	49	0.0472	0.0664	0.00850	6.54077	1.433
18.6	59	339	129	0.2236	25	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
19.1	59	347	132	0.2240	26	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
19.6	60	355	135	0.2244	27	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
20.1	60	363	138	0.2248	28	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
20.6	61	371	141	0.2252	29	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
21.1	61	379	144	0.2256	30	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
21.6	62	387	147	0.2260	31	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
22.1	62	395	150	0.2264	32	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
22.6	63	403	153	0.2268	33	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
23.1	63	411	156	0.2272	34	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
23.6	64	419	159	0.2276	35	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
24.1	64	427	162	0.2280	36	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
24.6	65	435	165	0.2284	37	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
25.1	65	443	168	0.2288	38	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
25.6	66	451	171	0.2292	39	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
26.1	66	459	174	0.2296	40	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
26.6	67	467	177	0.2300	41	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
27.1	67	475	180	0.2304	42	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
27.6	68	483	183	0.2308	43	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
28.1	68	491	186	0.2312	44	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
28.6	69	499	189	0.2316	45	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
29.1	69	507	192	0.2320	46	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
29.6	70	515	195	0.2324	47	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
30.1	70	523	198	0.2328	48	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
30.6	71	531	201	0.2332	49	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
31.1	71	539	204	0.2336	50	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
31.6	72	547	207	0.2340	51	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
32.1	72	555	210	0.2344	52	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
32.6	73	563	213	0.2348	53	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
33.1	73	571	216	0.2352	54	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
33.6	74	579	219	0.2356	55	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
34.1	74	587	222	0.2360	56	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
34.6	75	595	225	0.2364	57	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
35.1	75	603	228	0.2368	58	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
35.6	76	611	231	0.2372	59	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
36.1	76	619	234	0.2376	60	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
36.6	77	627	237	0.2380	61	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
37.1	77	635	240	0.2384	62	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
37.6	78	643	243	0.2388	63	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
38.1	78	651	246	0.2392	64	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
38.6	79	659	249	0.2396	65	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
39.1	79	667	252	0.2400	66	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
39.6	80	675	255	0.2404	67	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
40.1	80	683	258	0.2408	68	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
40.6	81	691	261	0.2412	69	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
41.1	81	699	264	0.2416	70	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
41.6	82	707	267	0.2420	71	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
42.1	82	715	270	0.2424	72	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
42.6	83	723	273	0.2428	73	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
43.1	83	731	276	0.2432	74	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
43.6	84	739	279	0.2436	75	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
44.1	84	747	282	0.2440	76	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
44.6	85	755	285	0.2444	77	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
45.1	85	763	288	0.2448	78	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
45.6	86	771	291	0.2452	79	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
46.1	86	779	294	0.2456	80	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
46.6	87	787	297	0.2460	81	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
47.1	87	795	300	0.2464	82	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
47.6	88	803	303	0.2468	83	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
48.1	88	811	306	0.2472	84	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
48.6	89	819	309	0.2476	85	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
49.1	89	827	312	0.2480	86	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
49.6	90	835	315	0.2484	87	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
50.1	90	843	318	0.2488	88	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
50.6	91	851	321	0.2492	89	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
51.1	91	859	324	0.2496	90	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
51.6	92	867	327	0.2500	91	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
52.1	92	875	330	0.2504	92	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
52.6	93	883	333	0.2508	93	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
53.1	93	891	336	0.2512	94	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
53.6	94	899	339	0.2516	95	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
54.1	94	907	342	0.2520	96	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
54.6	95	915	345	0.2524	97	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
55.1	95	923	348	0.2528	98	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
55.6	96	931	351	0.2532	99	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
56.1	96	939	354	0.2536	100	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
56.6	97	947	357	0.2540	101	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
57.1	97	955	360	0.2544	102	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
57.6	98	963	363	0.2548	103	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
58.1	98	971	366	0.2552	104	50	0.0481	0.0647	0.00870	12.67284	3.011
58.6	99	979	369	0.							

Tabla XXIX. Ampacidad de un conductor por fase Flint

AAAC-6201 740.8 MCM 24,400 LBS FLINT

ELEVACION DE TEMPERATURA DE TEMPERATURA °C	TEMPERATURA CONDUCTOR °C	CORRIENTE CONDUCTO A	POTENCIA A 0.95 FP A MW	RESISTENCIA AC OHM/MI	POTENCIA KW/MI	TEMPERATURA ILM DE AIRE (T °C	VISCOSIDAD ABSOLUTA (microf) LB/H (PIE)	DENSIDAD DE AIRE (PI) LB/PIE ³	CONDUCTIVIDAD TERMICA (K) W/PIE (°C)	CALOR DERIVADO CONVECCION W/PIE	RADIACION W/PIE
8.5	48.5	81	31	0.1566	1	44	0.0466	0.0674	0.00839	3.30624	0.742
9.5	49.5	151	37	0.1573	4	45	0.0467	0.0673	0.00841	3.69499	0.834
10.5	50.5	197	74	0.1578	6	45	0.0467	0.0672	0.00842	4.08370	0.926
11.5	51.5	234	89	0.1583	9	46	0.0468	0.0671	0.00843	4.47236	1.019
12.5	52.5	266	101	0.1588	11	46	0.0468	0.0670	0.00844	4.86098	1.113
13.5	53.5	291	110	0.1592	14	47	0.0469	0.0669	0.00845	5.24960	1.198
14.5	54.5	320	121	0.1597	16	47	0.0470	0.0668	0.00846	5.63822	1.303
15.5	55.5	343	130	0.1602	19	48	0.0470	0.0667	0.00847	6.02685	1.400
16.5	56.5	365	138	0.1607	21	48	0.0471	0.0666	0.00848	6.41548	1.497
17.5	57.5	386	146	0.1612	24	49	0.0471	0.0665	0.00850	6.80411	1.596
18.5	58.5	406	153	0.1616	27	49	0.0472	0.0663	0.00851	7.19274	1.695
19.5	59.5	424	161	0.1621	29	50	0.0472	0.0662	0.00852	7.58137	1.795
20	60	433	164	0.1624	30	50	0.0473	0.0662	0.00852	7.77433	1.845
21	61	450	170	0.1629	33	51	0.0473	0.0661	0.00854	8.16281	1.947
22	62	467	177	0.1633	36	51	0.0474	0.0660	0.00855	8.55129	2.049
23	63	483	183	0.1638	38	52	0.0474	0.0659	0.00856	8.93977	2.152
24	64	498	189	0.1643	41	52	0.0475	0.0658	0.00857	9.32825	2.257
25	65	513	194	0.1648	43	53	0.0475	0.0657	0.00858	9.71673	2.362
26	66	528	200	0.1653	46	53	0.0476	0.0656	0.00859	10.10521	2.468
27	67	542	205	0.1657	49	54	0.0476	0.0655	0.00860	10.49369	2.575
33	73	618	234	0.1686	64	57	0.0480	0.0649	0.00867	12.81937	3.237
35	75	648	248	0.1696	70	58	0.0481	0.0647	0.00869	13.59506	3.466
TEMPERATURA AMBIENTE		40									820 PIES UNM
VELOCIDAD VIENTO		2						39			GRADOS
DIAMETRO DE CONDUCTOR		0.991						0			GRADOS
RESISTENCIA AC 25°C		0.1455		PIE/SEG				75			GRADOS
RESISTENCIA AC 50°C		0.1575		PULGADAS				78			GRADOS
RESISTENCIA AC 75°C		0.1696		OHM/MI							W/PIE ²
COEFICIENTE DE EMISIVIDAD		0.5		OHM/MI				95.56			W/PIE
COEFICIENTE DE ABSORCION		0.5		OHM/MI				3.8517			W/PIE
VOLTAJE DEL SISTEMA		230		KV				0.95			

Tabla XXX. Ampacidad de un conductor por fase Grosbeak

ELEVACION DE TEMPERATURA DE TEMPERATURA °C		TEMPERATURA CONDUCTOR °C		CORRIENTE CONDUCTOR A	POTENCIA A 0.95 PF MW	RESISTENCIA AC OHM/MI	PERDIDAS POTENCIA KW/MI	TEMPERATURA FILM DE AIRE (°F) °C	VISCOSIDAD ABSOLUTA (µf) LB/H (PIE)	DENSIDAD DE AIRE (pf) LB/PIE ³	CONDUCTIVIDAD TERMICA (Kt) W/PIE (°C)	CALOR DISIPADO CONVECCION W/PIE	RADIACION W/PIE
9	49	126	0.1468	2	48	0.1468	2	45	0.0466	0.0473	0.00840	3.49833	0.787
10	50	181	0.1473	5	69	0.1473	5	45	0.0467	0.0473	0.00841	3.88735	0.879
11	51	224	0.1478	7	85	0.1478	7	46	0.0468	0.0471	0.00842	4.27584	0.971
12	52	269	0.1483	10	98	0.1483	10	46	0.0468	0.0470	0.00843	4.66428	1.065
13	53	315	0.1488	13	115	0.1488	13	47	0.0469	0.0469	0.00844	5.05268	1.159
14	54	317	0.1494	15	120	0.1494	15	47	0.0469	0.0468	0.00846	5.44103	1.254
15	55	343	0.1499	18	130	0.1499	18	48	0.0470	0.0467	0.00847	5.82935	1.350
16	56	366	0.1504	20	139	0.1504	20	48	0.0470	0.0466	0.00848	6.21763	1.447
17	57	388	0.1509	23	147	0.1509	23	49	0.0471	0.0465	0.00849	6.60586	1.545
18	58	409	0.1514	25	155	0.1514	25	49	0.0471	0.0464	0.00850	6.99406	1.643
19	59	428	0.1519	28	162	0.1519	28	50	0.0472	0.0463	0.00851	7.38222	1.743
20	60	447	0.1525	30	169	0.1525	30	50	0.0473	0.0462	0.00852	7.77034	1.843
21	61	465	0.1530	33	176	0.1530	33	51	0.0473	0.0461	0.00854	8.15843	1.945
22	62	482	0.1535	36	182	0.1535	36	51	0.0474	0.0460	0.00855	8.54647	2.047
23	63	499	0.1540	38	189	0.1540	38	52	0.0474	0.0459	0.00856	8.93449	2.150
24	64	514	0.1545	41	194	0.1545	41	52	0.0475	0.0458	0.00857	9.32247	2.254
25	65	529	0.1550	43	200	0.1550	43	53	0.0475	0.0457	0.00858	9.71041	2.359
26	66	544	0.1556	46	206	0.1556	46	53	0.0476	0.0456	0.00859	10.09832	2.465
27	67	558	0.1561	49	211	0.1561	49	54	0.0476	0.0455	0.00860	10.48620	2.572
28	68	573	0.1566	51	217	0.1566	51	54	0.0477	0.0454	0.00861	10.87404	2.680
29	69	586	0.1571	54	222	0.1571	54	55	0.0478	0.0453	0.00863	11.26185	2.789
30	70	598	0.1576	56	226	0.1576	56	55	0.0481	0.0447	0.00869	13.58807	3.462
TEMPERATURA AMBIENTE													
VELOCIDAD VIENTO	40												
DIAMETRO DE CONDUCTOR	2												
RESISTENCIA AC 25°C	0.090	PIE/SEG											
RESISTENCIA AC 50°C	0.1344	PULGADAS											
RESISTENCIA AC 75°C	0.1473	OHM/MI											
COEFICIENTE DE EMISIVIDAD	0.1602	OHM/MI											
COEFICIENTE DE ABSORCION	0.5	KV											
VOLTAJE DEL SISTEMA	230												
			AZIMUT SOLAR	39	GRADOS								
			ANG INCIDENCIA	0	GRADOS								
			FLUJO DE CALOR SOLAR	75	GRADOS								
			GANANCIA CALOR SOLAR	78	GRADOS								
			FACTORIZACION	95.36	W/PIE ²								
			FACTORIZACION	3.9478	W/PIE								
			FACTORIZACION	0.95	W/PIE								

APÉNDICE B

Figura 33. Silueta de estructura en tangente (0°)

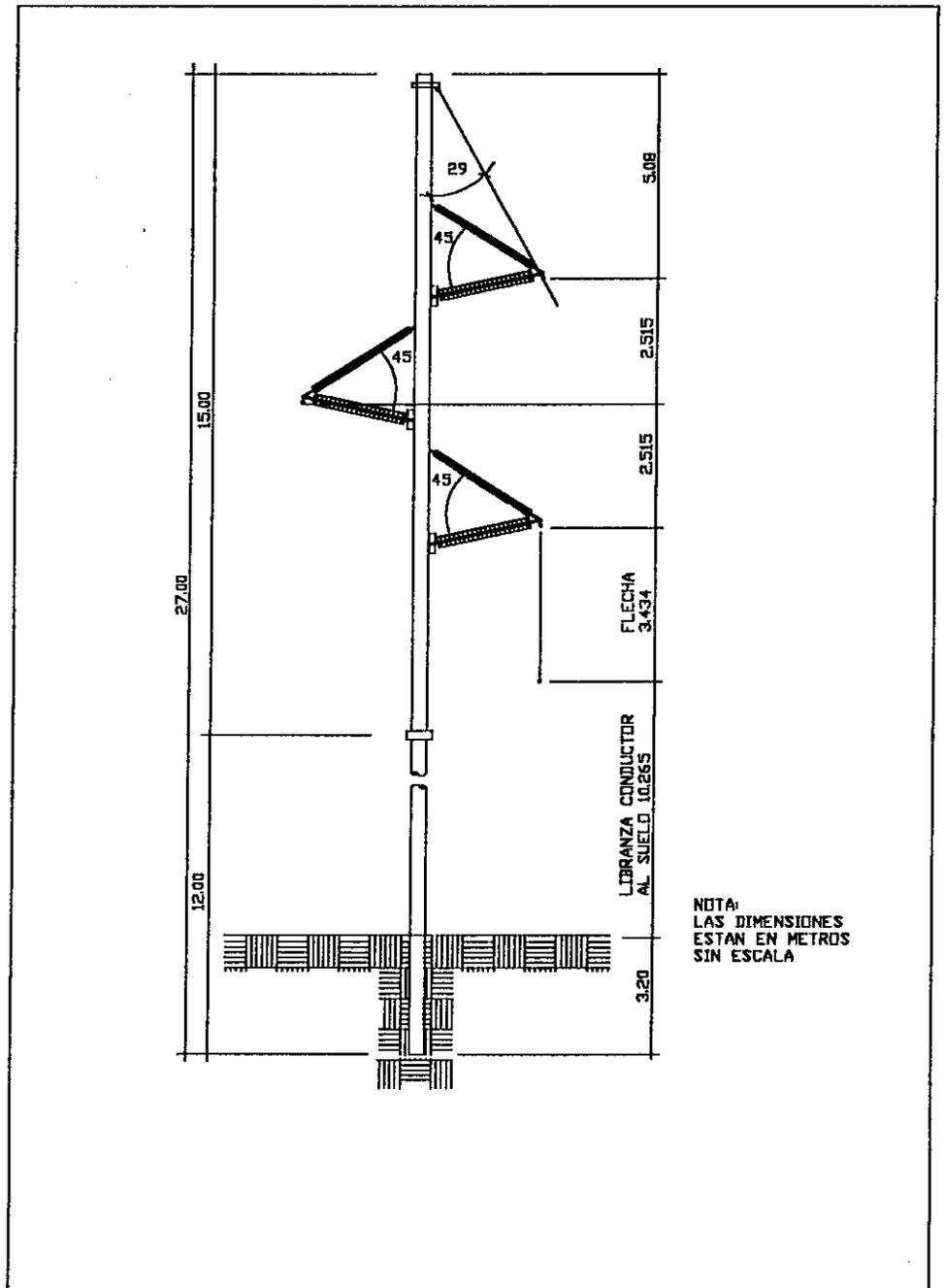


Tabla XXXI. Valores de Flashover en el entrehierro -Air Gaps-

AIR GAP		FLASHOVER		AIR GAP		FLASHOVER	
mm	Pulgadas	60 Hz HUMEDO KV	IMPULSO CRITICO POSITIVO EN KV	mm	Pulgadas	60 Hz HUMEDO KV	IMPULSO CRITICO POSITIVO EN KV
25	1		38	1295	51	438	814
51	2		60	1321	52	447	829
76	3		75	1346	53	455	843
102	4		91-95	1372	54	464	858
127	5		106-114	1397	55	472	872
152	6		128-141	1422	56	481	887
178	7		141-155	1448	57	489	901
203	8		159-166	1473	58	498	916
229	9		175-178	1499	59	506	930
254	10	80	190	1524	60	515	945
279	11	89	207	1549	61	523	960
305	12	98	224	1575	62	532	975
330	13	107	241	1600	63	540	990
356	14	116	258	1626	64	549	1005
381	15	125	275	1651	65	557	1020
406	16	134	290	1676	66	566	1035
432	17	143	305	1702	67	574	1050
457	18	152	320	1727	68	583	1065
483	19	161	335	1753	69	591	1080
508	20	170	350	1778	70	600	1095
533	21	178	365	1803	71	607	1109
559	22	187	381	1829	72	615	1124
584	23	195	396	1854	73	622	1138
610	24	204	412	1880	74	630	1153
635	25	212	427	1905	75	637	1167
660	26	221	443	1930	76	645	1182
686	27	229	458	1956	77	652	1196
711	28	238	474	1981	78	660	1211
737	29	246	489	2007	79	667	1225
762	30	255	505	2032	80	675	1240
787	31	264	519	2057	81	683	1254
813	32	273	534	2083	82	691	1269
838	33	282	548	2108	83	699	1283
864	34	291	563	2134	84	707	1298
889	35	300	577	2159	85	715	1312
914	36	309	592	2184	86	723	1327
940	37	318	606	2210	87	731	1341
965	38	327	621	2235	88	739	1356
991	39	336	635	2261	89	747	1370
1016	40	345	650	2286	90	755	1385
1041	41	353	665	2311	91	763	1399
1067	42	362	680	2337	92	771	1414
1092	43	370	695	2362	93	779	1428
1118	44	379	710	2388	94	787	1443
1143	45	387	725	2413	95	795	1457
1168	46	396	740	2438	96	803	1472
1194	47	404	755	2464	97	811	1486
1219	48	413	770	2489	98	819	1501
1245	49	421	785	2515	99	827	1515
1270	50	430	800	2540	100	835	1530

Fuente: Manual Ebasco

Tabla XXXII. Datos de cálculo de momentos de volteo del poste

1.0 DATOS DE ENTRADA

1.1 POSTE DE CONCRETO

Longitud de poste
 Diámetro de la punta
 Diámetro de la base
 Clase de poste
 Carga máxima en la punta
 Conocidad del poste en %

L	m	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
	cm	25.50	25.50	25.50	25.50	25.50	25.50
	cm	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00	66.00
	Lb	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
	kg	909.09	909.09	909.09	909.09	909.09	909.09
%C	%	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5

1.2 CONDUCTOR

Tipo
 Calibre
 Palabra clave
 Diámetro
 Peso
 Tensión de ruptura
 Porcentaje de tensión tendido
 No. De Conductores por fase

		ACSR	ACSR	ACSR	AAAC-620	AAAC-6201	ACAR
	MCM	266.9	338.9	477.0	652.0	740.9	740.0
		PARTRIDGE	LINNET	HAWK	ELGIN	FLINT	GROS BEAK
	pulg	0.6420	0.7200	0.9590	0.9260	0.9900	0.9900
	Lb/pie	0.3670	0.4630	0.6570	0.6210	0.6750	0.6950
	kg	5,136.36	6,363.64	9,963.64	9,954.55	11,090.91	9,136.36
	%	25	25	25	16	16	16
		2	2	2	1	1	1

1.3 HILO DE GUARDA

Tipo
 Calibre
 Diámetro
 Clase
 Peso
 Tensión de ruptura
 Porcentaje de tensión de tendido

		EHS	EHS	EHS	EHS	EHS	EHS
	pulg	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16
	pulg	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125
		B	B	B	B	B	B
	Lb/pie	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050
	kg	5,090.91	5,090.91	5,090.91	5,090.91	5,090.91	5,090.91
		25	25	25	25	25	25

1.4 DISTANCIAS VERTICALES DE CONDUCTORES

Hilo de guarda a punta de poste
 Hilo de guarda a conductor superior
 Conductor superior al medio
 Conductor medio al inferior

m	0.10		0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
m	4.9800	4.9800	4.9800	4.9800	4.9800	4.9800	4.9800
m	2.515	2.515	2.515	2.515	2.515	2.515	2.515
m	2.515	2.515	2.515	2.515	2.515	2.515	2.515

1.5 GEOMETRIA DE LA ESTRUCTURA

Altura del poste sobre nivel del suelo
 Altura del hilo de guarda
 Altura de conductor superior
 Altura de conductor medio
 Altura de conductor inferior
 Libranza fase a tierra mínima
 Angulo de la línea

m	23.90	23.90	23.90	23.90	23.90	23.90	23.90
m	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70
m	18.73	18.73	18.73	18.73	18.73	18.73	18.73
m	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21
m	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70
m	10.30	10.30	10.30	10.30	10.30	10.30	10.30
	0	0	0	0	0	0	0

1.6 VIENTO

Velocidad del viento
 Peso volumétrico del aire
 Aceleración debida a la gravedad
 Constante de la superficie
 Para superficies planas
 Para superficies cilíndricas lisas
 Para cables
 Coeficiente del tramo (0.4 a 06.)

m/seg	28	28	28	28	28	28	28
kg/m	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225
m/seg	9.91	9.91	9.91	9.91	9.91	9.91	9.91
	2	2	2	2	2	2	2
	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1

Tabla XXXIII. Datos calculados de momento de volteo del poste

2.0 DATOS CALCULADOS

2.1 POSTE DE CONCRETO

Empotramiento
 Diametro al nivel del suelo
 Area expuesta al viento en el poste
 Presión del viento sobre el poste
 Fuerza del viento
 Centroide del poste

d	m	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20
	m	0.612	0.612	0.612	0.612	0.612	0.612
Ap	m	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32
Fvp	kgr/m	48	48	48	48	48	48
	kgr/m	497.05	497.05	497.05	497.05	497.05	497.05
Cr	m	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27	10.27

2.2 CONDUCTORES

Area unitaria expuesta al viento
 Presión del viento
 Fuerza del viento
 Factor de carga
 Flecha máxima admisible
 Peso
 Tensión del tendido
 Tensión del tendido

Ao	m ²	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03
Pvo	kgr/m	48.18	48.18	48.18	48.18	48.18	48.18
uni	kg/m	1.62	1.91	2.16	1.17	1.25	1.25
		1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Fmax	m	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390
	kg/m	1.09	1.38	1.96	0.93	1.01	1.04
	kg	1,284.09	1,590.91	2,215.91	1,592.73	1,774.55	1,461.82
	Lb	2,925.00	3,500.00	4,975.00	3,504.00	3,904.00	3,216.00

2.3 HILO DE GUARDA

Area unitaria expuesta al viento
 Presión del viento
 Fuerza del viento
 Factor de carga
 Peso
 Tensión de tendido

Ahg	m ²	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Pvo	kgr/m	48.18	48.18	48.18	48.18	48.18	48.18
uni	kg/m	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
		1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
	kg/m	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
	kg	1,272.73	1,272.73	1,272.73	1,272.73	1,272.73	1,272.73

2.4 ALTURAS DE ANCLAJE DE AISLADORES

AISLADOR SUPERIOR

Anclaje superior
 Anclaje inferior

m	20.389	20.389	20.389	20.389	20.389	20.389
m	18.179	18.179	18.179	18.179	18.179	18.179

AISLADOR MEDIO

Anclaje superior
 Anclaje inferior

m	17.874	17.874	17.874	17.874	17.874	17.874
m	15.664	15.664	15.664	15.664	15.664	15.664

AISLADOR INFERIOR

Anclaje superior
 Anclaje inferior

m	15.359	15.359	15.359	15.359	15.359	15.359
m	13.149	13.149	13.149	13.149	13.149	13.149

2.5 DESCOMPOSICION DE FUERZAS EN EJE "X"

PRODUCIDAS POR VIENTO Y PESO

Anclaje superior derecho
 Anclaje inferior derecho
 Anclaje superior izquierdo
 Anclaje inferior izquierdo

Kg/m	1.67	2.05	2.81	1.36	1.47	1.51
Kg/m	(0.05)	(0.23)	(0.64)	(0.20)	(0.23)	(0.28)
Kg/m	(0.87)	(1.15)	(1.74)	(0.79)	(0.86)	(0.89)
Kg/m	2.49	2.97	3.9	1.95	2.11	2.14

2.6 DESCOMPOSICION DE FUERZAS EN EJE "Y"

PRODUCIDAS POR VIENTO Y PESO

Anclaje superior derecho
 Anclaje inferior derecho
 Anclaje superior izquierdo
 Anclaje inferior izquierdo

Kg/m	1.09	1.33	1.82	0.89	0.96	0.98
Kg/m	(0.01)	(0.05)	(0.14)	(0.04)	(0.05)	(0.06)
Kg/m	(0.57)	(0.75)	(1.13)	(0.51)	(0.56)	(0.58)
Kg/m	0.53	0.63	0.83	0.42	0.45	0.48

Tabla XXXIV. Resultados de momentos de volteo del poste

2.7 DESCOMPOSICION DE FUERZAS EN EJE "X" PRODUCIDAS POR TENSION DE TENDIDO

Tensión vertical de tendido	Kg	1.71	2.38	3.95	1.95	2.27	1.99
Anclaje superior derecho	Kg	1.99	2.76	4.59	2.26	2.63	2.20
Anclaje inferior derecho	Kg	(1.98)	(2.76)	(4.58)	(2.26)	(2.63)	(2.20)
Anclaje superior izquierdo	Kg	(1.98)	(2.76)	(4.58)	(2.26)	(2.63)	(2.20)
Anclaje inferior izquierdo	Kg	1.99	2.76	4.58	2.26	2.63	2.20

2.8 DESCOMPOSICION DE FUERZAS EN EJE "Y" PRODUCIDAS POR TENSION DE TENDIDO

Anclaje superior derecho	Kg	1.29	1.79	2.97	1.47	1.71	1.43
Anclaje inferior derecho	Kg	(0.42)	(0.59)	(0.97)	(0.48)	(0.56)	(0.47)
Anclaje superior izquierdo	Kg	(1.29)	(1.79)	(2.97)	(1.47)	(1.71)	(1.43)
Anclaje inferior izquierdo	Kg	0.42	0.59	0.97	0.48	0.56	0.47

3.0 CALCULO DE MOMENTOS EN POSTE

3.1 MOMENTO UNITARIO DE HILO DE GUAR

3.2 MOMENTOS UNITARIOS DE CONDUCTORES POR VIENTO Y PESO

Aislador superior	Kg-m	33.10	37.51	45.5	24.22	25.93	26.01
Aislador medio	Kg-m	23.42	25.98	30.03	16.54	17.64	17.57
Aislador inferior	Kg-m	24.96	28.38	34.63	18.35	19.66	19.74
SUMA DE MOMENTOS	Kg-m	91.48	91.77	110.16	59.11	63.24	63.31

3.3 MOMENTOS DE CONDUCTORES POR TENSION

Aislador superior	Kg-m	4.38	6.09	10.10	5.00	5.8	4.85
Aislador medio	Kg-m	(4.38)	(6.09)	(10.11)	(5.00)	(5.80)	(4.85)
Aislador inferior	Kg-m	4.38	8.09	10.11	5.00	5.90	4.85
SUMA DE MOMENTOS	Kg-m	4.38	8.09	10.11	5.00	5.90	4.85

3.4 MOMENTO POR VIENTO EN POSTE	Kg-m	5,103.02	5,103.02	5,103.02	5,103.02	5,103.02	5,103.02
3.5 MOMENTO MAXIMO DE POSTE	Kg-m	21,636.36	21,636.36	21,636.36	21,636.36	21,636.36	21,636.36

Tabla XXXV. Resultados de tramos máximos y promedios

CARACTERISTICAS FISICAS: VANOS Y FLECHAS
CAPACIDAD DE LA LINEA: 110 MW

DESCRIPCION	UNI.	ACSR	ACSR	ACSR	AAAC-6201	AAAC-6201	ACAR
		266.9	336.9	477	652	740.8	740
		PARTRIDGE	LINNET	HAWK	ELGIN	FLINT	GROS BEAK
1. Poste de concreto							
Longitud	m	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
Diametro de la punta	om	25.50	25.50	25.50	25.50	25.50	25.50
Diametro de la base	om	68.00	66.00	66.00	68.00	66.00	66.00
Clase de poste	Lb	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Carma máxima en la punta	kg	909.09	909.09	909.09	909.09	909.09	909.09
Conocidad del poste en %	%	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2. Conductores							
Diametro	pulg	0.642	0.7200	0.9590	0.926	0.9900	0.9900
Peso	Lb/pie	0.367	0.4630	0.6570	0.621	0.6750	0.6950
Tensión de ruptura	kg	5,136.36	6,363.64	8,863.64	9,954.55	11,090.91	9,138.38
No. De Conductorespor face		2	2	2	1	1	1
3. Hilo de guarda							
Tipo		EHS	EHS	EHS	EHS	EHS	EHS
Calibre	pulg.	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16	5/16
Diametro	pulg.	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125	0.3125
Clase		B	B	B	B	B	B
Peso	Lb/pie	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050	0.2050
4. GEOMETRIA DE LA ESTRUCTURA							
Altura del poste sobre nivel del suelo	m	23.90	23.90	23.90	23.90	23.90	23.90
Altura del hilo de guarda	m	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70	23.70
Altura de conductor superior	m	19.73	19.75	19.73	19.73	19.73	19.73
Altura de conductor medio	m	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21
Altura de conductor inferior	m	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70	13.70
Libranza fase a tierra minima	m	10.50	10.30	10.30	10.30	10.30	10.30
Angulo de la línea	m						
5. Vano calculado por momentos	m	192.01	163.47	139.28	241.49	227.74	227.51
6. Flecha para vano calculado momentos	m	3.53	2.90	2.11	4.24	3.69	4.59
7. Flecha máxima permisible	m	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390	3.390
8. Vano para flecha máxima permisible	m	178.39	163.47	138.28	216.00	218.68	195.60
9. Razón vano promedio a vano máximo		0.99	0.89	0.99	0.89	0.99	0.99
10. Estructura por kilómetro	u	6.32	6.90	9.15	5.22	5.16	5.76
11. Tramo promedio	m	158	145	123	192	194	173
12. % estructuras por km/Estructura bas	%	1.000	1.091	1.290	0.826	0.916	0.912

APÉNDICE C

Tabla XXXVI. Factores de corrección para los costos de construcción

ITEM	FACTORES	IDENTIFICACION DEL FACTOR	AAAC-6201 (37)		ACSR		ACSR		AAAC-6201		AAAC-6201		ACAR	
			740.8 KCMIL FLINT	266.8 KCMIL PARTRIDGE	336.8 KCMIL LINNET	477.0 KCMIL HAWK	652.0 KCMIL ELGIN	740.8 KCMIL FLINT	740.0 KCMIL GROSBEAK	740.8 KCMIL FLINT	740.0 KCMIL GROSBEAK			
1	PESO DEL CONDUCTOR (LBS/PIE)		0.675	0.367	0.463	0.657	0.621	0.675	0.675	1.00	1.00	0.695	1.00	0.695
2	NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE	n	1.00	2.00	2.00	2.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3	FACTOR DE TRAMO	A	1.00	1.22	1.30	1.39	1.04	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.13
4	FACTOR DE PESO DEL CONDUCTOR	B	1.00	0.54	0.69	0.97	0.92	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.03
5	FACTOR DE PESO DE LOS AISLADORES	C	1.00	1.16	1.21	1.29	0.92	0.92	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.03
6	TENSION DE RUPTURA DEL CABLE EN Kg	K	11,090.91	5,136.36	6,363.64	8,863.64	9,954.55	11,090.91	11,090.91	11,090.91	11,090.91	11,090.91	9,136.36	9,136.36
7	RELACION DE TENSIONES	L	1.00	0.46	0.57	0.80	0.90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.82
8	COSTO DE ESPACIADORES EN US\$/KM	M	0.00	682.25	682.25	682.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	FACTOR DE COSTO DE CABLE			0.42	0.53	0.75	0.71	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.79

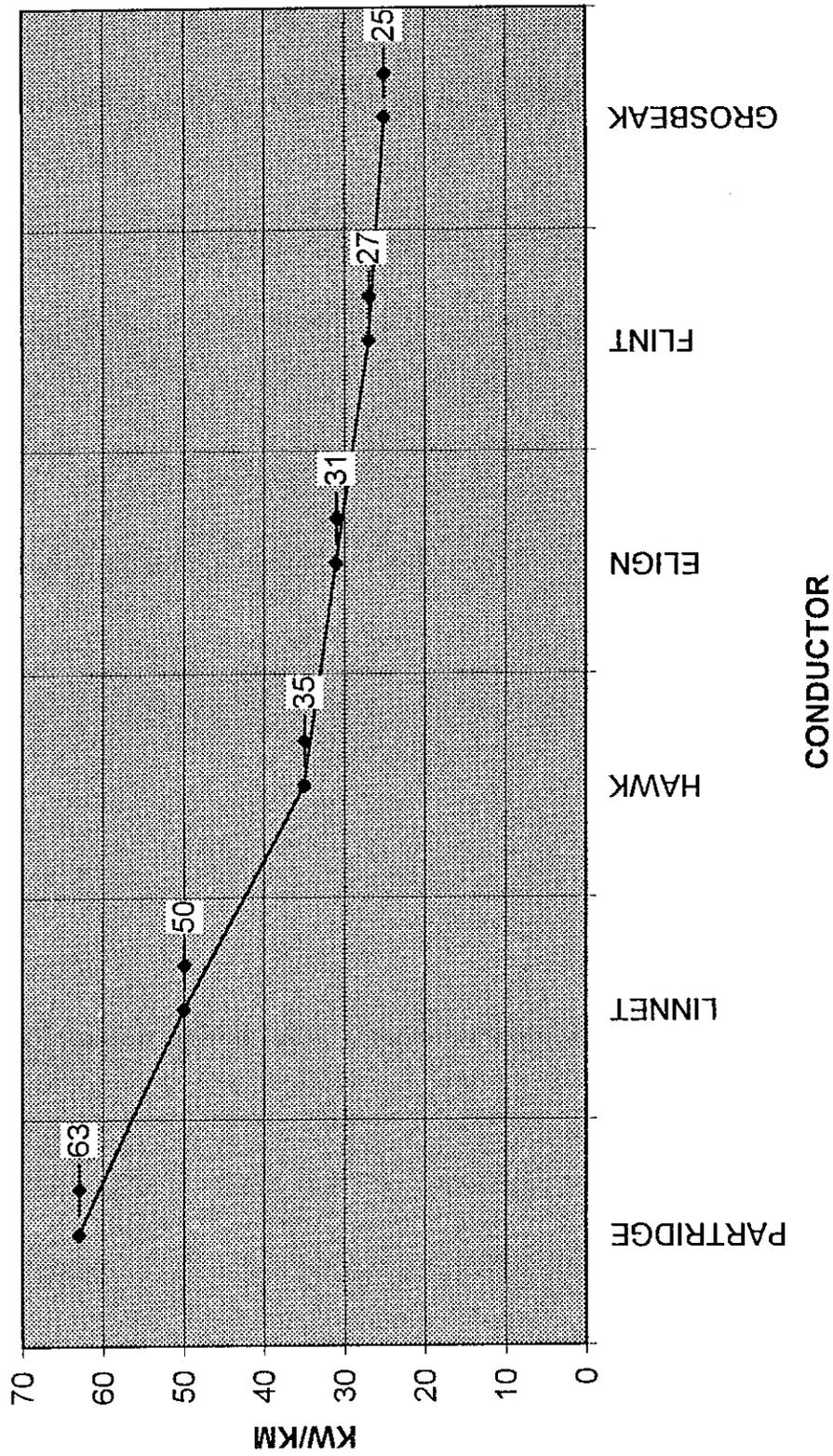
Tabla XXXVII. Datos de entrada y calculos de pérdidas Joule y Corona

DESCRIPCION	ACSR		ACSR		ACSR		AAAC-6201		AAAC-6201		ACAR	
	266.8 MCM	336.8 MCM	477.0 MCM	652 MCM	740.8 MCM	740.0 MCM	FLINT	ELIGN	FLINT	ELIGN	GROSBEAK	GROSBEAK
Datos de entrada	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Voltaje máximo de diseño	KV	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Voltaje nominal	KV	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Carga	MVA	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
distancia	Km	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5
costo Kwh	US\$	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583	0.0583
Factor de planta		0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
factor de potencia de la carga		0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
frecuencia	Hz	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
factor de forma de superficie en seco		0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
factor de forma de superficie en húmedo		0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
presión barométrica	m de Hg	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
temperatura ambiente	°C	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
temperatura ambiente con lluvia	°C	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
distancia entre conductor 1 y 2	m	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02
distancia entre conductor 2 y 3	m	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09
distancia entre conductor 3 y 1	m	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03
distancia del bundle	cm	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
tasa de interés anual	%	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Datos calculados		291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19	291.19
corriente	A	51	50	49	49	49	49	49	49	49	49	49
temperatura del conductor	°C	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518	0.9518
factor de densidad del aire a 40°C	°C	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997
factor de densidad del aire a 25°C	°C	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919	5.6919
distancia media geométrica	M	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
voltaje máximo de diseño de línea a línea	KV	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45	141.45
voltaje máximo de diseño de línea a neutro	KV	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42	21.42
altura de anclaje conductor superior	m	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91
altura de anclaje conductor medio	m	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39	16.39
altura de anclaje conductor inferior	m	3.4	2.9	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11
flecha del conductor	m	19.39	19.94	19.04	19.04	19.04	19.04	19.04	19.04	19.04	19.04	19.04
altura media de conductor superior considerand	m	16.88	17.43	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53	16.53
altura media de conductor medio considerand	m	14.36	14.91	14.01	14.01	14.01	14.01	14.01	14.01	14.01	14.01	14.01
altura media de conductor inferior considerand	m	16.75	17.31	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4
altura media geométrica	m	21.37	21.11	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67
gradiente superficial crítica en seco	KV / cm	16.72	16.73	16.18	16.18	16.18	16.18	16.18	16.18	16.18	16.18	16.18
gradiente superficial crítica en húmedo	KV / cm	13.71	13.8	13.71	13.71	13.71	13.71	13.71	13.71	13.71	13.71	13.71

Tabla XXXVIII. Pérdidas por efecto Joule y Corona para uno y dos conductores por fase

DESCRIPCION	ACSR		ACSR		ACSR		AAAC-6201		AAAC-6201		ACAR	
	266.8 MCM	336.8 MCM	477.0 MCM	PARTRIDGE	LINNET	HAWK	652 MCM	ELIGN	740.8 MCM	FLINT	740.8 MCM	GROSBEAK
	180	160	140	160	160	140	215	220	220	200		
Vano	M											
Diametro	Pulgadas	11.300	14.000	19.500		19.500	21.900	24.400	24.400	20.100		
Tension de ruptura	Lbs	0.6955	0.87	0.95		0.95	0.962	0.962	0.962	1.196		
Peso del conductor	Lbs/ft	2	2	2		2	1	1	1	1		
No. Conductores por fase:	Adimensional											
Resistencia del conductor a temperatura de carga	Oms/Milla a su °C	0.7764	0.615	0.4332		0.4332	0.1807	0.1592	0.1592	0.1488		
Coefficiencia térmica de resistencia	1/°+ATC	0.00394	0.00394	0.00394		0.00394	0.00394	0.00394	0.00394	0.00394		
Factor de forma en seco	Adimensional	0.81	0.81	0.81		0.81	0.81	0.81	0.81	0.81		
Radio medio geométrico	cm	8.57	9.07	9.9		9.9	1.18	1.26	1.26	1.26		
Diametro en	cm	1.63	1.83	2.18		2.18	2.35	2.52	2.52	2.51		
Razon de seguridad Vn/Vo en seco:	Adimensional	0.91	0.83	0.73		0.85	0.81	0.81	0.81	0.81		
Razon de seguridad Vn/Vo en humedad	Adimensional	1.17	1.07	0.93		0.93	1.33	1.26	1.26	1.26		
Tension corona en seco Vo	KV	145.72	159.31	181.81		181.81	156.50	164.60	164.60	164.57		
Tension corona humedo Vo	KV	114.05	124.69	142.3		142.3	100.08	105.26	105.26	105.24		
Gradiente superficial critico	KV/cm	21.3677	21.1137	20.6677		20.6677	21.5775	21.4416	21.4416	21.4437		
Factor F (1.0 a 10.0) en seco	Adimensional	0.0000	0.0000	0.0000		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		
Factor F (0.6 a 1.0) en seco	Adimensional	0.02636	0.02042	0.01525		0.01525	0.02147	0.01854	0.01854	0.01855		
Factor F en seco	Adimensional	0.02636	0.02042	0.01525		0.01525	0.02147	0.01854	0.01854	0.01855		
Factor F (1.0 a 10.0) en humedo	Adimensional	0.07401	0.04727	0.0000		0.0000	0.26375	0.12599	0.12599	0.12613		
Factor F (0.6 a 1.0) en humedo	Adimensional	0.0000	0.0000	0.0000		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		
Factor F en humedo	Adimensional	0.07401	0.04727	0.02877		0.02877	0.26375	0.12599	0.12599	0.12613		
Pérdidas corona seco	KW/KM/FASE	0.1296	0.1028	0.0796		0.0796	0.0534	0.0470	0.0470	0.0470		
Pérdidas corona con lluvia Método de Peek	KW/KM	0.3888	0.3084	0.3389		0.3389	0.1602	0.1411	0.1411	0.1411		
Pérdidas corona con lluvia Método de Peek	KW/KM/FASE	0.364	0.238	0.1503		0.1503	0.656	0.3197	0.3197	0.3199		
Pérdidas corona lluvia 3 fases Método de Peek	KW/KM	1.0919	0.714	0.4508		0.4508	1.9681	0.959	0.959	0.9598		
Pérdidas corona con lluvia Método de Peterson	KW/KM/FASE	2.8594	0.5667	0.0000		0.0000	10.4682	7.6714	7.6714	7.6776		
Pérdidas corona con lluvia en las tres fases	KW/KM	8.58	1.70	0.00		0.00	31.40	29.01	29.01	25.03		
Pérdidas corona promedio en lluvia	KW/KM	4.29	0.85	0.00		0.00	15.70	11.51	11.51	11.52		
Pérdidas corona compuestas												
Pérdidas aislamiento	KW/KM	0.3	0.3	0.3		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		
Pérdidas efecto Joule	KW/KM	61	49	34		34	29	25	25	24		
Total de pérdidas	KW/KM	63	50	35		35	31	27	27	25		
PERDIDA TOTALES	KW	2.81	2.222	1.568		1.568	1.399	1.182	1.182	1.109		
Porcentaje de pérdidas	%	2.42	1.92	1.35		1.35	1.19	1.02	1.02	0.96		
Costo de pérdidas anuales	US\$/KM POR AÑO	43,868.05	34,668.05	24,474.39		24,474.39	21,531.17	18,455.82	18,455.82	17,314.28		
Costo total de pérdidas anuales	US\$	1,952,163.85	1,543,618.37	1,089,110.27		1,089,110.27	958,137.11	821,284.13	821,284.13	770,485.31		
Valor presente de pérdidas	US\$/KM POR AÑO	141,512.42	111,896.95	78,949.64		78,949.64	69,455.39	59,534.91	59,534.91	55,852.51		
Costo total en quetzales	MILES DE Q.	10,932,117.59	8,544,262.86	6,099,017.50		6,099,017.50	5,365,567.15	4,599,191.15	4,599,191.15	4,314,717.75		
Factor de recuperación de capital		0.31	0.31	0.31		0.31	0.31	0.31	0.31	0.31		

Figura 34. Pérdidas totales para 110 MW (Joule, corona y aislamiento)



**Figura 35. Valores unitarios de pérdidas totales para 110 MW
(Joule, corona y aislamiento)**

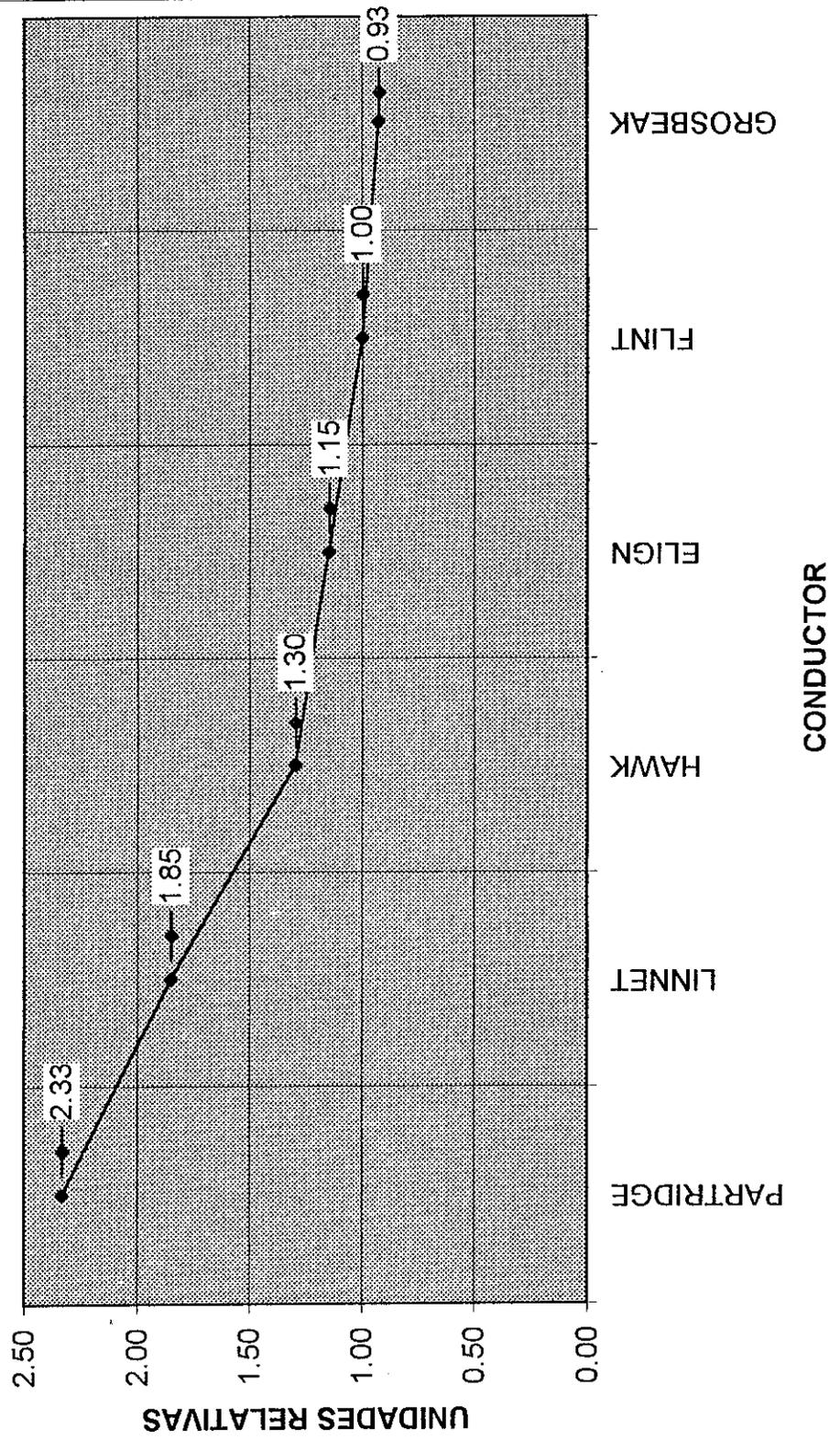


Figura 36. Valores unitarios de costos de construcción

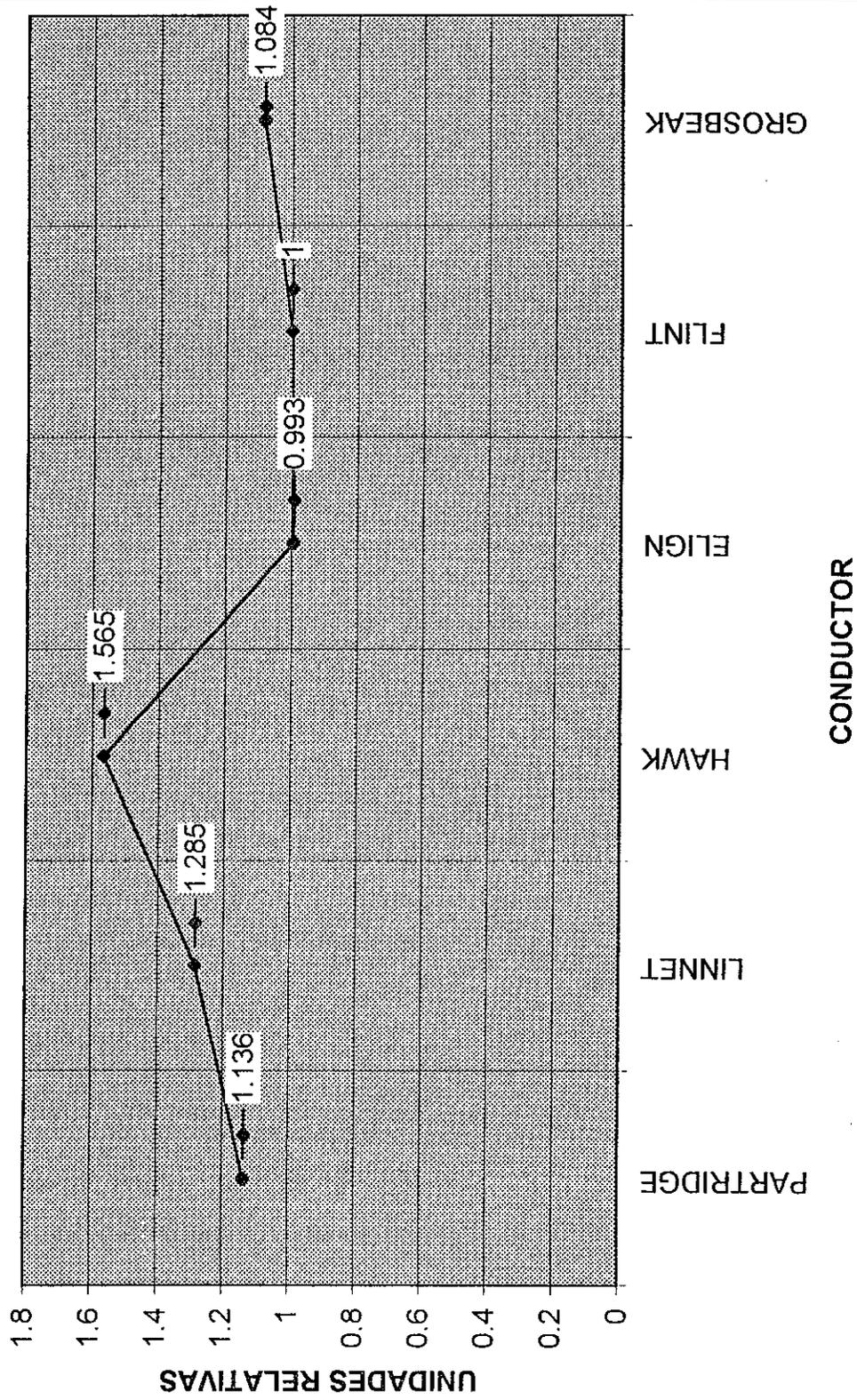
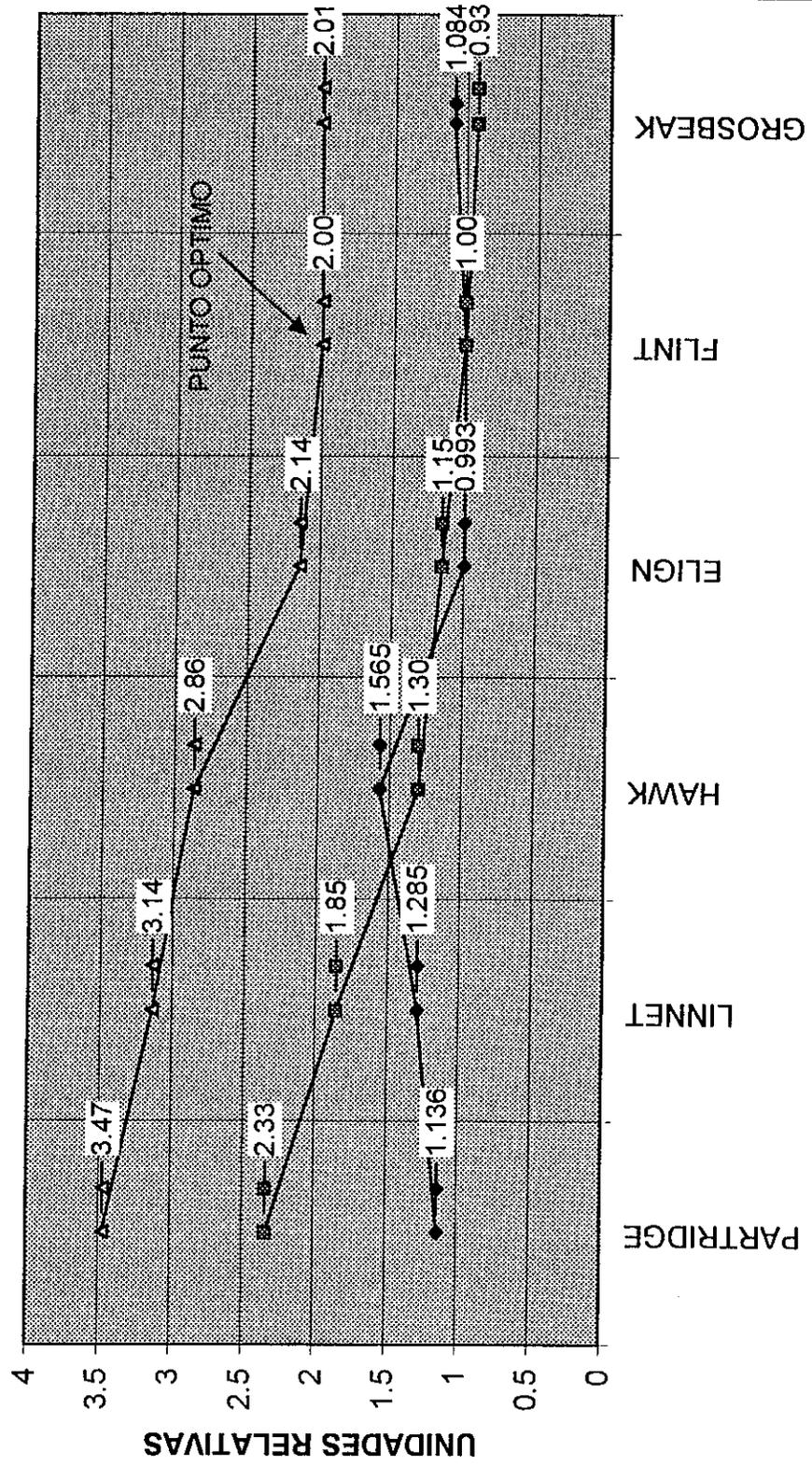


Figura 37. Valores unitarios de costos de construcción versus pérdidas totales



APÉNDICE D

CONSIDERACIONES DEL COMPORTAMIENTO Y OPERACIÓN DE LA LINEA DE 230 KV. ALBORADA A PUERTO QUETZAL

La línea de transmisión lleva, actualmente seis años de operación continua y no ha salido de operación por desperfectos en sus elementos como deterioro del aislamiento o cables, ni por descargas atmosféricas; en contadas ocasiones los relés de protección han operado el interruptor de potencia debido a algunas ramas, nube de humo formada por la quema de caña muy cercana a la línea. Hasta la fecha no se tienen registros de otros desperfectos relevantes que hubieren ocasionado la salida de operación de la línea.

Los aisladores instalados muy cerca de la costa a 1 kilometro de distancia de la playa, por lo general se contaminan con más frecuencia con el salitre y durante las primeras horas de la madrugada debido a la neblina, brisa del mar y contaminación se observan en el contorno de los aisladores luminocencias, chispas y flameos leves. Dicha contaminación es posible controlarla desarrollando un mantenimiento programado de lavado de aisladores al menos una vez cada cuatro meses.

Se realizo una prueba de cargabilidad a la línea llevando la máxima generación de 100 MW de ENRON y 35 MW adicionales de la Planta de Generación de IMSA (Industria Metalúrgica, S.A.) conectada en espolón en un punto de la línea localizado a 3.8 kilómetros de distancia de la subestación

Alborada. A lo largo de los 3.8 kilómetros se efectuaron mediciones de distancias de las flechas del conductor en algunos puntos considerados como críticos por el cruce con otras líneas de 69 y 13.2 kv. Lo anterior con el propósito de verificar si se incrementaba la flecha debido a un posible aumento de la temperatura del conductor por el incremento de la carga. Se pudo comprobar que el máximo incremento de distancia fue de 8 centímetros de (flecha(135 MW) - flecha(110 MW)). Determinando de esta manera que dicho incremento de flecha no es significativo en la reducción de las libranzas de fase al suelo y entre cruzamientos de conductores.

Para determinar el comportamiento del conductor en condiciones de operación y considerando el incremento de carga, fue necesario evaluar la cargabilidad de la línea considerando los parámetros de ambientales de operación y no tanto los parámetros ambientales de diseño, los últimos son relativamente más conservadores.

1.1 Comparación de ampacidades y pérdidas joule del conductor 740.8 Kcmil AAAC-6201 flint para condiciones de diseño y típicas de operación.

Para obtener la ampacidad del conductor se aplica el método descrito en el capítulo 2. Y se compara la diferencia que existe en las capacidades de transporte del conductor si se consideran las condiciones típicas de operación o las condiciones de diseño para los diferentes parámetros del clima. Las condiciones típicas de operación, se asocian con los valores promedio de los parámetros del clima, mientras que las condiciones de diseño se asocian con los valores máximos de los parámetros del clima.

1.2 Datos de entrada, parámetros y condiciones del clima

La línea está localizada en terreno plano y despejado con una altura sobre el nivel del mar aproximada desde la playa hasta 500 metros. Los valores de temperatura ambiente encontrados en la región son los siguientes:

a. Temperatura ambiente del aire, T_a

Tabla XXXIX. Temperatura ambiente del aire

CONDICIONES	DIA	NOCHE
Temperatura mínima en °C.	21	10
Temperatura máxima en °C	40	27
Temperatura promedio en °C	30	25

b. Velocidad del viento V_w , en pies/seg. Sobre el nivel del mar y perpendicular al conductor:

Para diseño, $V_w = 2$

Para operación, promedio $V_w = 8$

c. Coeficiente de Emisividad, según la condición de clima, ϵ

d. Coeficiente de absorción solar, según la condición de clima, ω

e. Diámetro exterior del conductor, $D = 0.991''$

f. Resistencia AC del conductor $R(T_c)$ Ohms/milla, encontrada en laboratorio por EPRI:

25°C	0.1455
50°C	0.1575
75°C	0.1696
100°C	0.1817

- | | | |
|----|-------------------------------|----------------------------|
| g. | Dirección de la línea: | Norte-Sur |
| h. | Latitud: | 15° Norte |
| i. | Atmósfera: | Clara |
| j. | Altitud promedio del sol, Hc: | Entre 10:00 A.M./medio día |

1.3 Pérdidas de calor por convección " Q_c "

La transferencia de calor por convección depende principalmente del diámetro del conductor, la velocidad del viento, la temperatura ambiente, la temperatura de la superficie del conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire. Si se considera para fines de diseño de la línea, la velocidad del viento 2 pies/seg y la temperatura ambiente máxima 40°C, los resultados serán en principio conservadores ya que estos parámetros no son necesariamente coincidentes en la realidad, sin embargo son útiles para definir las condiciones más adversas de operación. Por lo que es necesario evaluar la ampacidad de la línea en condiciones típicas de operación, es decir, a 8 pies/seg de velocidad del viento y 30°C de temperatura ambiente.

1.4 Pérdidas de calor radiado " Q_r "

La radiación de calor " Q_r " al conductor depende principalmente de: el diámetro del conductor, coeficiente de emisividad, temperatura ambiente y temperatura del conductor. La emisividad varía durante la vida de un conductor dependiendo de su superficie, puede ser 0.23 para conductores nuevos a 0.91

para conductores ennegrecidos por el clima. 0.5 es un valor ampliamente utilizado para las condiciones de diseño y 0.91 para las condiciones típicas de operación.

1.5 Ganancia de calor solar (“ Q_s ”)

La ganancia de calor “ Q_s ” solar es el calor irradiado por el sol, el cual aumenta la temperatura en el conductor, la cual depende del diámetro del conductor, del coeficiente de absorción del conductor, la altitud y azimut del sol, el azimut de la línea de transmisión. Similar a la emisividad el índice de absorción de un conductor varía durante la vida de la línea de 0.23 para conductores nuevos a 0.97 para conductores ennegrecidos por el clima, del mismo modo 0.5 es un valor usado para las condiciones de diseño y 0.97 para las condiciones típicas de operación. La altitud y el azimut del sol son los mismos indicados en el Capítulo 2, para ambas condiciones.

1.6 Resistencia efectiva “R”

En este artículo, la resistencia eléctrica se calcula únicamente en función de la temperatura del conductor. Se toman los valores indicados en 1.1 inciso f

1.7 Capacidad térmica en estado estable a 100°C

La capacidad térmica no es necesariamente la capacidad de operación económica, ya que a 100°C el % de pérdidas por calentamiento se incrementa. La experiencia ha demostrado que 20°C de elevación sobre la temperatura ambiente mantiene la operación de la línea dentro de un rango económico aceptable.

Los requerimientos de ampacidad son 291 amperios, que corresponde a una potencia de transporte de la línea de 116 MVA (110 MW), para dicha ampacidad las temperaturas de diseño y típicas de operación del conductor, se muestran en la tabla XL.

Tabla XL. Temperatura del conductor

TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE (°C PARA 291 AMPERIOS)	
Condiciones de diseño 40° C temperatura ambiente Emisividad y Absorción: 0.5	53°C
Condiciones típicas de operación 30° C temperatura ambiente Emisividad : 0.91, Absorción: 0.97	41°C

1.8 Pérdidas Joule

Las pérdidas I^2R en condiciones de diseño ó típicas de operación al considerar su correspondiente resistencia eléctrica a la temperatura del conductor se pueden observar en la tabla XLI.

En la tabla XLI, se observan los resultados de los cálculos para obtener las pérdidas Joule trifásicas en estado estable y el porcentaje de pérdidas con respecto a 110 MW para las condiciones de diseño y típicas de operación.

Tabla XLI. Pérdidas Joule para condiciones de diseño o de operación

Pérdidas Joule para 110 Mw de potencia para las condiciones: En Kw/milla		% de pérdidas
Diseño	13.50	1.95
Típica de operación	12.94	1.59

Las condiciones del clima consideradas durante el diseño son conservadoras ya que para 110 MW el conductor alcanza una temperatura de 53°C, mientras que en condiciones típicas de operación alcanza una temperatura de 41°C. Lo que da una diferencia de 12°C. Las pérdidas Joule y el porcentaje de pérdidas en condiciones de diseño son mayores que en condiciones típicas de operación.

Si se define el límite térmico económico del conductor en 20°C de elevación sobre la temperatura ambiente basado en las recomendaciones de las normas internacionales; en condiciones de diseño, se alcanza un 2.51% de pérdidas y 164 MW de potencia máxima, mientras que en condiciones típicas de operación se alcanza un 3.48% de pérdidas y 234 MW de potencia máxima. A 75°C de temperatura del conductor; en condiciones de diseño se tiene un 3.88% de pérdidas con 243 MW de potencia, mientras que en condiciones típicas 6.39% de pérdidas con 400 MW de potencia. Ver tabla XLII de este anexo.

Si se considera aceptable un 1.98% de pérdidas en condiciones típicas de operación la potencia máxima de transporte sería 137 MW. De acuerdo a la tabla XLII, XLIII y gráfica 38.

Lo anterior significa que la potencia de 135 MW puede ser transportada en condiciones aceptables.

Cuadro XLII. Comparación de temperaturas y ampacidades bajo condiciones de diseño y condiciones de operación para conductor 740.8 Kcmil AAAC 6201 flint

CONDICIONES DE DISEÑO						CONDICIONES DE OPERACIÓN					
TEMPERATURA COND. °C	AMPACIDAD AMP.	POTENCIA MW	PERDIDAS KW/MILLAF	% PERDIDAS	TEMPERATURA COND. °C	AMPACIDAD AMP.	POTENCIA MW	PERDIDAS KW/MILLAF	% PERDIDAS		
48.5	81	31	1.04	0.46%	38	25	9	0.09	0.13%		
49.5	151	57	3.57	0.85%	39	182	69	5.07	0.99%		
50.5	197	74	6.11	1.11%	40	256	97	10.05	1.40%		
51.5	234	89	8.66	1.32%	40.58	291	110	12.94	1.59%		
52.5	266	101	11.2	1.50%	41	313	119	15.04	1.71%		
53.5	291	110	13.5	1.65%	42	361	135	20.03	1.98%		
54.5	320	121	16.81	1.82%	43	403	152	25.03	2.22%		
55.5	343	130	18.87	1.96%	44	441	167	30.04	2.43%		
56.5	365	138	21.44	2.09%	45	475	180	35.06	2.63%		
57.5	386	146	24.01	2.22%	46	508	192	40.08	2.82%		
58.5	406	153	26.58	2.34%	47	538	203	45.11	2.99%		
59.5	424	161	29.16	2.45%	48	566	214	50.15	3.16%		
60	433	164	30.45	2.51%	49	593	224	55.2	3.32%		
61	450	170	33.04	2.62%	50	618	234	60.25	3.48%		
62	467	177	35.53	2.72%	51	643	243	65.31	3.62%		
63	483	183	38.23	2.82%	52	666	252	70.38	3.77%		
64	498	189	40.83	2.92%	53	689	261	75.46	3.91%		
65	513	194	43.43	3.02%	54	711	269	80.54	4.04%		
66	528	200	46.04	3.11%	55	732	277	85.64	4.17%		
67	542	205	48.65	3.20%	56	752	285	90.74	4.30%		
73	618	234	64.44	3.72%	57	772	292	95.84	4.43%		
75	641	243	69.74	3.88%	75	1056	400	189.22	6.39%		
Temperatura ambiente 40°C						Temperatura ambiente 30°C					
Coeficiente de emisividad 0.5						Coeficiente de emisividad 0.91					
Coeficiente de absorción 0.5						Coeficiente de absorción 0.97					

Figura 38. Comparación de temperaturas y potencias para condiciones de diseño y operación y operación

