



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

**CONVERSIÓN DE UN CIRCUITO DE LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ –  
GUATEMALA SUR Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ – ESCUINTLA DE UN  
VOLTAJE DE 138 KV A 230 KV.**

**Luis Fernando Hernández García**

**Asesorado por Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**

**Guatemala, octubre de 2005**

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

CONVERSIÓN DE UN CIRCUITO DE LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ -  
GUATEMALA SUR Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ- ESCUINTLA DE UN  
VOLTAJE DE 138 Kv A 230 Kv

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

LUIS FERNANDO HERNÁNDEZ GARCÍA  
ASESORADO POR ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA OCTUBRE DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NOMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Adolfo Villena Vázquez
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino G.
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

CONVERSIÓN DE UN CIRCUITO DE LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ -  
GUATEMALA SUR Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ - ESCUINTLA DE UN  
VOLTAJE DE 138 Kv A 230 Kv.

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica en fecha Marzo de 2,004.

Luís Fernando Hernández García

## AGRADECIMIENTO

A: Ing. José Guillermo Bedolla Barrios, por su tiempo y paciencia para la realización de este trabajo.

Ing. Fredy Monroy Godoy, por sus consejos y apoyo durante el transcurso de mi carrera estudiantil.

Ing. Jorge Mario Méndez, por brindarme siempre su apoyo.

Lilian Irene García y Eberto Hernández, por su cariño, apoyo.

Mi hermana Lilian Gabriela Hernández García, y Familia, por su amistad, su tiempo y orientación durante toda mi vida.

Mi abuelita Maria Teresa Estrada, por sus valiosos consejos en mi vida.

## DEDICATORIA ESPECIAL

A: Maria Encarnación Ramos; abuelita, hoy veo culminado mi Esfuerzo; la extraño mucho; a usted le dedico mi triunfo.

Edgar Alfredo Cardona Carías +  
Mynor Francisco Duarte Duarte +  
Por el cariño que siempre me brindaron; hoy alcanzo una meta la cual les dedico con todo mi corazón.

## ACTO QUE DEDICO

A: Dios Nuestro Señor, fuente de amor y sabiduría

Mis padres: Lilian Irene y Eberto

Por ser mi mayor ejemplo y orgullo; brindarme su amor, comprensión, confianza y apoyo, siempre.

Mi hermana: Lilian Gabriela

Por su apoyo, comprensión y cariño. Con todo mi amor.

Mi Sobrinita: Daniela Mari González Hernández.

Con todo mi Amor

Mi novia: Dayan Roxana Morales Aquino.

Con todo mi amor.

Mis abuelos: Guillermo García Cetino +  
María Teresa Estrada  
José María Hernández  
María Encarnación Ramos +

Mi familia: en especial a Vargas Pérez, Vargas Estrada, Salay García Gonzáles Hernández, por su apoyo incondicional con todo respeto.

Mi madrina: Gislena del Carmen Vargas Estrada  
Con cariño.

Mis amigos: En general.



# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. TEORÍA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	
1.1 Generalidades sobre las líneas aéreas:	1
1.1.1 Cables de guarda	1
1.1.2 Aisladores	1
1.1.3 Soportes	3
1.2 Trazado de líneas de alta tensión:	4
1.2.1 Suspensión	4
1.2.2 Retensión recta	4
1.2.3 Suspensión angular	4
1.2.4 Terminales	5
1.3 Cálculo mecánico de los conductores:	7
1.3.1 Cálculo de un cable suspendido entre dos puntos fijos a igual nivel	8
1.3.2 Ecuación de la catenaria	12

1.3.3	Ecuación de cambio de estado	16
1.3.4	Longitud del conductor	19
1.3.5	Vanos grandes	19
1.3.6	Metodología de cálculo	20
1.4	Cargas y fuerzas actuantes:	21
1.4.1	Cálculo mecánico del cable de guarda	22
1.4.2	Sobre del conductor	25
1.4.3	Peso propio	25
1.4.4	Sobre viento	25
1.4.5	Sobre los aisladores	27
1.4.6	Fuerza del viento	27
1.4.7	Sobre de la estructura	28
1.4.9	Ménsula	30

1.5	Dimensionamiento del soporte de suspensión:	35
1.5.1	Altura libre	35
1.5.2	Flecha	35
1.5.3	Longitud de la cadena de aisladores	36
1.5.4	Distancia entre ménsulas	38
1.5.5	Ángulo de meneo	39
1.5.6	Longitud de la ménsula	
1.5.7	Criterios de ubicación del cable de guarda	44
1.5.8	Comentarios	46
<b>2.</b>	<b>Análisis de la conversión de un circuito de línea Jurún Marinalá - Guatemala Sur y Jurún Marinalá - Escuintla de un voltaje de 138 Kv a 230 Kv.</b>	
2.1	Método de Análisis usando ménsula aislada	48
2.2	Cálculo de la flecha	51
2.3	Parámetros de la Línea Jurún-Guate sur con conductor HAWK 477 ACSR 52	
2.4	Probabilidad del polímero antes del flameo	54
2.5	Parámetros de la línea Jurún-Escuintla con conductor HAWK 477 ACSR	56
2.6	Probabilidad de ruptura del polímero antes del flameo	58
2.7	Método ménsula aislada usando cable ACAR 1000	59
2.8	Parámetros de la línea Jurún-Guate Sur con cable ACAR 1000	62

2.9	Parámetros de la línea Jurún-Escuintla con cable ACAR 1000	66
2.10	Resumen de parámetros	68
2.11	Perdidas por efecto corona	69
2.12	Corridas de flujo línea Jurún Marinalá – Escuintla, línea Jurún Marinalá – Guate sur	74
<b>3. Análisis mecánico de la conversión de un circuito de la línea Jurún Marinalá -Guatemala Sur y la Línea Jurún Marinalá - Escuintla de un voltaje de 138 Kv a 230 Kv.</b>		
3.1	Análisis de esfuerzos	76
3.2	Condiciones no críticas	78
3.3	Condiciones críticas	79
3.4	Sumatoria de momentos	81
3.5	Formas de colocación posible	82
	Conclusiones	83
	Recomendaciones	85
	Bibliografía	87
	Anexos	89

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

No.	Titulo	Pág.
1.	Cable con alma de acero ACSR	1
2.	Aislador de campana	2
3.	Estructura de Suspensión	4
4.	Suspensores puesta a tierra	7
5.	Suspensión del cable entre dos puntos fijos	8
6.	Diagrama de cuerpo libre del conductor	9
7.	Proyección de ejes	10
8.	Fuerzas actuantes en el conductor	14
9.	Fuerzas actuantes del cable de guardia	23
10.	Carga del viento sobre el conductor	26
11.	Ecuaciones para estructuras simples	29
12.	Fuerza del viento sobre estructuras tipo poste	30
13.	Fuerza del viento sobre la ménsula	31
14.	Diseño de estructuras	36
15.	Angulo del meneo del conductor a la mitad del vano	39

16.	Distancia entre mensulas	40
17.	Longitud de la ménsula a partir del ángulo del meneo	41
18.	Distancia respecto a la ménsula, diagrama de cuerpo libre	42
19.	Mapa de distancia (D1, DZ)	43
20.	Criterio de ubicación del cable de guarda	46
21.	Estructura de Suspensión	47
22.	Estructura de retención ó terminal	47
23.	Estructura línea Jurún Marinalá – Guate sur	52
24.	Radio critico de flameo, estructura línea Jurún Marinalá – Guatemala Sur	55
25.	Parámetros de la línea: Jurún Marinalá – Escuintla	56
26.	Radio critico de flameo línea Jurún Marinalá – Escuintla	59
27.	Parámetro de la línea	62
28.	Parámetro de la línea Jurún Marinalá – Escuintla	66
29.	a. Esfuerzo de las mensulas	76
	b. Ubicación de los polímeros	76
	c. Esfuerzo de los polímeros	76
	d. Vista de la planta de los polímeros	77
30.	Otra forma de análisis de fuerzas sobre los polímeros	77
31.	Diagrama de cuerpo libre de la ménsula aislada	78
32.	Diagrama de cuerpo libre	79
33.	Diagrama de momentos	81
34.	Formas de colocación posibles	82
35.	Longitud de la ménsula agregando	90
36.	Altura del guarda	90
37.	Torre apta para 230 Kv	91
38.	Longitud nueva de ménsula	93

39.	Nueva altura del hilo de guarda	93
40.	Comparación de las ménsulas 138 Kv a 230 Kv	94

## TABLAS

No.	Titulo de tabla	Pág.
I.	Estado de carga al conductor	16
II.	Vano real	21
III.	Tensión máxima admisible de tracción	35
IV.	Alturas libres de acuerdo a la zona	35
V.	Número de aisladores a partir del voltaje	37
VI.	Factor K de acuerdo a la zona	37
VII.	Angulo de meneo y factor K de acuerdo a la estructura	40



## **GLOSARIO**

**Aislamiento:**

Consiste en la separación de los conductores portadores de tensión a las partes rígidas de metal.

**Cables de guarda:**

Cables cuya misión es blindar a los conductor portadores de energía eléctrica, es decir protegerlos de descargas electroatmosféricas.

**Efecto corona:**

Fenómeno local que depende del gradiente, del estado superficial del conductor y el ambiente se estudia en métodos experimentales, dicho efecto consiste en un efecto luminoso en el contorno del cable el cual produce una considerable pérdida de potencia de energía eléctrica.

**Flujo de potencia:**

Estudio para simular el compartimiento de un sistema eléctrico de potencia.

**Impedancia característica:** Es una característica de la línea que se expresa en ohms, que idealmente que es independiente de la longitud de la línea y que no puede medirse.

**Libranza eléctrica:** Distancia de seguridad, entre las partes rígidas del metal y los conductores de energía eléctrica.

**Ménsula:** Parte de la torre que soporta el cable y aisladores, en el cual se unen las fases de la línea de transporte de energía eléctrica, la cual debe cumplir con libranza eléctrica determinada por el voltaje de operación

## **RESUMEN**

El presente trabajo de graduación consiste en un estudio de las posibilidades de poder aprovechar la infraestructura existente, entre las Subestación de Escuintla y Guatemala Sur, y de esta manera aumentar la capacidad de transporte mejorando la conexión troncal de la línea de 230 KV para dar una mayor confiabilidad en el sistema de Potencia de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE , con esto se espera poder manejar mayor cantidad de potencia debido a la gran demanda existente.

Tomando en cuenta que las torres de Transmisión de Energía Eléctrica existentes entre dichas subestaciones están diseñadas para voltajes de 138 KV, por lo tanto es necesario hacer los cálculos, para poder establecer las opciones de usar el aislamiento correcto en el alma de la torre, de esta manera se sabrá el tipo de ménsula necesaria y cumplir con la libranza eléctrica para poder aumentar el voltaje de 138 KV a 230 KV sin problemas de falla debido a no estar bajo las normas de transporte en 230 KV. Es necesario incluir teoría sobre el diseño de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica pues se muestran factores importantes debidos a la ubicación geográfica de la Línea de Transmisión entre Escuintla – Guatemala Sur, el análisis cambiando aislamiento

utilizando Ménsula Aislada y comparando resultados entre distintos tipos de cable para evitar las pérdidas a lo largo de dicha línea debido al Efecto Corona, los análisis de los Parámetros de la Línea entre Escuintla y Guatemala Sur , proporcionaron los datos del comportamiento de la nueva línea en base a corrimientos de flujo de potencia y tener de esa manera conclusiones del comportamiento de la nueva línea en 230Kv.

El comportamiento mecánico de la estructura existente es de total importancia debido a que en 230 KV se utilizaran dos cables por fase, por lo tanto el peso del cable a lo largo de los vanos será mayor, es necesario saber los esfuerzos a que estará sometida la estructura de acero, y si también mecánicamente se puede utilizar la infraestructura existente sabiendo que eléctricamente se pueden utilizar con el uso de ménsula aislada. La posibilidad de aumentar aislamiento de vidrio se descarta pues las mensulas de acero existentes en las torres actuales son para 138 KV, y no para transportar 230 KV sin hacer algún cambio considerable en su estructura.

## **OBJETIVOS**

### **General:**

Aumentar la capacidad de transporte entres la subestación de Escuintla y Guatemala Sur, mejorando la conexión troncal de la línea de 230KV para dar mayor confiabilidad, en un bajo costo de transporte y la capacidad de poder manejar mayor cantidad de potencia debido a la gran demanda existente.

### **Específicos:**

1. Realizar la conversión del circuito JURÚN MARINALÁ-ESCUINTLA Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ GUATEMALA SUR de un voltaje de 138 KV a 230 KV en menor costo y cumpliendo con las normas necesarias.
2. Analizar las menores pérdidas de potencia en el transporte de la energía eléctrica de línea nueva de 230 KV, por efecto corona,

usando cable 477 ACSR HAWK o BUTING ACAR 1000.

3. Conocer el compartimiento del sistema de potencia interconectado para obtener información en relación con el diseño y operación de dicho sistema bajo condiciones anormales.

## INTRODUCCIÓN

La línea de transmisión es un elemento del sistema de potencia. En las líneas aéreas los conductores están sujetos a la torre por medio de aisladores cuya característica esta en base al nivel de voltaje de la línea, un problema muy importante en la operación de un sistema de potencia es la conservación del voltaje dentro de los límites específicos en varios puntos del sistema.

La operación de un sistema, se obtiene de un estudio de flujos de potencia , para un diseño de una línea de transmisión la cual en este caso, es la conservación de un circuito del CIRCUITO JURÚN MARINALÁ – ESCUINTLA Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ - GUATEMALA SUR DE UN VOLTAJE DE 138 KV A 230 KV usando como prioridad ménsula aislada que consta del uso de aisladores tipo polímero y cumplir con las libranzas eléctricas necesarias para estar dentro de las normas de Energía Eléctrica tanto nacionales como – internacionales.

La definición , diseño y aplicación, de las líneas aéreas de alta tensión , el calculo de fuerzas actuantes sobre la estructura, así como cables y aislamiento están de forma detallada en este documento, los parámetro de la

línea que intervienen en el calculo de la impedancia de la línea así como la resistencia, inductancia y capacitancia propia de la línea, al hacer estudios de la conversión de estas líneas es necesario tomar en cuéntalas perdidas por efecto corona, que son perdidas de potencia a lo largo de la línea de transmisión, las variables mecánicas de la línea de transmisión como lo son esfuerzos producidos por el peso del cable, del aislador, fuerza del viento tanto en el cable como en la estructura propia de la torre.

Dichas fuerzas producen momentos de torsión en la estructura, por eso es necesario tomar en cuenta el análisis agregando aislamiento para poder determinar la funcionalidad y cumplir con las normas de libranza eléctrica, el estudio de la conversión del CIRCUITO JURÚN MARINALÁ-ESCUINTLA Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ-GUATEMALA SUR DE UN VOLTAJE DE 138/230 KV. Esta basado en buscar la mejor opción económica y aprovechar la infraestructura existente, pues la construcción de una nueva línea, consta de factores que dificultan la construcción de dicha línea.

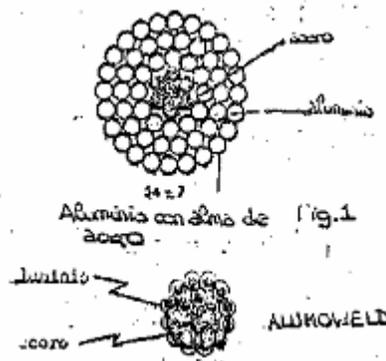
# 1. TEORÍA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

## 1.1 GENERALIDADES SOBRE LÍNEAS AÉREAS

### 1.1.1 Cables de guarda

Los cables de guarda, cuya misión es interceptar los rayos que caen sobre la línea, blindando a los conductores generalmente son de acero. A veces se emplea aluminio con alma de acero.

Figura 1. Cable con alma de acero ACSR



### 1.1.2 Aisladores.

Los conductores se vinculan a los soportes mediante aisladores.

A través de los aisladores es muy pequeña la corriente que puede drenarse (el dieléctrico no es perfecto) y sobre su superficie sólo circula corriente en condiciones de contaminación.

En cambio si circula corriente por los aisladores en las condiciones siguientes:

**A través de su volumen:** Cuando son perforados (falla interna). Esta falla los deteriora definitivamente. No se recuperan.

- **Sobre su superficie:** Cuando "contornean" por la aparición de una sobre

tensión o por haber alcanzado el grado de contaminación crítico.

Esta falla no los deteriora definitivamente y pueden continuar en servicio.

A mayor cantidad de elementos, mayor es la tensión resistida, de modo que las más altas tensiones son resistidas incrementando el número de aisladores que forman la cadena.

Estos aisladores pueden ser de porcelana con un vitrificado superficial o de vidrio templado.

Los aisladores "anticontaminación" son similares a los de suspensión solo que poseen mayor longitud de línea de fuga y mejores cualidades autolimpiantes.

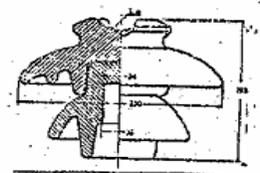
Las ventajas más importantes son:

La relación peso/ resistencia mecánica es muy baja (son extremadamente livianos).

El número de elementos de la cadena es mínimo. También sirve para aumentar la tensión nominal de una línea saturada con igual diseño del soporte.

Las campanas son de: goma dimetil-siliconada, que resisten altas temperaturas (hasta 180°C), tienen alta resistencia a las radiaciones ultravioletas y ozono, resiste bien tiros y hondazo, y posee buenas cualidades de autolimpieza.

**Figura 2. Aislador de campana**



### 1.1.3 Soportes

Los soportes pueden ser:

- **De hormigón armado,**

Los soportes de hormigón armado se emplean desde media tensión (en algunos casos en baja tensión) hasta las más altas tensiones. Con postes "de fabricación normal" se llega fácilmente a vanos del orden de los 250m. Para vanos mayores deben efectuarse uniones entre postes mediante bridas.

- **De perfiles laminados de acero.** Se emplean para grandes vanos, ángulos, soportes muy altos y otras singularidades, particularmente en las mayores tensiones. Se construyen con perfiles galvanizados de acero ST-37 ó ST-52.

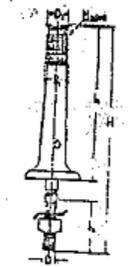
Han comenzado a emplearse postes de aluminio y dentro de pocos años serán usuales postes de resina epoxi reforzada con fibra de vidrio.

#### **Disposiciones típicas.**

Los soportes vistos hasta ahora son los llamados "de suspensión", que soportan el peso propio de los conductores más las sobrecargas por viento y /o hielo; existen además los "terminales" que soportan la tracción unilateral total de un lado y una tracción reducida del otro lado (entrada a la Subestación). Los mismos se emplean en los extremos de una línea.

Los de "retención angular" que soportan, además de peso propio y sobrecargas externas, los tiros longitudinales a los anteriores pero de emplean para ángulos pequeños y se calculan con hipótesis menos severas. Los de "retención recta" o "retención en alineación" se emplean como puntos fijos. Separan mecánicamente los cantones.

**Figura 3. Estructura de suspensión**



Todos los soportes vistos hasta ahora muestran estructuras autoportantes, es decir torres que se soportan a si mismas y a los conductores, con sus correspondientes sobrecargas.

El trazado para líneas de transporte de energía debe hacerse preferiblemente en línea recta, tratando de no pasar por pueblos o ciudades y, de ser posible, paralelo a caminos, para facilitar su mantenimiento.

## **1.2 Tipos de soporte**

**1.2.1 De suspensión** Son postes simples donde la cadena cuelga verticalmente. Se utilizan para "mantener elevada" la línea.

### **1.2.2 De retención recta**

Para líneas con soportes de hormigón, son estructuras de dos postes (dobles), alineados en la dirección de la línea y con la cadena de aisladores en posición horizontal. Se utilizan como puntos fijos de "retención" de la línea.

### **1.2.3 De suspensión angular**

Son postes similares a los de suspensión y se utilizan para ángulos

de desvío menores de 10°. En este caso se observa la cadena de aisladores inclinada en dirección de la restauración de los tiros.

#### 1.2.4 Terminales

Generalmente son estructuras dobles y se utilizan para ingresar al punto de recibo o consumo. Los mismos soportan el total del tiro de los conductores de uno de los lados (línea) y reducido del otro (subestación).

El uso de este tipo de soportes se debe a su mayor capacidad de resistencia mecánica. Así la estructura doble soporta 8 veces más que un poste simple en una de las direcciones y 2 veces más en la otra. La fuerza total para formular el pedido de cada uno de los postes se determina, de acuerdo a lo antes enunciado, mediante la ecuación:

$$F = \sqrt{\left(F_{11}/8\right)^2 + \left(F_{22}/2\right)^2}$$

O aproximadamente.

$$F = F_{11}/8 + F_{22}/2 \quad F = \frac{1}{9} \cdot \sqrt{F_{11}^2 + F_{22}^2}$$

Para estructuras triples se emplea:

Los postes de hormigón armado engrosan 1,5 cm por m.

Las estructuras se separan en su extremo superior 30 cm y luego se distancian adicionalmente 4 cm por m.

Para determinar la ubicación de los vínculos se utilizan las siguientes expresiones y gráficos:

Altura de los vínculos

Si de es el diámetro del poste en el lugar donde se cruzan vínculos y postes.

$h_1 = d_e$

$h_2 = d_e + 5 \text{ cm}$

$h_3 = d_e + 10 \text{ cm}$

$h_4 = d_e + 15 \text{ cm}$

$h_n = d_e + (n - 1) \cdot 5 \text{ cm}$

Cantidad y altura: Depende de la distancia de la ménsula inferior respecto del suelo. Ver, para colocar los vínculos se procede de la siguiente manera.

a) Se marcan las alturas con madera

b) Se baja suavemente el vínculo hasta que hace tope con el madero.

c) Se lo rellena de hormigón (sello con mortero).

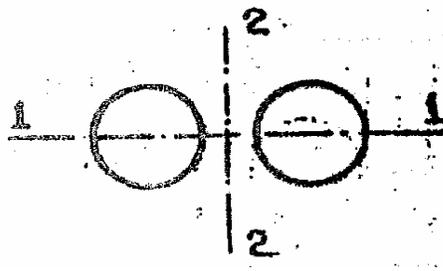
El ferrocarril una altura libre sobre los rieles (11,00 metros para trocha angosta y 11,75 metros para trocha ancha) Si el tendido se esta realizando a una cierta altura, por ejemplo 6,50 m, y debido al cruce ferroviario debe elevarse cumpliendo con las reglamentaciones en caso de tensiones menores o iguales a 132 KV, se colocan dos postes "altos" juntos, doble conductor y doble cadena de aisladores, tensado además los dos conductores del vano de cruce a la mitad de la tensión de la línea.

Antiguamente se exigía una red mallada, que luego se dejó de lado por ser una exigencia muy grande para los postes de la línea. Luego se exigió varillas de hierro puestas a tierra, de ese modo si se cortase un conductor tocaría primero el metal y al producirse un cortocircuito actuarían las protecciones antes de que el cable tocara el suelo.

Últimamente estas varillas tampoco se exigen.

Para tensiones mayores a 132 kV se permite cruzar con suspensiones normales.

**Figura 4. Suspensores puesta a tierra**



### 1.3 Cálculos de los conductores mecánicos

El transporte de la energía eléctrica desde el punto de generación hasta los centros de distribución o consumo se realiza, como ya hemos visto anteriormente, mediante cables aislados subterráneos o mediante conductores aéreos desnudos.

En ambos casos el dimensionamiento de la sección está regido por: corriente a transmitir, caída de tensión, cortocircuito y cálculo mecánico. En el caso de los cables subterráneos el mismo lo realiza el fabricante, en general, y se limita a dar las pautas en cuanto a las tracciones máximas durante el tendido de los cables y los radios de curvatura. En cambio la línea aérea debe ser calculada mecánicamente por el proyectista.

El cálculo mecánico consiste en la determinación de las tensiones mecánicas que soportan y las flechas que asumen los conductores de fase y el cable de guardia.

Se calculan las tensiones mecánicas para verificar que en ningún caso, cualquiera sea la carga, se supere el límite de rotura elástica o por fatiga del conductor.

En la práctica y en base a experiencias de líneas existentes, para cada tipo de conductor y región climática, se normalizan las tensiones máximas

admisibles en los conductores, para limitar las averías de las líneas eléctricas evitar el sobre dimensionamiento del soporte y racionalizar los cálculos.

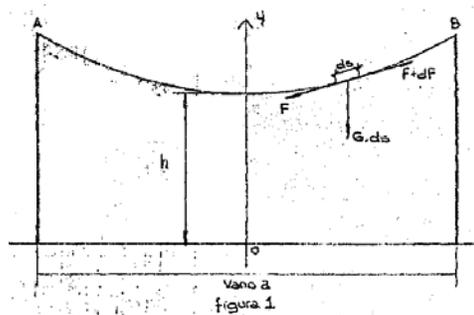
La flecha se calcula para que ningún caso asuma valores mayores que reduzcan la altura mínima de los conductores sobre el suelo. A igual que las tensiones, las alturas mínimas respecto al suelo se encuentran normalizadas en función de la zona que atraviesa la línea.

A continuación nos ocuparemos de analizar mecánicamente el comportamiento de los conductores para líneas aéreas eléctricas y como encarar los cálculos de las tensiones mecánicas y flechas de los mismos.

### 1.3.1 Cálculo de un cable suspendido entre dos puntos fijos a igual nivel

Supongamos tener suspendido un cable entre dos puntos fijos con vinculación de articulación libre.

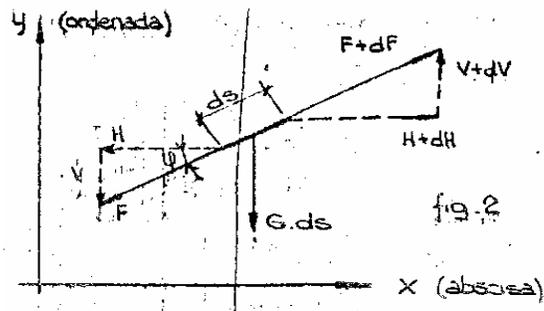
**Figura 5. Suspensión del cable entre dos puntos fijos**



Al analizar el comportamiento del conductor, podemos limitarnos a tomar elementos infinitesimos ( $ds$ ) en un punto del conductor y estudiar su comportamiento.

Separando ficticiamente el segmento  $ds$  de la cuerda conformada, para mantener el equilibrio debemos sustituir por dos fuerzas.

**Figura 6. Diagrama de cuerpo libre del conductor**



Como referencia se ha tomado el sistema de coordenadas  $x$  e  $y$ .

En la figura 6 se pueden observar tres fuerzas, que son  $F$ , ( $F = DF$ ),  $G \cdot ds$ . Descomponiendo las mismas según los ejes  $x$  e  $y$ , tendremos el componente según ambas direcciones, partiendo de la condición de que ser un sistema en equilibrio la sumatoria debe ser nula, dando signo positivo a los vectores que apuntan hacia arriba y hacia la derecha, tendremos:

Proyectando sobre el eje  $x$

$$S_x = 0 = -H + (h + dH)$$

De donde resulta que  $dH = 0$ , único resultado que satisface la igualdad. Luego se deduce que el valor de  $H$  es constante a lo largo de la cuerda en estudio.

Proyectando sobre el eje  $y$ .

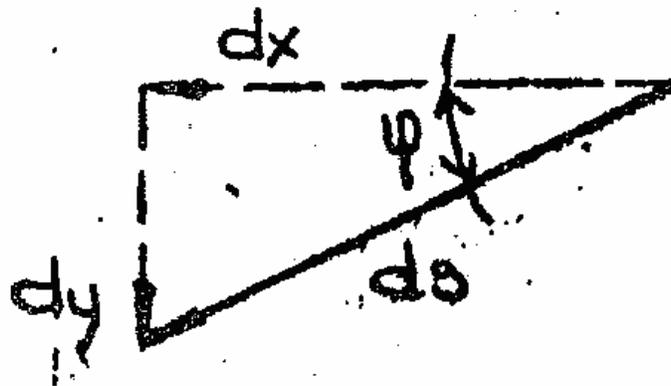
$$S_y = 0 = -V + (V + dV) - G \cdot ds$$

$$0 = dV - G \cdot ds$$

$$dV = G \cdot ds$$

Descomponiendo también ds según ambas direcciones tendremos:

Figura 7. Proyección de ejes



$$ds = \sqrt{dx^2 + dy^2}$$

Multiplicando y dividiendo, el segundo término de la igualdad por dx.

$$ds = \sqrt{dx^2 + dy^2} \cdot \frac{dx}{dx}$$

$$ds = \sqrt{\frac{dx^2}{dx^2} + \frac{dy^2}{dx^2}} \cdot dx$$

Denominando a  $dy/dx = y$ , tendremos que:

$$\frac{dy^2}{dx^2} = y^2$$

Luego reemplazando

$$ds = \sqrt{1 + y^2} \cdot dx$$

Pero como

$$dV = G \cdot ds$$

$$dV = G \cdot \sqrt{1 + y^2} \cdot dx \therefore \frac{dV}{dx} = G \cdot \sqrt{1 + y^2}$$

Como la derivada en cualquier punto de la cuerda es la tangente y está en el punto que estamos analizando es igual a V/H podemos escribir que:

$$f = \frac{a^2 \cdot g}{8 p}$$

Luego

$$V = H \cdot \frac{dy}{dx}$$

Derivando

$$\frac{dV}{dx} = H \cdot \frac{d^2y}{dx^2}$$

$$G\sqrt{1+y^2} = H \cdot \frac{d^2y}{dx^2}$$

Reagrupando términos

$$\sqrt{1+y^2} = \frac{H}{G} \cdot \frac{d^2y}{dx^2}$$

Denominando a H/G como h, obtendremos

$$\sqrt{1+y^2} = h \cdot y''$$

Para reconocer la ecuación, llamamos

$z = y$  por lo tanto  $y'' = z'' = dz/dx$

Reemplazando en

$$\sqrt{1+z^2} = h \cdot \frac{dz}{dx}$$

$$\frac{dx}{h} = \frac{dz}{\sqrt{1+z^2}}$$

Integrando y resolviendo

$$\frac{x}{h} = \text{arc} \cdot \text{sh} z + c$$

Cuando  $X = 0$   $C = 0$  por lo tanto

$$\frac{x}{h} = \operatorname{arc\,sh} z$$

Expresándolo en forma de la función trigonométrica, obtendremos.

$$z = \operatorname{sh} (x / h)$$

Recordando que  $z = y \, dy / dx$

$$\frac{dy}{dx} = \operatorname{sh} \frac{x}{h}$$

Reagrupando

$$dy = \operatorname{sh} \frac{x}{h} \cdot dx$$

Integrando y resolviendo

$$y = h \cdot \operatorname{ch} \frac{x}{h} + C_1$$

### 1.3.2 Ecuación de la catenaria

La constante  $C_1$  será nula cuando  $x = 0$

Desarrollando en serie la ecuación hiperbólica, tenemos

$$y = h \left( 1 + \frac{x^2}{h^2 \cdot 2} + \frac{x^4}{h^4 \cdot 4} + \dots \right)$$

A partir de ésta podemos realizar una serie de hipótesis simplificativas

**1)** Podemos despreciar el tercer término, que está elevado a la cuarta potencia, siempre que  $h^4$  sea mucho mayor que  $x^4$ , con lo que obtenemos la ecuación de una parábola.

$$y = h \left( 1 + \frac{x^2}{h^2 \cdot 2} \right)$$

$$y = h + \frac{x^2}{2h}$$

Con esta sustitución y para vanos menores de 400 m (que es la corriente

en línea de transmisión) con flechas menores del 6 % del vano, el error que se comete en la determinación de la flecha es menor del 0,5 % (tal demostración se hará mas adelante).

**2)** Recordando que  $h = H/G$ , la fuerza horizontal  $H$  es la tensión mecánica del conductor multiplicado por la sección, en N, en el centro del vano. A esta la denominamos  $P_o$ , que también es posible expresarla como  $P_o = p_o \cdot S$ , donde  $p_o$ , es la tensión mecánica específica, en N/mm<sup>2</sup>, y  $S$  la sección del conductor. En realidad en lugar de trabajar con  $p_o$  correspondería usar  $p_i$  que es más general, ya que la tensión mecánica a lo largo del conductor en todo el vano es variable. Posteriormente se demostrará que  $p_i \approx p_o$ .

Expresando el peso por unidad de longitud  $G$  también en función de la sección, se tiene que  $G = g \cdot S$ , en donde  $g$  es el peso específico en Kg/m.mm<sup>2</sup>; por lo tanto:

$$h = \frac{H}{G} = \frac{P_o}{G} = \frac{p_o \cdot S}{g \cdot S} \cong \frac{p_o}{g} (m)$$

No interesa extremar la precisión, pues se hacen una serie de consideraciones que a veces se cumplen y otras no, por ej. si se tiene en cuenta un viento de 120 Km/h, a lo mejor una sola condición. Lo mismo vale para el hielo.

Volviendo a la figura 5, siendo  $h$  la distancia al conductor desde la osbcisa resulta que la flecha de la cuerda será:

$$f = y - h$$

Como hemos demostrado, para cualquier punto.

$$y = h + \frac{x^2}{2h}$$

Además la flecha será máxima en la mitad del vano  $a$ , siempre que las cargas sean uniformes y el terreno horizontal, es decir.

$$y_{máx} \Rightarrow x = \frac{a}{2}$$

Por lo tanto

$$y_{máx} = h + \frac{(a/2)^2}{2h} = h + \frac{a^2}{8h}$$

Luego

$$f_{máx} = y_{máx} - h$$

Reemplazando

$$f_{máx} = h + \frac{a^2}{8h} - h$$

$$f_{máx} = \frac{a^2}{8h}$$

$$f_{max} = \frac{a^2 \cdot g}{8 \cdot p}$$

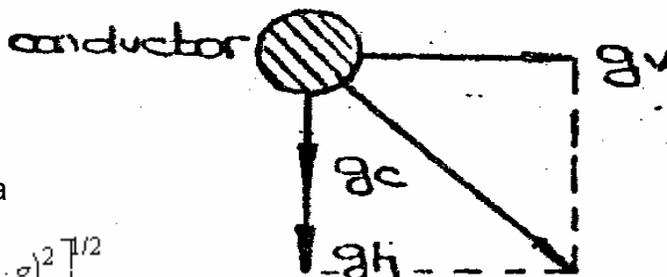
A partir de estos últimos razonamientos y con la ayuda de la figura 7 probamos la factibilidad de la hipótesis simplificativa 2.

p es la composición de G.L/2

$$P = \sqrt{P_0^2 + (G \cdot l / 2)^2}$$

Con el fin de expresar la anterior en función de tensión mecánica y peso específico, es necesario plantear la hipótesis simplificativa 3:

**Figura 8. Fuerzas actuantes en el conductor**



En definitiva

$$p = \left[ p_0^2 + \frac{(a \cdot g)^2}{4} \right]^{1/2}$$

Desarrollando la última expresión en Serie

$$(a+b)^{1/2} = a^{1/2} + \binom{1/2}{1} a^{1/2-1} \cdot b + \binom{1/2}{2} a^{1/2-2} \cdot b^2 + \dots$$

Donde el número combinatorio  $\binom{1/2}{n}$  vale

$$\binom{1/2}{n} = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{1}{2} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{2} - 2\right) \cdot \dots \cdot \left(\frac{1}{2} - n + 1\right)}{n!}$$

Para el caso tratado el último combinatorio es igual al primero, en efecto  $1/2$  es el primero y  $\binom{1/2}{1} = 1/2/1!$  es el último.

$$\binom{1/2}{1} = (1/2 - 1 + 1) = 1/2$$

Reemplazando

$$\left[ p_0^2 + \frac{(a \cdot g)^{1/2}}{4} \right]^{1/2} = p_0 + \frac{1}{2} p_0^{-1} \frac{(a \cdot g)^2}{4}$$

Entonces

$$p = p_0 + \frac{1}{2} \cdot \frac{a^2 \cdot g^2}{4 p_0}$$

Recordando que

$$f = \frac{a^2 \cdot g}{8p}$$

Por lo tanto

$$p = p_0 + g \cdot f \quad (P_0 = P, \text{ en el centro del vano})$$

Suponiendo un conductor de Al/Ac con  $= 35,4 \cdot 10^{-4} \text{ kg/m} \cdot \text{mm}^2$  y para un vano  $a = 400\text{m}$ , resulta una flecha de  $10\text{m}$  en ese caso, si su tensión fuera de  $10 \text{ kg/mm}^2$ .

$$y \text{ má } x \Rightarrow x = \frac{a}{2}$$

Puede apreciarse que la diferencia entre  $p_p$  y  $p_o$  es despreciable, utilizándose en consecuencia.

### 1.3.3 Ecuación de cambio de estado

Los conductores se deben tensar de modo que, sin importar la condición climática imperante, su tensión nunca supere la máxima admisible. Intuitivamente se puede establecer que si la temperatura es baja, la flecha es reducida y la tensión mecánica elevada y en cambio si la temperatura es alta el cable se afloja y por lo tanto la flecha es elevada.

Las condiciones climáticas de la zona que atraviesa la línea, que se fijan para el proyecto, se denominan estados de carga y se emplea el conjunto de las más desfavorables a criterio del proyectista experimentado en los cálculos.

**Tabla I. Estado de carga al conductor**

ESTADO	TEMPERATURA (°C)	VIENTO Km/h
I	-5	0
II	10	120
III	50	0

Estos estados se consideran en base a registros climáticos de la zona.

Un conducto está sometido no solo a la acción del peso propio, como hemos considerado hasta el momento, sino también a la presión del viento que pueda existir y, en ciertas zonas, al peso del hielo.

$g_c$  = carga específica debida al peso propio

$g_h$  = carga específica debida al hielo

$g_v$  = carga específica debida al viento

Por lo tanto el valor de la carga específica será:

$$g = \sqrt{g_v^2 + (g_c + g_h)^2}$$

Es decir que la variación de las condiciones climáticas modifican la carga a la cual está sometido el conductor.

Analizando la influencia de la temperatura y de la carga específica, se tiene:

### Estado I.

En el estado I se ha previsto una temperatura  $t_1$  y un viento  $v_1$ , con lo que determina una carga específica  $g_1$ , una longitud  $L_1$  y soporta una tensión  $p_1$ .

$$L_1 ; g_1 ; p_1$$

$$L_1 = a + \frac{a^3}{24} \cdot \frac{g_1^2}{p_1^2}$$

### Estado II

El mismo conductor es el estado II soporta cargas específicas y tensiones distintas.

$$L_2 ; g_2 ; p_2$$

$$L_2 = a + \frac{a^3}{24} \cdot \frac{g_2^2}{p_2^2}$$

Por lo tanto la diferencia de longitud  $\Delta L$  será para  $t_2 > t_1$

$$\Delta L = L_2 - L_1$$

$$\Delta L = \frac{a^3}{24} \left[ \left( \frac{g_2}{p_2} \right)^2 - \left( \frac{g_1}{p_1} \right)^2 \right]$$

Analizando el alargamiento del conductor desde el punto de vista de la

temperatura por su coeficiente de dilatación térmica y del viento por el coeficiente de elasticidad, cuando se pasa de estado I al II, se tiene:

1. Por aumento de la temperatura,  $t_2 > t_1$

$$L_{2T} = L_1 [1 + \alpha(t_2 - t_1)]$$

$$L_{2T} - L_1 = \Delta L_T = L_1 \alpha(t_2 - t_1)$$

Siendo  $\alpha$  el coeficiente de dilatación térmica

2. Como en el estado II hay viento y en el estado I no hay la sobrecarga externa aumenta la longitud

$\alpha$  = coeficiente de elasticidad

E = módulo elástico o de Young.

$$\alpha = 1/E$$

$$L_{2E} = L_1 [1 + \beta(p_2 - p_1)]$$

$$L_{2E} - L_1 = \Delta L_E = L_1 \cdot \beta \cdot (p_2 - p_1)$$

Como en el conductor se alarga debido a ambos efectos, se deben b).

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 = L_1 \alpha(t_2 - t_1) + L_1 \beta(p_2 - p_1)$$

Igualando

Siendo aproximadamente  $L_1 \approx a$ , se puede simplificar la expresión.

$$\frac{a^3 \alpha^2}{24 p_2^2} \frac{a^3 \beta^2}{24 p_1^2} = a \cdot \alpha \cdot (t_2 - t_1) + a \cdot \beta \cdot (p_2 - p_1)$$

Reduciendo

$$\frac{a^2 \alpha^2}{24 p_2^2} \frac{a^2 \beta^2}{24 p_1^2} = \alpha(t_2 - t_1) + \beta(p_2 - p_1)$$

Como en la ecuación de cambio de estado interesa obtener la tensión mecánica de un estado en función del otro, debe tratarse de obtener  $p^2$  en función de  $p^1$ .

Dividiendo la ec. 9 multiplicando por  $\frac{2}{g^2}$ , se tiene:

$$\frac{a^2 g_2^2 p_2^2}{24 p_2^2 \cdot l} \frac{a^2 g_1^2}{24 p_1^2 \cdot l} = \frac{\alpha}{l} (t_2 - t_1) p_2^2 + p_2^3 - p_1 \cdot p_1 \cdot p_2^2$$

$$p_2^3 - p_2^2 \left[ p_1 - \frac{\alpha}{l} (t_2 - t_1) - \frac{a^2 \cdot g_1^2}{24 \cdot p_1^2 \cdot l} \right] = \frac{a^2 \cdot g_2^2}{24 \cdot l}$$

Agrupando

Que es la denominada ecuación de cambio de estado, ecuación cúbica de forma.

$$p_2^3 - p_2^2 \cdot A = B$$

Esta ecuación, emite, conocida la tensión mecánica en un estado dado, calcular la tensión en cualquier otro estado conociendo el material, las condiciones climáticas y las sobrecargas, a además permite deducir muchas condiciones del conductor, el problema es determinar el estado básico, o sea el más desfavorable, al cual se le asigna  $P_{adm}$ , para ello se analiza el comportamiento de la ecuación de cambio de estado para distintos vanos.

### 1.3.4 Longitud del Conductor

En general

$$dl = ds = \sqrt{dx^2 + dy^2}$$

o como ya se ha demostrado.

### 1.3.5 Vanos grandes

Para efectuar este análisis hacemos tender a infinito el vano en la ecuación de estado

$$l \Rightarrow \infty$$

Dividiendo ambos miembros de la ecuación por  $a^2$ , queda:

$$\frac{p_2^3}{a^2} - p_2^2 \left[ \frac{p_1}{a^2} - \frac{\alpha}{a} \cdot \frac{1}{a^2} (t_2 - t_1) - \frac{g_1^2}{24 p_1^2 a} \right] = \frac{g_2^2}{24 a}$$

Con  $a \Rightarrow \infty$  resulta como

$$\frac{p_2^2 \cdot g_1^2}{24 p_1^2 a} = \frac{g_2^2}{24 a} \quad \frac{p_2^2}{p_1^2} = \frac{g_2^2}{g_1^2}$$

Simplificando y reagrupando

Se aprecia en esta ecuación que no interviene la temperatura ( $t$ ), luego la influencia predominante es la carga específica. Es decir que para vanos grandes, teniendo a infinito, las variaciones de tensión mecánica en el conductor dependen de la carga específica. El estado más desfavorable será el de mayor carga. En este caso "el estado 2

### 1.3.6 Metodología de cálculos

Analizando la ecuación 12 de vano crítico surge la posibilidad de encontrar varios resultados a saber: reales, imaginarios e infinitos.

Una amplia discusión sobre este tema puede verse en el artículo "Vano Crítico", de los Ing. Tadeo Maciejewski y Adam Ostromecki, aparecido en la Revista Electrotecnia, Enero - Febrero de 1966. A continuación se resume la información que surge de analizar dicha ecuación.

Sea comparar cuatro estados, que se indican como I, II, III, IV, para encontrar el más favorable y a él asignarle la tensión mecánica máxima admisible ( $p_{adm}$ ). Teniendo en cuenta las distintas condiciones climáticas se determinan los vanos críticos, según las ecuaciones 11 o 12, efectuando todas las combinaciones de  $a$  pares posibles entre las mismas. Lógicamente no se tendrá en cuenta el estado de Carga de máxima temperatura, ya que dicho

estado nunca podrá ser el más desfavorable desde el punto de vista de la tensión. Es decir en nuestro caso eliminamos el estado III.

Por lo tanto las combinaciones factibles serán I-II, I-IV y II-IV. Calculados los vanos críticos y determinados los estados básicos, mediante el empleo de la Tabla A, se puede trazar la siguiente tabla:

**Tabla II. Vano real**

Comparacion I - II (vano real)										
Comparacion I - IV (vano real)										
Comparacion II - IV (vano real)										

Trazando sobre la Tabla el vano en estudio ( $a^{d1}$ ), se concluye que los estados básicos posibles son: I y IV.

Recurriendo a la comparación I-IV se observa que el estado más desfavorable es el I. Por lo tanto el estado básico de la línea para ese vano es el I y al mismo se le debe asignar la  $p^{adm}$ .

Supongamos que para la misma línea se desea determinar el estado básico para otro vano, por ejemplo el  $a^{dz}$ . El procedimiento a seguir es similar al antes indicado, es decir, se traza sobre la Tabla dicho vano, se determina que los estados básicos factibles son: II y I, se establece que el más desfavorable es el II y por ende el estado básico de la misma línea pero para este vano es el II.

Comparacion I - II (vano real)										

#### 1.4 Cargas y Fuerzas Actuantes

##### CALCULO DE LA TENSIÓN MECÁNICA PARA UN CONDUCTOR PARTIENDO DEL ESTADO BÁSICO

Recordaremos la ecuación de cambio de estado del conductor:

$$P_2^3 - P_2^2 \left[ p_1 - \frac{\alpha}{\beta} (T_2 - T_1) - \frac{\sigma^2 \cdot g l^2}{24 p_1^2 \cdot \beta} \right] = \frac{\sigma^2 \cdot g l^2}{24 \beta}$$

Mediante el empleo del concepto de vano crítico y las técnicas de resolución explicadas se determina el estado básico, por ejemplo el estado I, al cual le asignamos la  $P_{adm}$ .

Luego mediante el uso de la ecuación de cambio, que en forma simplificada se puede escribir como:

$$P_2^3 + P_2^2 \cdot A = B$$

Que es la expresión de una ecuación de tercer grado en grado  $P_z$ , se puede determinar la tensión mecánica del otro estado. A partir de la misma y recordando que:

$$f = \frac{\sigma^2 \cdot g}{8 \cdot p}$$

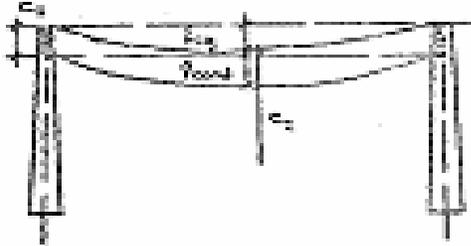
Se puede calcular la flecha correspondiente a dicho estado.

#### 1.4.1 Cálculo mecánico del cable de guarda

El cálculo mecánico se repite para el cable de guarda. Puede suceder que, dado que la sección y material del mismo son diferentes al del conductor, que los vanos críticos sean diferentes y, quizás, el estado básico resulte distinto.

Dado que el conductor debe ser protegido por el cable de guarda, hay que verificar que la distancia  $C_2$ , en el medio del vano, sea mayor que la distancia de separación existente en el poste C.

**Figura 9. Fuerzas actuantes en el cable de guardia**



Para que ello ocurra se calcula el cable de guardia verificando que se cumpla para todos los estados de carga que:

$$f_{cg} \leq 0,9 \cdot f_{cond}$$

Para ello se procede de la siguiente manera:

Se adopta una tensión máxima admisible, considerando que las tensiones de rotura usuales para cables de guardia se pueden elegir entre 60 y 120 Kg/mm<sup>2</sup>.

Se calculan los vanos críticos.

Se determina el estado básico.

Se realiza el cálculo mecánico.

Se verifica la relación de flechas entre el cable de guardia y el conductor.

De no verificarse, se calcula con la flecha del conductor de dicho estado la nueva tensión mecánica  $p$ , con la expresión:

$$p = \frac{\rho^2 \cdot g}{8 \cdot 0,9 \cdot f_{cond}}$$

Con la nueva tensión mecánica se reinicia el cálculo, a partir del segundo paso.

A menudo se presenta el caso de que los dos puntos fijos de suspensión

de la cuerda

Están a distinto niveles, siendo la diferencia  $\Delta h$  entre ambos puntos.

Resulta así que prolongando el arco de la parábola (o catenaria), desde el punto A hasta el C que se encuentra al mismo nivel de B, estaremos en presencia del arco CADB, que es el estudiado anteriormente, correspondiente a un vano ficticio  $a^1$ . Bajo estas condiciones se tiene la flecha ficticia  $f$ ,

La cual puede estar ubicada a la izquierda del punto D, en el punto D, o a la derecha del punto D, todo depende donde esté ubicado el punto A.

Los tres casos están representados.

El valor de  $a^1$  se obtiene

$$a^1 = a + \frac{2p \cdot \Delta h}{g \cdot a}$$

La flecha  $f$  como.

$$f = \frac{a^2 \cdot g}{8p}$$

y los valores de  $m$  y  $n$

$$m = \frac{g \cdot a^2 + 2p \cdot \Delta h}{2 \cdot a \cdot g}$$

$$n = \frac{g \cdot a^2 - 2p \cdot \Delta h}{2 \cdot a \cdot g}$$

Además

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta h}{a \cdot \cos \alpha}$$

Siendo  $a^2$  la distancia entre A y B Para desniveles no muy grandes se puede expresar que

$$f = - \frac{\rho_2 \cdot g}{8p}$$

Además como

$$\cos \alpha = \frac{f'}{f''} \quad f'' = \frac{f'}{\cos \alpha}$$

De donde Reemplazando

$$f'' = \frac{\rho_2 \cdot g}{8p \cdot \cos \alpha}$$

### 1.4.2 Sobre el conductor

Según hemos visto anteriormente el conductor esta sometido a cargas específicas debidas al peso propio, al viento al hielo. A continuación se desarrolla la respectiva metodología de cálculo.

### 1.4.3 Peso propio

La carga específica debida al peso propio se determina según la siguiente ecuación.

$$g_c = \frac{G}{S} = \frac{kg / m}{mm^2}$$

Siendo G: peso propio del conductor (dato del fabricante).

S: sección real del conductor (dato del fabricante o por cálculo).

### 1.4.4 Viento

Para calcular la carga específica debida al viento partimos de considerar un viento de velocidad y actuando sobre una placa; el mismo ejercerá sobre ella una presión p. Utilizando la fórmula de Bernoulli:

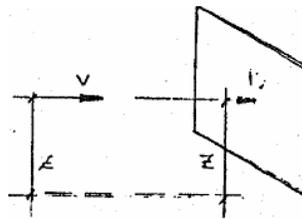
$$\frac{v^2}{2g} = \frac{pv}{\delta_{aire}}$$

Siendo v: velocidad del viento, m/seg.

PV: peso específico del aire = 1,29 Kg/dm<sup>3</sup>.

g: aceleración de la gravedad = 9,81 m/seg<sup>2</sup>

**Figura 10. Carga del viento sobre el conductor**



$$pv(\text{kg/m}^2) = \frac{v^2}{2,9,81} \cdot 1,29$$

En donde

$$pv = \frac{v^2}{2,9,81} \cdot 1,29 \cong \frac{v^2}{16}$$

La carga del viento sobre un conductor cilíndrico se afecta de un coeficiente de presión dinámica C que depende de la forma del elemento, ya que la ecuación deducida es válida para placas planas; y de un factor k, que toma en cuenta la desigual acción del viento a lo largo del vano.

k: 0,75 - 0,80 para cables

k: 1 para el resto de los elementos

$$p^v = C \cdot k \cdot v^2 / 16$$

y la fuerza del viento será:

$$F = p^v \cdot \text{Superficie}$$

$$F = C \cdot k \cdot (v^2 / 16) \cdot a \cdot dc$$

Siendo dc : diámetro del conductor, en m<sup>2</sup>

A: longitud del vano.

Finalmente la carga específica será:

$$g^v = \frac{F}{S} = C \cdot k \cdot \frac{v^2}{16} \cdot \frac{dc}{S}$$

Siendo S: sección real del conductor, mm<sup>2</sup>

Nota: recordando la, obsérvese que con carga de viento la flecha no aparece mas en el plano vertical. Prácticamente se puede ver que con un viento de 120 Km/h un conductor de Al/Ac de 70/12 se inclina ángulo del orden de los 70 grados.

### **1.4.5 Sobre aisladores**

#### **a) peso propio**

El peso propio del aislador es dato del fabricante.

### **1.4.6 Fuerza del viento**

Los aisladores no están en cuadrados dentro de una superficie sencilla, entonces se debe adaptarlos. La superficie normal es un triángulo) de aproximadamente 254.150 (para aisladores de suspensión, de campana normal) entonces Fva.

$$F_{va} = C \cdot k \cdot \frac{V^2}{16} \cdot \frac{b \cdot h}{2}$$

La mayor dificultad consiste en determinar los coeficientes C y K. Para vientos de 130 km/h se adopta  $F_{va} = 1,4 \text{ kg / aislador}$ .

### 1.4.7 Sobre la estructura

#### I. Postes

El peso propio de los postes de hormigón o de acero es dato del fabricante; en el caso de estructuras reticuladas se debe calcular.

La fuerza del viento estará aplicada a la altura del centro de gravedad de la superficie del mismo. Para ello calcularemos la paralelogramo:

Reemplazando las superficies por sus valores:

$$h_p \cdot \frac{d_2 + d_o}{2} \cdot h_{cgr} = \frac{h_p}{2} \cdot \frac{d_2 - d_o + 3d_o}{3} \cdot h_p$$

De donde la altura del centro de gravedad de la superficie del paralelogramo resulta:

$$h_{cgr} = \frac{h_p}{2} \cdot \frac{2}{d_2 + d_o} \cdot \frac{d_2 + 2d_o}{3} = \frac{2d_o + d_2}{d_2 + d_o} \cdot \frac{h_p}{3}$$

Interesa establecer la fuerza del viento sobre el poste referida a la cima.

$F \cdot h_p =$  presión del viento x sup expuesta x . Altura centro de gravedad.

$$F \cdot h_p = C \cdot k \cdot \frac{v^2}{16} \cdot \frac{1}{3} \cdot h_p \cdot \frac{2d_o + d_2}{d_o + d_2} \cdot h_p \cdot \frac{d_o + d_2}{2}$$

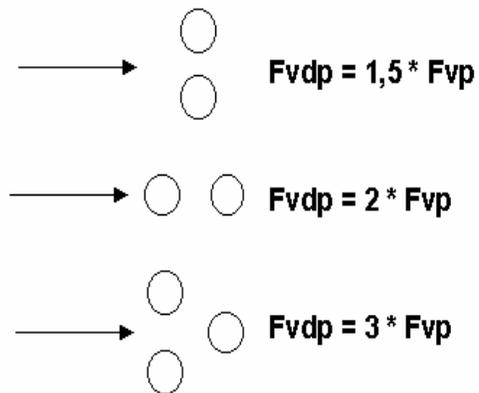
Donde C y K corresponden al poste utilizado.

En definitiva

$$F_{vp} = C \cdot k \cdot \frac{v^2}{16} \cdot \frac{1}{6} \cdot h_p \cdot (2d_0 + d_2)$$

Esta ecuación es válida para postes simples, para el caso de otras estructuras se emplean los valores.

**Figura 11. Ecuaciones para estructuras simples**



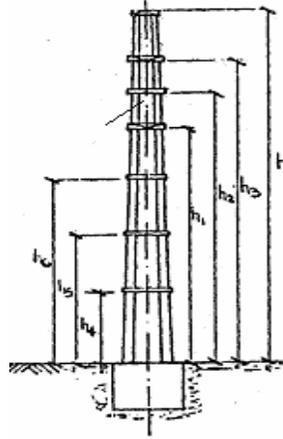
## 2. Vínculos

Se emplean para unir las estructuras de más de un poste, el criterio de ubicación espesor de los mismos ya ha sido discutido.

### 2a. Peso propio

En forma aproximada se toma  $2200 \text{ kg / m}^3$

**Figura 12. Fuerza del viento sobre estructuras tipo poste**



2b. Fuerza del viento

Véase la figura 13, donde se incluye:

$$L = s + (dp + 0,10)$$

Siendo \$dp\$: diámetro del poste a la altura del vínculo

$$dp = dcima = 0,015 \text{ (dist. cima dist. vinculo)}$$

\$s\$: separación cima + separación a la altura del vinc)

$$s = 0,3 + 0,04 \text{ (dist. cima dist. vincul.)}$$

Una vez calculada la fuerza vinculo del viento, debe ser referida a la cima, mediante la expresión.

$$F_{vvinc} = \frac{h_4 + h_5 + h_6}{h}$$

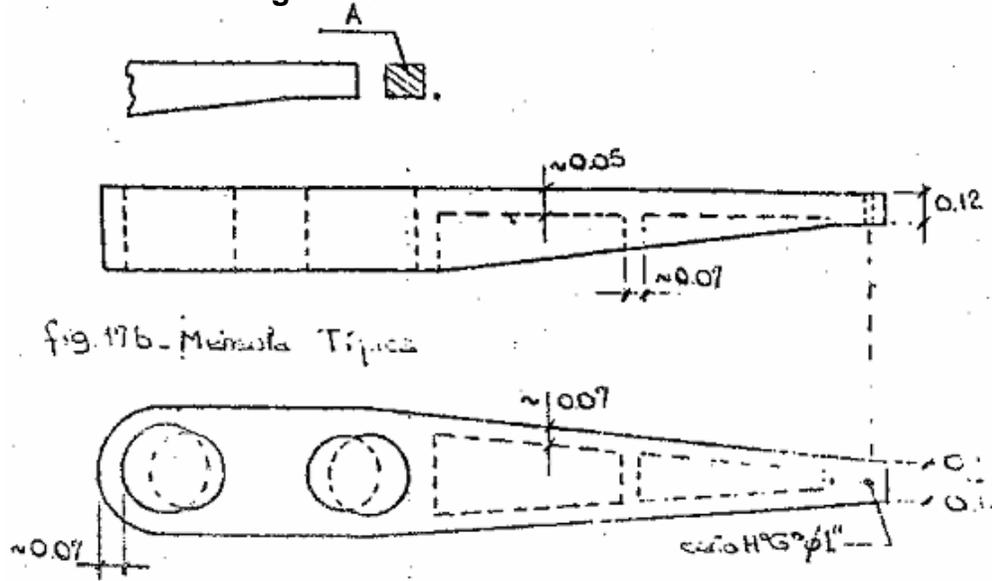
### 1.4.9 Ménsula

3a. Peso propio

En forma aproximada se toma como 2200 Kg/m<sup>3</sup>.

3b. Fuerza del viento

Figura 13. Fuerza del viento sobre la ménsula



Las oscilaciones mecánicas se dividen en tres grupos:

- Vibraciones cólicas.
- Galope.
- Oscilaciones en sub vanos en el caso de haces de conductores

Vibraciones eólicas.

Un problema serio y común en la práctica, es la tendencia de conductores a vibrar, no debido a vientos fuertes, sino a los moderados entre 4 y 10 Km/h. A barlovento del conductor produce depresiones y consecuencia una turbulencia, que hace mover a este verticalmente (son los torbellinos de Von Karman).

Este "movimiento" se puede asemejar al de una cuerda vibrante con determinada frecuencia. La disposición de la cuerda o conductor tiene nudos vientres. Considerando un nudo cualquiera de esa disposición, puede o no coincidir con el punto sujeción, que es un nudo obligatorio ello ocasiona el

desgaste del conductor y su eventual rotura por fatiga a la altura de la morsetería.

Para evitar esto se puede hacer cuatro cosas.

- a) amortiguar las vibraciones
- b) reforzar el conductor en el punto de suspensión
- c) emplear cables anti vibrantes.
- d) reducir la tensión mecánica.

Si se hace lo indicado en el punto a) se utilizan amortiguadores, mas usuales son: Stockbridge o los festones. Estos amortiguadores colocan luego de hacer un estudio de vibraciones, que pueden efectuarse mediante acelerómetros o "Strain-gages" resistivos conectados conductivamente registradores gráficos (la línea debe estar desenergizada) o mediante vibro grafos o telescopios con elemento opto-electrónico para transformar la señal óptica en electrónica.

El amortiguador de Stockbridge consiste en un par de pesas soportadas elásticamente y colgadas del conductor cerca del punto de suspensión.

Otro dispositivo para amortiguar vibraciones es el "feston" consiste en un trozo de cable del mismo material que el conductor de la línea, que cuelga como se observa en la.

El método b) consiste en reforzar el conductor en el punto de sujeción, es decir en aumentar la sección del conductor a dicho punto. De esta forma se disminuye la tensión en ese punto; para ello se utilizan Armor-rods. Estos son varillas de forma bitroncocónica, que se arrollan sobre el cable antes de colocar el morseto de sujeción.

En las líneas se aprecia que los cables se ven engrosados en los puntos de suspensión debido a los Armor-rods. En las líneas de media tensión de tipo rural como las Armor-rods, son muy costosos, se utilizan Armor-tapes (cintas de armado.)

Las varillas Armor-rods sirven, además para resistir el esfuerzo de compresión de la morsetería de suspensión y la abrasión contra los aisladores de montaje rígido, para resistir los arcos de contorno y para reparar.

Todas estas funciones le permiten proteger el conductor. Hace unos años aparecieron en el mercado varillas en espiral, llamadas Preform-rods. En las mayores tensiones las varillas preformadas terminan en suave pendiente, para limitar el efecto corona. Tanto el Armor-rods como el Armor-tapes son del mismo material que el conductor.

Método c): durante la década del 70 apareció en Canadá un cable "antivibratorio", cuya construcción es de aluminio de sección sectorial y alambres de acero de sección circular.

Por el roce entre las caras sectoriales se disipa la energía y el cable reduce sus vibraciones.

El método d) es obvio. Reduciendo la tensión mecánica, el cable se aleja de las condiciones de "cuerda vibrante".

Es una de las primeras soluciones ensayadas, y se optó para cálculos el concepto de "tensión admisible a la temperatura media anual "para tomarla en consideración como se indica a continuación.

Las vibraciones de alta frecuencia de los conductores, originadas por el viento, producen en los puntos de fijación de las grampas esfuerzos adicionales alternativos en flexión.

Las investigaciones demostraron que estas no son muy grandes, son diarias y su conjugación con las sollicitaciones estáticas pueden producir fatiga del material de los conductores.

En las hipótesis de cálculo no se pasó por alto estas experiencias. Por lo tanto se introdujo, además del concepto de "tensión máxima admisible de tracción" el de la "tensión admisible a la temperatura media anual", que se designa en la terminología internacional como "Every day Stress"(EDS) y es este texto como  $P_{adm\ tma}$ .

Como esto se intenta, mediante el establecimiento de una tensión máxima admisible de tracción contemplar todos los efectos de la rotura elástica (impulso, deslizamiento) y con el de tensión media anual los de fatiga.

Las secciones de conductor que preferentemente se usan en el rango de tensiones medias no están comprendidas en las prescripciones sobre EDS.

Por lo tanto, para altas tensiones, dado que el esfuerzo de tracción de un conductor se limita en su margen superior por dos factores de tracción de un conductor se limita en su margen superior por dos factores, o sea, la tensión de tracción máxima admisible y la tensión de tracción media anual, se puede prescindir de la prescripción según la cual en los vanos de cruces la tensión no debe superar un cierto porcentaje de la tensión máxima admisible.

Temperatura máxima admisible media anual.

A. Criterio de A y EE (año 1980)

1) para  $150\text{ m} < a < 500\text{ m}$ .

$$P_{adm\ tma} = 5,2 \left( 1 + 0,15 \cdot \frac{500 - a}{350} \right)$$

2) para  $500\text{ m} < a < 700$

B. Criterio de DEBA (año 1992) (se indica además la tensión máxima admisible de tracción).

**Tabla III. Tensión máxima admisible de tracción**

Material del conductor	Zona	Padm (Kg/mm <sup>2</sup> )	Padm tma
Aleación de Aluminio	Rural y suburbana	10	6
Aluminio	Urbana y cruce de ruta	7,5	6
Aluminio con alma de Acero	Rural y suburbana	11	6,5
	Urbana y cruce de	8,25	6,5

### 1.5 Dimensionamiento del soporte de suspensión

Dimensionamiento del cabezal

#### 1.5.1 Altura libre ( $h_1$ )

Se parte de una cierta altura libre del conductor respecto al nivel del terreno orientativamente.

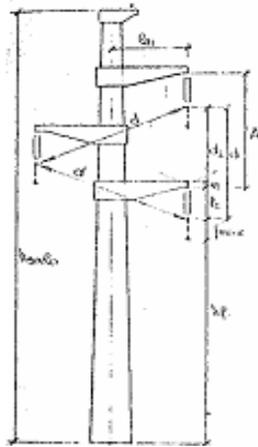
**Tabla IV. Alturas libres de acuerdo a la zona**

ZONA	ALTURA LIBRE (m)
Rural $\square$ 33 kV Rural > 33 kV	6,50 7,00
Suburbana y cruce de ruta	7,50 9,00
Urbana Cruce FF CC Trocha angosta Cruce FFCC Trocha ancha	11,00 11,75

#### 1.5.2. Flecha ( $f_{max}$ )

Se emplea el valor de la flecha máxima del conductor determinada en el cálculo mecánico del mismo. Con estas dimensiones se comienza el diseño.

**Figura 14. Diseño de estructuras**



### **1.5.3 Longitud de la cadena de aisladores**

Se debe determinar la cantidad de aisladores, la cual es función de la tensión y de la contaminación. En forma preliminar puede observarse la Tabla VII.

La determinación mas correcta de la cantidad de aisladores requeridos para una línea contempla:

- La longitud de línea de fuga requerida por condiciones de contaminación ambiental en su superficie.
- La cantidad de aisladores correspondientes a la línea para determinada coordinación de la aislamiento.

**Tabla V. Número de aisladores a partir del voltaje**

TENSION NOMINAL (kV)	NUMEROS DE AISLADORES
13,2	1
33	3
66	5-6
132	8-11
220	14-16
500	24-26
750	30-35

Para el primer caso se define, por ejemplo:

**Tabla VI. Factor K de acuerdo a la zona**

ZONA	LONGITUD LINEA DE FUGA (cm / kV)
Forestal	1,2 - 2,0
Industrial y cerca del mar	2,2 - 2,5
Muy cerca del mar	2,6 - 3,2
Fábricas de productos químicos. Centrales térmicas.	3,2 3,2

Ejemplos.

1) Aislador normal FAPA ALS 254,1 = longitud de línea de fuga: 28 cm, tensión máxima de servicio: 145 kV, zona: forestal y agrícola.

$$n \frac{U_{max}(kV)}{Ll(cm)} \cdot L(cm/kV) = \frac{145}{28} \cdot 1,6 = 8,4$$

Se colocaron 8 o 9 aisladores

2) Aislador "antiniebla" FAPA ALSF 254, longitud de linera de fuga: 37,5 cm, tensión máxima de servicio 36,6 kV, zona de fabrica de productos químicos.

$$n = \frac{U_{mas}(kV)}{Ll(cm)} \cdot L(cm/kv) = \frac{36,3}{37,5} \cdot 3,2 = 3,1$$

Se colocaron 3 aisladores

Fijada la cantidad de aisladores se multiplica por su altura, dato del fabricante y se le adiciona la correspondiente a la morseteria, la cual también es dato del proveedor.

#### 1.5.4 Distancia entre ménsulas

a. Distancia entre conductores (d).

Existe una cierta distancia d a respetar entre los conductores activos de la línea, en el medio del vano, que es función de la tensión y flecha.

La misma se calcula mediante expresiones de forma:

$$d = k \sqrt{f_{max} + l_c} + \frac{U_n}{150}$$

Siendo  $U_n$ : tensión nominal, kV

$l_c$ : Longitud de la cadena de aisladores

$f_{max}$ : Flecha máxima

$K$ : es un factor que depende de la disposición de los conductores y del ángulo de meneo de estos con el viento (ver tabla II).

Disposición

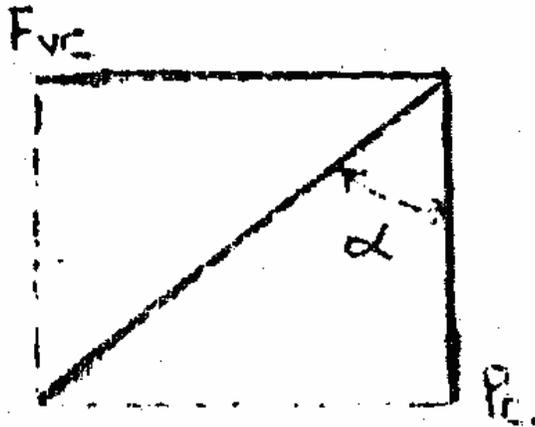
Se puede elegir tres alternativas de disposición:

- Conductores dispuestos arbitrariamente
- Conductores al mismo nivel
- Conductores dispuestos dentro de un triángulo equilátero, estando los dos superiores o inferiores al mismo nivel.

### 1.5.5 Angulo de meneo

El ángulo de meneo del conductor en la mitad del vano, se determina del siguiente modo:

Figura 15. Angulo del meneo del conductor a la mitad del vano



$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{F_{vc}}{P_c} \text{ de donde } \alpha = \operatorname{tg}^{-1} \frac{F_{vc}}{P_c}$$

Siendo  $F_{vc}$ : fuerza del viento sobre el conductor Kg/m.

Peso del conductor Kg/m.

**Tabla VII. Angulo de meneo y factor K de acuerdo a la estructura**

Angulo de meneo y factor K (extractado de la VDE 0210/5.69) Angulo de meneo de los conductores con viento	Grado sexagesimal	Superior a 65	Superior 55 a 65	Superior 40 a 55	40 e Infer.
Conductores superpuestos arbitrariamente	Factor K	0,95 (0,85)	0,85 (0,75)	0,75 (0,70)	0,70
Conductores dispuestos a nivel idéntico		0,70 (0,65)	0,65 (0,62)	0,62 (0,60)	0,60
Conductores dispuestos en triangulo dos de ellos a nivel		0,75 (0,70)	0,70 (0,65)	0,65 (0,62)	0,62

Números entre paréntesis se emplean para tensiones menores de 30 kV.

b. Distancia mínima a tierra ( $d_1$ ).

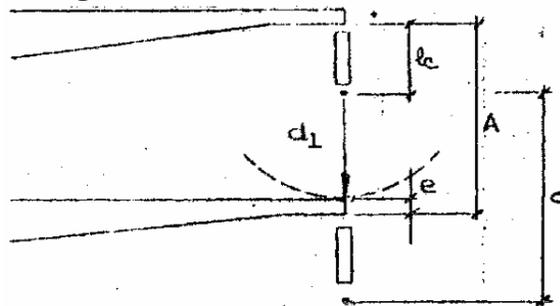
Se debe verificar que la distancia del conductor que se encuentra más próxima a la ménsula en reposo a tierra sea igual o mayor que:

$$d_1 = 0,1 + \frac{U_n}{150}$$

Siendo  $U_n$ : tensión nominal en kV.

La separación entre ménsulas será:

**Figura 16. Distancia entre ménsulas**



$$A = d$$

$$(\text{si } d \geq l_c + d_1 + e)$$

$$A = l_c + d_1 + e$$

$$(\text{si } l_c + d_1 + e > d)$$

Siendo en ambos casos

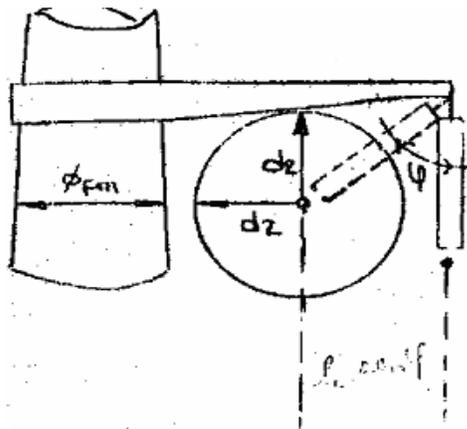
e: espesor de la ménsula (0,10 m)

Se determina la longitud de la ménsula para tener ubicados los conductores activos al centro del poste.

### 1.5.6 Longitud de la ménsula (Im)

Todas las ménsulas son iguales, con el fin de emplear un mismo modelo por ello se debe dimensionar la ménsula más próxima al nivel de suelo, dado que es la situación más desfavorable.

**Figura 17. Longitud de la ménsula a partir del ángulo de meneo**



Se debe verificar que la distancia del conductor, con máxima inclinación debida al viento, y el poste sea igual o mayor que:

$$dz = \frac{U_n}{150}$$

Siendo  $U_n$ : tensión nominal en kV.

Nota: dicha distancia también debe verificarse respecto a la ménsula.

Por lo tanto

$$l_m = l_c \cdot \text{sen } \varnothing + dz + \frac{\text{diam. pm}}{2}$$

Donde:  $l_c$ : longitud de la cadena de aisladores

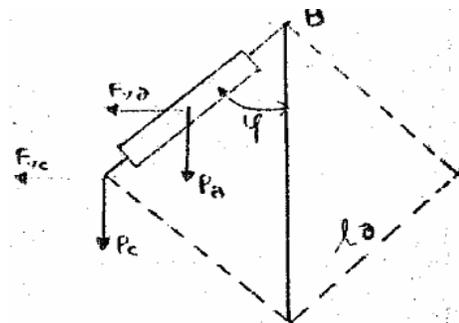
$dz$ : Distancia mínima respecto a masa

diam. pm: diámetro del poste a la altura del conductor

$\varnothing$ : Ángulo de inclinación del conductor con cadena de aisladores

Calculo del ángulo de inclinación del conductor con cadena

**Figura 18. Distancia respecto a la ménsula, diagrama de cuerpo libre**



Se tiene un conductor con su peso, el de los aisladores, la fuerza del viento aplicada en el centro de gravedad de los aisladores y sobre el conductor.

Tomando momentos respecto al punto B se tiene:

$$F_{vc} \cdot l_c \cdot \cos \varnothing + (F_{va} \cdot la / z) \cos \varnothing = pc \cdot lc \cdot \sin \varnothing + (pa \cdot lc / 2) \sin \varnothing$$

$$(Pc + pa / 2) \sin \varnothing = (F_{vc} + F_{va} / 2) \cos \varnothing$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{F_{vc} + F_{va} / 2}{Pc + Pa / 2}$$

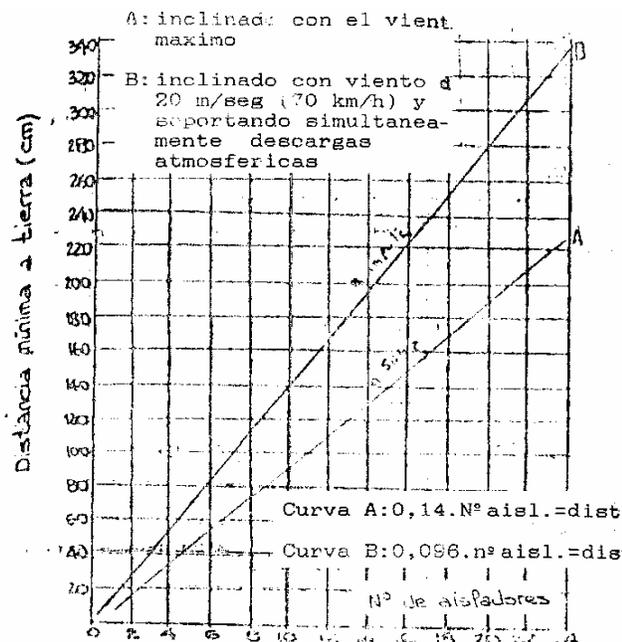
Mas modernamente al ángulo  $\varphi$  de la cadena se calcula como  $\varphi = 0,8 \sigma$

Donde:  $\varphi$  ángulo de meneo del conductor en el centro del vano.

Lógicamente se debe verificar la distancia  $d$  entre los conductores, de ser esta mayor se debe alargar la ménsula hasta satisfacer dicha ecuación.

La metodología de calculo de la distancia a masa ( $d_1$  y  $d_z$ ) responden al criterio de DEBA en cambio según A y EE las mismas se determinan mediante el siguiente grafico.

**Figura 19. Mapa de la distancia (D1, DZ)**



### 1.5.7 Criterios de ubicación del cable de Guardia

En forma estricta no se puede asegurar que un conductor no puede ser "golpeado" en forma directa por un rayo, a menos que este totalmente blindado. Casi todas las hipótesis de cálculo aseguran que la mayoría de los rayos caen sobre el cable de guardia, cuya función es:

- Interceptar los rayos que caen sobre la línea para ofrecer blindaje a los conductores.
- Distribuir la corriente del rayo en 2 o mas caminos que la derivaran a tierra, para ello el cable de guardia se conecta a tierra en cada soporte.

El principio fundamental en que se basan los estudios sobre descargas de rayos es: "la descarga atmosférica, cuando su ultimo escalón se encuentra a una altura H sobre el terreno, elige para caer el punto conectado a tierra mas cercano.

El extremo del arco piloto esta a una cierta altura H, si a una altura h se tiene un cable de guardia de una línea o un pararrayos de punta, entonces a esa altura se encuentra el punto conectado a tierra mas cercano, la descarga se dirige a el o a tierra. El problema es encontrar la relación H/h y es donde residen los distintos criterios de ubicación del cable de guardia. Si el canal tienen su ultimo escalón ubicado en "0" esta en posición indiferente, si esta en "0" cae sobre el cable de guardia y su extremo esta en "0" cae al suelo.

Charles expreso: si  $\Phi = 45^\circ$  se tiene la seguridad de que el rayo no caera en los que se encuentra dentro de un cono con dicho ángulo. Este criterio es poco severo y permite bajar la altura del poste.

Wagner y Mac Cann: dieron a este ángulo el valor de  $30^\circ$ , de ese modo sube más el cable de guardia. Obsérvese que por lo tanto el poste es de mayor altura que en el caso anterior.

Schwaiger: el criterio es de tomar la relación  $H/h = 1$ , siendo H el punto donde se encuentra la punta del rayo, y h la altura del poste. Este criterio severo, ya que hay que colocar muy arriba el cable de guardia, razón por la cual resulta antieconómico.

Langrehr: este criterio es mas "tolerante" que el de Schwaiger, ya que hace  $H= 2h$ . Si el rayo estuviera en 0 caería sobre el cable de guardia y si estuviera en 0' caería a tierra.

Modelos electrogeométricos: es un método que extrapola resultados de ensayos de laboratorios con métodos teóricos y da una expresión matemática para ubicar el cable de guardia.

En el cálculo con modelos electrogeométricos se comienza determinando la "distancia de salto  $R_e$ ", con la expresión.

$$R_e = 6,7 \cdot I^{0,8}$$

o bien

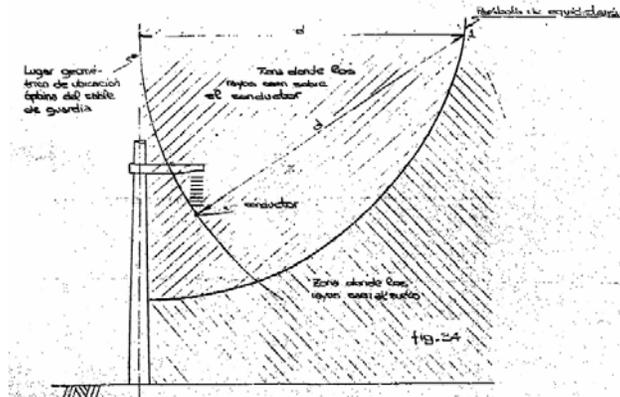
$$R_e = 0,67 \cdot H^{0,6} \cdot I^{0,74}$$

Donde 
$$I = \frac{NBA}{2 \cdot Zc}$$

En la cual NBA es el nivel básico de aislamiento y Zc es la impedancia característica de los conductores. Debe dividirse por dos, pues al caer el rayo sobre los conductores genera dos ondas migratorias, una en cada sentido.

En ausencia del cable de guardia, el rayo cae sobre el conductor de potencia o al suelo, según se encuentre más cerca en el momento previo al último escalón de su caída. Como en el suelo se supone plano, en lugar geométrico es una parábola.

**Figura 20. Criterio de ubicación del cable de guarda**



Luego, con centro en el conductor y radio “d” se traza un arco que corta a la parábola en el punto 1. Con centro en el punto 1 y radio “d” se traza un nuevo arco de circunferencia, que define en el lugar geométrico de ubicación óptima del cable de guarda.

e. Criterios empleados

- Simple ternas: 30°

Doble ternas, conductores exteriores 20°, conductores interiores: se consideran protegidos si  $a < 4h$ .

**1.5.8 Comentarios**

Hasta aquí se ha desarrollado el dimensionamiento, para un poste de suspensión, en el caso de postes de retención o Terminal, el procedimiento es similar excepto en:

- Al no haber cadena de suspensión se considera  $1c = 0$ , por lo tanto se modifica la altura correspondiente la primer ménsula y la distancia d entre conductores. La distancia de se verifica entre el soporte y el conductor correspondiente al "cuello muerto" (continuidad de la línea), cuyo ángulo de meneo es igual a  $\alpha = Fvc/Pc$ .

Figura 21. Estructura de suspensión

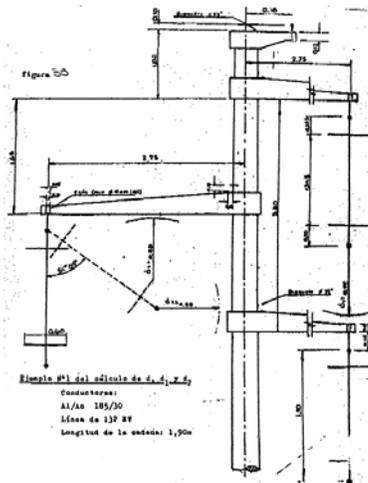
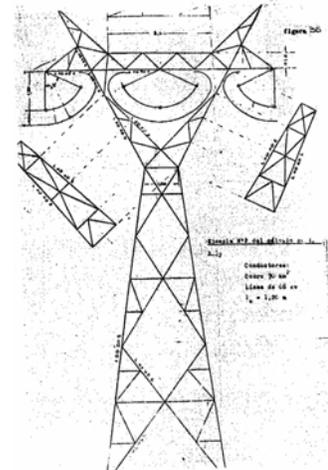


Figura 22. Estructura de retención ó terminal



Longitud de la cadena de aisladores ( $1c$ )

Se debe determinar la cantidad de aisladores, la cual es función de la tensión y de la contaminación. En forma preliminar puede observarse la Tabla VII.

La determinación mas correcta de la cantidad de aisladores requeridos para una línea contempla:

- 1 La longitud de línea de fuga requerida por condiciones de contaminación ambiental en su superficie.
- 2 La cantidad de aisladores correspondientes a la línea para determinada coordinación del aislamiento. Los números entre paréntesis se emplean para tensiones menores de 30 kV.

#### b. Distancia mínima a tierra ( $d_1$ ).

Se debe verificar que la distancia del conductor que se encuentra más a la ménsula en reposo a tierra sea igual a mayor que:

$$d_1 = 0,1 + \frac{U_n}{150}$$

Siendo  $U_n$ : tensión nominal en kV

La separación entre mensuras será

$$A = d$$

(Si  $d \geq l_c + d_1 + e$ )

$$A = l_c + d_1 + e$$

(Si  $l_c + d_1 + e > d$ )

## 2. ANÁLISIS DE LA CONVERSIÓN DE UN CIRCUITO DE LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ – GUATEMALA SUR Y JURÚN MARINALÁ ESCUINTLA DE UN VOLTAJE DE 138 KV A 230KV.

Calculo Aislamiento: (Cargas Actuantes) Usando conductor Hawk  
477ACSR

### 2.1 Método Ménsula Aislada

Línea jurún -GuateSur

df-t (distancia fase a tierra)

Bil 1050 Kn jurún Marinalá  
900 Kn Guate-Sur

Tcfn, tensión critica de flameo.

$$T_{cfn} = \frac{Bil}{0.961} - \frac{900Kn}{0.961} = 936.52 \text{ Kv}$$

wsnm

Subestación Guate Sur: 1400

t max. = 26.3 °c San José Villa

$$S = \frac{3.92(64.2)}{273 + 21.35} = 0.855$$

t min = 16.4 °c Nueva

$$T_{cfd} = \frac{t_{cfn}}{d} = \frac{936.52Kn}{0.855} = 1095.35Kn \quad df - t = \frac{T_c F d}{550} = \frac{1095.35Kn}{550Kv/mt} = 1.99mts$$

- 1 La mínima df-t a 1000 msnm por Ansi es
- 2 La mínima df-t a 1000 msnm por CNEE es ----- 1.99mts

Condiciones del clima:

Velocidad del Viento: 120 Km/h

K = constante proporcionalidad 0.75

$\emptyset^c = 0.02179$  mts  $\emptyset^c =$  diámetro del conductor Hawk 477 ACSR  
Hawk

Referencia:

$J_{-E} =$  Línea jurún Marinalá - Escuintla  $J_{-G} =$  Línea jurún Marinalá - Guate Sur

Carga del Viento: (jurún - Escuintla) y (jurún - Guate Sur)

$$G_v = K_c \frac{V^2}{16} \emptyset^c \quad G_v = 0.75(1) \frac{(33.33)^2}{16} 0.02179 =$$

$$120 \frac{Km}{h} * \frac{1000mts}{1Km} * \frac{1h}{3600seg} = 33.33 \frac{mts}{seg}.$$

Fuerza del Viento:

(Jurún - Escuintla)

$$F_v = ckV^2 a \emptyset^c \quad F_v = 0.75(1) \frac{(33.33)^2}{16} 342.8570.02179$$

a = Vano

Fuerza del Viento: (Jurún - Guate Sur)

$$F_v = 0.75(1) \frac{(33.33)^2}{16} 352.283 \quad 0.02179$$

Cargas Específicas del Viento:

$$Gv_s = \frac{Fv}{as}$$

S = Sección Real mm<sup>2</sup>    a = Vano  
Del conductor 477 ACSR Hawk

Gv<sup>s</sup> Jurún - Escuintla:

Gv Jurún - Guate Sur:

$$Gv_s = \frac{389.03Kg}{342.857(281mm^2)} = 4.041 * 10^{-3} \frac{Kg}{mm^2}$$

$$Gv_s = \frac{399.72Kg}{352.283(281mm^2)} = 4.041 * 10^{-3} \frac{Kg}{mm^2}$$

Cargas del Conductor:

$$W_c = W_c^1 \frac{Kg}{Kg} (Vano)$$

$$W_{c_{J-E}} = 977 \frac{Kg}{Km} * \frac{342.857}{1000} Km = 334.97 Kg$$

$$Gc_s = \frac{Wc}{as} \frac{Kg}{mmm^2} \quad Gc_{J-E} = \frac{334.97Kg}{342.857_m (281)_{mm^2}} = 34.81 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

$$Gc_{G-S} = \frac{344.18Kg}{352.283(281)_{mm^2}} = 34.77 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

$$G_E = \sqrt{Gv^2 + Gc^2}$$

$$G_{E_{J-E}} = \sqrt{(4.038 * 10^{-3})^2 + (3.481 * 10^{-3})^2} = 53.3 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

$$G_{E_{J-GS}} = \sqrt{(4.041 * 10^{-3})^2 + (3.640 * 10^{-3})^2} = 54.4 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

## 2.2 Calculo de la flecha:

$$F = \frac{a^2 Wc}{8T}$$

$$\text{Carga de ruptura} = \frac{8880 \text{Kg}}{281 \text{mm}^2} = 31.60 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\text{Torsión admisible} = 8.25 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$F_{J-E} = \frac{(342.857)_{\text{mts}}^2 (34.81 * 10^{-4} \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2})}{8(25) \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}} = 2.045 \text{mts}$$

$$F_{J-Gs} = \frac{(352.2826)_{\text{mts}}^2 (36.40 * 10^{-4} \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2})}{8(25) \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}} = 2.26 \text{mts}$$

Deformación del cable:

$$Wc' = \frac{Wc}{aSreal}$$

$$Wc'' = \frac{Wais + Wc}{aSreal}$$

$$Wc'_{J-E} = \frac{977 \text{Kg}}{(34285)(28 \text{mm}^2)} = 1.01 * 10^{-2} \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$Wc''_{J-E} = \frac{613 \text{Kg} + 977 \text{Kg}}{(34285)(28 \text{mm}^2)} = 1.08 * 10^{-2} \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$Wc'_{J-Gs} = \frac{977 \text{Kg}}{(35228)(28 \text{mm}^2)} = 9.87 * 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$Wc''_{J-Gs} = \frac{613 \text{Kg} + 977 \text{Kg}}{(34285)(28 \text{mm}^2)} = 1.46 * 10^{-2} \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

Peso del Polímero: 61.3Kg

$$F'_{J-E} = \frac{(342.857)^2 (1.01 * 10^{-2})}{8(25)} = 5.936 \text{mts}$$

$$F''_{J-E} = \frac{(342.857)^2 (1.08 * 10^{-2})}{8(25)} = 6.3477 \text{mts}$$

$$F'_{J-Gs} = \frac{(352.28)^2 (9.87 * 10^{-3})}{8(25)} = 6.124 \text{mts}$$

$$F''_{J-Gs} = \frac{(352.28)^2 (1.46 * 10^{-2})}{8(25)} = 9.057 \text{mts}$$

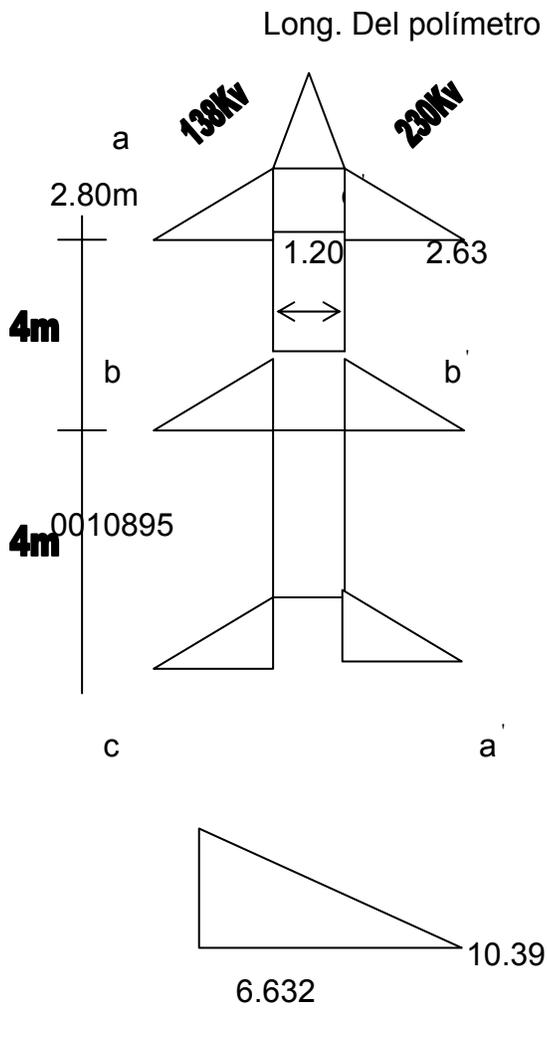
$$\frac{Af}{f} \quad J-E = 6.48 \text{cms} \quad \frac{Af}{f} \% = \frac{f'' - f}{f''} * 100$$

$$\frac{Af}{f_{J-E}} = \frac{f''_{J-E} - f'_{J-E}}{f''_{J-E}} = \frac{6.3477_m - 5.936_m}{6.3477_m} = 6.486 * 10^{-2} mts * 100 =$$

De deformación.  $\frac{Af}{f} J-GS = 32.2cms$

### 2.3 Parámetros de la línea Jurún - Guate Sur con conductor HAWK 477 ACSR

Figura 23. Estructura línea Jurún Marinalá – Guate sur



$$Deq = (DAB DBC DCA)^{\frac{1}{3}}$$

$$DAB = (Dab Dab' Da' b Da' b')^{\frac{1}{4}}$$

$$DAB = (4 * 4 * 7.74^2)^{\frac{1}{4}} = 5.56m$$

$$DBC = ((4)^2 * (7.74)^2)^{\frac{1}{4}} = 5.56m$$

$$DCA = (8 * 6.632 * 6.632 * 8)^{\frac{1}{4}} = 7.284m$$

$$Deq = [(5.56)^2 * 7.284]^{\frac{1}{3}} = 6.084mts$$

$$Ds' = (Dsaa' Dsbb' Dscc')^{\frac{1}{3}}$$

$$Dsaa' = \sqrt{r' Daa'} \quad r' = re^{-\frac{1}{4}} \quad r =$$

$$Dsaa' = [(8.485 * 10^{-3})(10.39)]^{\frac{1}{2}} = 0.297$$

$$r' = 8.485 * 10^{-3}$$

$$Dsbb' = [(8.485 * 10^{-3})(6.332)]^{\frac{1}{2}} = 0.237$$

$$Dscc' = [(8.485 * 10^{-3})(10.39)]^{\frac{1}{2}} = 0.297$$

$$D_s' = [(0.297)^2 (0.237)]^{1/3} = 0.276 \text{ mts} \qquad 0.436 \frac{\Omega}{1000 \text{ fts}}$$

Resistencia:

$$\frac{\Omega}{1000 \text{ pies}} * \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ pulg}}{2.54 \text{ cms}} * \frac{100 \text{ cms}}{1 \text{ m}} * \frac{1000 \text{ mts}}{1 \text{ K}}$$

$$R = R_{\text{tabla}} * 1.03 \qquad 0.0436$$

$$R = 0.143 \frac{\Omega}{\text{Km}} * 1.03$$

$$0.312$$

Inductancia:

$$L = 0.2 \ln \left( \frac{D_{eq}}{D_s'} \right)$$

$$L = \left[ 0.5 + 4.6 Lg \frac{D_{eq}}{r} \right] * 10^{-4} * 377$$

$$L = \left[ 0.5 + 4.6 Lg \left( \frac{6.084}{0.010895} \right) * 10^{-4} * 377 \right] =$$

Capacitancia:

$$C = \frac{24.2}{\ln \left( \frac{D_{eq}}{r} \right)} * 10^{-9} * W$$

$$C = \frac{24.2}{I_g \left( \frac{6.084}{0.010895} \right)} * 10^{-9} * 377 =$$

\*377

Impedancia Característica de la línea:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$$

$$Z = R + jx_l$$

$$Y = G + jx_c$$

$$W = 2 \text{ pF}$$

$$W = 377$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{0.143 + j0.495}{0 + j3.32 * 10^{-6}}}$$

$$Z = 0.147 + 0.495$$

$$Y = 0 + j 3.32 * 10^{-6}$$

$$Z_{L^x} = 0.515 \angle 73.88^\circ$$

$$Z_{L^c} = 3.32 * 10^{-6} \angle 90^\circ$$

Falla por Rayo: Corriente de flameo =  $I_c$

$$I_c = \frac{2V_{50\%}}{Z_c} \quad I_c = \frac{2(936.52)}{393.9} \quad I_c = 4.76 \text{ KA}$$

## 2.4 Probabilidad de Ruptura del Polímero Antes del Flameo:

$$\text{Prob \%} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2.6}} * 100 \quad \frac{1}{1 + \left(\frac{4.76}{31}\right)^{2.6}} * 100$$

$$\text{Prob \%} = 99.3 \%$$

$$V_w \text{ falla } 0 \% \text{ rayo} = 936.52 (1 - 0.03 (3)) = 928.09 \text{ Kv}$$

Voltajes de Aguante

$$V_w \text{ falla } 15\% \text{ rayo} = 936.52 (1 - 0.03 (1)) = 908.42 \text{ Kv}$$

a cierta

probabilidad

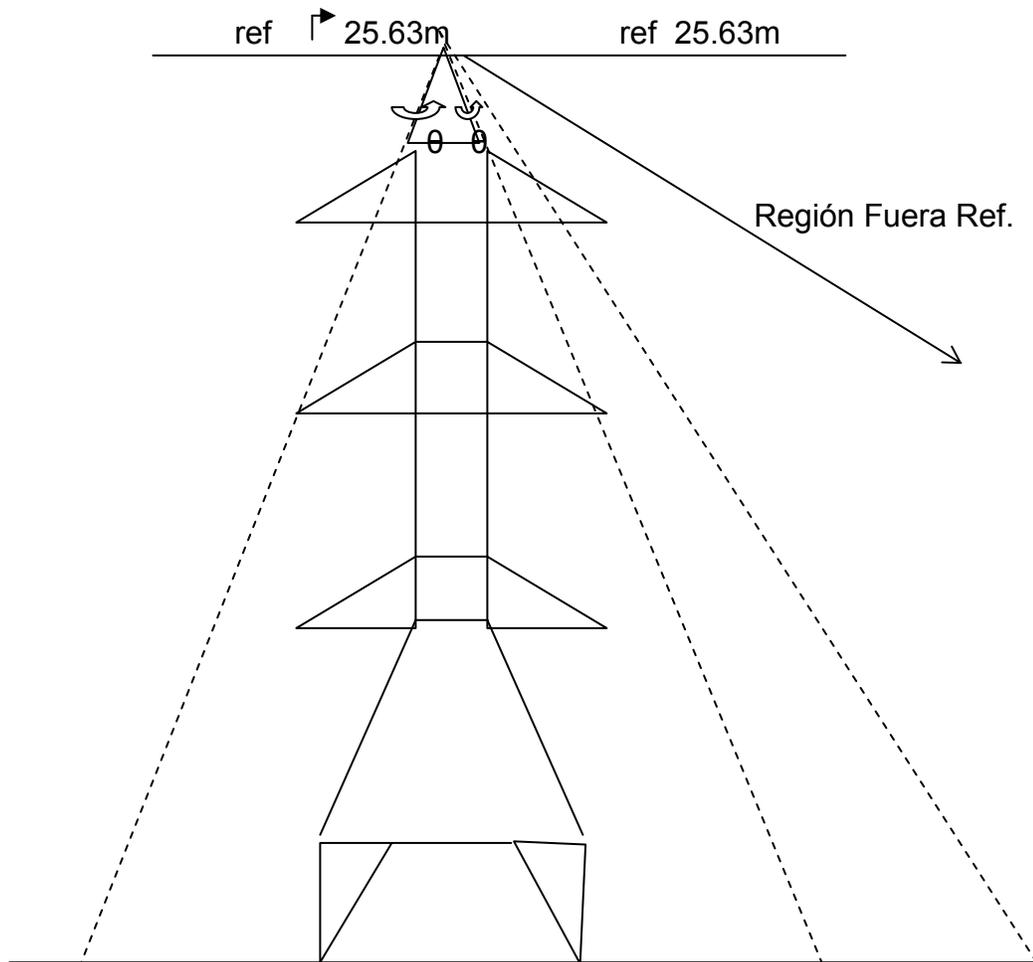
De falla

$$V_w \text{ falla } 0 \% \text{ Maniobra} = 936.52 (1 - 3 (0.06)) = 767.92 \text{ Kv} \quad V_w = V_{50\%} (1 - K\Phi)$$

$$V_w \text{ falla } 15\% \text{ Maniobra} = 936.52 (1 - (1)) = 880.33 \text{ Kv}$$

**Figura 24. Radio crítico de flameo, estructura línea Jurún Marinalá – Guate Sur**

Radio crítico de flameo:



$$r_{cf} = 9.06 (lc)^{\frac{2}{3}}$$

$\theta$  = ángulo de blindaje

$$r_{cf} = 9.06 (4.76)^{\frac{2}{3}}$$

menor

“No se varia porque la Ménsula aislada es 17 cms menor”

## 2.5 Parámetros de la línea. Jurún Marinalá – Escuintla con conductor HAWK 477 ACSR

$$T_{cfn} = \frac{Bil}{0.961} \rightarrow \frac{1050Kv}{0.961} = 1092.61Kv$$

$$S = \frac{3.92(69.9)}{273 + 27.3} = 0.912 \quad T_{cfd} = \frac{T_{cfn}}{S} = \frac{1092.61}{0.912} = 1198.04Kv$$

$$df - t = \frac{T_{cfd}}{550} = \frac{1198.04}{550} = 2.18Kv$$

**Figura 25. Parámetros de la línea: Jurún Marinalá - Escuintla**



$$Deq = (D_{ab} * D_{bc} * D_{ca})^{1/3}$$

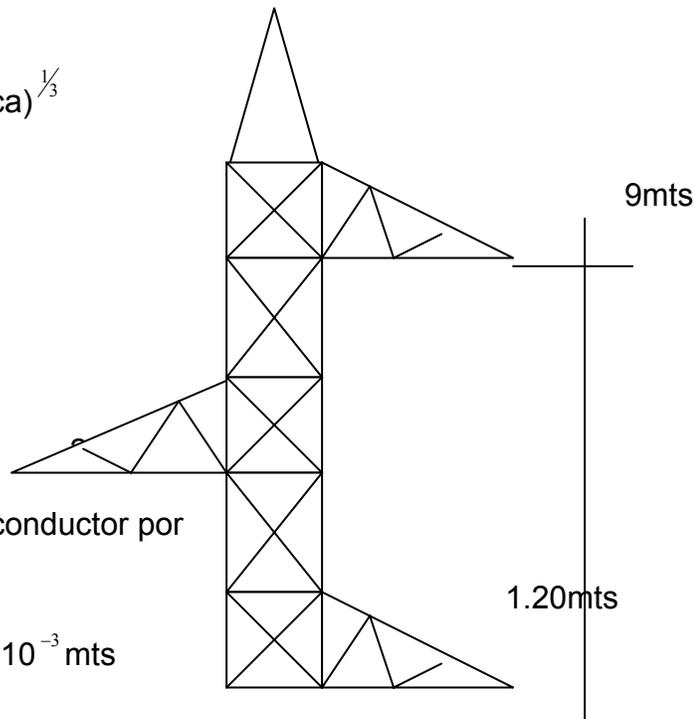
$$Deq = [(7.876)^2 * 9]^{1/3}$$

$$Deq = 8.23mts$$

$Ds' = r'$  porque es un conductor por Fase y un circuito.

$$r' = re^{-1/4} \quad r' = 8.48 * 10^{-3} mts$$

$$Ds' = 8.48 * 10^{-3} mts$$



Inductancia:

$$L = \left[ 0.5 + 4.6Lg \frac{Deq}{r} \right] * 10^{-4} * 377$$

$$L = \left[ 0.5 + 4.6Lg \frac{8.23}{0.010895} \right] * 10^{-4} * 377$$

$$W = 2\pi f \quad f = 60\text{Hz}$$

$$W = 377$$

$$L = 0.518 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

Conductor Hawk 477 ACSR

Capacitancia:

$$C = \frac{24.2}{Lg\left(\frac{Deq}{r}\right)} * 10^{-9} * w$$

Ds= radio del conductor  
Ds= 0.010895

$$C = \frac{24.2}{Lg\left(\frac{8.23}{0.010895}\right)} * 10^{-9} * 377$$

$$Z = R + jwL$$

$$Y = G + jwc$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{0.143 + j0.518}{0 + j3.17 * 10^{-6}}}$$

Falla Por Rayo:

$$I_c = \frac{2V_{50^\circ/u}}{Z_c} \rightarrow I_c = \frac{2(1092.61\text{Kv})}{412.1} = 5.3\text{Ka}$$

Potencia Característica:

$$P_c = \frac{V_n^2}{Z_c} \rightarrow \frac{230 \text{Kv}^2}{412.1}$$

$$P_c = 128.4 \text{Mw}$$

**2.6 Probabilidad de ruptura del polímero antes del flameo:**

$$\text{Prob } \frac{0}{0} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2.6}} * 100 \rightarrow \text{Pro } \frac{0}{0} = \frac{1}{1 + \left(\frac{5.3}{31}\right)^{2.6}} * 100$$

$$\text{Prob} = 98.9 \frac{0}{0}$$

Voltajes de aguante a cierta probabilidad de falla:

$$V_{\text{falla } 0 \frac{0}{0}} \text{ Rayo} = 1092.61 (1 - 0.03 (3)) = 994.27 \text{ Kv}$$

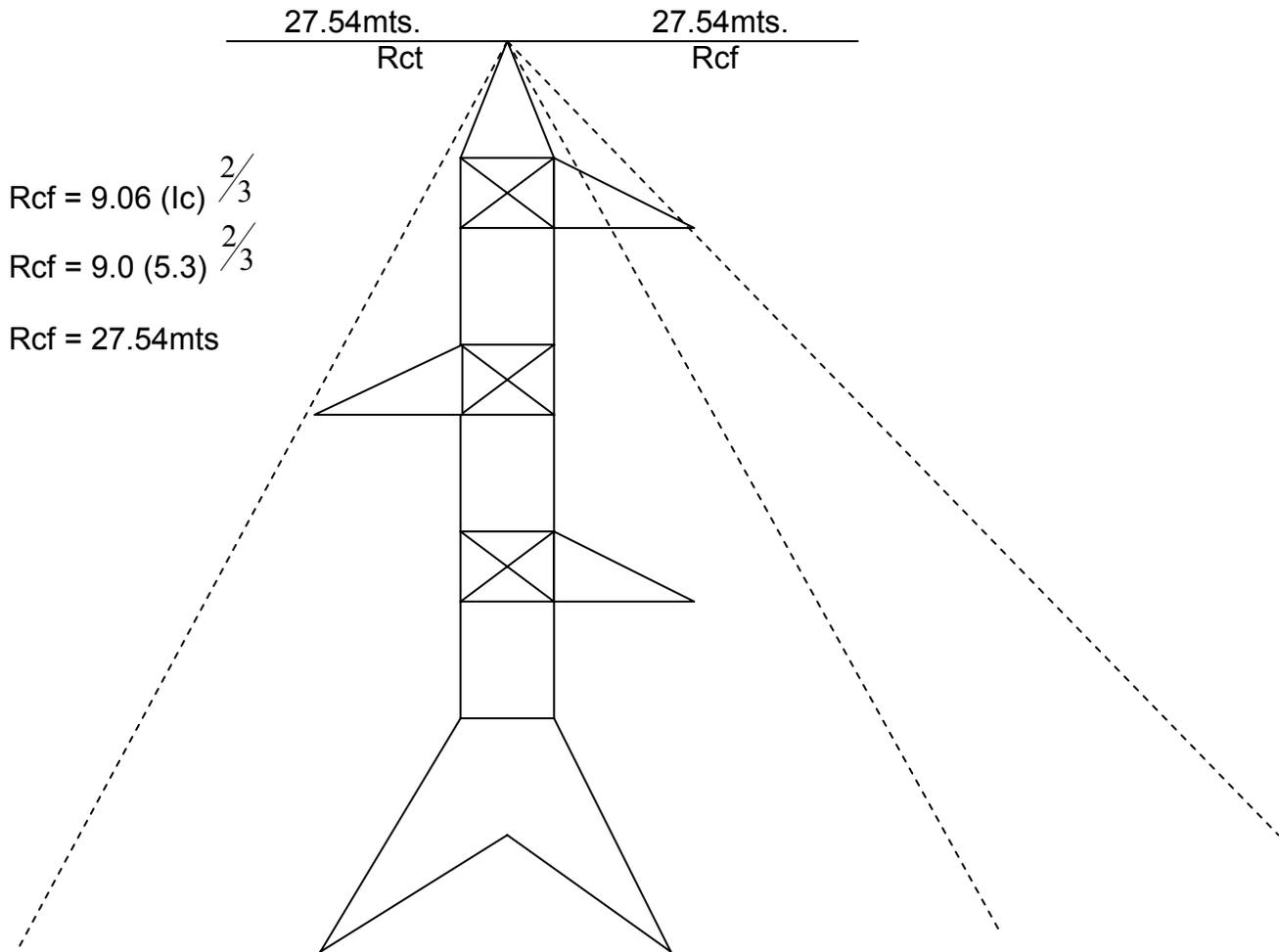
$$V_{\text{falla } 15 \frac{0}{0}} \text{ Rayo} = 1092.61 (1 - 0.03 (1)) = 1059.83 \text{ Kv}$$

$$V_{\text{falla } 0 \frac{0}{0}} \text{ Maniobra} = 1092.61 (1 - 0.06 (3)) = 895.94 \text{ Kv}$$

$$V_{\text{falla } 15 \frac{0}{0}} \text{ Maniobra} = 1092.61 (1 - 0.06 (1)) = 1027.054 \text{ Kv}$$

**Figura 26. Radio crítico de flameo línea Jurún Marinalá - Escuintla**

Radio crítico de flameo:



**2.7 Método ménsula aislada usando cable ACAR 1000:**

Usando el conductor ACAR BUNTING 1000

D-ft Bil  $\begin{cases} \nearrow 1050 \text{ (Escuintla)} \\ \searrow 900 \text{ (Guate - Sur)} \end{cases}$

$$T_{cf}^{-n_{g-s}} = \frac{Bil}{0.961} = \frac{900}{0.961} = 936.52 Kv$$

$$S = \frac{3.92(64.2)}{273 + 21.35} = 0.855 \quad T_{cfd} = \frac{T_{cfn}}{S} = \frac{936.52}{0.8555} = 1095.35 K_v$$

$$Df-t^{-ng-s} = \frac{1095.35 K_v}{550 K_v/mt} = 1.99 mts$$

$$d-ft^{es} = \frac{1050}{0.961} = 1092.61$$

$$S = \frac{3.92(69.9)}{273 + 27.7} = 0.911 \quad T_{cfd} = \frac{T_{cfn}}{S} = \frac{1092.61}{0.911} = 1199.04 K_v$$

$$Df-t^{es} = \frac{1199.04 K_v}{550 K_v/mt} = 2.18 mts$$

Condiciones climáticas: Velocidad del viento = 120 k/n Ø c = 0.0331 mts

$$G_v^{j-esc} = K_c \frac{V^2}{16} \quad \text{Øc} = 0.75 \quad (1) \quad \frac{(33.33)^2}{16} \cdot 0.0331 = 1.72 Kg$$

$$G_v^{j-esc} = K_c \frac{V^2}{16} \quad \text{Øc} = 0.75 \quad (1) \quad \frac{(33.33)^2}{16} \cdot 0.0331 = 1.72 Kg$$

$G_v = 1.72 Kg$
-----------------

Fuerza del viento: A = Vano

$$F_v = c_k \frac{V^2}{16} a \quad \text{Øc}$$

$$F_v^{e_s-j} = \frac{c_k v^2}{16} \quad \text{Øca} = 0.75 \quad \frac{(33.33)^2}{16} \cdot 0.0331(342.857) =$$

$F_v^{j-es} = 590095 Kg$
--------------------------

$$Fv_{jgs} = 0.75 \frac{(33.33)^2}{16} 0.0331(352.283) =$$

$Fv_{j-gs} = 607.2Kg$
-----------------------

Cargas específicas del viento:  $Sc =$  Sección Real del conductor  $mm^2$

$$Gvs = \frac{Fv}{aSc} \quad Gvs_{j-e} = \frac{590.95}{342.857(648.4)} = 2.66 * 10^{-3} \frac{Kg}{mmm^2}$$

$$Gvs_{j-gs} = \frac{607.2}{352.283(648.4)} = 2.65 * 10^{-3} \frac{Kg}{mmm^2}$$

Cargas del conductor:  $Gcs = \frac{Wc}{aS}$

$$Wc_{j-e} = 1787.3 \frac{Kg}{Km} * \frac{342.857Kv}{1000} = 612.8Kg$$

$$Wc_{j-gs} = 1787.3 \frac{Kg}{Km} * \frac{352.283Kv}{1000} = 629.63Kg$$

$$Gcs_{j-e} = \frac{312.8Kg}{342.857(648.4)} = 27.56 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

$$Gcs_{j-gs} = \frac{629.63Kg}{352.283(648.4)} = 27.56 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

Carga específica:  $Ge = \sqrt{Gv^2 + Gc^2}$

$$Ge_{j-e} = \sqrt{(2.66 * 10^{-3})^2 + (2.756 * 10^{-3})^2} = 38.3 * 10^{-4} \frac{Kg}{mmm^2}$$

$$Ge_{j-gs} = \sqrt{(2.65 * 10^{-3})^2 + (2.76 * 10^{-3})^2} = 38.25 * 10^{-4} \frac{Kg}{mm^2}$$

Calculo de la flecha:

$$UTS = 34500lbs * \frac{0.45359kg}{1lbs} = \frac{15648.94Kg}{648.4mm^2} = \boxed{24.13 \frac{Kg}{mm^2}} \quad \text{Máxima}$$

$$648.4 \text{ mm}^2 \quad \text{Tensión Admisible} = 8.25 \frac{Kg}{mm^2} \quad \text{(Mínima)}$$

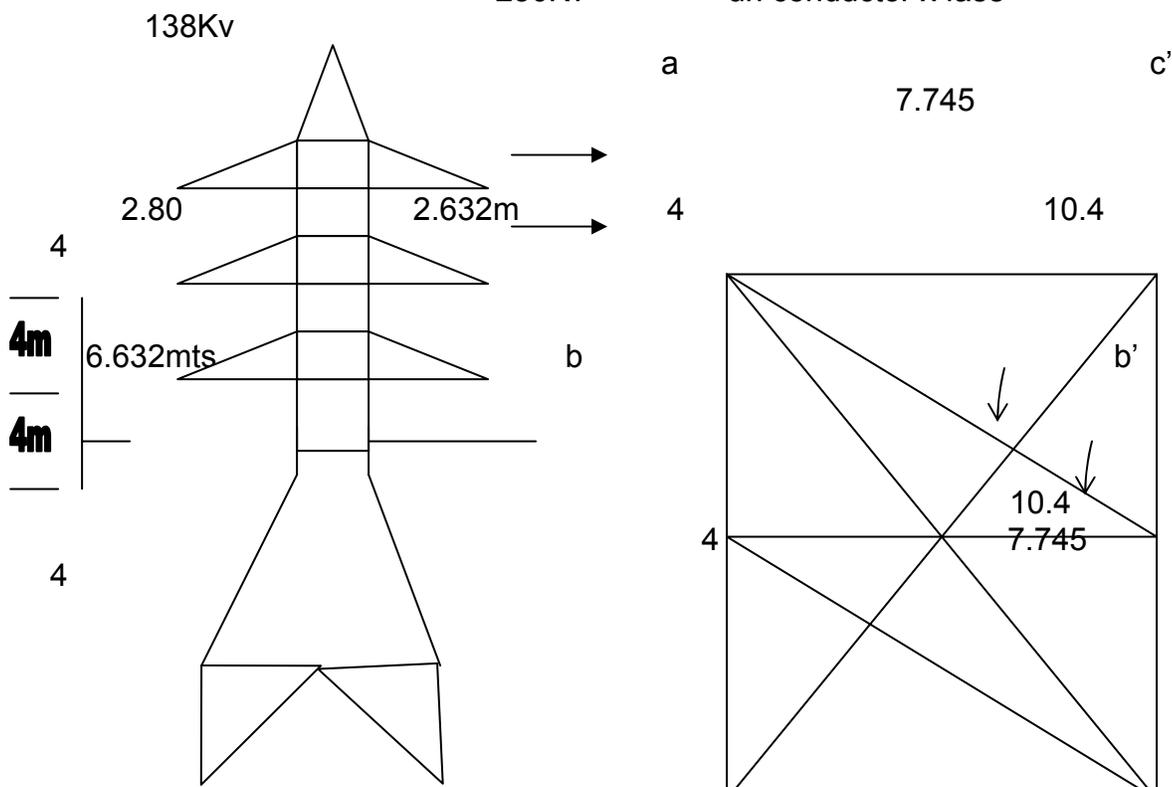
$$F = \frac{a^2 Wc}{8T} \quad F = \frac{(342.857)^2 (27.56 * 10^{-4} \frac{Kg}{mm^2})}{8(20 \frac{Kg}{mm^2})} = 2.024mts.$$

## 2.8 Parámetros de la línea Jurun - Guate Sur con cable ACAR 1000

**Figura 27. Parámetro de la línea**

Línea de doble circuito

230Kv un conductor x fase



$$Deq = (DAB DBC DAC)^{1/3}$$

$$DAB = (da'b' da'b dab' dab)^{1/4}$$

$$DAB = ((4)^2 * (7.745)^2)^{1/4} = 5.56$$

$$DBC = ((4)^2 * (7.745)^2)^{1/4} = 5.56$$

$$DAC = ((8)^2 * (6.632)^2)^{1/4} = 7.284$$

$$Deq = [(5.56)^2 * 7.284]^{1/3}$$

Deq = 6.084 mts
-----------------

$$r' = re^{-1/4} \quad r' = 12.9 * 10^{-3} \text{ m}$$

$$Ds' = (D^s aa' D^s bb' D^s cc')^{1/3}$$

$$Ds' = (0.366 * 0.2924 * 0.366)^{1/3}$$

Ds' = 0.339 mts
-----------------

$$Daa' = \sqrt{r' Daa}$$

$$D^s aa' = \sqrt{12.9 * 10^{-3} * 10.4 \text{ mts}}$$

$$D^s bb' = \sqrt{12.9 * 10^{-3} * 6.632 \text{ mts}}$$

$$D^s cc' = \sqrt{12.9 * 10^{-3} * 10.4 \text{ mts}}$$

Resistencia:

$$0.0511 \frac{\Omega}{Km} * 1.03 = 0.054 \frac{\Omega}{Km} \quad 0.0823 \frac{\Omega}{M} * \frac{1M}{1.609344Km} = \frac{\Omega}{Km} \frac{0.0823}{1.609944}$$

$$0.0511 \frac{\Omega}{Km} * 1.03 = 0.0526 \frac{\Omega}{Km}$$

Inductancia:

$$L = \left[ 0.5 + 4.6 \frac{Deq}{r} \right] * 10^{-4} * w \quad L = \left[ 0.5 + 4.6 Lg \left( \frac{6.084}{0.01655} \right) \right] * 10^{-4} * 377$$

$$W = 2\pi f \quad f = 60 \text{ Hz} \quad L = 0.4637 \Omega/Km$$

$$W = 377$$

$$X = 2\pi f$$

$$Xl = 0.4637 \Omega/Km$$

Capacitancia:

$$C = \frac{2\pi Eo}{\ln \left( \frac{Deq}{Ds} \right)}$$

$$C = \left[ I_g \left( \frac{6.084}{0.01655} \right) * 10^{-9} \right] * 377$$

$$W = 2\pi f \\ W = 377$$

$$Xc = 3.55 * 10^{-6} S/Km$$

$$X = 2\pi f$$

Impedancia característica de la línea:

$$Z_c = \sqrt{\frac{0.054 + j0.4637}{0 + 3.55 * 156}} \rightarrow \boxed{Z_c = 362.63 \Omega -3.3^\circ}$$

Magnitudes:

$$Z_l = 0.467 \angle 83.4^\circ$$

$$Z_c = 3.55 * 10^{-6} \Omega \angle 90^\circ$$

Falla por rallo:

$$I_c = \frac{2V_c 50\%}{Z_c} \quad I_{cje} = \frac{2(936.52 Kv)}{362.63} = 5.16 Ka$$

Radio crítico de flameo:

$$R_{cf} = 9.06 (I_c)^{\frac{2}{3}}$$

$$R_{cf} = 9.06 (5.16)^{\frac{2}{3}} \rightarrow \boxed{R_{cf} = 27.07 \text{mts}}$$

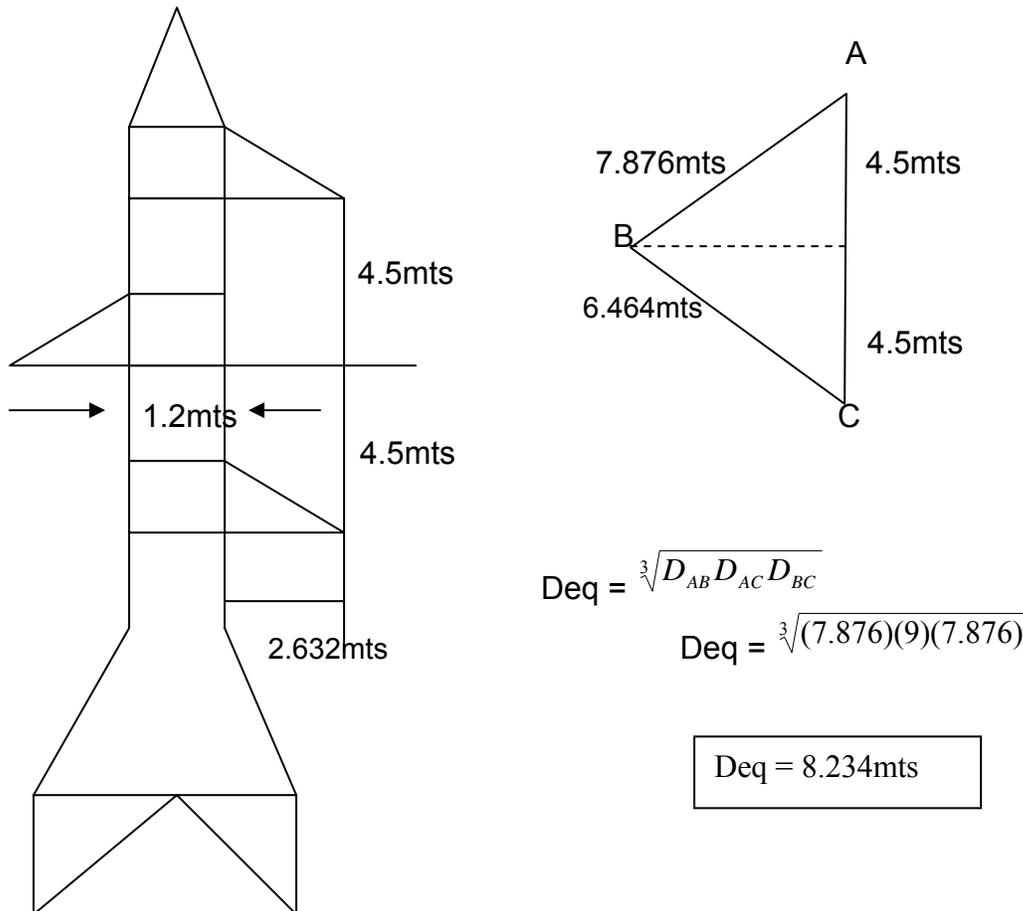
Potencia característica:

$$P_c = \frac{V_n^2}{Z_c} = \frac{230 Kv^2}{362.63}$$

$$\boxed{P_c = 145.88 \text{ MW}}$$

## 2.9 Parámetros de la línea Jurún – Escuintla con cable ACAR 1000

Figura 28. Parámetros de la línea Jurún Marinalá - Escuintla



Resistencia:

$$0.0511 \frac{\Omega}{Km} * 1.03 = \boxed{0.0526 \frac{\Omega}{Km}}$$

Inductancia:

$$W = 2\pi f \quad f=60\text{Hz} \quad L = \left[ 0.5 + 4.6I_g \frac{Deq}{r} \right] * 10^{-4}$$

$$W = 377 \quad L = \left[ 0.5 + 4.6 \left( \frac{8.234}{0.01655} \right) \right] * 10^{-4} * 377$$

$$X^c = Lw$$

$$XL = 0.4865 \Omega/Km$$

Capacitancia:

$$W = 377$$

$$X^c = Cw \quad C = \frac{24.2}{I_g \frac{8.234}{0.01655}} * 10^{-9} * 377 \quad c = \frac{24.2}{I_g \frac{Deq}{r}} * 10^{-9}$$

Impedancia característica:

$$Z_c = \sqrt{\frac{0.0526 + j0.4865}{0 + j3.38 * 10^{-6}}}$$

$$X_c = 3.38 * 10^{-6} S/Km$$

$$Z_c = 380.49 \angle -0.05^\circ$$

Potencia característica:

$$P_c = \frac{V_n^2}{Z_c} = 139.2 MW$$

$$P_c = 139.2 MW$$

Magnitudes:

$$X_l = 0.489 \angle 1.46^\circ$$

$$X_c = 3.38 * 10^{-6} \angle 90^\circ$$

## 2.10 Resumen de parámetros

PARÁMETROS DE LA LÍNEA JURUN MARINALA - GUATE - SUR CABLE  
HAWK 477 ACSR

RESISTENCIA:	INDUCTANCIA:	CAPACITANCIA:
$R=0.143 \Omega/\text{KM}$	$XL=0.495 \Omega/\text{KM}$	$XC=3.32*10^{-6} \text{ S/KM}$

IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

$ZC=393.9 \Omega \angle -8^\circ$

PARÁMETROS DE LA LÍNEA JURUN MARINALA - ESCUINTLA  
CABLE HAWK 477 ACSR

RESISTENCIA:	INDUCTANCIA:	CAPACITANCIA:
$R=0.143 \Omega/\text{KM}$	$XL=0.518 \Omega/\text{KM}$	$XC=3.17*10^{-6} \text{ S/KM}$

IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

$ZC=411.72 \Omega \angle -13.5^\circ$

PARÁMETROS DE LA LÍNEA JURUN MARINALA - GUATE SUR  
CABLE BUTING ACAR 1000 Y MÉNSULA AISLADA.

RESISTENCIA:	INDUCTANCIA:	CAPACITANCIA:
$R=0.0526 \Omega/\text{KM}$	$XL=0.4637 \Omega/\text{KM}$	$XC=3.55*10^{-6} \text{ S/KM}$

IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

$ZC=362.63 \Omega \angle -3.3^\circ$

PARÁMETROS DE LA LINEA JURUN MARINALA - ESCUINTLA  
 CABLE BUTING ACAR 1000 Y MÉNSULA AISLADA

RESISTENCIA:                      INDUCTANCIA:                      CAPACITANCIA:  
 R=0.0526 Ω /KM                      XL=0.486 Ω /KM                      XC=3.38\*10-6 S/KM

IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA  
 ZC=380.49 Ω <-0.05°

**2.11 Perdidas por efecto corona**

Línea Jurún Marinalá - Escuintla:

$$V_c = \left[ 84 \text{ mc mt r lg } \frac{D_{eq}}{r} \right] S \quad M_c = 0.83 - 0.87 \text{ cable}$$

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (0.8) (10895) \lg \left( \frac{823.4}{1.0895} \right) \right] 0.911 \quad S = \frac{3.921(69.9)}{273 + 27.7} = 0.911$$

$V_s = 167.0 \text{ Kv}$	167 Kv < 230 Kv “No habrá efecto corona en tiempo Húmedo”
--------------------------	---

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (1) (1.0895) \lg \left( \frac{823.4}{1.0895} \right) \right] 0.911$$

$V_s = 208.8 \text{ Kv}$	208.8 Kv < 230 Kv “No habrá efecto corona en Tiempo seco”
--------------------------	---

Considerando efecto corona:

$$P = \frac{241}{S} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D_{eq}}} \left[ \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} - \frac{V_c}{\sqrt{3}} \right]^2 10^{-5} \text{ Kw / Km}$$

$$P = \frac{241}{0.911} (60+25) \sqrt{\frac{1.0895}{823.4}} \left[ \frac{245Kv}{\sqrt{3}} - \frac{208.8Kv}{\sqrt{3}} \right]^2 10^{-5}$$

$$P = 3.573 \text{ Kw / Km}$$

La línea Jurún Marinalá - Escuintla tiene una  
De 14.4 Km

Perdidas de potencia debido al efecto corona:

En tiempo seco

$$P = 3.573 \frac{\text{Kw}}{\text{Km}} * 14.4 \text{ Km} = 51.45 \text{ Kw de perdida en toda la línea}$$

$$\left[ \frac{245}{\sqrt{3}} - \frac{167.0}{\sqrt{3}} \right]^2 10^{-5}$$

$$P = 51.45 \text{ Kw}$$

En un solo cable  $P = \frac{241}{0.911} (60+25) \sqrt{\frac{1.0895}{823.4}}$   
En tiempo húmedo

En tiempo seco

$$P = 238.87 \text{ Kw}$$

$$P = 16.58 \text{ Kw / Km}$$

$$16.58 \frac{\text{Kw}}{\text{Km}} * 14.4 \text{ Km}$$

En un solo cable

En tiempo húmedo

$$P = 238.87 \text{ Kw}$$

Línea Jurún Marinalá - Guate Sur: 477 ACSR HAWK

$$V_c = \left[ 84 \text{ mc mt r lg } \frac{Deq}{r} \right] S \quad S = \frac{3.921(63.9)}{273 + 21.35} = 0.851$$

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (0.8) (10895) \log \frac{608.4}{1.0895} \right] 0.851 \quad V_c = 148.9 \text{ Kv}$$

230 Kv > 148.9 Kv "Si habrá efecto Corona en tiempo húmedo"

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (1) 10895 \log \frac{608.4}{1.0895} \right] 0.851$$

$$230 \text{ Kv} > 186.12 \text{ Kv}$$

$V_c = 186.12 \text{ Kv}$   
 "Si Habrá efecto Corona en  
 Tiempo seco"

Considerando efecto corona:

$$P = \frac{241}{S} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{Deq}} \left[ \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} - \frac{V_c}{\sqrt{3}} \right]^2 10^{-5} \text{ Kw / Km}$$

\* La línea Jurún M-

Gs

$$P = \frac{241}{0.851} (60 + 25) \sqrt{\frac{1.0895}{608.4}} \left[ \frac{245 \text{ Kv}}{\sqrt{3}} - \frac{186.12 \text{ Kv}}{\sqrt{3}} \right]^2 * 10^{-5} \text{ mide } 32.41 \text{ Km.}$$

$$P = 11.77 \text{ Kw / Km}$$

$$11.77 \frac{\text{Kw}}{\text{Km}} * 32.41 \text{ Km}$$

En tiempo húmedo:

$$P = \frac{241}{0.851} (85) \sqrt{\frac{1.0895}{608.4}} \left[ \frac{245 \text{ Kv}}{\sqrt{3}} - \frac{186.12 \text{ Kv}}{\sqrt{3}} \right]^2 * 10^{-5}$$

$$P = 31.35 \text{ Kw / Km}$$

$$31.35 \frac{\text{Kw}}{\text{Km}} * 32.41 \text{ Km}$$

$$P = 1,016.31 \text{ Kw}$$

En un solo cable

Perdidas de potencia kilométrica:

$$\frac{1,688.11 \text{ Kw}}{46.81 \text{ Km}}$$

T. Seco      T. humo

$$P_{J-E} = 51.45 \text{ Kw} \quad 238.87 \text{ Kw} \quad (\text{toda la línea}) =$$

$$P_{J-GS} = 381.46 \text{ Kw} \quad 1,016.31 \text{ Kw}$$

$$432.91 \text{ Kw} \quad 1,255.2 \text{ Kw}$$

En toda la línea

$$P_k = 36.06 \text{ Kw / Km}$$

$$P_k = 0.036 \text{ Mw / Km}$$

Perdidas por efecto corona:  
Línea Jurún Marinalá - Escuintla:

Conductor: Buting ACAR 1000

$$V_c = \left[ 84 m c m t r \lg \frac{Deq}{r} \right] S$$

$$S = 0.911$$

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (0.8) (1.655) \log \frac{823.4}{1.655} \right] 0.911$$

237.7 Kv > 230 Kv

$V_c = 237.7 \text{ Kv}$   
"Si habrá efecto Corona en tiempo húmedo"

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (1) (1.655) \log \frac{823.4}{1.655} \right] 0.911$$

en

296.1 Kv > 230 Kv

230 Kv < 237.7 Kv < 245 Kv  
"No habrá efecto Corona tiempo seco"

Considerando efecto corona:

Según estos resultados no hay efecto Corona.

Línea Jurún Marinalá Guate - Sur:

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (0.8) (1.655) \log \frac{608.4}{1.655} \right] 0.851$$

$V_s = 211.24 \text{ Kv}$

$$211.23 < 230 \text{ Kv}$$

"Si hay efecto Corona en tiempo húmedo"

$$V_c = \left[ 84 (0.87) (1) (1.655) \log \frac{608.4}{1.655} \right] 0.851$$

$V_s = 264.04 \text{ Kv}$

"No hay efecto Corona en Tiempo seco"

$$264 \text{ Kv} > 245 \text{ Kv} > 230 \text{ Kv}$$

Perdidas por efecto corona:

Tiempo Húmedo Jurún Marinalá - Escuintla:

$$P = \frac{241}{0.911} (85) \sqrt{\frac{1.6550}{823.4}} \left[ \frac{245Kv}{\sqrt{3}} - \frac{237.7Kv}{\sqrt{3}} \right]^2 * 10^{-5}$$

Línea Jurún Marinalá - Guate Sur:

Tiempo húmedo:

$$P = \frac{241}{0.851} (85) \sqrt{\frac{1.6550}{608.4}} \left[ \frac{245Kv}{\sqrt{3}} - \frac{211.24Kv}{\sqrt{3}} \right]^2 * 10^{-5}$$

$$P = 4.8 \frac{Kw}{Km}$$

La línea Jurun - Guate Sur  
Mide 32.41 Km

$$P = 4.8 \frac{Kw}{Km} * 32.41 Km = 155.6 Kw$$

$$P = 155.568 Kw$$

En un solo cable

$$P = 0.17 \frac{Kw}{Km}$$

Línea jurún Marinalá - Escuintla:

Tiempo húmedo:

-La línea Jurún - Escuintla mide 14.4 Km

$$0.17 \frac{Kw}{Km} * 14.4 Km =$$

$$P = 2.6 Kw$$

En un cable

Perdidas de potencia kilométrica:

$$\frac{\frac{Kw}{Km}}{474.50Kw} \\ \frac{474.50Kw}{46.81Km}$$

$$P^{J-GS} = 466.70 Kw$$

$$= 10.13$$

$$P^{J-E} = \frac{7.8Kw}{474.50Kw}$$

$$P_K = 10.13 Kw / Km$$

## 2.12 Corridas de flujo Línea Jurún Marinalá - Escuintla, Línea Jurun Marinalá -Guate Sur

BUS	ID	LINEA	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
BUS 10011	GSUR-230	230	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO 10181	ESCU-231	230	1		1	-97.5	17.1	99.0	22
TO 10181	ESCU-231	230	1		1	-97.5	17.1	99.0	22
TO 10182	ESCU-232	230	1		2	-97.0	3.9	97.1	25
TO 10182	ESCU-232	230	1		2	-97.0	3.9	97.1	25
BUS 10012	GSUR-138	138	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO 10151	JURU-138	138	1		1	-24.9	-8.5	26.3	20
TO 10151	JURU-138	138	1		1	-24.9	-8.5	26.3	20
BUS 10051	GSUR-138	138	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO 10112	GSUR-138	138	1		1	25.0	6.8	25.9	19
TO 10112	GSUR-138	138	1		2	-24.9	-8.5	26.3	20
TO 10183	GSUR-138	138	1		2	-0.7	-8.3	8.4	7
BUS 10052	JURU-H1	13.8	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO 10051	JURU-138	138	1		1	10.0	3.0	10.4	40
	1.0507UN								
BUS 10054	JURU-H3	13.8	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO 10051	JURU-138	138	1		1	19.7	3.0	19.9	77
	1.0507UN								
BUS 10183	GSUR-138	138	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO 10051	JURU-138	138	1		1	0.7	7.4	7.5	6
TO 10151	ESCU-G4	13.8	1		1	0.0	0.0	0.0	0
	1.0103LK								

BUS	10181	ESCU-231	230	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO	10011	GSUR-230	230	1		1	98.0	-25.0	101.2	23
TO	10011	GSUR-230	230	1		1	98.0	-25.0	101.2	23
TO	10011	ESCU-232	230	1		1	-97.0	3.9	97.1	25
TO	10011	ESCU-232	230	1		1	-97.0	3.9	97.1	25
BUS	99900	JURUN230	138	AREA	CKT	MW	MVAR	MVA	%I	
TO	10011	GSUR-230	230	1		1	44.7	-1.5	44.7	33
TO	10011	GSUR-230	230	1		2	44.7	-1.5	44.7	33

### 3 ANÁLISIS MECÁNICO

#### 3.1 Análisis de esfuerzos

Características del Aislador: tipo polímero

Polímero:

Tipo poste:

Vn = 230Kv

Long = 2.632mts

Dfuga = 7mts

Max contilefer = 1270lbs

5.6Kn

$W^a = 135.1\text{lbs}$        $61.3\text{Kg}$

$G_{\text{max}} = 15,000\text{lbs}$

**Figura 29. a. Esfuerzos en las ménsulas**  
**b. Ubicación de los polímeros**  
**c. Esfuerzos sobre los polímeros**  
**d. Vista de planta de los polimeros**

$Fv^a$  = Fuerza del viento al

$Fv^c$  = Fuerza del viento al conductor.

$W^a$  = Peso del Aislador.

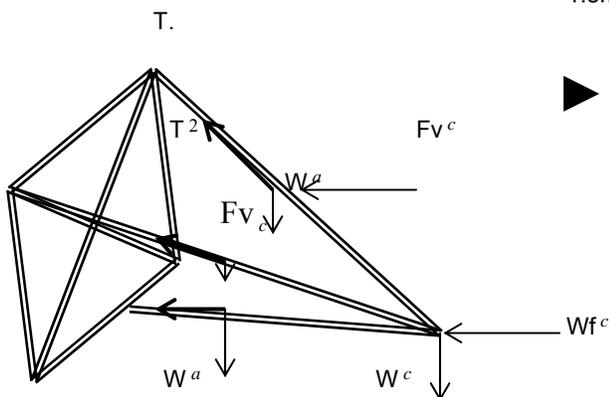
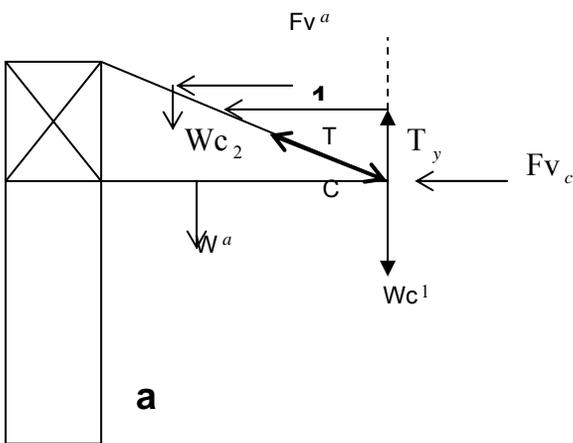
$W^c$  = Peso del Conductor.

$T^{1,2}$  = Tensión del Aislador de Suspensión.

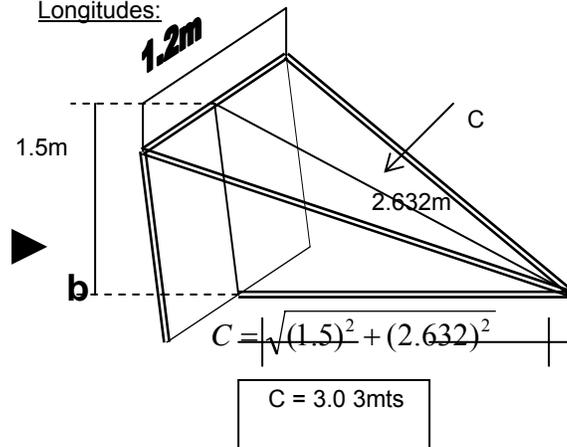
$T^x$  = Componente de Tensión x

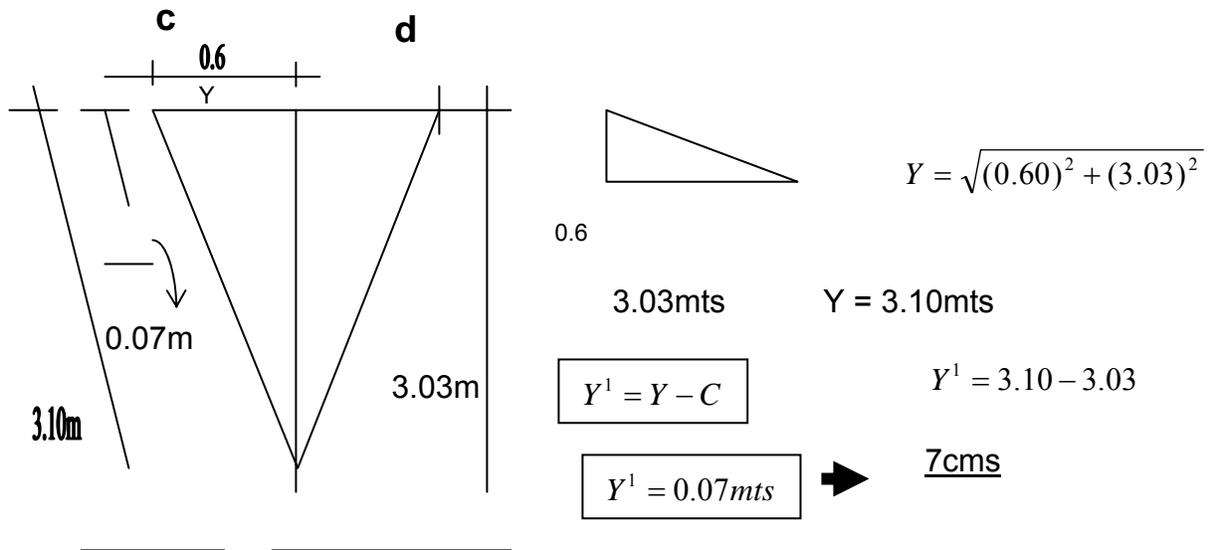
$T^y$  = Componente de Tensión en Y.

C = Compresión, Empuje.



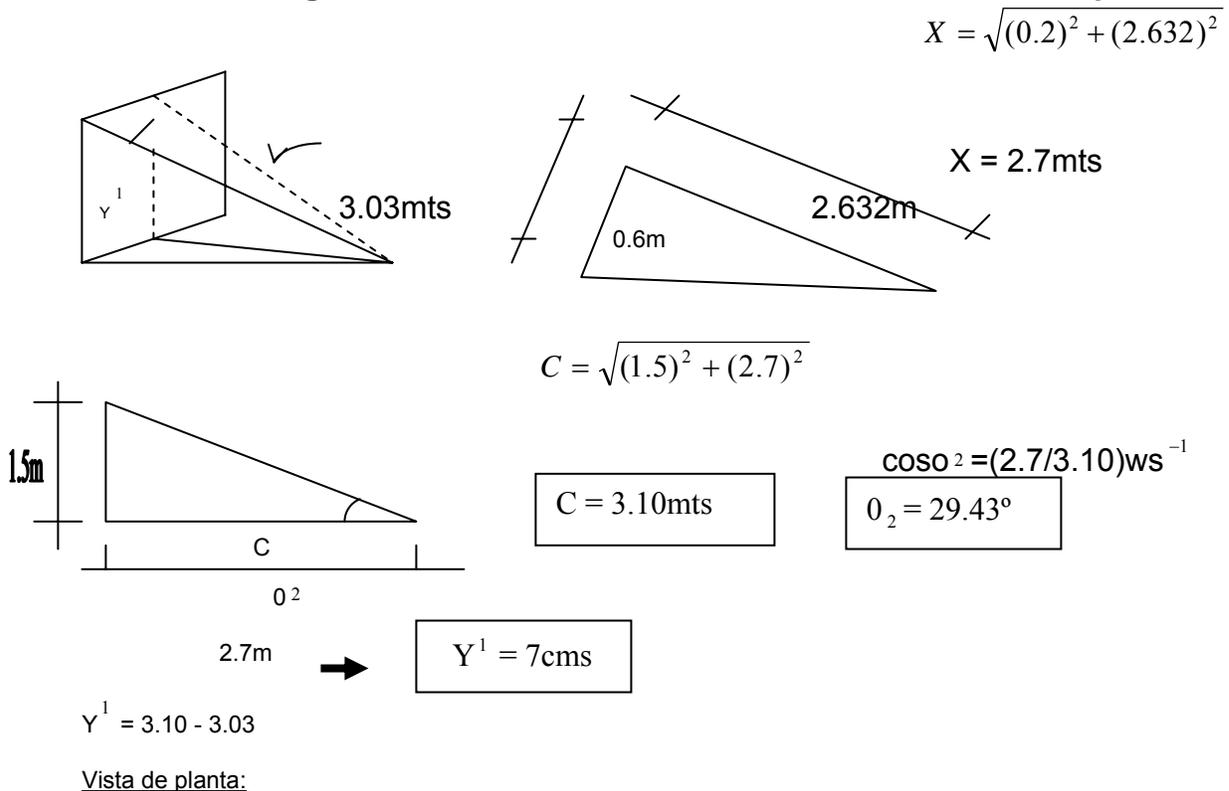
Longitudes:

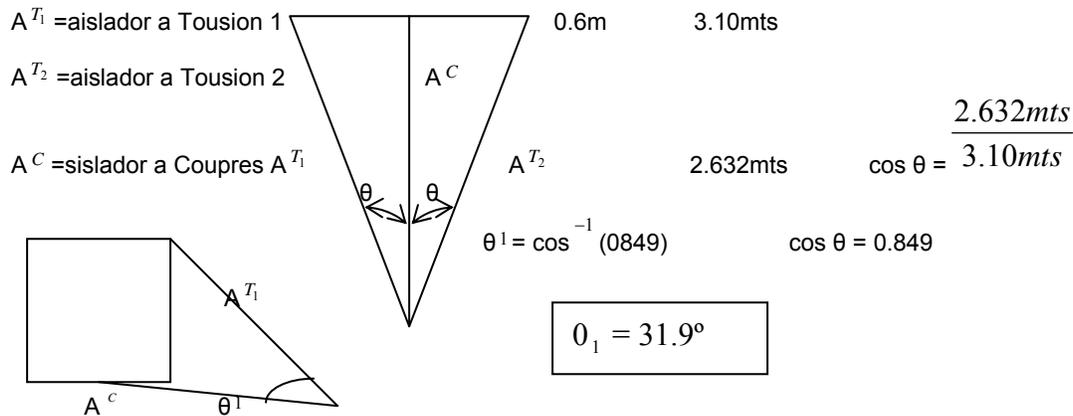




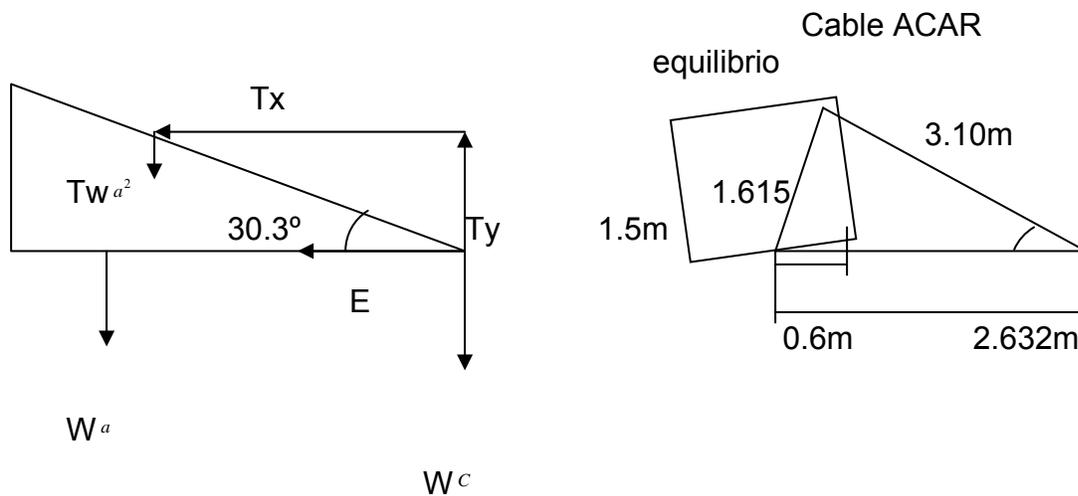
Los aisladores 1,2 deben ser 46.8cms más largos que los aisladores tipo poste.

Otra forma: **Figura 30. Otra forma de análisis de fuerzas sobre los polímeros**





**Figura 31. Diagrama de cuerpo libre de la ménsula aislada**



**3.2 Condiciones no criticas**

Sin tomar en cuenta el viento;\_

a

$\sum F_x = 0 \rightarrow +$

-E = cañileber 0.6m  
5.6Kn ←

- Tx cos 31.3° - E = 0  
cosenos

Tx = 5.6/cos 31.3°

$Tx = 6.55 \text{ Kn} \rightarrow$

- El valor de la Tension Max. Ley de

para este aislador es de encontrar  $\theta$

$(a^2 + c^2) + (b^2)$

$T = 210 \text{ Kn} b^2 = a^2 + c^2 - 2ac \cos \phi$

$\frac{(a^2 + c^2) - (b^2) \cos^{-1}}{2ac}$

$$2ac \ Ws \ \theta = \theta = 31.3^\circ$$

$$\cos \theta =$$

- El peso del aislador es de

$$W^a = 11.3 \text{ Kg}$$

$$W^c = 629.63 \text{ Kg}$$

$$Y^1 = 7\text{cm}$$

$$\sum Fy = 0 \uparrow +$$

$$- W^a - W^c + Ty \text{ son } 31.3^\circ = 0 \quad F = mg$$

$$Ty = \frac{W^a + W^c}{\text{Sen}31.3^\circ}$$

$$Ty = \frac{(11.3\text{Kg} + 629.63\text{Kg})}{\text{Sen}31.3^\circ} \cdot 9.8\text{m/seg}^2 \quad \boxed{Ty = 12.090 \text{ KN}}$$

$R = \sqrt{\sum Fx^2 + \sum Fy^2}$  -La Magnitud de la tensión en cada Aislador de Suspensión es:

$$T = \sqrt{(6.55\text{Kn})^2 + (12.090)^2} = [(42.9) + (166.41)]^{1/2}$$

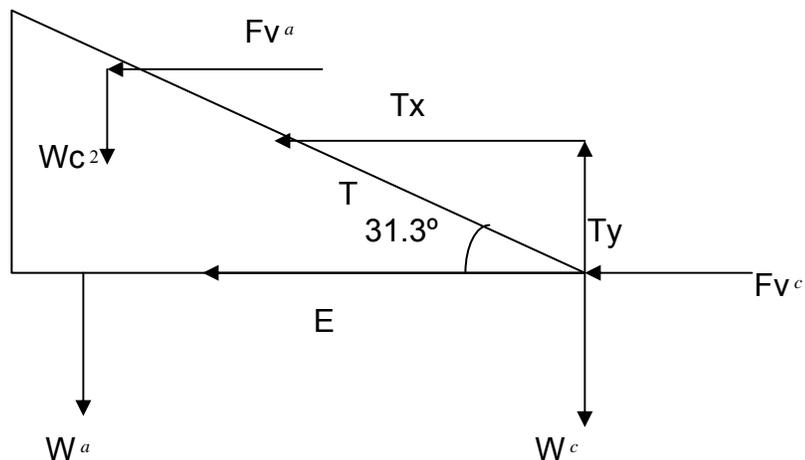
"Falta Incluir el peso del aislador De suspensión" condiciones critica

$$\boxed{T = 14.5\text{Kn}}$$

### 3.3 Condiciones criticas:

Tomando en cuenta el efecto del viento:

**Figura 32. Diagrama de cuerpo libre**



$$\sum F_x = 0 \rightarrow +$$

$$-Fv^a - Fv^c - T_x \cos 31.3^\circ + E = 0$$

$$F = mg$$

$$Fv^a = K_c \frac{V^2}{16} \phi^a$$

$$Fv^a = (0.75) (1) \frac{(33.33)^2}{16} (0.084)$$

$$Fv_a = 4.4 \text{ Kg} \quad * 2 \quad \left. \vphantom{Fv_a} \right\} \text{son 2 aisladores}$$

$$(8.8 \text{ Kg} + 607.2 \text{ Kg}) \frac{9.8 \text{ mts}}{\text{seg}^2} = \boxed{F_t = Fv_a + Fv_c}$$

$$F_t = 6.04 \text{ KN}$$

$$F_x = F_t + T_x$$

$$F_x = 6.04 \text{ Kn} + 6.55 \text{ Kn}$$

$$F_x = 6.04 \text{ Kn} + 6.55 \text{ Kn}$$

Se deben buscar aisladores  
De suspensión de 3.10mts y  
Características mecánicas  
Similares.

Magnitud

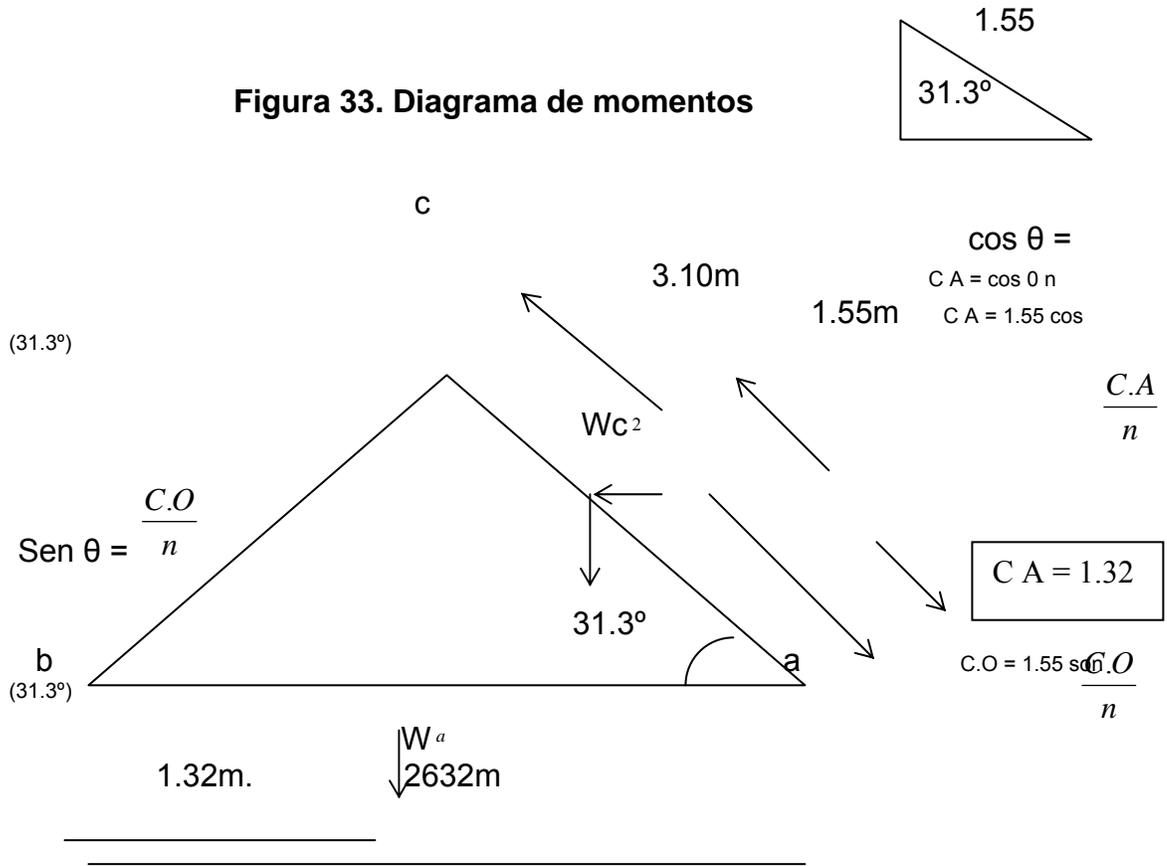
$$F = \sqrt{(12.59)^2 + (12.09)^2}$$

$$F = 17.45 \text{ Kn}$$

E212 - sc880-sb

### 3.4 Sumatoria de momentos:

Figura 33. Diagrama de momentos



$$+ \sum M_a = W_{c^2} (1.32) + F_{v^a} (4.4\text{Kg}) (9.81\text{m/s}^2) (0.8052 \text{ m}) + (11.3) (9.8) (1.316)$$

$$+ \sum M_a = W_{c^2} (1.32) + 1.8045$$

$$\sum M_a = (11.3 \text{ Kg}) (1.32) + 1.8045$$

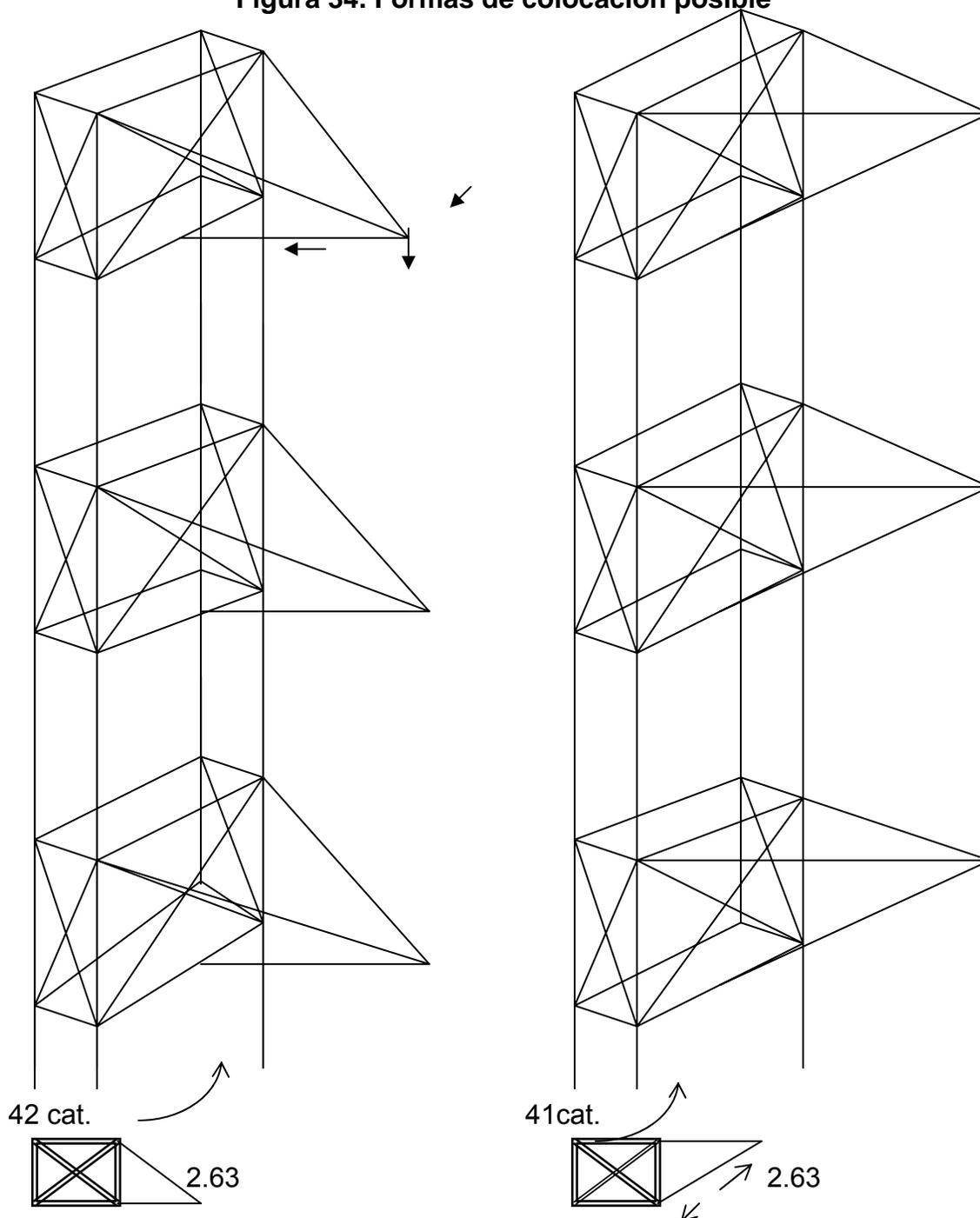
$$M_a = 16.72 \text{ Kg}$$

### 3.5 Formas de colocación posibles

“Opción 1 el polímero que mas peso: Características

L3 - SN641 - 13 pag. 11 catalogo (Tipo Poste)

**Figura 34. Formas de colocación posible**



## CONCLUSIONES

1. El transporte de Energía Eléctrica desde el punto de generación, hasta el punto de consumo se realiza en base al cálculo sobre el diseño de líneas de transmisión; el dimensionamiento de la línea (soportes, cables, aislamiento, blindaje), está definido en base a la corriente a transmitir, caída de tensión cortocircuito, descargas electroatmosféricas cálculos mecánicos, el cual consiste en la terminación de las tensiones mecánicas que soportan las estructuras de soporte de las líneas aéreas.

El estudio realizado demuestra que la conversión del circuito JURÚN MARINALÁ – ESCUINTLA Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ GUATEMALA SUR de un voltaje 138 KV se puede realizar usando ménsula aislada, y cumpliendo así las libranzas necesarias y el valor de los parámetros de la línea estando dentro de valores aceptables, usando un cable ACAR Buting 1000 para el transporte en 230 KV las características demuestra que el uso del CABLE ACAR 1000 disminuye las pérdidas de potencia que a lo largo de la línea que usando un 477 ACRS HAWK.

2. Tomando en cuenta el aislamiento existente en el CIRCUITO JURÚN MARINALÁ – ESCUINTLA Y LA LÍNEA JURÚN MARINALÁ GUATEMALA SUR, calculado para un voltaje de 138 KV, el cual cumple con las libranzas; necesarias; en caso de aumentar el voltaje a 230 KV, necesariamente, tiene que aumentar el aislamiento y por lo consiguiente la estructura debe ser más robusta, y cumplir con las libranzas necesarias.

Las torres existentes no cumplen con estas condiciones por lo tanto, la opinión de aprovechar la infraestructura existente, agregando aislamiento no se puede realizar, con estos datos el análisis debe realizarse bajo otra opción la cual es utilizando ménsula aislada y de esta manera el aprovechamiento de la infraestructura existente, y así de la misma manera el costo del proyecto será menor y el tiempo de trabajo será también menor al de la construcción de una nueva línea en 230 KV.

## RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio que esté basado en la interconexión de las generadoras existentes en el departamento de Escuintla, en la cual la potencia generada es transportada de dicho departamento hacia la ciudad de Guatemala, esto por existir alto riesgo de colapso por falla en el circuito paralelo Escuintla Guatemala Sur, por ende restando confiabilidad al sistema eléctrico ya mencionado.
  
- Realizar un estudio sobre la demanda existente y un futuro crecimiento de dicha demanda, pues el nodo de generación con más de 50 % de la demanda está interconectado, con el mayor nodo de consumo, con estas dos líneas de transmisión de 138 KV se ve la necesidad de interconectar las vías de transporte con líneas de transmisión en 230 KV para dar mayor transporte de potencia y su bajo costo, y de esta manera poder cubrir el nivel de demanda necesaria.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ING. HECTOR L. SOIBELSON. **Diseño de líneas aéreas**. Argentina, Universidad de Buenos Aires.
2. **Normas de la Comisión de Energía Eléctrica (CNEE)** Guatemala 2003
3. SAÚL MARTÍN. **Subestaciones Eléctricas II**. Saúl Martín México 1980
4. ING. LUÍS MARIA CHECA. **Líneas de Transporte de Energía**. Luís Maria Checa
5. Centro de investigación de Materiales. **Transporte de energía eléctrica**. México 1985.
6. Catalogo V Rueda. **Polímeros para altas tensiones**.2004.



## ANEXOS

### Calculo de libranza eléctrica agregando aislamiento:

- 1- Línea jurún Marinalá - Escuintla
- 2- Línea jurún Marinalá - Guatemala Sur

1- Escuintla 1000msnm

$$T_{cf} = \frac{13iL}{0.961} \rightarrow \frac{1050Kv}{0.961} = 1,092.61 \text{ Kv} \qquad S = \frac{3.92(b)}{273 + t_{prom}}$$

$$S = \frac{3.92(69.9)}{273 + 27.3} = 0.912$$

$$T_{cfd} = \frac{T_{cfn}}{S} = \frac{1092.61}{0.912} = 1,198.04 \text{ Kv}$$

$$d^{f-t} = \frac{T_{cfd}}{550} = \frac{1,198.04}{550} = 2.18 \text{ mts}$$

→ Condiciones de Aislamiento: Vmax 245 Kv

$$\#ais = \frac{V \text{ max}}{dfuga} * n$$

n: factor de contaminación  
#ais numero de aisladores

$$\#ais = \frac{245}{30.5} * 2.3$$

de fuga

→ Aisladores de vidrio  30.5 cm  
52.5 mide 15 cms.

$$\#ais = 18.47 \text{ aislado.} \begin{matrix} \leftarrow 18 \\ \leftarrow 19 \end{matrix}$$

n: 2.3 (Industrial y cerca del mar)

18 (0.15 mts) = 2.70 mts. → Longitud de la cadena + 0.25 cms. Erraje

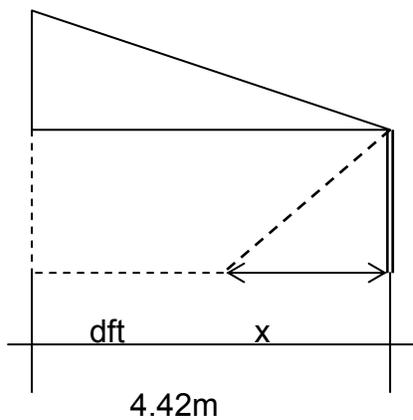
$$W_{cad} = 5.4 \text{ (Kg)} (18) = 97.2 \text{ Kg}$$

Longitud de la Ménsula  
por

$\theta_m =$  Angulo de Meneo de la cadena

Efecto del viento.

**Figura 35. Longitud de la ménsula agregando**



$$\theta_m = \text{Tg}^{-1} \frac{(F_{vc} + F_v/2)}{P_c + P_{cad}} = \frac{(591.16\text{Kg} - 590.95/2\text{Kg})}{612.8\text{Kg} - 97.2\text{Kg}}$$

$$\theta_m = \text{Tg}^{-1} (0.57) \rightarrow \boxed{\theta_m = 29.83^\circ}$$

$$X = l_c \text{ sen } \theta_m$$

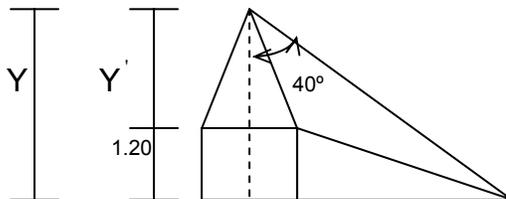
$l_c =$  long. Cadena

$$X = 2.95 \text{ sen } (29.83^\circ)$$

$$\boxed{X = 1.47 \text{ mts}}$$

$$l_m = dft + x \rightarrow 2.95\text{m} + 1.47\text{m}$$

**Figura 36. Altura del guarda**



$$\text{Tg}0 = X/Y$$

$$\text{Tg}0 = (4.42 + 0.6) / Y$$

$$Y = \frac{(4.42 + 0.60)}{\text{Tg}43^\circ}$$

$$\boxed{Y = 5.4\text{mts}}$$

$$Y = Y' + 1.20$$

$$Y' = Y - 1.20$$

$$Y' = 5.4\text{m} - 1.20\text{m}$$

$$\boxed{Y' = 4.18\text{m}}$$

→ Distancias entre ménsulas:

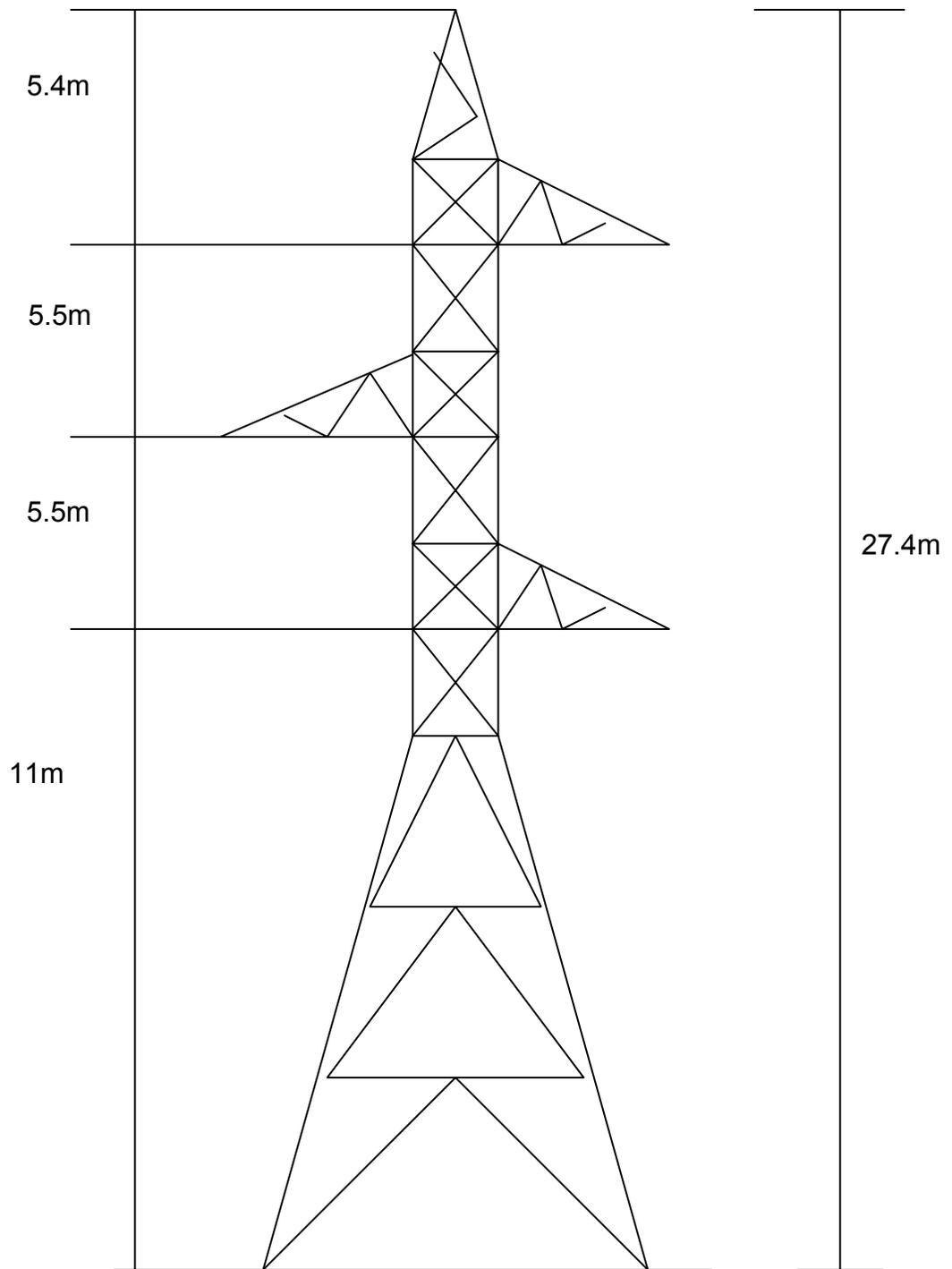
s 11mts del suelo a la fase.

Nota:

La torre debe ser mas robusta, y las torres de la línea actual no cumplen la libranza necesaria para poder aumentar la longitud de la cadena de aisladores, y la altura del suelo a la fase, por lo tanto es mas factible y mas rentable, para la empresa de transporte y control de energía eléctrica del Inde, de manera que la mejor solución sería poner

aislamiento con polímeros.

**Figura 37. Torre apta para 230 KV**



Línea Jurún Marinalá - Guate Sur:

Cable ACAR 1000  
V = 230 Kv

$$T_{cfn} = \frac{Bil}{0.961} = \frac{900Kv}{0.961} = 936.52 Kv$$

$$S = \frac{3.92(64.2)}{273 + 21.35} = 0.855$$

$$T_{cfd} = \frac{T_{cfn}}{S} = \frac{936.52Kv}{0.855} = 1095.35 Kv$$

$$df-t = \frac{T_{cfd}}{550} = \frac{1095.35}{550} = 1.99mts$$

→ Condiciones de Aislamiento

$$\#ais = \frac{V_{max}}{dfuga} = \frac{245Kv}{30.5 * 2}$$

Área forestal

$$\#ais = 16ais$$

→ Longitud de la cadena

$$16 (0.15) = 2.4mts + 0.25 herraje$$

$$= 2.65mts$$

$$W_{cad} = 16 (5.4Kg) = 86.4 Kg$$

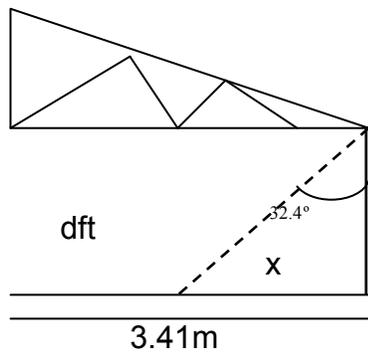
Subestación G.S. 1400msnm  
tmax = 26.3°C } San José  
tmin = 16.4°C } Villa Nueva

Longitud de la ménsula:

$$0m = Tg^{-1} \frac{(Fv_c - Fv/2)}{Wc - Wcad} \rightarrow 0m = Tg^{-1} \frac{(648.4Kg - \frac{607.2Kg}{2})}{629.63Kg - 86.4Kg}$$

$$0m = Tg^{-1} (0.634) \quad \boxed{\phantom{0.634}} \quad \begin{aligned} x &= lc \text{ son } 32.4^\circ \\ x &= 2.65 \text{ son } (32.4^\circ) \end{aligned}$$

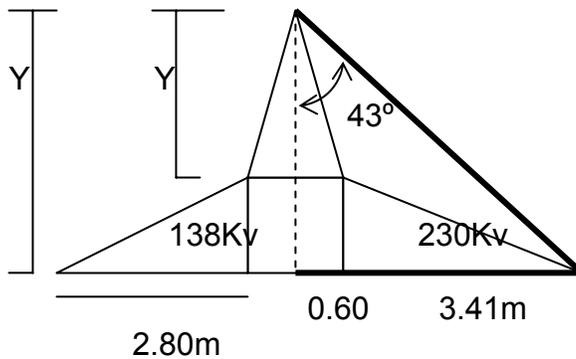
**Figura 38. Longitud nueva de la ménsula**



$$\begin{aligned} lm &= dft + 1.42 \\ lm &= 1.99 + 1.42 \\ lm &= 3.41 \text{mts} \end{aligned}$$

Altura del Guarda: habría que construir un capital para blindar el circuito de 230 Kv el de 138 Kv queda blindado.

**Figura 39. Nueva altura del hilo de guarda**



$$Y = \frac{4.01}{Tg 43^\circ} \rightarrow Y = 4.3m$$

$$Y' = Y - 1.20m$$

$$\boxed{Y' = 3.10 \text{mts}}$$

Nota:

→ La distancia vertical mínima entre fases según norma oscila entre 5mts y 5.5mts la torre actual solo posee 4m.

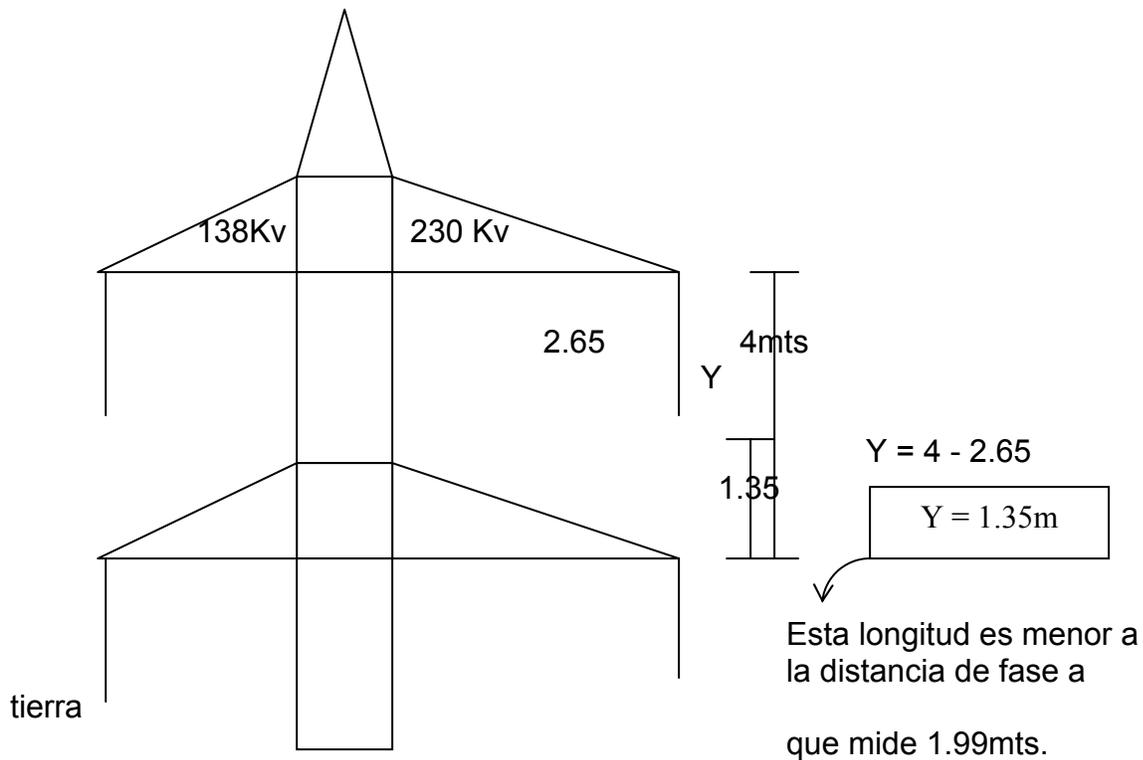
Entonces la distancia de fase a tierra no se cumple por lo tanto en esta torre no se puede montar mas aislamiento, y construir una línea de 230 Kv Nueva implica

gastos muy grandes, pues se deben construir nuevas torres, derechos de paso o vía, y demás.

El tiempo es otro factor muy importante.

En esta grafica se muestra como no se cumple la distancia de fase a tierra.

**Figura 40. Comparación de las ménsulas 138 Kv a 230 Kv**



## 4.2 Nomenclatura

$F_{vp}$ : es la fuerza del viento sobre los postes.

$F_{va}$ : es la fuerza del viento sobre los aisladores

$F_{vc}$ : es la fuerza del viento sobre los conductores

$P_a$ : es el peso de los aisladores

$P_c$ : es el peso de los conductores

$P_{mc}$ : es el peso de la ménsula de los conductores

$L_1$ : es la longitud de la ménsula de los conductores.

$L_2$ : es la longitud de la ménsula del cable de guardia

$L_{cg1}$ : es la distancia del eje del poste al centro de gravedad de la ménsula del conductor.

$L_{cg2}$ : es la distancia del eje del poste al centro de gravedad de la ménsula del cable de guardia.

$h$ : es la altura del poste sobre el suelo

$h_n$ : es la altura de las ménsulas del conductor respecto al suelo

$P_{mcg}$ : es el peso de la ménsula del cable de guardia

$h_4$ : es la altura del cable de guardia respecto al suelo



**LUIS FERNANDO HERNÁNDEZ GARCÍA, 2005.** Conversión de un Circuito de la Línea Jurún Marínala - Guatemala Sur y la Línea Jurún Marínala – Escuintla de un voltaje de 138 KV a 230KV. Trabajo de Graduación. Ingeniería Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 95 p.

**RESUMEN:** El presente trabajo de graduación consiste en un estudio de las posibilidades de poder aprovechar la infraestructura existente, entre las Subestación de Escuintla y Guatemala Sur, y de esta manera aumentar la capacidad de transporte mejorando la conexión troncal de la línea de 230 KV para dar una mayor confiabilidad en el sistema de Potencia de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE , con esto se espera poder manejar mayor cantidad de potencia debido a la gran demanda existente. Tomando en cuenta que las torres de Transmisión de Energía Eléctrica existentes entre dichas subestaciones están diseñadas para voltajes de 138 KV, por lo tanto es necesario hacer los cálculos, para poder establecer las opciones de usar el aislamiento correcto en el alma de la torre, de esta manera se sabrá el tipo de mensula necesaria y cumplir con la libranza eléctrica para poder aumentar el voltaje de 138 KV a 230 KV sin problemas de falla debido a no estar bajo las normas de transporte en 230 KV. Es necesario incluir teoría sobre el diseño de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica pues se muestran factores importantes debidos a la ubicación geográfica de la Línea de Transmisión entre Escuintla – Guatemala Sur, el análisis cambiando aislamiento utilizando Mensula Aislada y comparando resultados entre distintos tipos de cable para evitar las perdidas a lo largo de dicha línea debido al Efecto Corona , los análisis de los Parámetros de la Línea entre Escuintla y Guatemala Sur , proporcionaron los datos del comportamiento de la nueva línea en base a corrimientos de flujo de potencia y tener de esa manera conclusiones del comportamiento de la nueva línea en 230Kv. El comportamiento mecánico de la estructura existente es de total importancia debido a que en 230 KV se utilizaran dos cables por fase, por lo tanto el peso del cable a lo largo de los vanos será mayor, es necesario saber los esfuerzos a que estará sometida la estructura de acero, y si también mecánicamente se puede utilizar la infraestructura existente sabiendo que eléctricamente se pueden utilizar con el uso de mensula aislada. La posibilidad de aumentar aislamiento de vidrio se descarta pues las mensulas de acero existentes en las torres actuales son para 138 KV, y no para transportar 230 KV sin hacer algún cambio considerable en su estructura.

MES: OCTUBRE

ASESOR: ING. JOSE GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

TRABAJO DE GRADUACION