SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIO TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

SEP

TRABAJO PROFESIONAL

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

QUE PRESENTA:

ROSA ELENA ROBLES VÁZQUEZ

CON EL TEMA:

"PROYECTO PARA SOLUCIONAR LOS DISPAROS RECURRENTES DE LA LíNEA DE TRANSMISIÓN DE 115KV POR QUEMA DE CAÑA EN SAN ANTONIO EL PARAJE, MUNICIPIO DE SAN CRISTOBAL DE LAS CASAS, CHIAPAS"

MEDIANTE:

OPCION X
(MEMORIA DE RESIDENCIA)

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS **NOVIEMBRE 2011**

SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

DIRECCIÓN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas., 13/SEPTIEMBRE/2011

OFICIO NUM. DEP-CT-114/2011

C. **ROSA ELENA ROBLES VÁZQUEZ**
PASANTES DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
EGRESADO DEL INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ.-
P R E S E N T E.

Habiendo recibido la comunicación de su trabajo profesional por parte de los CC., DR. RAFAEL MOTA GRAJALES, ING. FIDEL TOVILLA HERNÁNDEZ e ING. PEDRO CRUZ FARRERA, en el sentido que se encuentra satisfactorio el contenido del mismo como prueba escrita, **AUTORIZO** a Usted a que se proceda a la impresión del mencionado Trabajo denominado:

"PROYECTO PARA SOLUCIONAR LOS DISPAROS RECURRENTES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 115 Kv POR QUEMA DE CAÑA EN SAN ANTONIO EL PARAJE, MUNICIPIO DE S.C.L.C."

Registrado mediante la opción:
X (MEMORIA DE RESIDENCIA PROFESIONAL)

A T E N T A M E N T E
"CIENCIA Y TECNOLOGÍA CON SENTIDO HUMANO"

Ing. Roberto Cifuentes Villafuerte
Jefe de la División de Estudios Profesionales

Vo. Bo.

Ing. José Luis Herrera Martínez
Director

C.c.p.- Departamento de Servicios Escolares
C.c.p.- Expediente
I'JLHM/I'RCV/L'ORC

Secretaría de Educ. Pública
Instituto Tecnológico
de Tuxtla Gutiérrez
Div. de Est. Profesionales

Carretera Panamericana Km.1080, . C.P. 29050, Apartado Postal 599
Teléfonos: (961) 61 5-03-80 (961) 61 5-04-61 Fax: (961) 61 5-16-87
http://www.ittg.edu.mx

RSGC 596
ISO 9001:2000
PROCESO EDUCATIVO
Alcance del Sistema: Proceso Educativo

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN. 1
1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA. 2
1.1 ANTECEDENTES. 2
1.2 MISIÓN 3
1.3 SITUACIÓN ACTUAL 4
1.4 LOCALIZACIÓN. 4
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. 5
2.1 ANTECEDENTES 5
2.2 ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA. 6
2.3 OBJETIVO. 8
2.4 METAS. 8
2.5 JUSTIFICACIÓN. 8
3. MARCO TEÓRICO 9
3.1 DEFINICIONES 9
3.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 10
3.3 CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO 11
3.4 LINEAS AEREAS 11
3.4.1ELEMENTOS PRINCIPALES EN UNA LÍNEA AÉREA DE TRANSMISIÓN 11
3.4.2 TIPOS DE ESTRUCTURA 12
3.4.3 SELECCIÓN DE UN POSTE 13
3.4.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 13
3.4.5 SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA. 14
3.4.6 MATERIALES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 15
3.4.7 SELECCIÓN DE CABLES CONDUCTORES Y DE GUARDA. 15
3.4.8 NÚMERO DE CIRCUITOS. 16
3.4.9 ELEMENTOS CONSTITUIDOS DE LA CADENA 17
3.4.10 AISLAMIENTOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREA 18
3.4.11 FUNCIÓN DE UN AISLADOR 20
3.4.12 HERRAJES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREA 21
3.4.13 CONFIGURACIÓN DE LOS APOYOS PARA LÍNEAS AÉREAS 22
3.4.14 ESFUERZOS A QUE ESTÁN SOMETIDOS LOS APOYOS EN LAS LÍNEAS AÉREAS 23

3.4.15 LIBRAMIENTOS, CRUZAMIENTOS Y PARALELISMO 23
3.4.16 PARÁMETROS DE DISEÑO UTILIZADOS..... 26
3.4.17 CALCULO MECÁNICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS27
3.4.18 DETERMINACIÓN DE LOS CLAROS MEDIO HORIZONTAL Y VERTICAL. 38
3.5. REDES SUBTERRANEAS 39
3.5.1 TIPOS DE SISTEMAS APLICABLES EN LINEAS SUBTERRÁNEAS 39
3.5.2 OBRA ELECTROMECANICA..... 42
3.5.3 CONSIDERACIONES TECNICAS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS . 51
3.5.4 OBRA CIVIL 58
4. DESARROLLO..... 63
4.1 PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS 63
4.2 PROGRAMA PARA LA SIMULACIÓN DE LA CATENARIA..... 64
4.3 PROGRAMA PARA LA SIMULACION DE LA CAIDA DE TENSION Y REGULACION DE VOLTAJE 66
5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES..... 67
5.1 RESULTADOS 67
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES 74
ANEXOS..... 75

INTRODUCCIÓN.

Las Líneas de Transmisión son parte fundamental de los Sistemas Eléctricos de Potencia, para transportar la energía eléctrica de las plantas generadoras a los centros de consumo, como son los parques industriales, centros hospitalarios, centros de recreación, y usuarios domésticos. Debido a que las necesidades de energía eléctrica están distribuidas a lo largo y ancho del país, las líneas son construidas a través de diversas regiones con climas, topografía y campos de cultivo con diferentes grados de tecnificación, lo cual representa retos a superar para lograr instalaciones con un grado de confiabilidad que permita ofrecer a los usuarios el servicio de energía eléctrica con los estándares de cantidad y calidad que nos demandan esta época.

Una salida de Línea por falla causada por quema de caña se debe principalmente a la ionización del aire por las altas temperaturas resultado de la combustión en los cañaverales, combinado con los siguientes factores: la temperatura ambiente, ráfagas de viento, la distancia del conductor a piso, entre conductores y distancia de conductor a estructura afectando con este evento a usuarios con las consecuentes perdidas en todos los sectores.

Con la ayuda del programa MATLAB se harán simulaciones para ver si es apropiado colocar las torres o postes en ese lugar o la altura apropiada que tengan las torres, sin que afecte a la línea por la quema de caña, dependiendo ya sea en terreno plano, o a distinto nivel.

1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA.

1.1 ANTECEDENTES.

Para dar respuesta a las situaciones que no permitían el desarrollo económico del país, el Gobierno federal decidió crear, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad, que en una primera etapa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y con ello beneficiar a más mexicanos mediante el bombeo de agua de riego, el arrastre y la molienda; pero sobre todo, con alumbrado público y para casas habitación.

Los primeros proyectos de CFE se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xía, en Oaxaca, y Ures y Altar, en Sonora. En 1938, la empresa tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y la empresa se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran.

En 1960, de los 2,308 MW de capacidad instalada en el país, CFE aportaba 54%; la Mexican Light, 25%; la American and Foreign, 12%, y el resto de las compañías, 9%. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Tal situación del Sector Eléctrico Mexicano motivó al entonces Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces, se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización del país. Para ello, el Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, mismas que operaban con serias deficiencias, por la falta de inversión y los problemas laborales.

Al finalizar los 70, se superó el reto de sostener el mismo ritmo de crecimiento, al instalarse entre 1970 y 1980 centrales generadoras por el equivalente a 1.6 veces, para llegar a una capacidad instalada de 17,360 MW. En la década de los 80, el crecimiento

fue menos espectacular, principalmente por la disminución en la asignación de recursos. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendía a 26,797 MW.

La División inició sus operaciones el día 8 de septiembre de 1954, contratándose a personal que laboraba en el Sistema Hidroeléctrico "Bombaná". En ese entonces, las oficinas se ubicaban en la esquina de la Primera Avenida Norte y Tercera calle Oriente de la Cd. De Tuxtla Gutiérrez Chiapas, donde actualmente se localiza la Agencia Centro de la Zona de Distribución Tuxtla.

La plantilla fundadora de la División Sureste constaba de 16 personas encabezadas por el Ing. Francisco J. Carrión Maytorena quien fue el primer Gerente. En esta etapa se integraron a la División, todos los sistemas eléctricos ubicados en los estados de Oaxaca, Chiapas, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

En el año de 1957 se efectuó el traslado de las Oficinas Divisionales de la Cd. De Tuxtla Gutiérrez Chiapas a la Ciudad de Oaxaca de Juárez, Oaxaca.

La "nueva" Sede Divisional a partir de entonces se instaló en la calle de Reforma número 46, esquina con Humbolt, en donde estuvieron operando hasta el año de 1979 en que se cambiaron a la calle de Manuel Álvarez Bravo No. 600, donde actualmente se encuentran.

En el año de 1968 se creó la División Peninsular con las instalaciones y personal que existían en los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo quedándose la División Sureste con los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco.

1.2 MISIÓN

Contribuir al bienestar y progreso de la sociedad satisfaciendo sus necesidades de energía eléctrica, cumpliendo y mejorando nuestros objetivos de calidad declararas en el SGC basados en la norma ISO-9001-2000.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL

La capacidad de generación de energía eléctrica instalada en el país es de 46,672 MW*, de los cuales 47.55% corresponde a generación termoeléctrica de CFE; 19.85% a *productores independientes de energía (PIE); 22.04% a hidroelectricidad; 5.57% a centrales carboeléctricas; 2.06% a geotérmica; 2.92% a nucleoeléctrica, y 0.005% a eoloeléctrica.

En el área de San Cristóbal de las Casas se cuenta con dos subestaciones eléctricas que proveen del suministro de energía eléctrica a toda la ciudad y colonias aledañas estas subestaciones reciben la nomenclatura de CRI y SCO.

1.4 LOCALIZACIÓN.

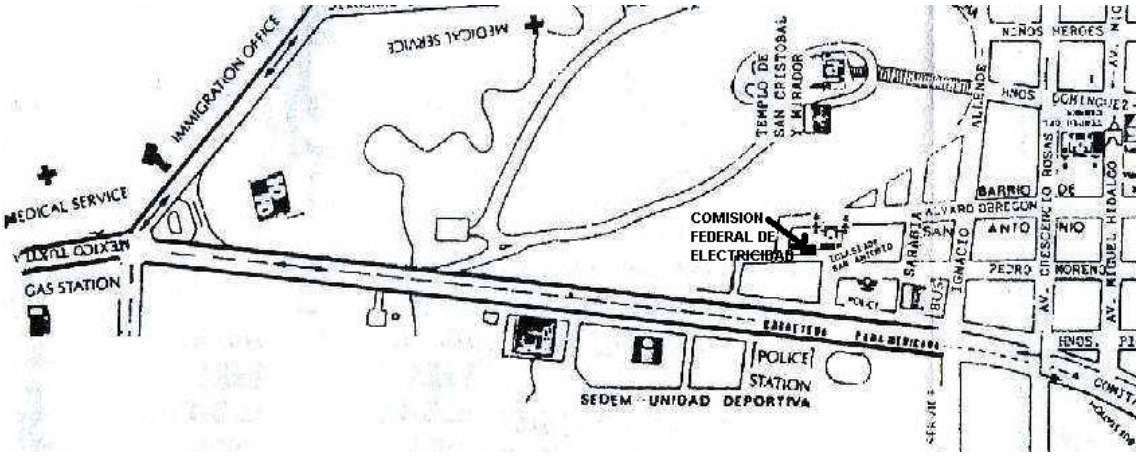


Fig. 1.4 Croquis de la localización de CFE

CFE (Línea de Transmisión San Cristóbal), R.F.C.: *CFE 370814QIO.*

Domicilio: Clemente Robles y esquina Jaime Nuno S/N

Colonia: Barrio San Antonio C. P. 06600

Ciudad: San Cristóbal de las Casas Teléfono (no celular) (01)9676749206

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

2.1 ANTECEDENTES

La palabra *catenaria* se deriva de la palabra latina *catenaria*, que significa “cadena". La curva también se llama el “alysoid”, “funicular”, y “chainette”. Galileo decía que la curva de una cadena que cuelga bajo gravedad tendría el nombre de parábola, solamente que esto fue refutado por Jungius en un trabajo publicado en 1669.

En 1690 Huygens fue el primero que utilizó el término “catenaria” en una carta a Leibniz. David Gregory escribió un tratado de la catenaria en 1690. Sin embargo Thomas Jefferson se acredita generalmente con la palabra inglesa “catenaria”.

El uso de la catenaria en la construcción de arcos es antiguo, como descrito más abajo; el redescubrimiento y la declaración de modernos es debido a Roberto Hooke, lo descubrió en el contexto de la reconstrucción Catedral del St Paul, posiblemente viendo el trabajo de Huygen sobre la catenaria. En 1671, Hooke menciono a la Sociedad real que él había solucionado el problema de la forma óptima de un arco, y en 1675 publicó una solución cifrada como anagram latino en un apéndice del libro *Descripción de Helioscopes*, no publicó la solución de este anagram.

El nombre de catenaria se debe a Huygens.

Johann Bernoulli resolvió el problema de la siguiente manera:

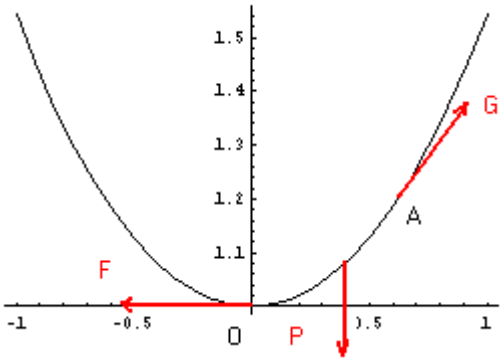


Fig. 2.1 Solución de la catenaria para Bernoulli

Consideró el trozo de cadena OA. Las fuerzas que actúan sobre ese trozo son el peso P, la fuerza F (que depende del lado izquierdo de la cadena y por lo tanto es constante) y G.

2.2 ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA.

Las fallas que ocurren en cualquier Sistema Eléctrico de Potencia, ponen a prueba una gran cantidad de elementos dinámicos (interruptores, transformadores y generadores) y estáticos (protecciones, comunicaciones y equipos de supervisión), por lo que de fallar cualquiera de ellos se genera una gran cantidad de condiciones anómalas para el Sistema Eléctrico en cuestión, pudiendo ser desde la desconexión del elemento fallado hasta un disturbio de grandes magnitudes. En el caso de las fallas provocadas por la quema de caña, normalmente ocurren del medio día a las primeras horas de la noche, que es el horario de demanda media y/o alta, porque al ocurrir la falla normalmente se operan los Disparos Automáticos de Generación.

En lo que se refiere a los efectos provocados por las fallas en el sector industrial, estas salen de servicio por las variaciones de voltaje que se presentan durante los ciclos que dura la falla, antes de ser detectados por los esquemas de protecciones y liberados por los interruptores de las instalaciones asociadas, teniéndose reclamos por parte de los directivos de las industrias afectadas por la interrupción de sus procesos productivos y afectaciones económicas, ya que en algunos casos deben de desechar los productos que se están manufacturando en el momento del evento y no pueden ser reutilizados, tal es el caso de las industrias farmacéuticas, vidrieras y papeleras. En lo que se refiere a los usuarios comerciales y residenciales, también se ven afectados cuando se deja de suministrar energía eléctrica por periodos largos de tiempo motivados por algún disturbio en el Sistema Eléctrico de Potencia, ya que dejan de generar algún tipo de riqueza y/o bienestar a las personas que en la actualidad dependen de este servicio para las actividades cotidianas.

Otro problema, es el de los pagos que se tienen que realizar al personal ajeno a la C.F.E. por los trabajos de corte de caña en crudo (sin quemar) o por el doblado de la misma, ya

que los tabuladores que manejan los ingenios no son únicos, sino que son puestos en base a las negociaciones del grupo directivo de cada ingenio azucarero y las asociaciones de productores de caña. Debido a lo anterior, los precios que se manejan son diferentes ya que cada grupo de quema y corte pide se le recompense de acuerdo a lo que ellos creen conveniente, además no se cuenta con bases administrativas y jurídicas para respaldar los pagos que normalmente realiza el personal sindicalizado de campo, contratado para llevar a cabo las actividades del control de quema de caña.

2.3 OBJETIVO.

Elaborar un programa que simule la catenaria, y calcular la altura apropiada de la torre, para evitar los disparos ocurrentes en las líneas de transmisión que atraviesan terrenos donde se encuentre algún cultivo de caña.

2.4 METAS.

- Disminuir los disparos en la línea de transmisión por la quema de caña
- Simular la catenaria y estimar la distancia y altura de las torres apropiadas para evitar los disparos.

2.5 JUSTIFICACIÓN.

La electricidad es el pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social, y elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

Cuando en un terreno se tiene caña, estas para poderlas limpiar se queman, lo cual causa que se disparen las líneas de transmisión; con la utilización de un programa se puede simular la catenaria y obtener la altura apropiada de la torre y/o poste para que no suceda ese problema.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 DEFINICIONES

3.1.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo. Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente, buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones lo más pequeñas posibles.

Una **línea de transmisión** es una estructura material utilizada para dirigir la transmisión de energía en forma de ondas electromagnéticas, comprendiendo el todo o una parte de la distancia entre dos lugares que se comunican.

3.1.2 CONCEPTO DE VANO LUZ Y FLECHA

Se llama vano en una línea eléctrica a la distancia entre apoyo y apoyo. Esta distancia medidas en metros, se denomina luz.

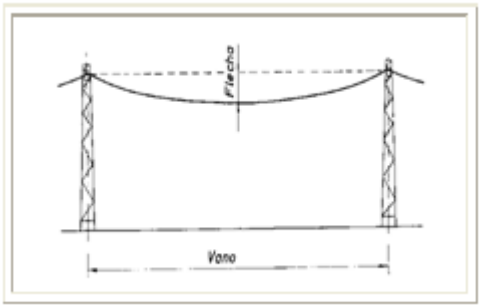


Fig. 3.1.2 Componentes de una catenaria

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

3.2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

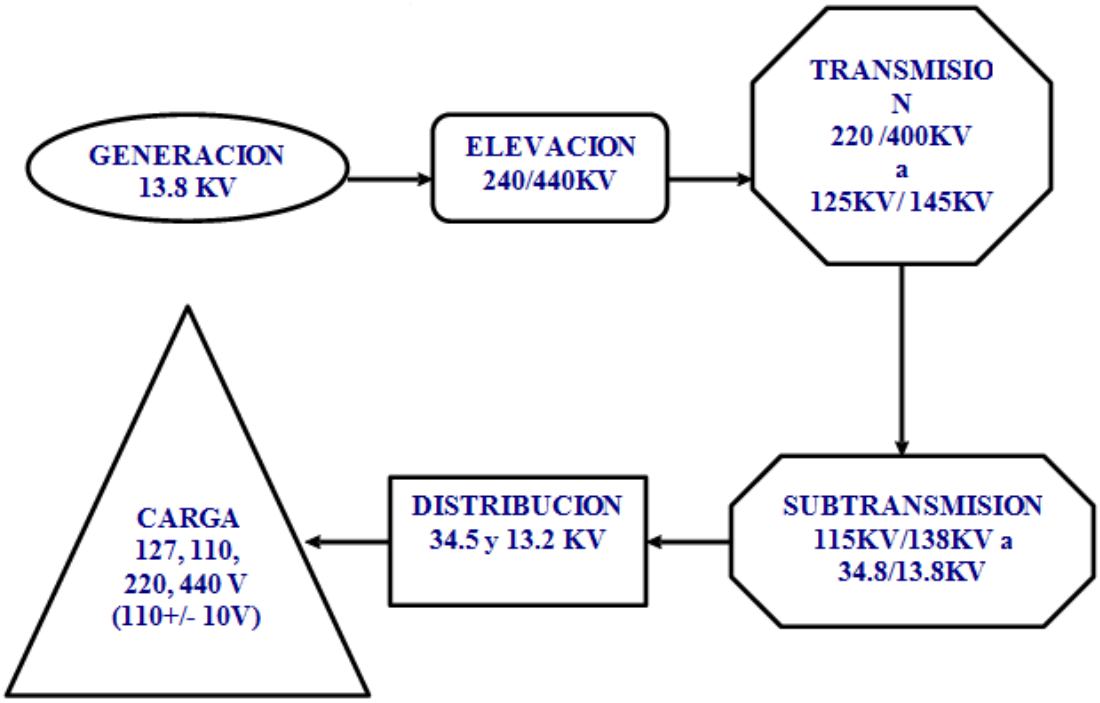


Fig. 3.2. Elementos de un sistema de energía eléctrica

El sistema de energía eléctrica consta de varios elementos esenciales para que realmente la energía eléctrica tenga una utilidad en las residencias e industrias.

Todo comienza cuando en las plantas generadoras de energía eléctrica de las cuales existen varias formas de generar la energía (plantas geotérmicas, nucleares, hidroeléctricas y térmicas).

Después de ese proceso la energía creada se tiene que acondicionar de cierta manera para que en su transportación a los centros de consumo se tenga el mínimo de pérdidas de esa energía, y para eso está el proceso de elevación de voltaje.

Al transmitir la energía se tiene alta tensión o voltaje y menos corriente para que existan menores perdidas en el conductor, ya que la resistencia varia con respecto a la longitud, y como estas líneas son demasiado largas las pérdidas de electricidad por calentamiento serian muy grandes.

Esa electricidad llega a los centros de distribución el cual estos ya envían la electricidad a los centros de consumo, donde estos reciben electricidad ya acondicionada de acuerdo a sus instalaciones ya sean 110, 127, 220, 240 v.

3.3 CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

La energía eléctrica se puede clasificar de acuerdo a la cantidad de volts que esta contenga. En México la energía es clasificada de acuerdo al Artículo 2 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica la cual fue avalada por la Comisión Federal de Electricidad y Clasifica a la tensión de operación:

Voltaje < 1000 v ---------- Baja tensión.

1001 < Voltaje < 35000 v ---------- Mediana tensión.

220000<Voltaje > 35000 v ---------- Alta tensión (Para nivel de Subtransmision).

Voltaje > 220000 v ---------- Alta tensión (para nivel de transmisión.)

3.4 LINEAS AEREAS

3.4.1ELEMENTOS PRINCIPALES EN UNA LÍNEA AÉREA DE TRANSMISIÓN

- Aisladores

Vidrio-porcelana

Hule sintético

- Postes. De madera, cemento, acero
- Seccionadores

Cuchillas e interruptores

- Conductores
- Banco de capacitadores
- Apartarrayos

- Pararrayos
- Hilos de guarda

3.4.2 TIPOS DE ESTRUCTURA

El tipo o tipos de estructuras que se involucren en el proyecto por donde se construirá la L.S.T. dependen de varios factores como son el uso de suelo actual y futuro, así como de los planes de desarrollo urbano de la localidad; son importantes también el tipo de conductor y número de circuitos que requiera el sistema, además del costo beneficio y nivel de continuidad requerido dependiendo de la importancia de los servicios que se conecten y dependan de la línea.

Todas las estructuras deben apegarse a las especificaciones C.F.E.

Tabla 3.4.2 Tipo de estructura conforme al tipo de suelo

USO DE SUELO	ESTRUCTURA RECOMENDADA
Urbano	Poste de acero
Semiurbano sin influencia de ciclones	Poste ó Torre de acero diseño anterior
Semiurbano con influencia de ciclones	Torres de acero de nuevo diseño
Rural sin influencia de ciclones	Torre de acero o “H” de Madera o Concreto
Rural con influencia de ciclones	Torre de acero de nuevo diseño

NOTA: En el medio urbano, podrán utilizarse postes de madera únicamente cuando se tenga la certeza de que no se requerirá un segundo circuito, debido a que la utilización que se tiene con estos postes en banqueta o lindero no acepta esta condición.

3.4.3 SELECCIÓN DE UN POSTE

Selección de conductores

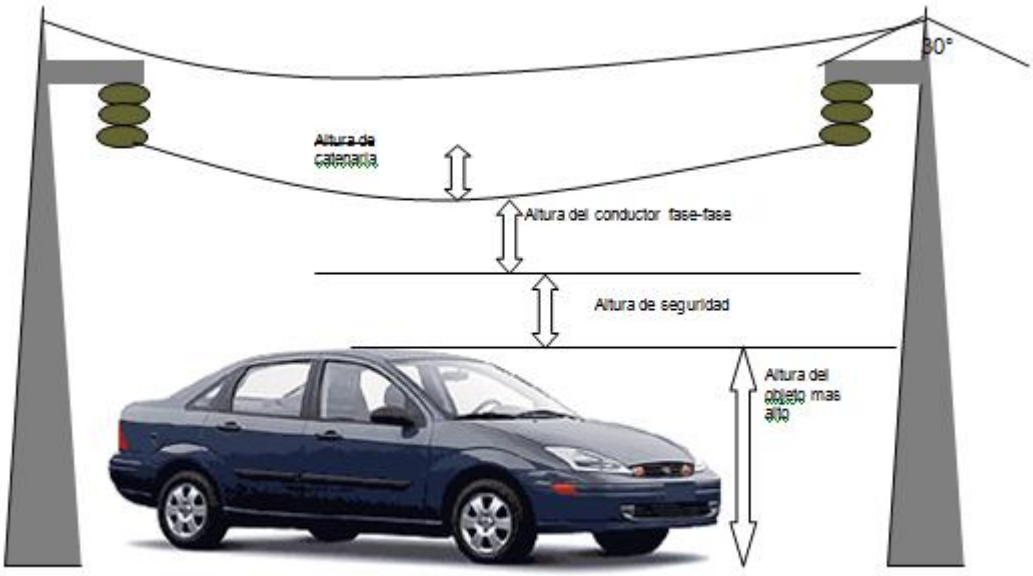


Fig. 3.4.3 Clasificación de las alturas

1.- Que tensión va a llevar la línea
2.- Clima de la zona
3.- Nivel de voltaje (altura)
4.- Altura deseada
5.- Altura del objeto más alto

3.4.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las características de una línea de transmisión se determinan por sus propiedades eléctricas, como la conductancia de los cables y la constante dieléctrica del aislante, y sus propiedades físicas, como el diámetro del cable y los espacios del conductor.

Estas propiedades, a su vez, determinan las constantes eléctricas primarias:

- resistencia de CD en serie (R),
- inductancia en serie (L),

- capacitancia de derivación (C),
- y conductancia de derivación (G).

La resistencia y la inductancia ocurren a lo largo de la línea, mientras que entre los dos conductores ocurren la capacitancia y la conductancia.

Las constantes primarias se distribuyen de manera uniforme a lo largo de la línea, por lo tanto, se les llama comúnmente parámetros distribuidos.

Los parámetros distribuidos se agrupan por una longitud unitaria dada, para formar un modelo eléctrico artificial de la línea.

Las características de una línea de transmisión se llaman constantes secundarias y se determinan con las cuatro constantes primarias.

Las constantes secundarias son impedancia característica y constante de propagación.

3.4.5 SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA.

En este punto se debe definir la trayectoria más conveniente por donde se proyecte y construya la L.S.T., así como lo siguiente:

a) La distancia entre los puntos de salida y llegada de la línea debe ser lo más corta posible. Debe estar lo más cerca posible de los accesos y vías de comunicación.

b) Evitar cruzar, hasta donde sea posible, terrenos abruptos, difíciles o fangosos.

c) Evitar cruzar zonas urbanas actuales o en futuros desarrollos.

d) Evitar tener cambios bruscos de dirección a lo largo de su trayectoria.

e) Utilizar los derechos de vía de líneas existentes y el cambio a estructuras multicircuitos, cuando operativamente sea factible.

3.4.6 MATERIALES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Existen varios materiales que son utilizados en las líneas de transmisión, esto de acuerdo a las necesidades de la línea. Por ejemplo el cobre duro es utilizado en las líneas aéreas donde se requiere más propiedades mecánicas de tensión ya que si se pone cobre suave la línea tendera a expandirse debido a la gravedad y a su propio peso. Y en líneas subterráneas se utiliza el cobre suave, debido a que si utilizamos el cobre duro le quitaría la flexibilidad, que estas requieren para su instalación y manejo.

Tabla 3.4.6.- Propiedades de los cables

Material	Densidad gr/cm3	Temp. De Fusión °C	Coef. De dilatacion X 10^{-4} °C	Temp. Ideal R≈ 0 Ω	Resistividad eléctrica 20°C Ω-mm²/km	Coef. Térmico de resistividad 20°C	Conductividad Eléctrica en % con el cobre suave
Acero	7.9	1400	13	208.5	575-115	0.0016-0.0032	Mar-15
Aluminio	2.7	660	24	228	28.264	0.00403	61
Cobre duro	8.89	1083	17	241	17.922	0.00383	96.2
Cobre suave	8.89	1083	17	234.5	17.241	0.00383	100
Plomo	11.38	327	29		221	0.004	7.8
Zinc	7.14	420	29		61.1	0.004	28.2
Estaño	7.28	231.9	0.227	269.42	120	0.0046	

3.4.7 SELECCIÓN DE CABLES CONDUCTORES Y DE GUARDA.

Se debe seleccionar y especificar el calibre y tipo de cable a utilizar tanto para conductor como para guarda, de acuerdo a las especificaciones de C.F.E. E0000-12 y E0000-22 respectivamente, considerándose la necesidad de la demanda máxima que cubrirá la L.S.T. durante su vida útil y el grado y tipo de contaminación de la región donde se construirá, así como la carga máxima en contingencia.

Para regiones donde la contaminación es de tipo ácida o salina, se debe considerar que el núcleo del cable conductor sea de ALUMOWEALD.

Tabla 3.4.7.- Tipos de cables para líneas aéreas

CABLE CONDUCTOR O GUARDA	TÉRMICA EN A CAR Y REGULACIÓN	TIPO DE NÚCLEO	PARA USO EN AMBIENTE
266 ACSR	30	ACERO GALVANIZADO	NORMAL
266 ACSR/AW		ALUMOWEALD	CORROSIVO, SALINO
477 ACSR	50	ACERO GALVANIZADO	NORMAL
477 ACSR/AW		ALUMOWEALD	CORROSIVO, SALINO
795 ACSR	70	ACERO GALVANIZADO	NORMAL
795 ACSR/AW		ALUMOWEALD	CORROSIVO, SALINO
5/16" ACERO GALVANIZADO		ACERO GALVANIZADO	NORMAL
3#8 ALUMOWEALD		ALUMOWEALD	CORROSIVO, SALINO

El Conductor ACSR 266 MCM, solo se utiliza en L.S.T. donde su servicio sea para alimentar únicamente a usuarios que no requieran de una alta demanda y que no se contemplen futuros servicios que dependan de ésta, ya que por lo general las L.S.T.'s. que actualmente se construyen, son proyectadas con conductores de mayor calibre, con el objeto de transmitir demandas de energía altas y por otra parte para futuras derivaciones.

3.4.8 NÚMERO DE CIRCUITOS.

De acuerdo al tipo de estructura, la cantidad de circuitos puede ser variable dependiendo primeramente de la necesidad del desarrollo, sin embargo es importante que cuando se construyan las L.S.T.'s. en estructuras que puedan llevar más de un circuito (Postes Multicircuitos) se deben considerar como mínimo dos, ya que con esto se optimizan los trámites de los derechos de vía o servidumbres de paso para futuros crecimientos de la demanda, en los cuales se requiere de otra L.S.T., así como los costos de construcción, operación y mantenimiento.

Es importante definir en este punto el número de conductores por fase y su configuración, ya que esto debe considerarse para la elaboración del proyecto..

3.4.9 ELEMENTOS CONSTITUIDOS DE LA CADENA

Están constituidos por los aisladores y herrajes. Los aisladores deberán ser de vidrio o de otro material cerámico, del tipo caperuza y vástago.

Los herrajes utilizados son:

- Horquilla bola
- Grillete
- Anilla bola normal y de protección
- Ritula normal y de protección.
- Grapa de suspensión
- Varilla proferida para protección.

Los materiales férricos estarán galvanizados al fuego. Todas las partes roscadas de las tuercas se engrasarán para evitar oxidaciones.

Horquilla bola.- Se designará con las siglas HB, seguidas de las cifras 11 ó 16, según sea el tipo de enlace entre el vástago y la caperuza. Dispondrá de un pasador de seguridad adecuado para garantizar la fijación de la tuerca.

Grillete.- Se designará con las siglas GN. Cuando se desee dar mayor longitud a la cadena, en vez de la horquilla bola, se utilizará el grillete normal y la anilla bola. Dispondrá de una arandela y un pasador de seguridad adecuados para impedir la salida del burlón.

Anilla bola normal y de protección.- Se designará con las letras AB, seguidas de las cifras 11 ó 16, según sea el tipo de enlace entre el vástago y la caperuza. Para designar la protección, cuyo vástago estará preparado para colocar el dispositivo de protección (descargador), se le agregará la sigla P.

Rótula normal y de protección.- La normal se designará con las siglas R, seguidas de las cifras 11 ó 16. Se añadirá la sigla A, cuando la patilla inferior tenga espesor superior al normal.

Grapa de suspensión.- Se designará con las siglas GS, seguidas de una cifra indicativa de un número de orden (GS1, GS2, GS3,GS4). Las grapas dispondrán de una arandela y un pasador de seguridad para impedir la salida del bulón.

Grapas de amarre.- Se designarán con las siglas GA, seguidas de una cifra indicativa de un número de orden (GA1, GA2, GA3). Las grapas dispondrán de una arandela y un pasador de seguridad, para impedir la salida del bulón.

3.4.10 AISLAMIENTOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREA

Los sistemas de aislamiento en líneas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores. Al ubicarse las líneas de transmisión al aire libre y cubrir, en muchos casos, cientos de kilómetros se hace necesario considerar diversos factores para un buen desempeño del aislamiento. Estos factores deben tomar en cuenta los espaciamientos mínimos línea-estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, la cantidad de elementos aisladores a considerar y la correcta selección de estos.

3.4.10.1 EL AIRE EN EL AISLAMIENTO DE LÍNEAS

El aire es sin lugar a dudas el más usado de los aislantes para líneas de transmisión de energía. Los factores que pueden influir a la rigidez dieléctrica del aire son:

- Densidad del aire.
- Altura sobre el nivel del mar.
- Humedad y presencia de partículas contaminantes.

Este último factor adquiere gran importancia en el diseño y manutención de los elementos aisladores.

3.4.10.2 AISLADORES DE LÍNEA

En las líneas de transmisión se distinguen básicamente tres tipos de aisladores:

- Suspensión.
- Barra larga.
- Poste.

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

En esta figura se aprecian los principales tipos de aisladores de suspensión.

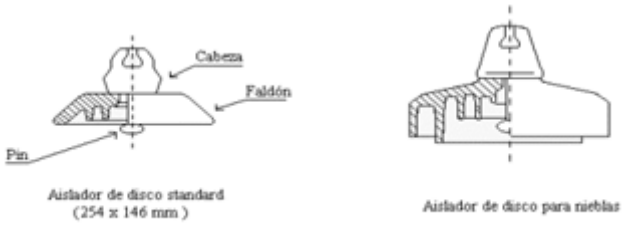


Fig. 3.4.10.2.1 Componentes de un aislador

Los aisladores de barra larga comenzaron a desarrollarse hace 30 años. Constituyen elementos de una sola pieza y se fabrican de porcelana o de materiales sintéticos. Estos aisladores requieren menos manutención que los del tipo disco, no obstante su costo es más elevado. En esta figura se aprecia un aislador de barra larga sintético.

Fig. 3.4.10.2.2 Aislador de barra larga sintético.

Los aisladores de tipo poste se fabrican con porcelana o materiales sintéticos. Se utilizan

poco en líneas de transmisión y para tensiones mayores de 230 kV. Su principal aplicación es en las subestaciones.

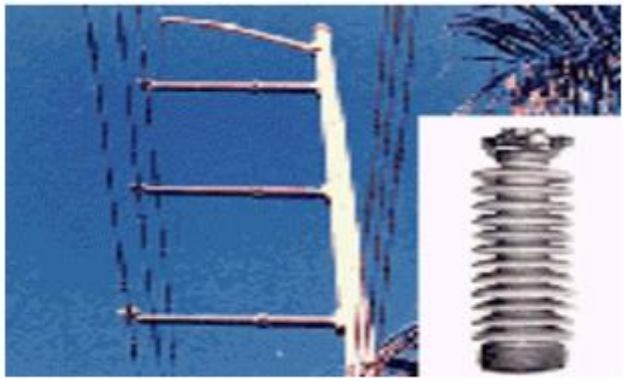


Fig. 3.4.10.2.3 Aislador tipo poste

Los aisladores de porcelana vidriada por lo general contienen un 50% de caolín, 25% de feldespatos y 25% de cuarzo, la porcelana debe ser moldeada por los procedimientos en húmedo, homogéneos, compactos sin porosidad y toda la superficie después de armado debe ser verificada.

3.4.11 FUNCIÓN DE UN AISLADOR

Los aisladores dentro de las líneas de transmisión realizan dos funciones básicas:

- Función eléctrica: Aislar el conductor de la tierra.
- Función mecánica: soportar al conductor.

Es necesario en el diseño de los aisladores de una línea de transmisión aérea, tomar en cuenta dos factores importantes:

- Exigencias Eléctrica de Explotación

Exigencias Mecánicas de Explotación

3.4.12 HERRAJES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREA

Los herrajes son estructuras metálicas que acompañan la estructura de soporte de las líneas de transmisión aéreas, y que poseen muy variadas funciones. Una de las clasificaciones más común empleada es aquella que los incluye en dos grandes grupos:

- Herrajes que forman arreglos o conjuntos.
- Herrajes independientes

3.4.12.1 HERRAJES QUE FORMAN ARREGLOS O CONJUNTOS

Los herrajes que forman arreglos son conjuntos de pieza metálica que se agrupan para llevar a cada una función muy particular. La selección de cada uno de los herrajes que conforman el arreglo no puede ser realzada sin tomar en cuenta el conjunto y los elementos a los cuales acopla. El arreglo de los herrajes puede ser:

- Herrajes de fijación de cadena de aisladores a torre.
- Herrajes para unir entre si los extremos de la cadena de aisladores y los conductores.
- Herrajes para proteger los aisladores.
- Mordazas de amarre y suspensión.
- Herrajes para el cable de guarda.
-

3.4.12.2 HERRAJES PARA LA FIJACIÓN DE AISLADORES A LAS TORRES

Para llevar a cabo la fijación de las cadenas de aisladores a las torres, existen básicamente dos alternativas, los grilletes y las articulaciones de fijación tipo bisagra (hinge).

3.4.13 CONFIGURACIÓN DE LOS APOYOS PARA LÍNEAS AÉREAS

Para la configuración de los apoyos, resulta de suma importancia la separación mínima entre los conductores y entre estos y el apoyo. También se debe de tener en cuenta distintos factores, tales como las condiciones del terreno y condiciones geográficas locales.

Las líneas aéreas se instalan con uno o con dos conductores por fase, lo que obliga al montaje de una o más crucetas, dando lugar a distintas configuraciones de apoyos. Algunas configuraciones típicas de los apoyos son las siguientes:

- H.- Configuración en horizontal de los conductores. Simple circuito Fig.- 3 a.
- T.- Configuración en T de los conductores. Simple circuito
- TB.- Configuración en tresbolillo. Simple circuito
- E.- Configuración en hexágono. Doble circuito
- R.- Configuración rectangular. Doble circuito
- B.- Configuración en bóveda. Simple circuito

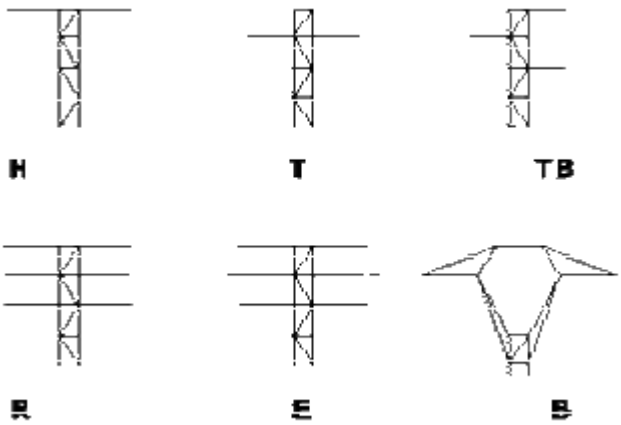


Fig. 3.4.13 Tipos de torres

3.4.14 ESFUERZOS A QUE ESTÁN SOMETIDOS LOS APOYOS EN LAS LÍNEAS AÉREAS

Los apoyos para líneas aéreas están sometidos a diferentes clases de esfuerzos, entre ellos podemos distinguir:

Esfuerzos verticales.- Son aquellos debidos al peso de los conductores y sobrecargas en los conductores.

Esfuerzos transversales.- Son debidos a la acción del viento sobre los apoyos, o a la acción resultante de los conductores cuando están formando ángulo.

Esfuerzo longitudinales.- Provocados en los apoyos de principio o final de línea, por la tracción longitudinal de los conductores.

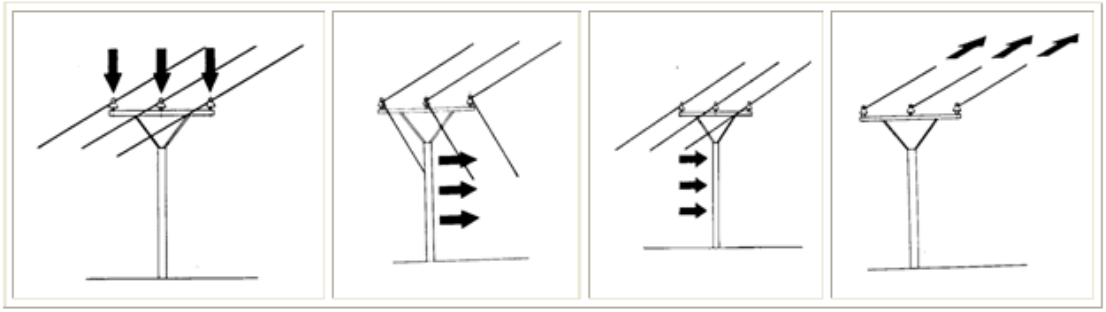


Fig. 3.4.14 Tipos de esfuerzos a los que están sometidos los apoyos en las líneas aéreas

3.4.15 LIBRAMIENTOS, CRUZAMIENTOS Y PARALELISMO

En la operación de las Líneas de Transmisión y Subtransmisión se deben de considerar ciertas medidas de seguridad en lo que respecta a las distancias mínimas en aire en los casos de cruzamientos con otras líneas de energía eléctrica, calles, carreteras, vías de ferrocarril, ríos navegables y otras líneas de comunicación. Así mismo, deben hacerse éstas consideraciones para el paralelismo, adicionándose a los casos mencionados en los cruzamientos, el caso especial de ductos subterráneos para evitar los efectos de altos potenciales debido a condiciones de corriente de falla a tierra. La especificación CFE

L0000 06 de Coordinación de Aislamiento prevé estos casos de cruzamiento y paralelismo y se resumen a continuación.

3.4.15.1 DISTANCIAS MÍNIMAS DE CRUZAMIENTOS

Con una vía de ferrocarril no energizada:

- Vertical $h = 8.0+0.015v$
- Horizontal debe ser *mayor que la altura de la estructura.*

Con una vía de ferrocarril electrificada o tranvía:

- Vertical $h = 1.5+0.015v$
- Horizontal debe ser *mayor que la altura de la estructura.*

Con autopista, carretera o calle:

- Vertical $h = 7.0+0.005v$
- Horizontal debe ser *mayor que la altura de la estructura.*

Con un río navegable:

- Vertical al nivel mas alto de agua $h=7.0+0.015v$, $d=3.0+0.01v$ a la parte más alta del barco
- Horizontal debe ser *mayor que la altura de la estructura.*

Entre líneas de energía eléctrica:

Para líneas de hasta 161 kV fase a fase (línea que cruza)

- Vertical $d > 1.5+0.02v$ (v es kV máxima de fase a fase de la línea de mayor tensión)
- Horizontal $d > 3.0+0.02v$ (v es kV máxima de fase a fase de la línea de mayor tensión)

Para líneas con voltajes mayores de 161 kV (línea que cruza)

- vertical $d > 3.3+v/100$ (v es kV máxima de fase a fase de la línea de mayor tensión)
- horizontal $d > 5.0+v/150$ (v es kV máxima de fase a fase de la línea de mayor tensión)

3.4.15.2 PARALELISMO

De líneas de energía eléctrica

- Líneas en estructuras independientes $d > 1.5h$ (d = distancia entre conductores y h es igual a la altura del conductor de línea de mayor voltaje)
- Líneas compartiendo la misma estructura:

  Hasta 69 kV $d > 1.5+v/100$

  Superiores a 69 kV $d > 3.3+v/100$ (en ambos casos v es el voltaje de fase a fase de la línea de mayor tensión d esta dado en metros)

Con líneas de telecomunicación $d > 1.5h$ (h es la altura del conductor más alto y puede ser de cualquiera de las líneas, d se obtiene en metros)

Con carreteras y autopistas $d > 25$ *metros* entre conductor extremo y extremo más cercano de la vía.

Vías de ferrocarril o cursos de agua navegables, la distancia entre conductor extremo y vía o cauce, superior a 25 metros.

En el caso de líneas a lo largo de calles de zonas urbanas, se debe de conservar una distancia entre el conductor más cercano a la construcción o edificio:

Para líneas menores de 69 kV $d > 2$ metros

Para líneas entre 69 y 230 kV $d > 5$ metros

Para líneas mayores de 230 kV $d > 7$ metros

Lo anterior, da como resultado que las líneas urbanas deben de instalarse en calles cuyas banquetas sean mayores de 2.6 metros.

Para derechos de vía compartidos con ductos subterráneos de tubería metálica, se recomienda una separación mínima de 10 metros entre el sistema de tierra de la línea de energía eléctrica y la tubería, cuando ésta separación no es posible deben utilizarse técnicas de aterrizamiento de la tubería.

En la Tabla 3.4.15.2 se proporcionan las distancias mínimas en metros que deben respetarse para cruzamientos de Líneas de Subtransmisión de 69 y 115 kV.

Tabla 3.4.15.2 Distancia radial mínima en metros desde el cable conductor a 50 ^{0}c y sin viento en líneas de subtransmision

	VOLTAJE EN kV		
	69	115	138
CRUZAMIENTOS SOBRE			
VÍAS DE FF.CC.	9.10	9.80	10.10
CARRETERAS Y AUTOPISTAS	7.40	7.60	7.70
CALLES CALLEJONES Y CAMINOS VECINALES	7.40	7.60	7.70
ESPACIOS NO TRANSITADOS POR VEHÍCULOS	6.50	7.0	7.50
ZONAS CON CULTIVO DE CAÑA	14.0	14.0	14.0
A LO LARGO DE			
CALLES O CALLEJONES EN DISTINTOS URBANOS	4.00	4.50	4.70
CAMINOS EN DISTINTOS RURALES	15.00	15.00	15.00
DUCTOS METÁLICOS SUBTERRÁNEOS (1)	10.00	10.00	10.00
SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES QUE SE CRUZAN			
LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	2.30	2.90	3.10
CABLES DE GUARDA O RETENIDAS	2.30	2.90	3.10
L. D. HASTA DE 50 kV	2.30	2.90	3.10
L ST DE 69 kV	2.30	2.90	3.10
L ST DE 115 kV	2.30	2.90	3.10
L.T. DE 230 kV	4.20	4.20	4.20
L.T. DE 400 kV	6.20	6.20	6.20

(1) MEDIDO DESDE EL SISTEMA DE TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS O LA PROPIA ESTRUCTURA.

3.4.16 PARÁMETROS DE DISEÑO UTILIZADOS

Existen parámetros normalizados para el diseño de líneas de subtransmisión, los cuales como se podrá observar en la tabla que se presenta a continuación, dependen del tipo de estructura a utilizar y el tipo de lugar donde se construirá.

Tabla 3.4.16
Parámetros aproximados a 50 °c sin viento y en condiciones finales para estructuras normalizadas en c.f.e.

TIPO DE LINEA	CONDUCTOR	ESTRUCTURA	PARÁMETRO CONDUCTOR	CLARO	PARÁMETRO CABLE DE GUARDA
RURAL	266 477	HC, HM	1200	170	1800
		postes de 15 m	1300	210	1800
	266 477 795	TA	1500	360	1800
		Nivel +0	1600	400	1800
URBANA	266 477	PMO Poste Tipo I	350	100	450
URBANA	266 477 795	PTA 1C	1200 800 600	144 130 130	550

3.4.17 CALCULO MECÁNICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

3.4.17.1 ECUACIÓN CARTESIANA DE LA CATENARIA

La curva que adopta un cable flexible, con una carga uniformemente distribuida a lo largo del cable, suspendido de dos puntos, se llama catenaria.

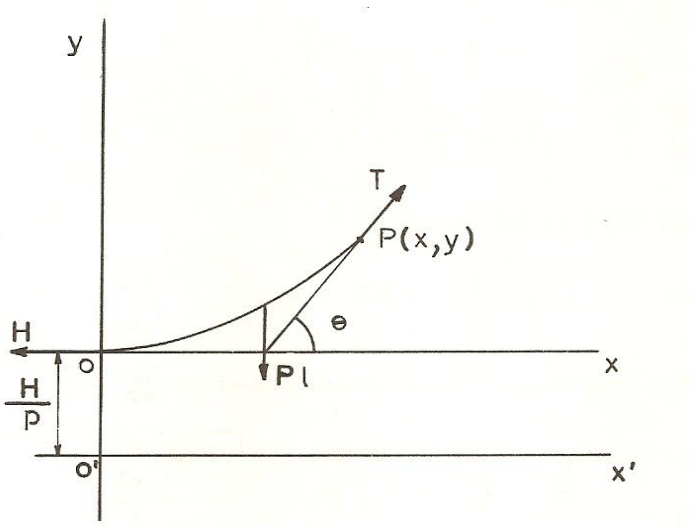


Fig 3.4.17.1. Condición de equilibrio del arco de catenaria OP

Considérese el arco de catenaria OP de la Fig. 3.4.17.1

Sean:

l= longitud del arco de la catenaria OP.

T= tensión mecánica en el punto P

H= tensión mecánica en el punto inferior de la catenaria

p= peso del cable por unidad de longitud

Se pueden escribir las siguientes ecuaciones de equilibrio para el arco de catenaria OP:

$$T\,cos\theta - H = 0 \tag{1}$$

$$T\,sen\theta - pl = 0 \tag{2}$$

De las ecuaciones (1) y (2):

$$\tan\theta = \frac{dy}{dx} = \frac{pl}{H}$$

$$dy = \frac{pl}{h}dx \tag{3}$$

Por otro parte se tiene:

$$dl = \sqrt{dx^2 + dy^2} = dy\sqrt{1 + (\frac{dx}{dy})^2}$$

Sustituyendo en la ecuación anterior $\frac{dx}{dy} = \frac{H}{pl}$

$$\frac{dl}{dy} = \sqrt{1 + \frac{H^2}{p^2 l^2}} = \frac{\sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}{l}$$

$$dy = \frac{l}{\sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}dl \tag{4}$$

Integrando

$$y + c_1 = \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}$$

Si se toma un nuevo eje de las abscisas 0' x' paralelo a 0x y a una distancia de este igual a $\frac{H}{p}$, se verifica, para los ejes 0' y, 0' x':

Si l=0, $y = \frac{H}{p}$

Por lo tanto $c_1 = 0$

$$y = \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}} \tag{5}$$

Considérense ahora las ecuaciones (3) y (4). Eliminando dy entre estas ecuaciones:

$$\frac{pl}{H} dx = \frac{ldl}{\sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}$$

$$dx = \frac{H}{p} \frac{dl}{\sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}$$

Integrando

$$x + c_2 = \frac{H}{p} Ln\,(1 + \sqrt{\frac{H^2}{p^2} + l^2})$$

l= 0 cuando x=0 $\therefore\ c_2 = \frac{H}{p} Ln \frac{H}{p}$

$$x = \frac{H}{p} Ln \frac{l + \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}{\frac{H}{p}}$$

$$\frac{px}{H} = Ln\frac{l + \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}{\frac{H}{p}}$$

Por lo tanto:

$$e^{\frac{px}{H}} = \frac{l + \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}{\frac{H}{p}}$$

$$\frac{H}{p} e^{\frac{px}{H}} = \frac{l + \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}{\frac{H}{p}} \qquad (6)$$

De la ecuación anterior

$$\frac{1}{\frac{H}{p} e^{\frac{px}{H}}} = \frac{1}{1 + \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}}$$

Multiplicando el numerador y el denominador del segundo término de la ecuación anterior por $\sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}} - l$:

$$\frac{H}{p} e^{\frac{px}{H}} = \sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}} - l \qquad (7)$$

Sumando (6) y (7):

$$\frac{H}{p}\left(e^{\frac{px}{H}} + e^{\frac{-px}{H}}\right) = 2\sqrt{l^2 + \frac{H^2}{p^2}}$$

Sustituyendo en la ecuación (5) y recordando que:

$$Cosh\, a = \frac{e^{a} + e^{-a}}{2}$$

$$y = \frac{H}{p} Cosh \frac{px}{H} \tag{8}$$

Que es la ecuación cartesiana de la catenaria.

La longitud del arco de la catenaria l se obtiene de la siguiente forma:

Restando (7) de (6)

$$\frac{H}{p}\left(e^{\frac{px}{H}} - e^{\frac{-px}{H}}\right) = 2l$$

Recordando que $Senh\, a = \frac{e^{a} - e^{-a}}{2}$:

$$l = \frac{H}{p} Senh\, \frac{px}{H} \tag{9}$$

La tensión mecánica T en un punto P de la catenaria, de coordenadas x, y, está dada por la siguiente expresión:

Elevando al cuadrado las ecuaciones (1) y (2) y sumando:

$$T^2 cos^2\theta + T^2 sen^2\theta = H^2 + p^2 l^2$$

$$T^2(cos^2\theta + sen^2\theta) = p^2\left(\frac{H^2}{p^2} + l^2\right)$$

$$T^2 = p^2 y^2$$

$$T = py$$

Sustituyendo en la ecuación anterior la expresión de y dada por la ecuación (8)

$$T = H\, Cosh\, \frac{px}{H} \tag{10}$$

3.4.17.2 FÓRMULAS DE LA CATENARIA

Considérese el caso de un cable flexible, de peso uniforme, suspendido de dos puntos que están a un mismo nivel y a una distancia uno del otro, como se indica en la Fig. 3.4.17.1.

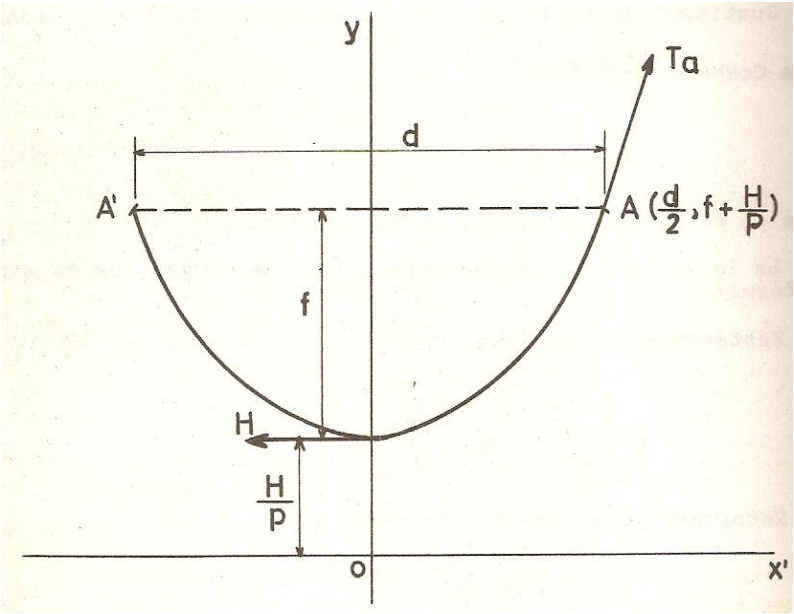


Fig. 3.4.17.2 Cable suspendido de dos puntos de apoyo colocados al mismo nivel

En la fig. 3.4.17.2

d= claro o vano

f=flecha

T_α= tensión mecánica en los apoyos A y A'

H= tensión mecánica en el punto más bajo de la catenaria

p= peso del cable por unidad de longitud

L= longitud del arco de la catenaria A A'

Aplicando las expresiones (8), (9) y (10) para el caso en que:

$$x = \frac{d}{2}$$

$$y = f + \frac{H}{P}$$

Se tiene:

$$f = \frac{H}{p}\left[\left(Cosh\ \frac{Pd}{2H}\right) - 1\right] \tag{11}$$

$$L = \frac{2H}{p} sen\ h\ \frac{pd}{2H} \tag{12}$$

$$T\alpha = H \cosh\frac{pd}{2H} \tag{13}$$

3.4.17.3 FORMULA DE LA PARÁBOLA

La ecuación cartesiana de la catenaria es

$$y = \frac{H}{P} Cosh\ \frac{px}{H}$$

Desarrollando el coseno hiperbólico en una serie infinita:

$$y = \frac{H}{P}\left(1 + \frac{p^2x^2}{2H^2} + \frac{p^4x^4}{24H^4} + - - -\right)$$

Tomando los dos primeros términos de la serie, lo que en el caso de un cable de una línea de transmisión puede hacerse sin cometer un error apreciable, siempre que la flecha sea menos que el 10% del claro:

$$y = \frac{H}{p} + \frac{px^2}{2H} \tag{14}$$

Que es la ecuación de una parábola.

Las expresiones de la flecha, la longitud del cable y la tensión en el punto de soporte, suponiendo que el cable adopta la forma de una parábola, quedan de la siguiente forma:

La flecha está dada por la expresión:

$$f = y - \frac{H}{p}$$

Sustituyendo en la expresión anterior el valor de y dado por la ecuación (14) y haciendo $x = \frac{d}{2}$

$$f = \frac{pd^2}{8H} \tag{15}$$

La longitud del cable puede deducirse de la siguiente forma:

Partiendo de la expresión:

$$L = \frac{2H}{P}\ Sen\ h \frac{pd}{2H}$$

Desarrollando el seno hiperbólico es una serie infinita:

$$Senh\ a = a\frac{a^3}{3!} + \frac{a^5}{5!} + . . .$$

Y tomando únicamente los dos primeros términos de la serie:

$$L = \frac{2H}{P}\ (\frac{pd}{2H} + \frac{p^3d^3}{48H^3})$$

$$L = d + \frac{p^2d^3}{24H^2} \tag{16}$$

La longitud del cable puede expresarse también en función de la flecha.

Partiendo de la ecuación (16) y teniendo en cuenta que:

$$\frac{p^2d^3}{24H^2} = \frac{p^2d^4}{64H^2} \cdot \frac{8}{3d}$$

Y que, de acuerdo con la ecuación (15)

$$\frac{p^2d^4}{64H^2} = f^2$$

Resulta:

$$L = d + \frac{8f^2}{3d} \tag{17}$$

La tensión mecánica en los apoyos se deduce de la siguiente manera:

Partiendo de la expresión:

$$Ta = H\ Cosh\ \frac{pd}{2H}$$

Desarrollando el coseno hiperbólico en una serie infinita y tomando únicamente los dos primeros términos.

$$Ta = H\left(1 + \frac{p^2d^2}{8H^2}\right)$$

$$Ta = H + \frac{p^2d^2}{8H} \tag{18}$$

Como las expresiones anteriores están dadas en función de la tensión horizontal H y el dato que generalmente se conoce es la tensión en los apoyos T_a, puede calcularse H a partir de Ta.

Frecuentemente se obtienen resultados suficientemente aproximados suponiendo $H=T_a$

3.4.17.4 CLAROS CON APOYO A DISTINTO NIVEL

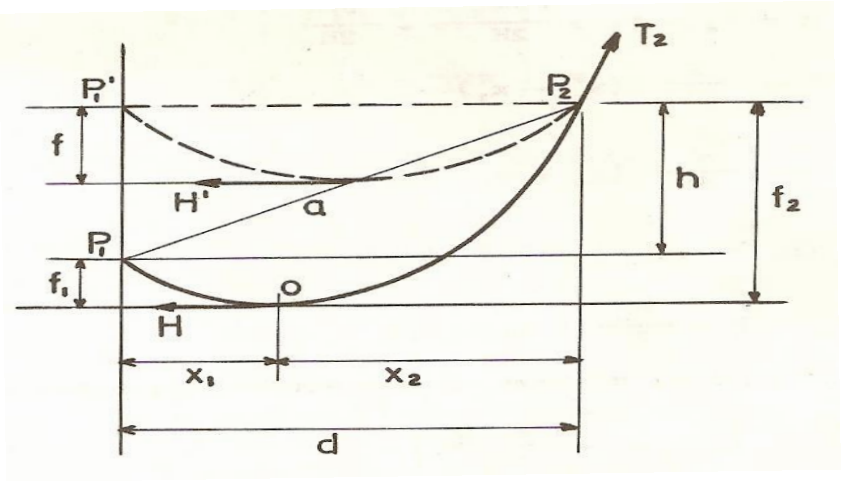


Fig. 3.4.17.4 Claros con apoyos a distinto nivel

Los datos del problema son:

A = claro entre apoyos a distinto nivel = $\sqrt{d^2 + h^2}$

D= proyección horizontal del claro "a"

H= diferencia de nivel entre los apoyos

P= peso del cable por unidad de longitud

T_2= tensión mecánica en el soporte superior

El problema puede resolverse, siempre que el desnivel sea pequeño comparado con el claro, calculando primero la flecha f (haciendo uso de las formulas de la catenaria o de la parábola) para un claro con apoyos al mismo nivel, de longitud igual a la proyección horizontal del claro inclinado y a partir de f calcular las flecha f_1 y f_2, haciendo uso de las formulas de la parábola, como se deduce a continuación:

OP_1 es la mitad del arco de catenaria, para un claro igual a $2x_1$, con apoyos al mismo nivel.

OP_2 es la mitad del arco de catenaria, para un claro igual a $2x_2$, con apoyos al mismo nivel.

Aplicando las formulas de la parábola pueden establecerse las siguientes ecuaciones:

$$h = f_2 - f_1 = \frac{px_2^2}{2H} - \frac{px_1^2}{2H}$$

$$h = \frac{p}{2H}(x_2^2 - x_1^2)$$

$$h = \frac{p}{2H}(x_2 + x_1)(x_2 - x_1)$$

Pero $(x_2 + x_1) = d$. Por lo tanto:

$$h = \frac{pd}{2H}(x_2 - x_1)$$

Resolviendo el sistema de dos ecuaciones simultaneas:

$$(x_2 - x_1) = \frac{2Hh}{pd}$$

$$(x_2 + x_1) = d$$

Se obtiene

$$x_2 = \frac{d}{2} + \frac{Hh}{pd} \tag{19}$$

$$x_1 = \frac{d}{2} - \frac{Hh}{pd} \tag{20}$$

Para el claro con apoyo al mismo nivel P'_1 P_2 se verifica que:

$$f = \frac{pd^2}{8H'}$$

En la práctica puede considerarse que H' = H

$$f = \frac{pd^2}{8H} \therefore \frac{H}{p} = \frac{d^2}{8f}$$

Sustituyendo la expresión anterior de $\frac{H}{p}$ en las ecuaciones (19) y (20):

$$x_2 = \frac{d}{2} + \frac{d^2}{8f} \cdot \frac{h}{d}$$

$$x_2 = \frac{d}{2}(1 + \frac{h}{4f})$$

$$x_1 = \frac{d}{2}(1 - \frac{h}{4f})$$

Sustituyendo estos valores de x_2 y x_1 en las expresiones:

$$f_2 = \frac{p(2x_2)^2}{8H}$$

$$f_1 = \frac{p(2x_1)^2}{8H}$$

Se obtiene

$$f_2 = f(1 + \frac{h}{4f})^2 \quad (21)$$

$$f_1 = f(1 - \frac{h}{4f})^2 \quad (22)$$

3.4.18 DETERMINACIÓN DE LOS CLAROS MEDIO HORIZONTAL Y VERTICAL.

3.4.18.1 CLARO MEDIO HORIZONTAL (CLARO DE VIENTO)

Es la distancia máxima que soporta una estructura sin rebasar los límites de probabilidad de falla de ésta, por efecto de cargas de viento sobre los conductores, guarda y la estructura de soporte, definiéndose ésta como la semisuma de los claros adyacentes a la estructura bajo análisis. La fórmula para calcular dicho claro es la siguiente:

$$CMH = \frac{L_1 + L_2}{2} \quad (23)$$

Donde: L_1 = longitud del claro anterior a la estructura

L_2 = longitud del claro posterior a la estructura

3.4.18.2 CLARO VERTICAL (CLARO DE PESO).

Es la distancia máxima que soporta una estructura sin rebasar los límites de probabilidad de falla de ésta por efecto del peso de los conductores o guarda definiéndose éste, como la distancia existente entre los vértices de las catenarias a uno y otro lado de la estructura que se analiza.

Para efectos de proyecto, este claro no se calcula, se obtiene gráficamente midiendo dicha distancia en el plano de perfiles con localización de estructuras.
Las estructuras utilizadas para proyectos de líneas de subtransmisión, están normalizadas existiendo para éstas, tablas que nos definen las distancias máximas que pueden soportar.

3.5. REDES SUBTERRANEAS

3.5.1 TIPOS DE SISTEMAS APLICABLES EN LINEAS SUBTERRÁNEAS

3.5.1.1 CONFIGURACIONES

A) ANILLO CERRADO.

A.1 Las líneas alimentadoras parten de una sola fuente de alimentación.

Es aquella cuya configuración es en anillo; las líneas alimentadoras parten de una sola fuente de alimentación siguiendo una misma trayectoria. Opera en forma cerrada para alimentar determinada carga.

Fig. 3.5.1.1.1 Configuración en anillo cerrado con una sola alimentación

A.2 Las líneas alimentadoras parten de dos o más fuentes de alimentación.

Es aquella cuya configuración es en anillo; las líneas alimentadoras parten de dos o más fuentes de alimentación. Opera en forma cerrada para alimentar determinada carga.

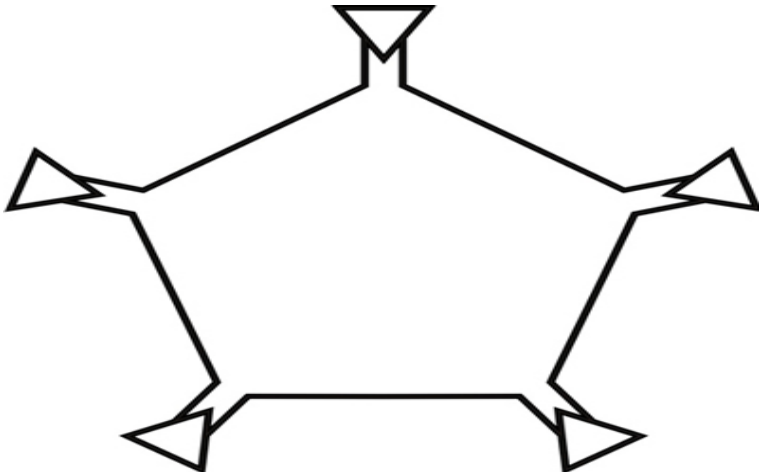


Fig. 3.5.1.1.2 Configuración en anillo cerrado con dos o más fuente de alimentación

Los arreglos mostrados no son limitativos ya que las diferentes fuentes también se pueden conectar en distintos puntos del sistema, lo que permite la posibilidad de tener múltiples arreglos. En todo caso se debe considerar en el diseño el sobréflujo de potencia que tendrá la línea durante las condiciones de emergencia que pudieran presentarse. Se debe consultar al área de control de CENACE que corresponda, la magnitud del sobre flujo esperado en condiciones de emergencia.

B) RADIAL.

Es aquella configuración en la que una sola línea partiendo de una sola fuente alimenta determinada carga.

Fig. 3.5.1.1.3 Configuración radial con una sola fuente de alimentación

Este tipo de configuraciones se emplea en acometidas y se recomienda contar con un cuarto cable de reserva.

3.5.1.2 GENERALIDADES

Se diseñarán las líneas de acuerdo a la tensión suministrada en el área, la carga a alimentar con un sistema de neutro corrido o hilo de tierra multiaterrizado.
Las líneas subterráneas de alta tensión deben ser 3f-4h.

La caída de tensión máxima en las líneas de alta tensión no debe exceder del 1 % en condiciones normales de operación. Las pérdidas en las líneas de alta tensión no deben de exceder del 2 % en condiciones normales de operación. Ver **tabla 3.5.1.2**
El cable del neutro debe ser de cobre desnudo semiduro o de acero recocido con bajo contenido de carbono, recubierto de cobre de acuerdo a la especificación **CFE E0000-33**.
El calibre del neutro debe determinarse de acuerdo al cálculo de las corrientes de falla y como mínimo debe ser de sección transversal de 85,01 mm² (3/0 AWG).
El calibre debe elegirse de acuerdo a la corriente de corto circuito en el Bus de la Subestación.
El conductor de neutro corrido o hilo de tierra debe ser multiaterrizado para garantizar en los sitios donde se instalen empalmes y terminales una resistencia a tierra inferior a 10 **Ω** en época de estiaje y menor a 5 **Ω** en época de lluvia.
El neutro corrido o hilo de tierra debe quedar alojado en un ducto independiente de las fases, en suelos no corrosivos podrá quedar directamente enterrado.

El nivel de aislamiento de los cables debe ser del 100%. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (Alto Gradiente).
La sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo al diseño del proyecto, el calibre mínimo del cable es de 500 kcmil en 69 kV y 750 kcmil en 115 y 138 kV, y debe cumplir con la especificación **CFE E0000-17**.
Deben emplearse conductores de aluminio o cobre, de acuerdo al diseño integral del proyecto.
Se debe indicar en las bases de proyecto si el cable es para uso en ambientes secos o para uso en ambientes húmedos, según lo indica la especificación **CFE** E0000-17, de acuerdo a las características del lugar de instalación.

Los cables deben ser alojados en ductos de PAD ó PADC, debiendo instalar un cable por ducto, se utilizarán los ductos del diámetro indicado en la "Tabla de Diámetros de Tubería para Cables de Alta Tensión", considerando siempre que debe respetarse el factor de relleno recomendado en la NOM-001-SEDE.

Debe dejarse un excedente de cable de una longitud igual al perímetro del pozo de visita, únicamente donde se instalen empalmes y terminales.

Tabla 3.5.1.2.- Diámetro de tubería para cables de alta tensión

DIAMETRO DE TUBERIA PARA CABLES DE ALTA TENSION			
Calibre KCM	69kv	115kv	138KV
	Diámetro de tubería en pulgadas		
500	6	6	6
700	6	6	6
1000	6	6	6
1250	6	6	6
1500	6	6	6
1579	8	8	8
1750	8	8	8
2000	8	8	8

3.5.2 OBRA ELECTROMECANICA

3.5.2.1 EMPALMES

Los empalmes deben ser diseñados y fabricados para garantizar una adecuada conexión de todos los elementos que constituyen el cable de potencia sin sufrir deformaciones y sin alterar sus propiedades mecánicas y eléctricas de funcionamiento.

Los empalmes que se instalen deben cumplir con la norma **NMX-J-158** "EMPALMES PARA CABLES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN - ESPECIFICACIONES Y MÉTODOS DE PRUEBA".

TIPOS DE EMPALMES.

Hay tres tipos específicos de empalmes en función del material a emplear para el aislamiento externo.

A) PREMOLDEADOS

El empalme premoldeado está hecho de materiales aislantes y semiconductores a altas tensiones, la conexión de los conductores puede ser por compresión o soldable. Tiene excelentes características eléctricas, mecánicas y térmicas; su cubierta asegura una perfecta protección del empalme.

A.1 Con pantalla interrumpida.

A.2 Sin pantalla interrumpida.

B) TERMOCONTRÁCTIL

En este tipo de empalme los elementos reconstitutivos de la pantalla semiconductora sobre conductor, del aislamiento y de la pantalla semiconductora sobre aislamiento se aplican mediante el proceso conocido como termocontracción. Posteriormente se restituye la pantalla metálica y se aplica mediante termocontracción el elemento que reconstruye la cubierta exterior del cable.

C) CONTRÁCTIL EN FRÍO

Estos empalmes restituyen la pantalla semiconductora sobre conductor, el aislamiento y la pantalla semiconductora sobre conductor, aplicando los elementos reconstitutivos al retirar del cuerpo del empalme previamente expandido en fábrica, el alma, usualmente de plástico en forma de cintas, lo que hará que el mismo se reduzca hasta el diámetro de los elementos a reconstruir.

3.5.2.2 TERMINALES

Las terminales se instalarán en las transiciones de cable de potencia con cable aéreo, dependiendo del proyecto se podrá optar por colocar las terminales en las estructuras de transición o en una estructura acondicionada dentro de las subestación. Las terminales

serán diseñadas para confinar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable de potencia por la interrupción o retiro de la pantalla semiconductora que se envuelve a este aislamiento y así proporcionarle una distancia de fuga aislada adicional y de hermeticidad, igualmente se debe considerar dentro de su diseño la capacidad de auto soporte y dispositivo de fijación.

Para tensiones de 115 kV ó mayores, se requiere que las terminales contengan un sistema de llenado interior que puede ser por medio de silicón, compuesto de polibuteno o SF6, considerando las recomendaciones del fabricante.

Las terminales que se instalen deben cumplir con la norma **NMX-J-199** "TERMINALES PARA CABLES AISLADOS CON PANTALLA PARA USO INTERIOR Y EXTERIOR". Asimismo, al especificar el suministro se deberá tomar en cuenta el nivel de contaminación de la región donde se instalará (para determinar la distancia de fuga y de fase a tierra).

TIPOS:

A) ENCAPSULADA

Fig.3.5.2.2.1 Terminal encapsulado

B) INTEMPERIE

B.1 Porcelana.

3.5.2.2.2. Terminal Intemperie de porcelana

B.2 Termocontráctil.

3.5.2.2.3 Terminal intemperie de Termocontráctil

B.3 Premoldeada.

3.5.2.2.4. Terminal Intemperie de Premoldeada

3.5.2.3 TRANSICIONES

La transición aéreo-subterránea se podrá efectuar en torres de acero, ó postes metálicos, tomando en cuenta para el análisis, diseño y fabricación de la estructura la especificación **CFE J1000-50** y **CFE J6100-54** respectivamente; adicionalmente se debe considerar:

a) Para estructuras de CFE Normalizadas:

Verificar el cumplimiento de las distancias eléctricas (Fase-Fase y Fase-Tierra) de la estructura, con respecto a los elementos que lo constituyen: cadena de aisladores, apartarrayos y terminales para cable de potencia.

b) Para estructuras de nuevo diseño:

Para el dimensionamiento electromecánico de las estructuras se debe considerar los siguientes datos:

Utilización eléctrica y mecánica.

Velocidad regional de viento con datos estadísticos de los últimos 50 años.

Ángulo de blindaje.

Altura sobre el nivel del mar.

Tensión máxima de operación.

Masas y dimensiones de herrajes. Accesorios para transición (cadena de aisladores, apartarrayos y terminales).

A) ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN

Al diseñar una Transición en Alta Tensión sobre una torre o un poste metálico, es fundamental tener un criterio que pueda servir para el análisis y selección de los principales equipos y materiales que la formarán.

El diseño de la estructura será a partir del modelo eléctrico definido dentro del proyecto electromecánico y teniendo en cuenta lo siguiente:

A.1 Postes troncopiramidales.

Para determinar los diámetros interiores del cuerpo del poste, se debe considerar el número de cables que se alojarán en su interior, ver **figura 3.5.2.3-A.1.1** incluyendo sus dispositivos de sujeción. Ver la **figura 3.5.2.3-A.1.2**.

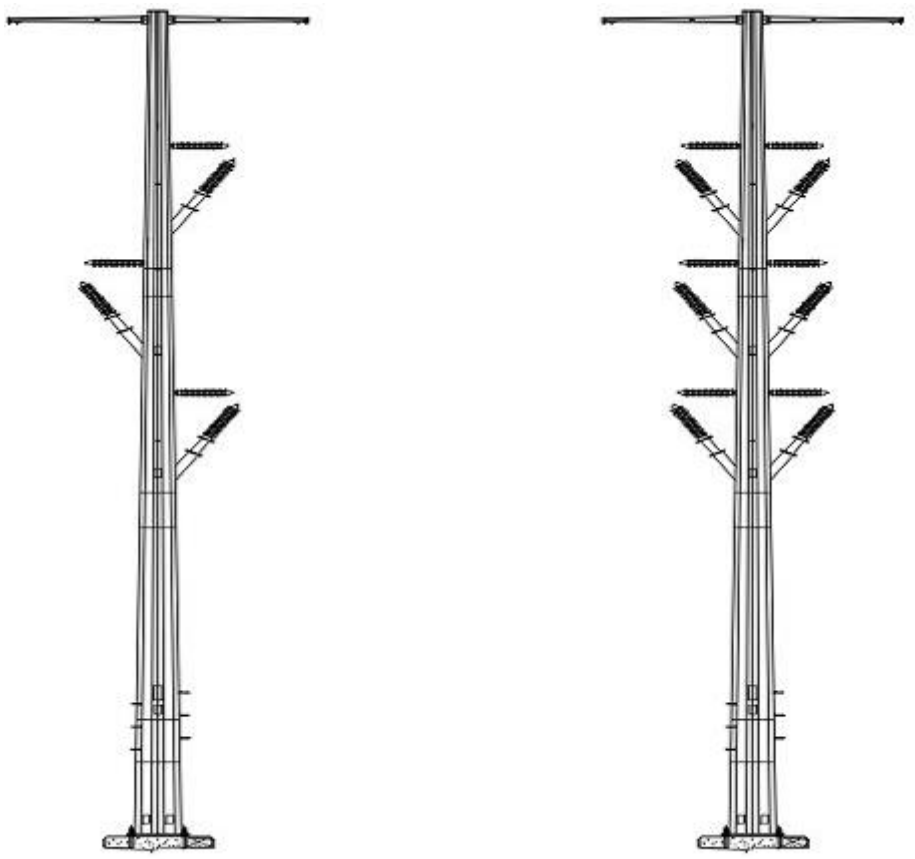


Figura 3.5.2.3-A.1.1 Poste troncopiramidal para transición de una o dos líneas subterráneas

- En la sección inferior del poste se debe considerar el espacio libre para la acometida de cables hacia el pozo de visita.
- Considerar las cargas adicionales por la masa de cables, terminales, apartarrayos y accesorios así como las generadas por maniobras de elevación en la estructura.
- Incluir dentro del diseño de la estructura, los dispositivos adicionales de soporte y sujeción de: cables, terminales y apartarrayos. Incluyendo el sistema de sujeción del cable en el interior del poste.

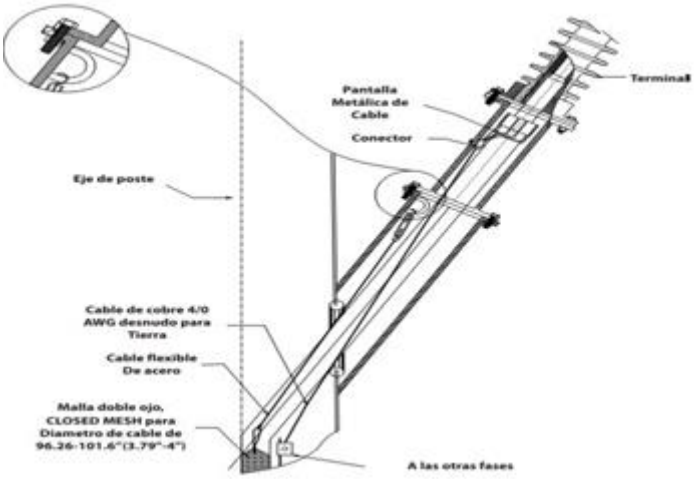


Figura 3.5.2.3-A.1.2 Detalle de Transición aereo-subterraneo

A.2 Torres.

- La estructura a utilizar para la transición aérea-subterránea debe estar preparada para recibir el cable de energía con charola soportada a la torre y cubierta por placas de polietileno de alta densidad.

- Las torres de alta tensión están conformadas con perfiles angulares unidos entre sí con tornillos **figura 3.5.2.3.A.2.1**, el diseñador debe cuidar no sobrepasar los valores de diseño para las cargas verticales que pueda soportar, estas cargas se refieren al peso de los cables, equipos e hilos de guarda, con sus herrajes y accesorios. La obtención del peso se determina calculando el claro medio vertical, que se define como el peso de la longitud del tramo de cable limitada por los puntos más bajos de las catenarias adyacentes, a este peso se le agregará el peso calculado de la transición.
- El tipo de charola recomendada para alojar el cable de energía es escalera de aluminio de 30“de ancho por 6” de peralte, con una separación de los peldaños de 6”. La charola se soporta a la celosía de la torre con tornillos de diámetro mínimo de 16 mm, la longitud del tornillo que sobresale de las tuercas no será menor a 6,4 mm y se usarán roldanas de presión con espesor mínimo de 6 mm. La charola llevará tapas a ambas caras, con placas de polietileno de alta densidad de 5 mm de espesor.

- Para la instalación del cable en la charola como la ruta tiene cambios de dirección horizontal y vertical, es necesario colocar rodillos y poleas cuidando el radio de curvatura permitido para no dañar el cable, en los tramos rectos verticales deberán

colocar rodillos a distancias convenientes para que el cable no se arrastre durante el tendido. Se debe colocar un destorcedor entre el perno de tracción y el cable guía, para evitar que este sufra torsión. Se recomienda sujetar los cables con yugos de Nylamid o Polietileno de Alta Densidad a distancias convenientes para mantener su separación. Las tensiones máximas permisibles a que se deben someter los cables durante la instalación en las charolas, no debe rebasar los límites recomendados por el fabricante.

- De acuerdo con la disposición en la transición, dentro del diseño para la instalación de los apartarrayos debe considerarse los dispositivos de fijación.

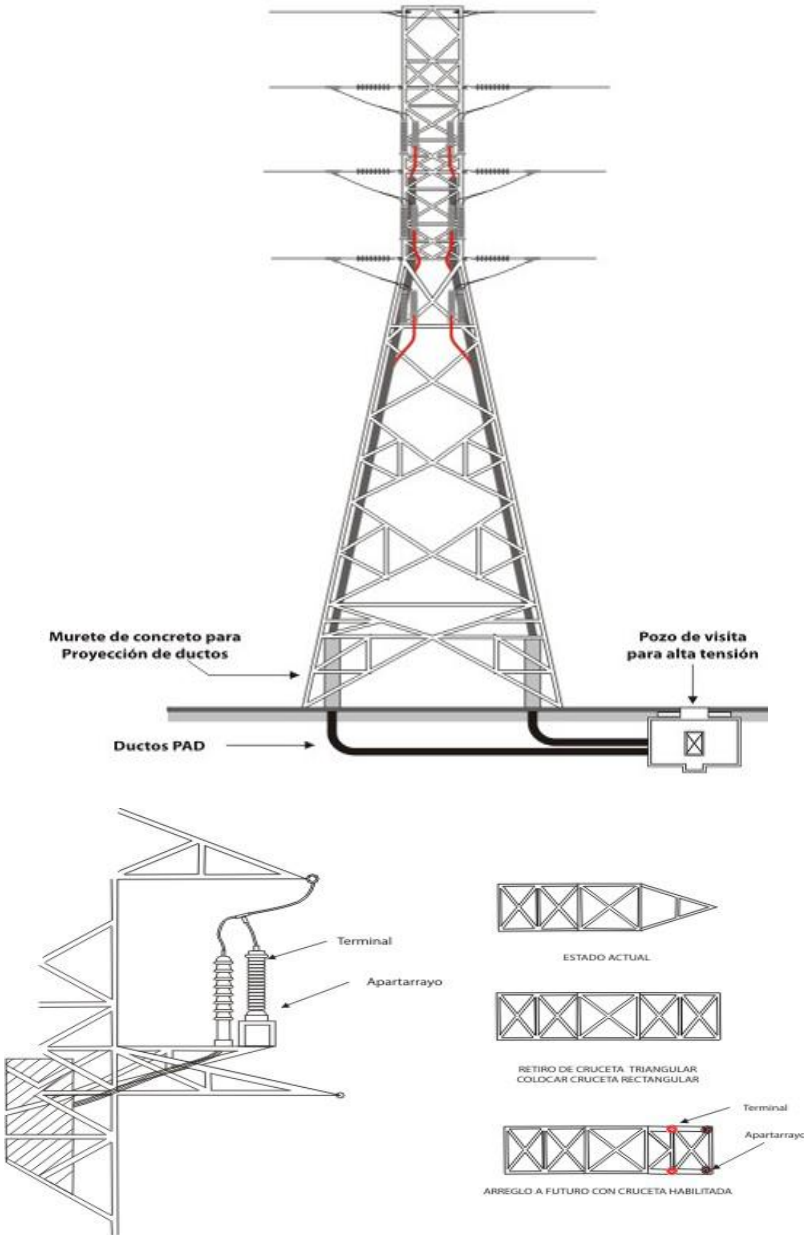


Figura 3.5.2.3-a.2.1 Transición de alta tensión, aereo-subterranea en torre de alta tensión

B) APARTARRAYOS

Los apartarrayos deben estar diseñados para las tensiones requeridas en el proyecto. Los conectores terminales deben estar diseñados para recibir los cables conductores y de aterrizaje establecidos en el proyecto de línea. Para el diseño y fabricación del apartarrayo debe considerarse que será de CLASE III de acuerdo a la norma **NRF-003-CFE** "Apartarrayos de Óxidos Metálicos para Subestaciones".

Es importante tomar en cuenta que para la selección de terminales y apartarrayos en transiciones de alta tensión en lugares de alta contaminación salina ó industrial la distancia de aislamiento para las corrientes de fuga será mayor que las que se instalen en los lugares en los que no exista contaminación.

C) POZO DE VISITA DE TRANSICIÓN

El pozo de visita se diseñará para absorber la disposición de cable de potencia entre el último tramo de línea y la acometida del mismo a la estructura de transición. La disposición y dimensiones interiores del pozo de visita serán iguales a los pozos de visita para empalmes.

Las tapas de acceso al interior de los pozos de visita se deben diseñar de acuerdo con las especificaciones **CFE-2DI00-04, 37, 38** ó **39**, su colocación será a nivel de banqueta o calle en zonas de tránsito vehicular o al nivel de pasto en jardines y su posición en proyección vertical no debe coincidir con los cables instalados, para evitar que en caso de ruptura, caigan sobre estos dañándolos.

3.5.2.4 CABLES DE RESERVA

Se debe dejar una vuelta de cable de reserva en los registros de las transiciones.

A lo largo de la línea, se debe dejar una vuelta de cable de reserva en los registros de empalme, de manera alternada. Ver **figura 3.5.2.4**

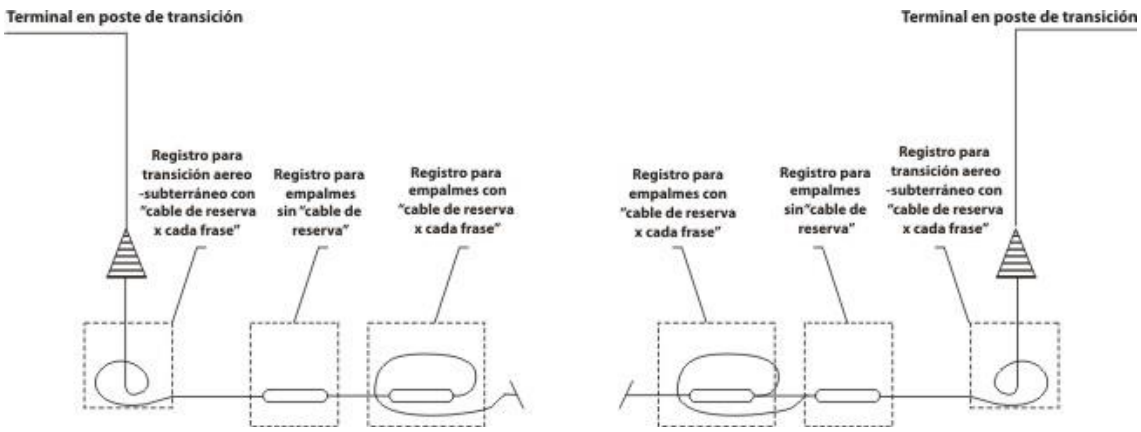


Figura 3.5.2.4 Cable de reserva para cada registro

3.5.3 CONSIDERACIONES TECNICAS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS

3.5.3.1 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS.

A) CIRCUITO EQUIVALENTE

Las líneas de alta tensión subterráneas generalmente son menores a 5 km de longitud, por lo que pueden ser considerados como líneas cortas. Se utilizará para los cálculos de caída de tensión el circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie, de la **sección 3.5.3.1-C**.

B) VALORES MÁXIMOS PERMITIDOS.

Líneas de alta tensión.

En condiciones normales de operación, el valor máximo de la caída de tensión no debe exceder del **1%** desde el punto de conexión.

El cálculo debe realizarse involucrando todas las cargas conectadas desde el inicio de la línea hasta el punto de apertura correspondiente.

El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del **2 %**.

CRITERIOS Y OBJETOS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN SEGÚN SU APLICACIÓN

Tabla 3.5.3.1-A Criterios y objetos de diseño de líneas de alta tensión según su aplicación

APLICACIÓN	CRITERIO	OBJETO DE DISEÑO
Diseño de la red de alta tensión	Calidad de Servicios bajo condiciones normales	La regulación de voltaje en régimen permanente se debe conservar en +1% y -1% y el régimen de emergencia en +4% y -7%
Diseño de la red de alta tensión	Seguridad en Estado Estable	Evitar que la ocurrencia de una contingencia sencilla resulte en: A) Violación de límite térmico en líneas. B) Sobrecargas que provoquen disparo instantáneo de banco de alimentación. ó C) Pérdida de carga excepto cuando la alimentación sea radial en línea sencillo.

C) VALORES DE RESISTENCIA, REACTANCIA INDUCTIVA Y REACTANCIA CAPACITIVA.

Las condiciones empleadas en los cálculos son las siguientes:

1) Los conductores son redondos compactos para los calibres de 500, 750 y 1000 kcmil; redondos comprimidos para los calibres 1250 y 1500 kcmil; y de 4 segmentos, para calibres 1750 y 2000 kcmil.

2) La pantalla metálica de los cables está formada por 12 alambres de cobre calibre 13 AWG, para los cables con conductor 500, 750 y 1000 kcmil; y por 19 alambres de cobre calibre 13 AWG, para los cables con conductor 1250, 1500,1750 y 2000 kcmil, sin embargo, la corriente de cortocircuito de la línea definirá la conformación de la pantalla metálica.

3) El aislamiento de todos los cables es XLP, siendo en todos los casos de sección reducida (Alto Gradiente).

4) La configuración empleada es equilátera. La separación entre centros de cables es de 170 mm; excepto para los cables de 1750 y 2000 kcmil de 115 kV y 138 kV y para los cables de 1500 kcmil de 138 kV, donde la separación entre los centros de cables es de 220 mm.

5) Los datos se presentan para un solo circuito, para dos circuitos se considera que los resultados van a ser muy cercanos a los de un solo circuito.

A) Tabla 3.5.3.1-C Valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva.

VALORES DE RESISTENCIA, REACTANCIA INDUCTIVA Y REACTANCIA CAPACITIVA PARA CABLES DE 115 kV									
Voltaje	Calibre del cable	Material del conductor	Capacitancia	Reactancia Capacitiva	Pantallas aterrizadas en un solo punto			Inductancia	
					Resistencia en C. A. a 90 °C	Inductancia	Reactancia inductiva a 60 Hz	Resistencia aparente en C. A. a 90°C	Reactancia aparente inductiva a 60 Hz
kV	kcmil	Cu/Al	Micro-Farad/km	Ohm-km	Ohm-km	Mili-Henry	Ohm-km	Ohm-km	Ohm-km
115	750	Cu	0.142	18,685	0,0611	0,590	0,223	0,0797	0,220
115	750	Al	0.142	18,685	0,0986	0,590	0,223	0,1172	0,220
115	1000	Cu	0.156	17,013	0,0470	0,559	0,211	0,0644	0,208
115	1000	Al	0.156	17,013	0,0747	0,559	0,211	0,0920	0,208
115	1250	Cu	0.174	15,220	0,0389	0,523	0,197	0,0633	0,191
115	1250	Al	0.174	15,220	0,0606	0,523	0,197	0,0850	0,191
115	1500	Cu	0.185	14,328	0,0336	0,505	0,190	0,0568	0,185
115	1500	Al	0.185	14,328	0,0513	0,505	0,190	0,0745	0,185
115	1750	Cu	0.197	13,458	0,0262	0,528	0,199	0,0552	0,191
115	1750	Al	0.197	13,458	0,0423	0,528	0,199	0,0713	0,191
115	2000	Cu	0.206	12,854	0,0233	0,514	0,194	0,0512	0,187
115	2000	Al	0.206	12,854	0,0372	0,514	0,194	0,0651	0,187

3.5.3.2 LINEAMIENTOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN DE LINEAS DE ALTA TENSIÓN.

LINEAS DE ALTA TENSIÓN.

Para efectos prácticos en el nivel de alta tensión, se utilizan dos criterios que definen la capacidad de transmisión:

B.1 Criterio de límite térmico. **B.2** Criterios de regulación de tensión.

En este tipo de líneas el criterio de "Apertura Angular" o "Margen de Estabilidad", no se aplica, debido al poco impacto de estas en la seguridad del sistema eléctrico.

B.1 Criterio de límite térmico.

B.1.1 Capacidad de conducción de corriente.

Las temperaturas máximas de operación del conductor son las siguientes:

- *En operación normal = 90 ºC.*
- *En emergencia = 130º C. La condición de emergencia debe limitarse a 1500 h acumulativas durante la vida del cable y no más de 100 h en doce meses consecutivos.*
- *En corto circuito = 250 ºC.*

La corriente máxima que pueden transportar los cables, en cada condición de operación, debe ser menor o igual a la capacidad de conducción de corriente determinada mediante cálculos basados en métodos de ingeniería reconocidos para tal fin, tomando en cuenta las temperaturas máximas de operación indicadas y las condiciones de instalación y operación. Un aspecto importante que se debe tener en cuenta es el aterrizaje de las pantallas metálicas de los cables, si es en uno ó más puntos ó si se emplean métodos especiales como el cross-bonding, ya que la capacidad de conducción de corriente de los cables depende de ello.

B.1.2 Tiempo de liberación de fallas a tierra**.**

Los cables con un nivel de aislamiento de 100 % pueden utilizarse en sistemas provistos con dispositivos de protección, tales que las fallas a tierra se eliminen tan pronto como sea posible, pero en cualquier caso antes de un segundo.

B.1.3 Tensión máxima de operación**.**

Los cables a emplear deben cumplir con la especificación **CFE E0000-17**. La tensión de operación entre fases puede exceder la tensión nominal entre fases de los cables, en 5 % durante la operación continua del cable ó en 10 % en emergencias de una duración no mayor a 15 minutos.

B.2 Criterios de regulación de tensión.

Este criterio se aplica para líneas de alta tensión de mediana y gran longitud, en base a la expresión siguiente:

$$PVR = \frac{V^2}{Z_e} 2.005(0.002082)L \tag{24}$$

Donde:

V = Tensión nominal de la línea en kV

Ze= Impedancia característica de la línea en Ohms

$$Z_e = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \tag{25}$$

Z = Impedancia serie de la línea

Y = Admitancia total de la línea

L = Longitud en km de la línea

PRV = Capacidad de transmisión por regulación de voltaje en MW.

Es importante mencionar que la capacidad de transmisión de una línea, se debe de obtener estrictamente con modelos de simulación.

3.5.3.3 CABLES

A) SECCIONES Y CALIBRES DE CONDUCTORES MÁS COMUNES POR TENSIÓN

B) Tabla 3.5.3.3-A secciones y calibres de conductores más comunes por tensión

* Los datos de esta columna son para fines prácticos

Tensión	kcmil	Sección Transversal (mm²)
69 kV	500 750 1000 1250	250 400 500 630
115 Ó 138 kV	750 1000 1250 1600 2000	380,0 506,7 630,0 800,0 1013,0

3.5.3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

A) LINEAMIENTOS BÁSICOS.

Para el caso de las líneas de alta tensión y de acuerdo a la normativa vigente en CFE (especificación **CFE-G0000-65** "Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Distribución"), el esquema de protección está definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos.

- Líneas de alta tensión menores de 10 kilómetros (protección diferencial de línea 87L y protección direccional de sobrecorriente a tierra 67N).
- Líneas de alta tensión mayores de 10 kilómetros (protección de distancia 21 y protección direccional de sobrecorriente a tierra 67N).

B) DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

B.1 Relevador de distancia (21).

Para protección de líneas de alta tensión, el método más generalizado es por medio de relevadores de distancia, llamados así porque las características electromagnéticas de las líneas así lo permiten.
El nombre de relevador de distancia se ha utilizado ya que este relevador mide impedancia de la línea de transmisión protegida, pero la impedancia de una línea de transmisión es directamente proporcional a su longitud, la cual se puede proporcionar en kilómetros, relacionándose por lo tanto la longitud de la línea con la distancia que existirá entre el punto donde se encuentra conectado el relevador y el punto en el cual se presenta la falla.

Otra de las ventajas de los relevadores de distancia es que son de alta velocidad, lo cual permite la rápida eliminación de las fallas. Esta característica permite el establecimiento de áreas o zonas de protección para las cuales deberá operar en tiempos preestablecidos.
La filosofía de las protecciones establece que las fallas deben eliminarse:
- En el menor tiempo posible.
- Afectando la menor cantidad de elementos del sistema.

De tal manera que las fallas más cercanas deben eliminarse en forma instantánea, mientras que las fallas más alejadas deberán ser eliminadas un tiempo después, dando oportunidad a que opere la protección más cercana a la falla. Esto lleva a establecer la operación del esquema de protección de distancia en forma escalonada, abarcando cada vez mayor parte del sistema pero con cada vez mayor tiempo de operación, definiéndose este concepto como Zonas de Protección.
Para mayores detalles referirse a la especificación **CFE-G0000-64** "RELEVADORES DE DISTANCIA ESTÁTICOS Y MICROPROCESADOS".

B.2 Protección de sobre corriente direccional (67).

Esta protección se aplica ampliamente como protección de respaldo de la protección de distancia, debido a su tiempo de respuesta que está en función de la magnitud de la corriente de falla.
Consta de dos elementos principales:
- *La unidad direccional.*
- *La unidad de sobrecorriente de tiempo inverso.*

La combinación de estas dos unidades ha proporcionado excelentes resultados como protección de respaldo en nuestro Sistema Eléctrico Nacional, sobre todo por la característica de tiempo inverso, aunque también se pueden utilizar unidades instantáneas.

La característica más importante en la aplicación de los relevadores direccionales es su capacidad para discriminar la direccionalidad de las fallas, es decir, saber en qué sentido está circulando la corriente de falla para determinar si la falla está en el lado para el cual debe operar o si se encuentra en el sentido contrario para tal caso no deberá operar.
Para mayores detalles referirse a la especificación **CFE-G0000-80** "RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL".

B.3 Relevador diferencial de línea (87L).

Esta es una forma de relevador de protección donde las condiciones en las terminales de una sección de línea son comparadas a través de un canal de teleprotección de alta

velocidad para localizar una falla en el sistema de potencia y liberarla con disturbio mínimo. Su operación es instantánea.
Para mayores detalles referirse a la especificación **CFE-G8700-88** "RELEVADORES DIFERENCIALES DE LÍNEA ESTÁTICOS Y MICROPROCESADOS".

B.4 Aplicación de los diferentes relevadores de acuerdo al tipo de línea a proteger.

Dependiendo del nivel de tensión de operación, de la configuración del sistema, así como de la longitud de la línea a proteger, es necesario definir el tipo de esquema de protección a utilizar. Con el objeto de uniformizar los diferentes criterios para cada una de las posibles condiciones se han definido con la participación de los especialistas en la materia una especificación que permite la adecuada selección de los dispositivos de protección de acuerdo a las características mencionadas.
Para mayores detalles referirse a la especificación **CFE-G0000-65** "ESQUEMAS NORMALIZADOS PARA PROTECCIONES DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN y DISTRIBUCIÓN".

3.5.4 OBRA CIVIL

3.5.4.1. POZOS DE VISITA.

A) POZOS DE VISITA PARA EMPALMES, DEFLEXIONES O DE PASO CONSTRUÍDOS EN EL SITIO DE LA OBRA.

En los lugares que se indica en los Planos de Proyecto y con la autorización correspondiente de la supervisión de CFE., se construirán los pozos de visita de concreto armado, de acuerdo al tipo de pozo que se requiera
El contratista debe hacer la construcción del pozo de visita, suministrando para ello todos los materiales necesarios de acuerdo con los planos de construcción de las presentes normas y hará la conexión de los ductos usando campanas terminales o boquillas de PAD a la llegada del registro ó haciendo un emboquillado a mano.

El fondo y las paredes de las excavaciones quedarán formando una sección limpia de material suelto e inestable. La profundidad de las excavaciones no sobrepasará las

señaladas teóricamente en más de 30 mm para terrenos suaves y medios, 200 mm para el terreno rocoso. Se acepta una tolerancia de 100 mm en exceso por lado para facilitar los trabajos, sin que el volumen cubierto por esta franja sea en su caso motivo de estimación y pago adicional por parte de CFE.

El piso de la excavación debe estar nivelado y se debe desplantar de una plantilla de concreto de f'c = 4903,325 kpa (50 kg/cm²) de 10 cm de espesor. Si el nivel freático fuera alto, se debe cerrar el cárcamo y sellar perfectamente las preparaciones para recibir los bancos de ductos, cuidando el abocinamiento de las mismas. Se recomienda colar en la entrada de los tubos a los registros un dado de concreto provisto de impermeabilizante integral con una longitud de 50 cm y con el ancho y alto necesario de acuerdo al número de tubos que entren en el registro. En caso de que el pozo de visita lleve cárcamo abierto, la plantilla de concreto se debe colocar sobre una plantilla de grava-arena de 10 cm de espesor y agregado máximo de 19.1 mm (3/4”), acompasada con un compactador mecánico. No se debe construir el pozo de visita sobre ninguna línea de servicio, tales como agua, drenaje, u otras instalaciones, de no ser así, recurrir a la supervisión de CFE para adaptar esta línea a la nueva necesidad o viceversa. La parte inferior de la cepa donde se construya el pozo, debe estar debidamente compactada al 90 % proctor.

El acero de refuerzo debe estar libre de oxido, si contiene alguna oxidación se debe cepillar hasta retirar el oxido. Se debe utilizar algún aditivo para impregnar la cimbra evitando la contaminación del acero y del suelo.

De acuerdo con los planos para la construcción de los pozos de visita se debe construir por debajo del piso del pozo de visita un cárcamo para el drenaje de los mismos y conexión de la varilla del sistema de tierras. El armado de estos elementos se debe integrar al armado del acero de refuerzo y al concreto de los registros que serán colados en forma simultánea para evitar la junta fría. Sus dimensiones se indican en los planos de proyecto.

Antes del armado del piso de los pozos de visita y de los cárcamos se debe instalar la varilla para la red de tierras, así como la banda ojillada para evitar filtraciones según detalle de los planos del capítulo 7. En caso de nivel freático alto, el sistema de tierras se construirá en la parte exterior del registro y debe entrar por la parte superior de alguna de las paredes.

Invariablemente se debe utilizar la tapa y marco 84 A con tornillo de seguridad, si la entrada del pozo está ubicada con arroyo de calle; si se encuentra en banqueta, se debe emplear el aro y tapa 84B con tornillo de seguridad construidas de acuerdo a las especificaciones **2DI00-04, 37, 38**, y **39** según corresponda. Es necesario que al colocar la tapa sobre el marco, se selle con algún cemento plástico a fin de evitar el constante golpeteo a la hora del tráfico, evitando la fractura de la misma. Durante la fabricación del concreto se debe suministrar algún impermeabilizante del tipo integral a fin de evitar filtraciones de agua. El material de la tapa puede ser de hierro fundido, hierro dúctil, material polimérico o fibra de vidrio, según las necesidades del proyecto y la aprobación por la CFE.

En el caso de existir nivel freático alto que sea notorio al momento de las excavaciones, las juntas de construcción que se tengan, deben ser tratadas para obtener una región impermeable a prueba de filtraciones y se cerrará el cárcamo. En estos casos el acero de refuerzo tiene que ser galvanizado. No se permite usar el talud de la excavación como cimbra exterior de los muros. Debido a que el registro está enterrado y en contacto con el suelo la cimbra interior y exterior debe ser adecuada para dar un acabado aparente que evite que entre la humedad al acero de refuerzo y se tengan daños estructurales en el corto o mediano plazo.

El concreto usado deber ser con una f 'c de 250 kg/cm² de fraguado normal, de 12 a 14 cm de revenimiento y con agregado pétreo no mayor de 19.1 mm (3/4”).

El concreto debe de vibrarse de tal manera que se asegure el perfecto asentamiento y eliminación de huecos. Antes de depositar el concreto, la cimbra y el armado de varillas deben estar limpios de basura, tierra, derrumbes, etc., y debidamente humedecidos. Por cada 5 m³ de volumen de concreto colado deben obtenerse 4 muestras para ser probadas a los 7, 14 y 28 días de colado. Los resultados se deben asentar en la bitácora indicando el tramo donde se uso dicho concreto. Las pruebas deben ser efectuadas en cualquier laboratorio de alguna dependencia oficial, universidad o laboratorio autorizado por CFE.

Para la construcción de cada etapa del pozo, el contratista debe contar con la autorización del supervisor de CFE., con el asiento correspondiente en la bitácora.

El concreto debe de curarse aplicando una membrana impermeable. Una vez descimbrado se procede al relleno perimetral, compactando con un pisón en capas de 15 cm de espesor, con un grado de humedad adecuado.

Se deben colocar anclas sobre los muros interiores de los pozos de visita para el jalado del cable de potencia durante su instalación en los ductos de la línea subterránea, estas se deben colocar e instalar de acuerdo a los planos autorizados por CFE.

Las anclas deben ser de acero galvanizado con un diámetro de 19 mm con la forma de "U", en su fabricación, los dobleces se deben hacer en frío y posteriormente extragalvanizarse por inmersión en caliente. Se fijaran al acero de refuerzo de los muros de los pozos por medio de soldadura de alta penetración, cuidando su plomeo y ubicación dentro de los pozos de acuerdo a los planos autorizados por CFE.

Después de realizar la construcción del piso y de las paredes se procederá a conformar la losa en donde se colocarán marcos y tapas o aros y tapas según la ubicación de la entrada del pozo de visita. Estas deben cumplir con las especificaciones de CFE.

La colocación y fijación del marco se debe hacer al acero de refuerzo de los pozos de visita a través de solerás de 25 x 6.3 mm, soldadas al armado de la losa superior de los pozos de visita debiendo asegurar su correcta instalación y nivelación.

El colado de la losa superior de los pozos de visita se debe hacer una vez que se hayan fijado los marcos, con el objeto de que estos queden ahogados dentro de la sección de la losa de concreto. No se permite trabajos de soldadura después de la colocación de los marcos ó aros y una vez que el colado de la losa este concluido.

Cuando un pozo quede dentro de áreas verdes solo deben quedar las tapas al ras del terreno por lo que se debe de alargar el brocal, dichas tapas deben de pintarse de color verde.

En la memoria se debe incluir un cálculo del acero estructural de los pozos de visita para ser revisados por CFE. Para el concreto se debe proporcionar a CFE las características físicas de los agregados y el diseño de la mezcla de concreto tanto para la plantilla como para el banco de ductos.

Se debe indicar el proceso constructivo de cada uno de los diferentes pozos de visita que se construirán en cada proyecto, indicando:

- Composición y proporcionamiento de las mezclas a utilizar en los colados.
- Características de los agregados y su lugar de extracción.
- Aditivos o métodos que emplearán para evitar las juntas frías.
- Aditivos que se utilizan en el concreto para evitar las filtraciones de agua.

CFE debe verificar la ejecución de acuerdo a lo establecido en esta norma y las especificaciones aplicables que correspondan. Una vez terminada la construcción de los

pozos de visita, estos se deben numerar en una pared del brocal conforme a la distribución final indicada en los planos de localización.

B) POZOS PARA EMPALMES, DEFLEXIONES O DE PASO PREFABRICADOS.

En los lugares que se indican en los Planos de Proyecto y con el visto bueno de la supervisión de la CFE, se colocarán pozos de visita de concreto armado, invariablemente estos pozos de visita prefabricados deben estar avalados por LAPEM.
Para el caso de pozos de visita prefabricados, cuyos diseños no se encuentren incluidos en la presente norma, previa a su instalación, se requiere la aprobación de la Gerencia de Distribución, de los planos correspondientes al prototipo del pozo, así como cubrir satisfactoriamente las pruebas que el LAPEM indique.

Para su instalación se hacen las siguientes observaciones:

- La excavación debe estar perfectamente nivelada y compactada al 90% PROCTOR mínimo en el piso.
- Construir una plantilla de grava-arena de 10 cm de espesor y agregado máximo de 19.1 mm (3/4”), acompasada con un compactador mecánico; 10 cm mayor al perímetro de pozo de visita.
- En caso de que el pozo de visita no cuente con la losa superior, esta debe colarse cuidando el nivel de piso terminado de la banqueta ó arroyo de calle.
- Se debe cuidar el sellado de las ventanas donde se alojan los bancos de ductos con un mortero cemento-arena adicionándole un impermeabilizante integral.

4. DESARROLLO

4.1 PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS

PROGRAMA MATLAB

MATLAB es el nombre abreviado de "MATrix LABoratory". MATLAB es un programa para realizar cálculos numéricos con ***vectores*** y ***matrices***. Como caso particular puede también trabajar con números escalares (tanto reales como complejos), con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de ***gráficos*** en dos y tres dimensiones. MATLAB tiene también un lenguaje de programación propio.

MATLAB es un gran programa de cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización. En otras aplicaciones resulta bastante más lento que el código equivalente desarrollado en C/C++ o Fortran. En la versión 6.5, MATLAB incorporó un ***acelerador JIT*** (Just In Time), que mejoraba significativamente la velocidad de ejecución de los ficheros ****.m*** en ciertas circunstancias, por ejemplo cuando no se hacen llamadas a otros ficheros ****.m***, no se utilizan estructuras y clases, etc. Aunque limitado en ese momento, cuando era aplicable mejoraba sensiblemente la velocidad, haciendo innecesarias ciertas técnicas utilizadas en versiones anteriores como la ***vectorización*** de los algoritmos. En cualquier caso, el lenguaje de programación de MATLAB siempre es una magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas, fácil de utilizar y que, como ya se ha dicho, aumenta significativamente la productividad de los programadores respecto a otros entornos de desarrollo.

MATLAB dispone de un código básico y de varias librerías especializadas (***toolboxes***).
MATLAB se puede arrancar como cualquier otra aplicación de ***Windows***, clicando dos veces en el icono correspondiente en el escritorio o por medio del menú ***Inicio***). Al arrancar MATLAB se abre una ventana similar a la mostrada en la Figura 4.1. Ésta es la vista que se obtiene eligiendo la opción ***Desktop Layout/Default***, en el menú ***View***.

Como esta configuración puede ser cambiada fácilmente por el usuario, es posible que en muchos casos concretos lo que aparezca sea muy diferente. En cualquier caso, una vista similar se puede conseguir con el citado comando ***View/Desktop Layout/ Default***. Esta ventana inicial requiere unas primeras explicaciones.

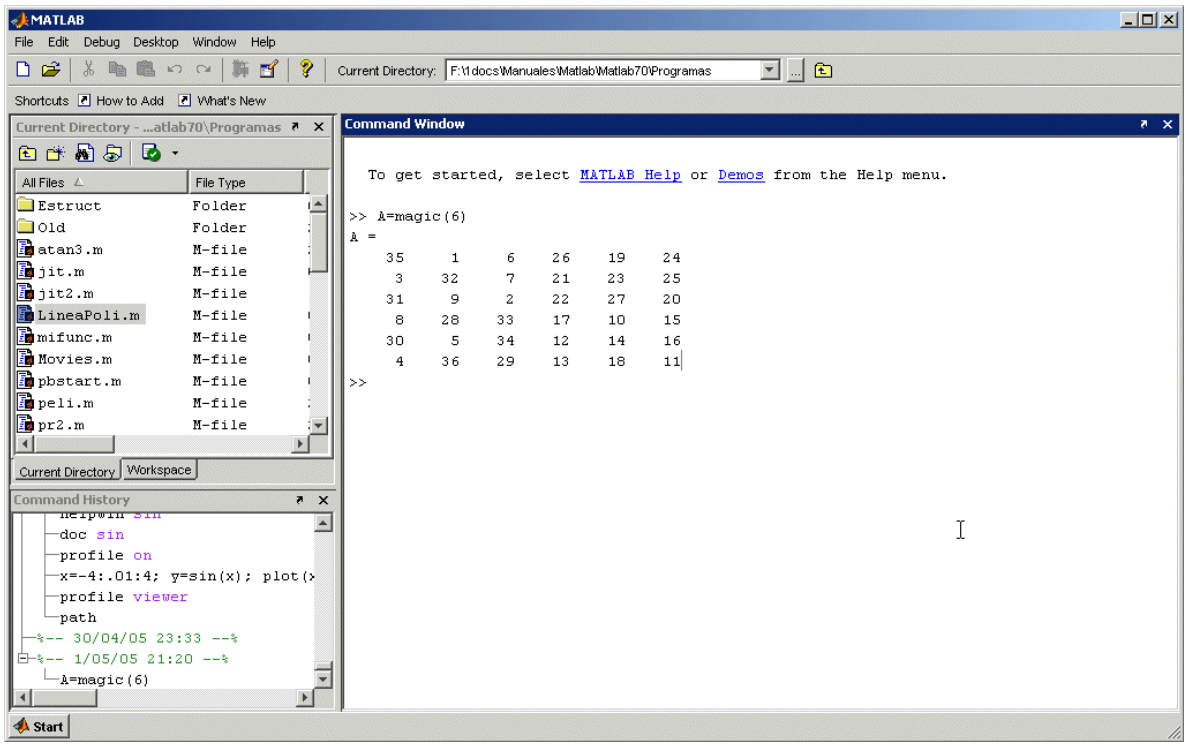


Fig. 4.1 Ventana inicial de MATLAB

4.2 PROGRAMA PARA LA SIMULACIÓN DE LA CATENARIA

PROGRAMA PARA CATENARIA A UN MISMO NIVEL

```
clc; clear all;

%datos que se pueden cambiar
p= 0.925; %peso del cable por unidad de longitud (metros)
d=150;% proyección horizontal del claro "a"
t=1250;%tensión mecánica en el soporte superior

%formulas
H=t-((p^2*d^2)/(8*t));
F=H/p*(cosh((p*d)/(2*H))-1);  % ecuación  (11)
f=(p*d^2)/(8*H); %flecha      ecuación (15)
```

```
%colocar la altura de la torre y la altura del suelo a parte mas baja de la catenaria
A=17 %altura de la torre (metros)
r= A-f; %(metros)

x=-d/2:d/2
y=H*cosh(x/H); %flecha
y1=H/2*(exp(x/H)+exp(-x/H))
plot (x, y)
%subplot(2,2,1), plot (x,y)
%subplot (2,2,2), plot (x,y1)
```

PROGRAMA PARA CLARO A DISTINTO NIVEL

```
clc; clear all;

%datos que se pueden cambiar
p= 0.925; %peso del cable por unidad de longitud (metros)
d=300;% proyección horizontal del claro "a"
t=1250;%tensión mecánica en el soporte superior
h=10; %diferencia de nivel entre los apoyos

%formulas
H=t-((p^2*d^2)/(8*t));
f=(p*d^2)/(8*H); %flecha   ecuación (15)
a=sqrt (d^2+h^2);% claro entre apoyos a distinto nivel
x1=d/2*abs(1-(h/(4*f)));% distancia del primer poste o torre a la parte más baja de la
catenaria   ecuación (20)
x2=d/2*(1+(h/(4*f)));% distancia mas parte de la catenaria al segundo poste o torre
ecuación (19)
f1=f*(1-(h/(4*f)))^2;    ecuación (21)
f2=f*(1+(h/(4*f)))^2;     ecuación (22)

x=[0,x1,d]; y=[f1,0,f2];
plot(x,y)
```

4.3 PROGRAMA PARA LA SIMULACION DE LA CAIDA DE TENSION Y REGULACION DE VOLTAJE

Caída de Tensión

```
clc; clear all;

i = 122.86; %corriente en Amp
DC1= 1; %distancia critica 1 o distancia en Km
DC2=0.5; %distancia critica 2 o distancia en Km
Z= 184622; %impedancia
E= 115000; %voltaje entre fases

e1= i*DC1*Z ; %caída de tensión (ver tabla 5 anexos)
e2= i*DC2*Z;
x1=(e1/E)*100; %porcentaje de caída de tensión (ver tabla 5 anexos)
x2=(e2/E)*100;

x=[DC1,DC2]; y=[x1,x2];
plot(x,y)
```

REGULACION DE VOLTAJE

```
clc; clear all;

V= 115; %Tensión nominal de la línea en Kv
Ze=18.4622; %impedancia característica de la línea en ohm
L1=0.5; %Longitud en km de la línea
L2=1; %Longitud en km de la línea

PVR1= ((V^2)/(Ze^2))*2.005*0.002082*L1 %capacidad de transmisión por
regulación de voltaje en MW ecuación 24
PVR2= ((V^2)/(Ze^2))*2.005*0.002082*L2

x=[L1,L2]; y=[PVR1,PVR2];
plot (x,y)
```

5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1 RESULTADOS

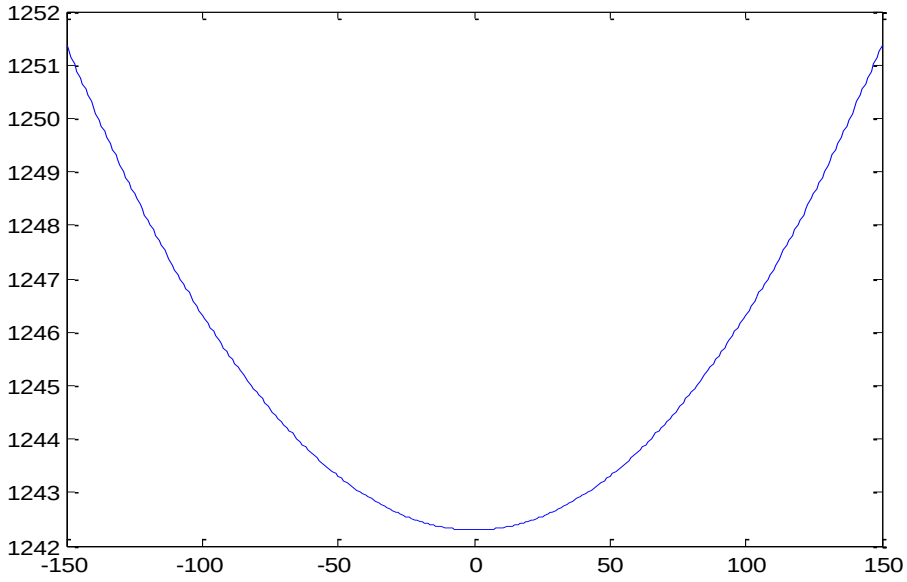
LINEAS AEREAS

PROGRAMA PARA CATENARIA A UN MISMO NIVEL

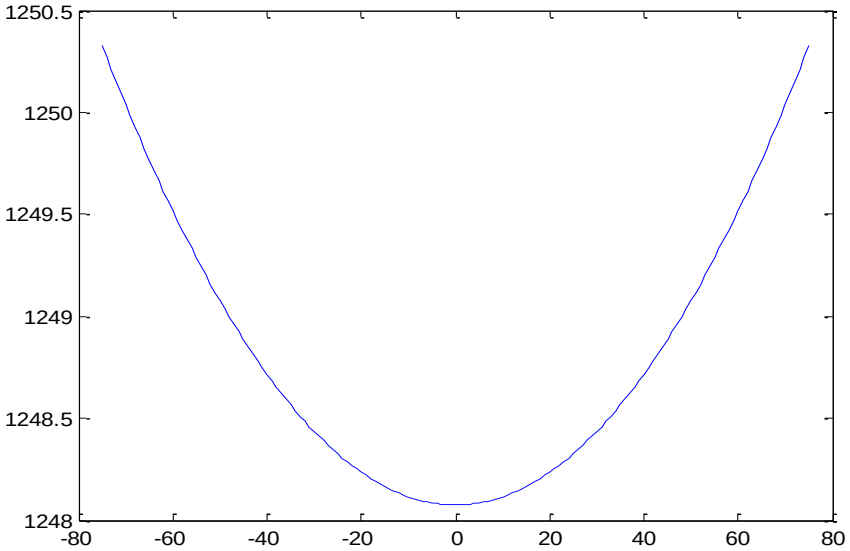
En una línea de transmisión de 115 kv, se utiliza el cable Hawk calibre 477, el cual su peso por unidad de longitud es de 0.928 Kg/mts (p). La tensión (t) es de 1250 Kg., estos valores son contantes en el programa.

El valor que se cambia es la distancia entre las torres (d), con esto se obtiene un valor de la catenaria y al irle cambiando la distancia se va obteniendo una distinta catenaria, con esto se obtendrá la distancia optima para lograr la catenaria más adecuada para el problema.

ALTURA DE LAS TORRES: 17 METROS
DISTANCIA DE 300 METROS ENTRE LAS TORRES
RESULTADO:
FLECHA: 8.32



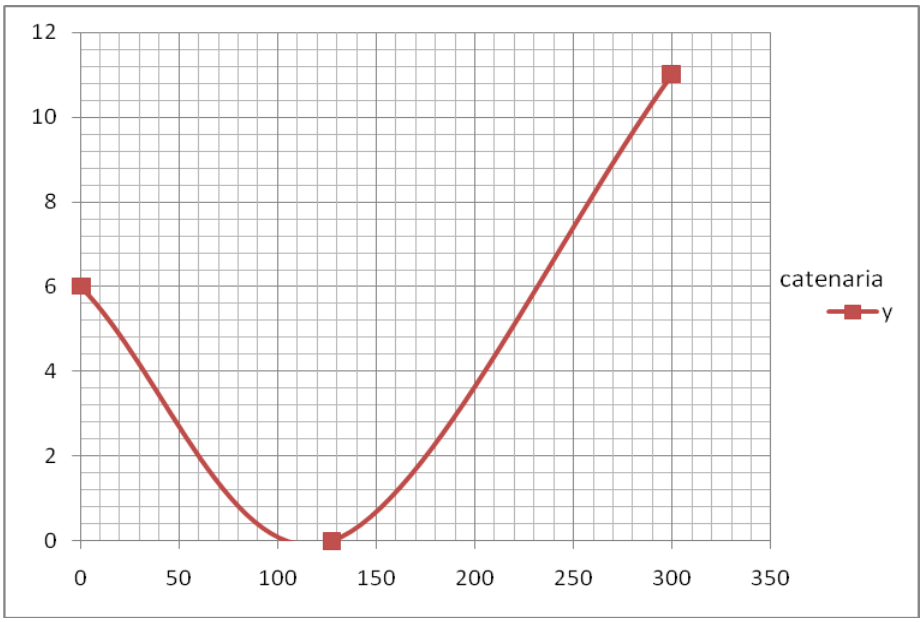
DISTANCIA DE 150 METROS
RESULTADO:
FLECHA: 2.08 METROS



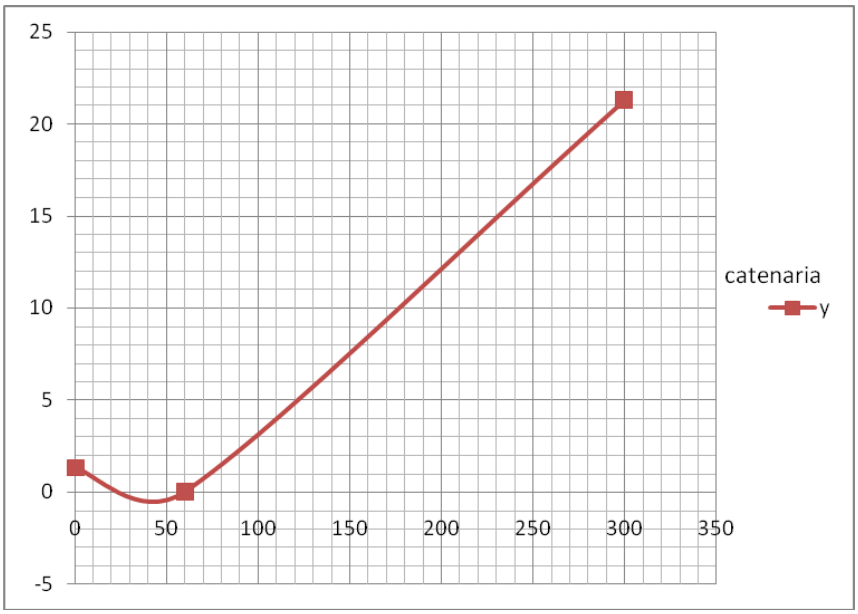
PROGRAMA PARA CLARO A DISTINTO NIVEL

Para este caso, los valores del cable (p) y de la tensión (t) siguen siendo constantes; los que se cambiaran será la diferencia de altura (h) y la distancia entre las torres (d).

DIFERENCIA DE ALTURA ENTRE LOS APOYOS H=5 M.
DISTANCIA ENTRE LAS TORRES = 300 METROS
RESULTADO:
F1=6.01 METROS, F2 =11.01 METROS
X1= 127.47 METROS, X2=172.52 METROS



DIFERENCIA DE ALTURA ENTRE LOS APOYOS H=20 M.
DISTANCIA ENTRE LAS TORRES = 300 METROS
RESULTADO:
F1= 1.32 METROS, F2= 21.32 METROS
X1= 59.911 METROS, X2= 240.088 METROS



Nota: En este programa la distancia mínima utilizable es entre las torres de 60 metros, la diferencia de altura entre las torres máxima es de 1 metro, al irle aumenta 20 metros a la distancia entre la torre es proporcionar a un metro de diferencia de altura entre estas. Esto sucede porque en la simulación se distorsiona pero el cable se iría más hacia la torre, ya que el peso del cable se inclinaría más hacia la torre.

Tabla 5.1.- Rango de distancia y diferencia de altura entre las torres para obtener la catenaria

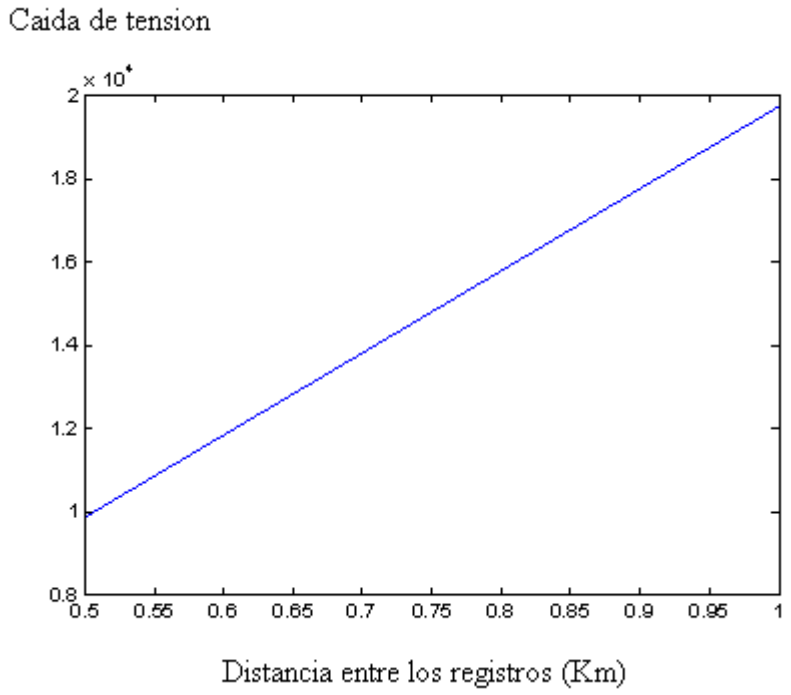
Distancia entre las torres (metros)	Diferencia de altura entre las torres (metros)
60	1
80	2
100	3
120	4
140	6
160	8
180	10
190	11
200	13
210	14

REDES SUBTERRANEAS

En una línea de transmisión de 115 kv, se tiene una corriente de 122.87 Amp., se utiliza un calibre de conductor de 750 KCM, el cual este conductor tiene una impedancia de 18.46226 ohm-km, estos valores son contantes en el programa.

Se hace una comparación, cuál sería la caída de tensión, si entre los registros estuvieran a 0.5 Km y 1Km

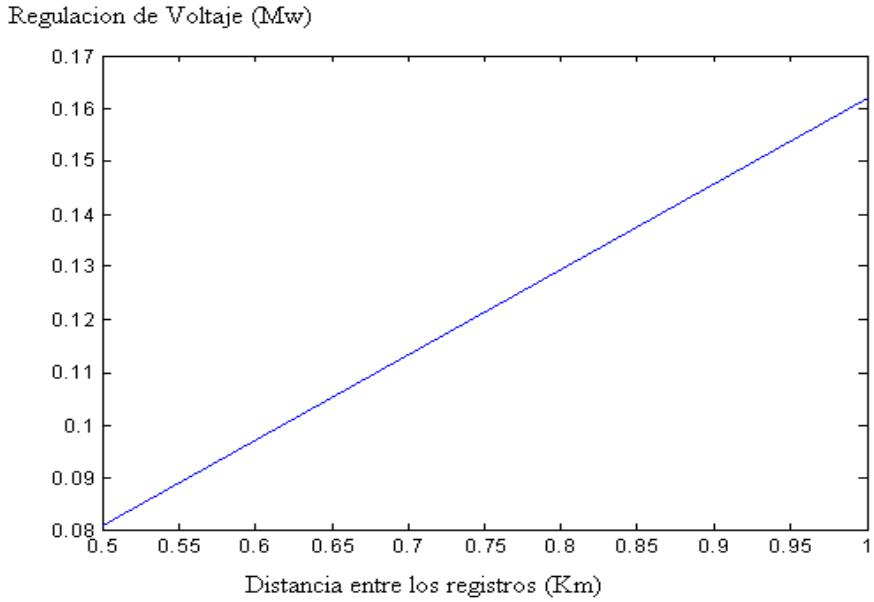
COMPARACION DE CAIDA DE TENSION
DISTANCIA ENTRE REGISTRO = 0.5 KM
DISTANCIAS ENTRE REGISTRO = 1KM
RESULTADO:
e1= 1134.13683, e2= 2268.27367
%e1= 0.9862, %e2= 1.972411



REGULACION DE VOLTAJE

Para este caso, los valores de la corriente, del conductor y de la impedancia son los mismos. Pero como se va a calcular la regulación de voltaje, se cambiara de formula.

COMPARACION DE REGULACION DE VOLTAJE
DISTANCIA ENTRE REGISTRO = 0.5 KM
DISTANCIAS ENTRE REGISTRO = 1KM
RESULTADO:
PVR1= 1.4951 MW
PVR2 = 2.9902 MW



5.2 CONCLUSIONES

LINEAS AEREAS

- Investigamos las formulas de la catenaria, en los dos casos: a un mismo nivel y a distinto nivel.
- Simulación de la catenaria a un mismo nivel apropiado para el problema.
- Simulación de la catenaria a distinto nivel.

En las simulaciones observamos que cuando el terreno es a un mismo nivel mientras crezca la distancia entre las torres es proporcional a la catenaria.

Para un terreno a distinto nivel depende la distancia entre las torres y diferencia de altura entre ellas.

En este caso para una línea de transmisión de 115 Kv se utiliza, el cable Hawk calibre 477, el cual su peso es de 0.925 por unidad de longitud en metros, y la tensión mecánica en el soporte superior de 1250 Kg.

La altura máxima que utilizan para las torres es de 22 metros donde pasa la línea más baja.

La altura máxima promedio que llega alcanzar la caña es de 2.5 a 3 metros, y al quemarse la altura que puede llegar a tener el fuego es de 10 metros.

Un terreno a un mismo nivel la distancia máxima entre las torres que se puede utilizar para no tener disparos en la línea es de 260 metros, con una flecha de 6.26 metros, se obtendría una altura del suelo hasta la catenaria de 15.74 metros.

LINEAS SUBTERRANEAS

- Investigamos las formulas de la caída de tensión y de la regulación de voltaje de la línea.
- Simulación de la caída de tensión
- Simulación de la regulación de voltaje

En una línea de 115Kv, para el cálculo de caída de tensión, se necesita encontrar la corriente de esta línea, la cual se tienen los datos de la carga que es la subestación de Schpoina que es de 2.2 MW (ver tabla 3 de anexos), el factor de potencia de 0.9.

$$I = \frac{(KW)(\ 1000)}{(1.73\ )(V)(F.P.)}$$

Carga: 2.2 Mw (ver tabla 1)

Voltaje: 115 Kv

f.p = 0.9

$$I = \frac{(2200)(1000)}{(1.73)(115000)(0.9)} = 122.86\ Amp.$$

Al obtener la corriente que pasa por el cable, se calcula el calibre del conductor.

CAPACIDADES DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA UNA LINEA EN CONFIGURACIÓN TRIANGULAR EQUILÁTERA CON ATERRIZAJE DE PANTALLA DE TIERRA EN UN SOLO PUNTO CON FACTOR DE CARGA 50%.					
Conductor		Tensiones			
Calibre kcmil	Sección en mm²	69 kV		115 y 138 kV	
		Al	Cu	Al	Cu
500	253,40	507	646	N.D.	N.D.
750	380,0	732	929	630	800
1000	506,70	863	1087	745	938
1250	633,40	988	1234	852	1064
1500	760,10	1089	1345	940	-
1750	886,73	1217	1543	1209	1535
2000	1013,40	1312	1658	1305	1651

Tabla 5.1.- capacidad de conducción

Conforme a la corriente y observando la tabla 5.1., obtuvimos el calibre del conductor de: 750 KCM , aluminio.

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

DONDE:

Z= impedancia
R= resistencia (ohm-km)
X_L= reactancia inductiva (ohm-km)
X_C= reactancia capacitiva (ohm-km)
(estos valores lo encontraremos en la tabla 3.5.3.1-C)

$$Z = \sqrt{0.0986^2 + (0.223 - 18.685)^2} = 18.4622633 \text{ ohm-km}$$

Z = 18.4622633 ohm-km

En la simulación encontramos que conforme aumenta la distancia entre los registros, tanto la caída de tensión, como la regulación de voltaje aumentan.

Las líneas subterráneas de alta tensión deben ser 3F-4H, la caída de tensión máxima no debe exceder del 1 % en condiciones normales de operación y las pérdidas no deben de exceder del 2 % en condiciones normales de operación.

La regulación de voltaje en régimen permanente se debe conservar en +1% y -1% y el régimen de emergencia en +4% y -7% .

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

1.- http://www.worldlingo.com/ma/enwiki/es/Catenary

2.- Gonzalez-Longatt Francisco M., ELEMENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISION AEREAS, Mayo 2007

3.- Jimenez Meza, Obed Renato. Cantu Gutierrez, Vicente. LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

3.-Manual de diseño de líneas aéreas de subtransmision.

4.-Viqueira Landa Jacinto, REDES ELÉCTRICAS, 1ª parte, 3ra. Edición, Edit. Representaciones y servicios de ingeniería, S.A., México D.F., 1986, Pag. 433-456

5.- http://www.viakon.com/products.aspx?productId=10

6.- "MANUAL DEL ELECTRICISTA", CONDUCTORES MONTERREY

7.- http://electricidad79.blogspot.com/

8.- http://www.ecoportal.net/Temas_Especiales/Globalizacion/Chiapas_en_Resistencia_Electrica_y_Contra_el_Plan_Puebla-Panama

9.- http://www.ceieg.chiapas.gob.mx/home/?p=34

ANEXOS

Fig. 1 Tipo de torre a utilizar en el proyecto

ESTRUCTURAS TIPO CON TORRES AUTOSOPORTADAS.
(DISEÑOS ANTERIORES)

1° Se relacionan las características, usos, siluetas y materiales de las estructuras en torres (diseños anteriores), utilizadas en líneas de subtransmisión para uno y dos circuitos, con utilización en suspensión y en remate.

2° Dado que el diseño de estas torres es para una velocidad normal de viento menor a 120 km/h, su uso es recomendado para zonas que no tienen influencia de vientos fuertes.

Tabla 1 Resumen utilización de torres diseño antiguo

TIPO DE TORRE	VOLTAJE KV	No. DE CIRCUITOS	TENSION MAX. DE COND. A –10 ºC	UTILIZACION	CLARO MEDIO HORIZONTAL METROS	CLARO VERTICAL METROS	DISPOSICION DE CONDUCTORES	DEFLEXION	ALT. COND. AL PISO METROS
CONDUCTOR				ACSR 477 MCM					
TAS	115	1		SUSPENSION	450	650	DELTA	0º	18
TASG	115	1		SUSPENSION	750	1050	DELTA	0º	18
TAD 30º	115	1	2700	DEFLEXIO	450	750	DELTA	30º	18.10

				N					
TAD 60º	115	1	2700	DEFLEXIO N	450	750	DELTA	60º	18.10
TAR 30º	115	1	2700	REMATE	375	750	DELTA	30º	18

CABLE DE GUARDA AG 5/16 A.R.
PRESION DE VIENTO 47 kg/m^2

Tabla 2.- Especificaciones de tipos de cables

CABLE VIAKON® DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO RECUBIERTOS CON ALUMINIO (ACSR/AS)

Designación	Calibre AWG o kcmil	Hilos de Aluminio Núm.	Diámetro nominal	Hilos de Acero Núm.	Diámetro nominal	Area nominal de la sección transversal	Diámetro total nominal	Peso aprox.	Capacidad de conducción de corriente (1)	Carga nominal de ruptura por tensión	Resistencia eléctrica CD a 20°C	Calibre equivalente en Cobre
			mm		mm	mm²	mm	kg / km	Ampere	kg	ohm / km	AWG/kcmil
SPARROW	2	6	2,67	1	3	33,62	8,01	129	180	12,3	0,853	4
RAVEN	1/0	6	3,37	1	3	53,48	10,11	205	230	18,9	0,535	2
PIGEON	3/0	6	4,25	1	4	85,01	12,75	326	300	28,0	0,336	1/0
PENGUIN	4/0	6	4,77	1	5	107,2	14,31	411	340	34,2	0,267	2/0
PARTRIDGE	266,8	26	2,57	7	2	135,2	16,31	520	465	48,0	0,214	3/0
LINNET	336,4	26	2,89	7	3	170,5	18,29	654	535	60,0	0,170	4/0
HAWK	477,0	26	3,44	7	3	241,7	21,79	928	670	84,3	0,119	300,0
DRAKE	795,0	26	4,44	7	3	402,8	28,14	1 549	920	136,0	0,071 6	500,0
CANARY	900,0	54	3,28	7	3	456,0	29,52	1 653	980	138,0	0,063 3	566,0
BLUEJAY	1 113,0	45	4,00	7	3	564,0	31,98	1 819	1 095	130,0	0,051 1	700,0

NOTA: Datos aproximados sujetos a tolerancias de manufactura.
(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75 °C. Temperatura ambiente: 25°C, velocidad del viento: 0,61 m/s y emisividad térmica relativa de la superficie del conductor: 0,5.
Basada en datos de Aluminum Association.

REDES SUBTERRANEAS

Tabla 3.- Capacidad efectiva y generación bruta y neta de energía eléctrica

Energía eléctrica	Capacidad (Megawatts)	Generación bruta (Gwh)	Generación Neta (Gwh)
Total	4 828.48	1 755.99	11 653.11
C.H. Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	2 400.00	4 725.11	4 682.47
C.H. Netzahualcóyotl (Malpaso)	1 080.00	3 107.24	3 080.69
C.H. Dr. Belisario Domínguez (La Angostura)	900	2 299.08	2 280.63
C. H. Gral. Ángel Albino Corzo (Peñitas)	420	1 493.07	1 481.39
C. H. José Cecilio del Valle	21	98.87	96.93
C.H. Bomboná	5.24	24.74	23.28
C.H. Schpoiná	2.24	7.88	7.75

Tabla 4.- Formulas eléctrica

	Corriente Continua	Corriente alterna		
		UNA FASE	DOS FASES 4*HILOS	3 FASES
AMPERE conociendo HP	$\frac{HP\ x\ 746}{E\ x\ N}$	$\frac{HP\ x\ 746}{E\ x\ N x\ f.p.}$	$\frac{HP\ x\ 746}{2xE\ x\ N x\ f.p.}$	$\frac{HP\ x\ 746}{1.73xE\ x\ N x\ f.p.}$
AMPERE conociendo kw	$\frac{kW\ x\ 1000}{E}$	$\frac{kW\ x\ 1000}{E\ x\ f.p.}$	$\frac{kW\ x\ 1000}{2\ x\ E\ x\ f.p.}$	$\frac{kW\ x\ 1000}{1.73\ x\ E\ x\ f.p.}$
AMPERE conociendo KVA		$\frac{kVA\ x\ 1000}{E}$	$\frac{kVA\ x\ 1000}{2E}$	$\frac{kVA\ x\ 1000}{1.73\ xE}$
KW	$\frac{I\ x\ E}{1000}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ f.p.}{1000}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ f.p. x\ 2}{1000}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ f.p. x\ 1.73}{1000}$
KVA		$\frac{I\ x\ E}{1000}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ 2}{1000}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ 1.73}{1000}$
POTENCIA en la flecha HP	$\frac{I\ x\ E\ x\ N}{746}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ N\ x\ f.p.}{746}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ 1.73\ x\ N\ x\ f.p.}{746}$	$\frac{I\ x\ E\ x\ 1.73\ x\ N\ x\ f.p.}{746}$
Factor de potencia	Unitarios	$\frac{W}{E\ x\ I}$	$\frac{W}{2\ xE\ x\ I}$	$\frac{W}{1.73\ xE\ x\ I}$

Donde:
I = Corriente en Ampere
E = Tensión en Volts
N = Eficiencia expresada en decimales
HP = Potencia en Hourse Power

$$R.P.M = \frac{f\ x\ 120}{P}$$

f.p. = Factor de potencia
kW = Potencia en kiloWatt
kVA = Potencia aparente en kilovoltAmpere
W = Potencia en Watt
R.P.M. =Revoluciones por minuto
f = Frecuencia (hertz: ciclos/segundo)
p = Numero de polos

Tabla 5.- Formulas eléctricas para circuitos de corriente alterna

FORMULAS ELECTRICAS PARA CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA	
Reactancia Inductiva	$X_L = 2\pi\ fL[Ohm]$
Donde	f= frecuencia del sistema (hertz, ciclos/seg.) L= Inductancia en Hery
Reactancia Capacitiva	$X_C = \frac{1}{2\pi\ fC}\ [Ohm]$
Donde	C = Capacidad en Farad
Impedancia	$z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}\ [Ohm]$
Corriente Eléctrica	$I = \frac{V}{Z}, A$
Potencia Trifásica	$P = \sqrt{3}\ \ VI\ cos\theta,\ kVA$
Resistencia Eléctrica	$R = \frac{\rho\ l}{A}, [Ohm]$
Donde	R = Resistencia eléctrica, Ohm ρ = Resistencia Eléctrica del conductor, cobre: 10.371; aluminio 17.002 $\frac{ohm-Cmil}{pie}\ a\ 20°C$ cobre 17.241; aluminio 28.264$\frac{ohm-Cmil}{pie}\ a\ 20°C$ l = Longitud del conductor, m A = Área de la sección transversal del conductor, mm^2
Voltaje de caída de tensión	$e = (I)(DC1)(Z)$
Donde	I = corriente DC1 = distancia crítica 1 o distancia en kilómetros Z = impedancia del conductor
Caída de Tensión	$\%e = \left(\frac{e}{E}\right) x100$
Donde	e=voltaje de caída de tensión obtenido en la formula anterior E = voltaje entre fases

OBRA CIVIL

TERRENO NORMAL

A) BANCOS DE DUCTOS.

A.1 Bancos de ductos de PAD para alta tensión

A.1.1 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo banqueta (PA3B PAD).

A.1.2 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo banqueta (PA6B PAD).

A.1.3 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo arroyo (PA3APAD).

A.1.4 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo arroyo (PA6APAD).

B) POZOS DE VISITA.

B.1 Pozos de visita para alta tensión.

B.1.1 Pozo de visita para alta tensión de paso tipo P69.

B.1.2 Pozo de visita para alta tensión de paso/empalme tipo E-69/P-115.

B.1.3 Pozo de visita para alta tensión para empalme E-115-138.

B.1.4 Pozo de visita para alta tensión de paso tipo L

B.1.5 Pozo de visita para alta tensión de paso tipo T.

TERRENO CON NIVEL FREÁTICO MUY ALTO O TERRENO ROCOSO

A) BANCOS DE DUCTOS.

A.1 Bancos de ductos de PAD para alta tensión.

A.1.1 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo banqueta (PA3B PAD).

A.1.2 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo banqueta (PA6B PAD).

A.1.3 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo arroyo (PA3APAD).

A.1.4 Banco de ductos de PAD para alta tensión bajo arroyo (PA6APAD).

B) POZOS DE VISITA.

B.1 Pozos de visita para alta tensión.

B.1.1 Pozo de visita para alta tensión de paso tipo P-69.

B.1.2 Pozo de visita para alta tensión de paso/empalme tipo E-69/P-115.

B.1.3 Pozo de visita para alta tensión de empalme E-115-138.

B.1.4 Pozo de visita para alta tensión de paso tipo L.

B.1.5 Pozo de visita para alta tensión de paso tipo T.

TAPAS

A) TAPA Y ARO 84 B DE HIERRO FUNDIDO PARA BANQUETA

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Tapa circular de fierro fundido de diámetro 823mm con acabado antiderrapante. Aro de fierro fundido de diámetro exterior de 915mm interior 835mm.
ESPECIFICACIÓN	NRF-023-Herrajes y Accesorios. CFE2DI00-04 Tapa y Aro 84B de Hierro Fundido para Banqueta.
USO Y APLICACIÓN	Acoplada al aro 84B cubre el acceso de los pozos de visita y registros de Media tensión ubicados en la banqueta.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad.
PRUEBAS	Mecánicas.

B) TAPA Y MARCO 84 A DE HIERRO FUNDIDO PARA ARROYO.

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Tapa circular de fierro fundido de diámetro 823mm con acabado antiderrapante. Con dos asas de fierro redondo con marco de fierro fundido de forma cuadrada de 988mm por lado y con diámetro interior de 835mm deberá de tener nervaduras para lograr resistencia mecánica al tráfico pesado.
ESPECIFICACIÓN	NRF-023-Herrajes y Accesorios. 2DI00-37 Tapa y Marco 84A de hierro fundido para arroyo.
USO Y APLICACIÓN	El marco se instala en los registros y pozos de visita para recibir la tapa de 84 a fierro fundido que se ubican en el arroyo con intenso tráfico.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad.
PRUEBAS	Mecánicas.

C) TAPA Y ARO 84 B DE MATERIAL POLIMÉRICO PARA BANQUETA

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Tapa circular de material polimérico de diámetro 823 mm con acabado antiderrapante. Aro del mismo material del diámetro exterior 915 mm e interior 835 mm.
ESPECIFICACIÓN	NRF-023 Herrajes y Accesorios. CFE 2DI00-39 Tapa y Aro 84B de material polimérico para Banqueta.
USO Y APLICACIÓN	Acoplada al aro 84B cubre el acceso de los pozos de visita y registros ubicados en la banqueta. Se usa en casos de alto índice de vandalismo y en área de alta contaminación.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad.
PRUEBAS	Mecánicas.

D) TAPA Y MARCO 84 A DE MATERIAL POLIMÉRICO PARA ARROYO.

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL , FORMA Y ACABADO	Tapa circular de material polimérico de diámetro 823mm con acabado antiderrapante con dos asas de fiero redondo con marco de material polimérico de forma cuadrada de 899mm por lado y con diámetro interior de 835mm. Deberá tener nervaduras para lograr resistencia mecánica al tráfico pesado.
ESPECIFICACIÓN	NRF-023-Herrajes y Accesorios. CFE 2DI00-38 Tapa y Marco 84A de Material Polimérico para Arroyo.
USO Y APLICACIÓN	Acoplada al aro 84 A cubre el acceso de los pozos de visita y registros ubicados en la banqueta. Se usa en casos de alto índice de vandalismo y en área de alta contaminación.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad.
PRUEBAS	Mecánicas.

SOPORTERÍA.

EN POZOS DE VISITA

A) CONJUNTO DE CORREDERA Y MÉNSULA DE FIERRO GALVANIZADO.

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL , FORMA Y ACABADO	Ménsula de fierro solera 9.5 x 38 mm acabado galvanizado. Fierro redondo de 9.5 x 127 mm doblado en frío con orillas redondeadas sin rebabas, galvanizado por inmersión caliente después de maquinado.
ESPECIFICACION	NRF-023 Herrajes y Accesorios.
USO Y APLICACION	Colocada en corredora de fierra galvanizado por medio de perno CS, soportan Ménsulas CS 37 para sostener cables BT y MT.
PRUEBAS	Mecánicas.

B) CONJUNTO DE CORREDERA Y MÉNSULA DE FIBRA DE VIDRIO.

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL , FORMA Y ACABADO	Conjunto de soportería para cable de fibra de vidrio, formado por corredera y ménsula, con acabado liso y resistentes a la corrosión en zonas de alta contaminación.
ESPECIFICACION	NRF-023 Herrajes y Accesorios.
USO Y APLICACION	Conjunto de soporteía de fibra de vidrio para sostener cables de Media Tensión hasta 35 kV y 1500 kCM..
PRUEBAS	Mecánicas.

C) SOPORTE DE CABLES SUBTERRANEOS SCS.

CARACTERISTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Polipropileno de alta densidad
ESPECIFICACION	NRF-023
USO Y APLICACION	Empotrado el soporte en el concreto hidráulico, sostiene cables de media y baja tensión de redes subterráneas.
PRUEBAS	Mecánicas

TERMINALES.

ENCAPSULADAS.

CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Es un aislador de resina de epoxy ó un cono reductor de esfuerzos directamente en el GIS que separa el cable y el cuerpo de la Terminal permitiendo que esta trabaje inmersa en SF reduciendo la l nea de fuga, por lo tanto sus dimensiones son menores que otros tipos.
USO Y APLICACIÓN	Las terminales están diseñadas para confinar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable de potencia por la interrupción o retiro de la pantalla semiconductora y así proporcionarle una distancia de fuga aislada adicional y de hermeticidad.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad. Cuidado en el manejo.
PRUEBAS	Mecánicas y eléctricas

TIPO INTEMPERIE.

A) PORCELANA.

CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Es un cuerpo de porcelana con un cono reductor de esfuerzos que se rellena con un liquido de una rigidez dieléctrica adecuada y que pueda trabajar a la temperatura existente. En la parte superior del Terminal debe dejarse un espacio como depósito de expansión para evitar aumento de presión en el interior.
USO Y APLICACIÓN	Las terminales están diseñadas para confinar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable de potencia por la interrupción ó retiro de la pantalla semiconductora y así proporcionarle una distancia de fuga aislada adicional y de hermeticidad.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad. Cuidado en el manejo.
PRUEBAS	Mecánicas y eléctricas

B) TERMOCONTRÁCTIL

CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Tubos termo contráctiles controladores de esfuerzos basados en materiales cerámicos de oxido de zinc incluidos en una matriz polimérica.
USO Y APLICACIÓN	Las terminales están diseñadas para confinar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable de potencia por la interrupción ó retiro de la pantalla semiconductora y así proporcionarle una distancia de fuga aislada adicional y de hermeticidad.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad. Cuidado en el manejo.
PRUEBAS	Mecánicas y eléctricas

C) PREMOLDEADA

CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES	
MATERIAL, FORMA Y ACABADO	Se conforma de un cono reductor de esfuerzos dentro de un cuerpo de elastómero con una alta resistencia a la abrasión, especialmente adaptado para condiciones severas de servicio y a prueba de explosión.
USO Y APLICACIÓN	Las terminales están diseñadas para confinar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable de potencia por la interrupción ó retiro de la pantalla semiconductora y así proporcionarle una distancia de fuga aislada adicional y de hermeticidad.
EMPAQUE Y ALMACENAMIENTO	Proteger contra impacto y humedad. Cuidado en el manejo.
PRUEBAS	Mecánicas y eléctricas