



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

TRABAJOS DE MANTENIMIENTO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

MODALIDAD DE TITULACIÓN OPCIÓN VI:

TRABAJO PROFESIONAL

RAÚL MIGUEL MEZA HERNÁNDEZ

NO. CUENTA: 30205332-4

INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

ÁREA: ELÉCTRICA DE POTENCIA

ASESOR: ING. ROBERTO AUGUSTO ESPINOSA Y LARA

NOMBRE DE LA EMPRESA:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Tabla de contenido

1	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	5
1.1	PLANTA GENERADORA O CENTRALES GENERADORAS.....	6
1.2	PARTES QUE CONFORMAN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	6
1.2.1	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	6
1.2.2	RED DE DISTRIBUCIÓN	8
1.2.3	RED DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
1.3	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 Y 400 kV	9
1.3.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS.....	9
1.3.2	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS	17
2	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 Y 400 kV	37
2.1	CORRIENTES Y TENSIONES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO	38
2.2	INSPECCIONES A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	39
2.2.1	INSPECCIÓN MAYOR.....	39
2.2.2	INSPECCIÓN MENOR.....	40
2.2.3	INSPECCIÓN AÉREA O PATRULLAJE AÉREO	40
2.2.4	SEÑALIZACIÓN AÉREA Y PELIGRO.....	41
2.3	RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO, RESISTENCIA ELÉCTRICA Y MÉTODO DIRECTO.	43
2.3.1	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO.....	43
2.3.2	MEDICIÓN DE RESISTENCIA ELÉCTRICA	44
2.3.3	MÉTODO DIRECTO.....	46
2.4	MANTENIMIENTO AL DERECHO DE VÍA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	46
2.5	SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTO	47
2.5.1	SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTO EN ESTRUCTURAS TIPO SUSPENSIÓN.	47
2.5.2	SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTO EN ESTRUCTURA DE TENSIÓN.	49
2.6	SUSTITUCIÓN DE CABLE DE GUARDA	50
2.7	SUSTITUCIÓN E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS INTERMEDIAS	52
2.8	MODIFICACIÓN DE ÁNGULO DE BLINDAJE.....	54
2.9	INSTALACIÓN DE SUPRESORES DE VOLTAJE.....	55
3	FALLAS, ESTADÍSTICAS Y ACTIVIDADES DE MODERNIZACIÓN EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ZONA DE TRANSMISIÓN METROPOLITANA (ZTM).....	58
3.1	ANTECEDENTES.....	58
3.2	CLASIFICACIÓN DE SALIDAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	58
4	APLICACIÓN DE INGENIERÍA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	69
4.1	ANÁLISIS DE UNA FALLA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN POR DESCARGA ATMOSFÉRICA	69

4.1.1	DISTANCIA DE AISLAMIENTO EN AIRE.....	72
4.1.2	BLINDAJE DE LA TORRE	76
4.1.3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	84
4.1.4	APARTARRAYO	93
4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA FALLA	99
4.2.1	COSTO DEL TIEMPO EXTRA POR LA ATENCIÓN A FALLA.....	100
4.3	PROYECTO DE BYPASS DE LINEA LERMA-73L30-TOLUCA DE 85 kV.....	102
4.3.1	CARACTERIZACIÓN DE LA TRAYECTORIA.....	103
4.3.2	CÁLCULO E HIPOTESIS DE DISEÑO.....	104
4.3.3	ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO	106
4.3.4	INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS TIPO TERCIAS	116
5	CONCLUSIONES.....	121
6	BIBLIOGRAFIA	122

CAPÍTULO I

1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), está compuesto por un conjunto de elementos que tiene como finalidad dar servicio al usuario de energía eléctrica mediante procesos de generación, transmisión y distribución. A estos sistemas eléctricos se les denomina también de alta tensión, extra alta tensión o sistemas eléctricos de transmisión.

En otras palabras podemos decir que un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), está conformado por tres procesos principales:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

Un Sistema Eléctrico de Potencia crece en función de la demanda exigida por la población.

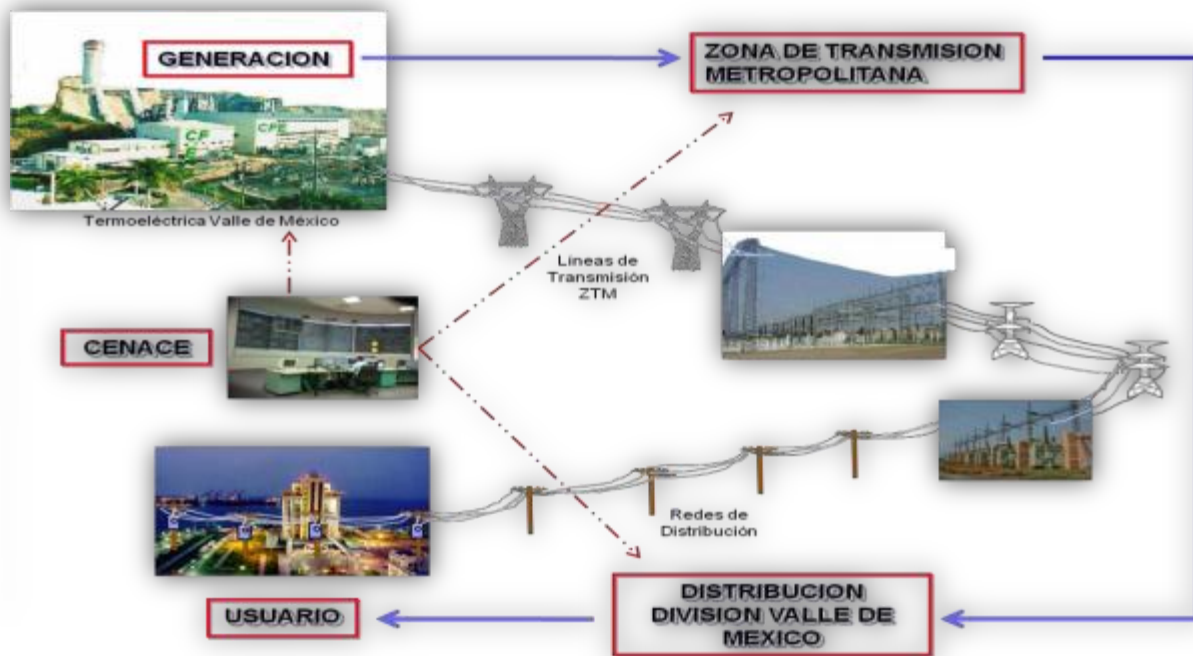


Figura 1

Diagrama de un Sistema Eléctrico de Potencia

1.1 PLANTA GENERADORA O CENTRALES GENERADORAS

La generación de energía eléctrica, consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas.

Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico de potencia. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en relación a la forma en que se accionan y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar como se define a continuación:

1.2 PARTES QUE CONFORMAN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), está compuesto por plantas generadoras las cuales producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de líneas de transmisión y una red de líneas de distribución, las cuales se ocupan de transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo y subestaciones, ya sean reductoras o amplificadoras.

1.2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica; sus funciones principales son: Transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

De acuerdo a su potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV
- Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 kV

Las subestaciones eléctricas en transmisión y distribución se diseñan también para que operen de forma confiable y flexible ante la eventualidad de un mantenimiento o una emergencia de manera que no pongan en riesgo la continuidad del suministro de la energía eléctrica.



Figura 1.2.1

Subestación eléctrica de potencia

El Sistema Eléctrico Nacional está compuesto principalmente por la red de transmisión y distribución que es la parte del sistema encargada del suministro eléctrico, la cual se encuentra constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas, tal y como se detallan a continuación:

1.2.2 RED DE DISTRIBUCIÓN

El Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, tiene la función del suministro de energía desde la subestación de distribución hasta el usuario final (medidor del cliente).

Los elementos principales que conforman la red o sistema de distribución, son los siguientes:

- Subestación de Distribución
 - Transformadores
 - Interruptores
 - Seccionadores
- Función: Reducir los niveles de variación de tensión de las líneas de transmisión (o subtransmisión) hasta niveles de media tensión, para su ramificación en múltiples salidas.

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación se realiza en dos etapas:

La primera etapa es la red de reparto, que transporta la energía proveniente de las subestaciones de transformación, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las subestaciones de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 138, 115, 85 y 69 kV.

La segunda etapa la constituye la red de distribución, con tensiones de funcionamiento de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y con una característica estructural radial. Esta red, cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, industria, etc.), enlazando las subestaciones de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 V ó 220/440 V).

1.2.3 RED DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de Transmisión de energía eléctrica o línea de alta tensión, son básicamente el medio físico por el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias entre Subestaciones eléctricas; su operación confiable depende en gran medida de una inspección adecuada para así poder proporcionar el mantenimiento oportuno.

Para lo anterior, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, considerando que es necesario elevar la tensión de manera que se reduzca la corriente que circula por dicha línea, lo que nos dará como resultado la disminución de pérdidas de calor por Efecto Joule.

Por lo tanto, una red de transmisión emplea usualmente tensiones del orden de 115 o 230 kV y superiores, denominados extra alta tensión como son 400 o 500 kV.

La red de transmisión de acuerdo al diseño de la línea puede ser de transmisión aérea o subterránea.

1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 Y 400 kV

Las líneas de transmisión surgen de la problemática de transportar la energía eléctrica de las plantas generadoras, hasta los lugares de consumo, ya que las plantas o centrales generadoras por lo regular se construyen en lugares lejanos de las zonas urbanas.

Existen dos tipos de líneas de transmisión: aérea y subterránea, que se definirán a continuación

1.3.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS

Las líneas subterráneas como su nombre lo dice, se encuentran a una cierta distancia bajo la superficie terrestre, por lo general este tipo de líneas son de poca longitud y se encuentran en zonas suburbanas.

La Zona de Transmisión Metropolitana está a cargo del mantenimiento de Líneas de transmisión subterráneas de 230 kV que se encuentran distribuidas principalmente en la zona centro del Valle de México, estas líneas son principalmente de 2 tipos:

- XLPE: Cable Seco
- HPOF : Cable tipo tubo en alta presión de aceite

1.3.1.1 HPOF: Cable tubo en alta presión de aceite

En los cables tipo **HPOF** el conductor cuenta con un recubrimiento de papel, que funge como aislamiento el cual se encuentra impregnado en aceite en alta presión que por lo regular se encuentra a 14 kg/cm², la disposición de los cables es en delta y se encuentra recubierta por un tubo de acero inoxidable, de acuerdo a lo establecido en la Norma AEIC CS-4 Especificación para cables de potencia extruidos, aislamiento y accesorios.

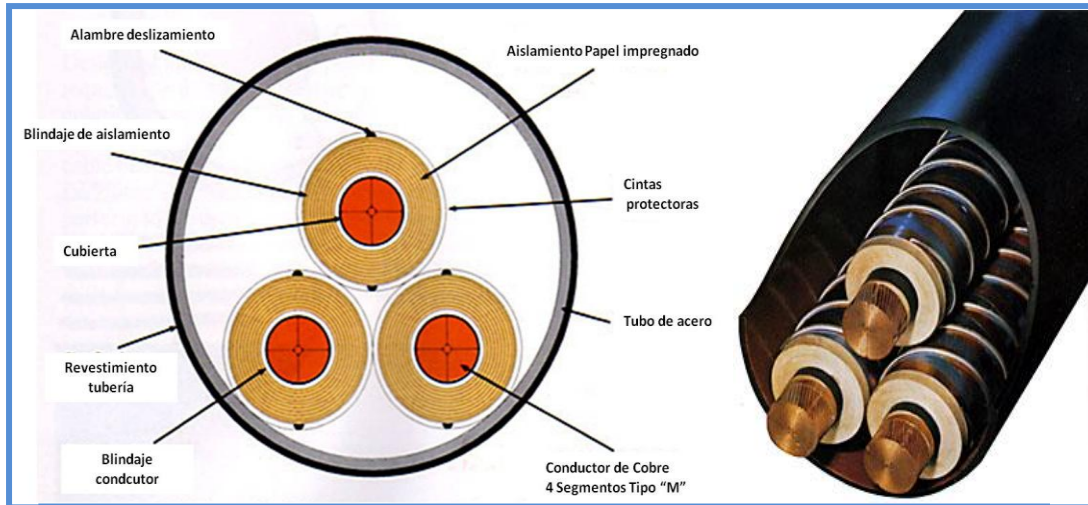


Figura 1.3.1.1

Cable tipo HPOF

Los componentes principales de una línea Subterránea con cable de aceite, se muestran a continuación:

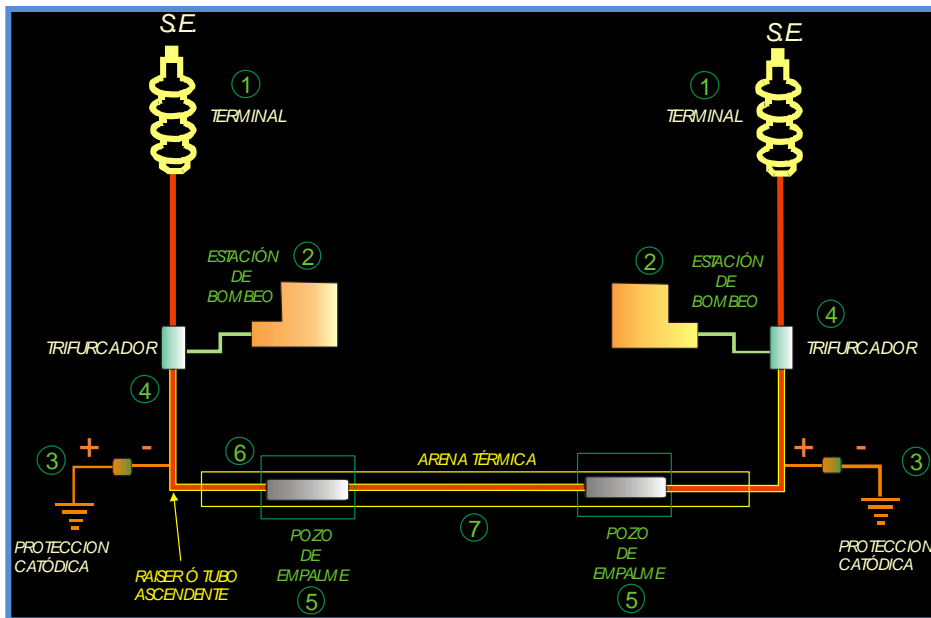


Figura 1.3.1.1-1

Componentes de una Línea Subterránea cable tipo HPOF

A partir de la figura anterior, podemos definir cada uno de los componentes:

- **1 Terminales** en cada una de las llegadas que conectan a las subestaciones, las cuales pueden estar aisladas en aceite dieléctrico o gas SF₆.



Figura 1.3.1.1-2

Terminales y terminales exteriores

- **2 Estación de bombeo** por medio de la cual se inyecta aceite al tubo que contiene el cable, manteniendo una presión hidrostática dentro del mismo de 14 kg/cm² (200 lb/pulg²) con el fin de mantener la integridad del aislamiento del cable, y permitir el flujo de aceite por la tubería.

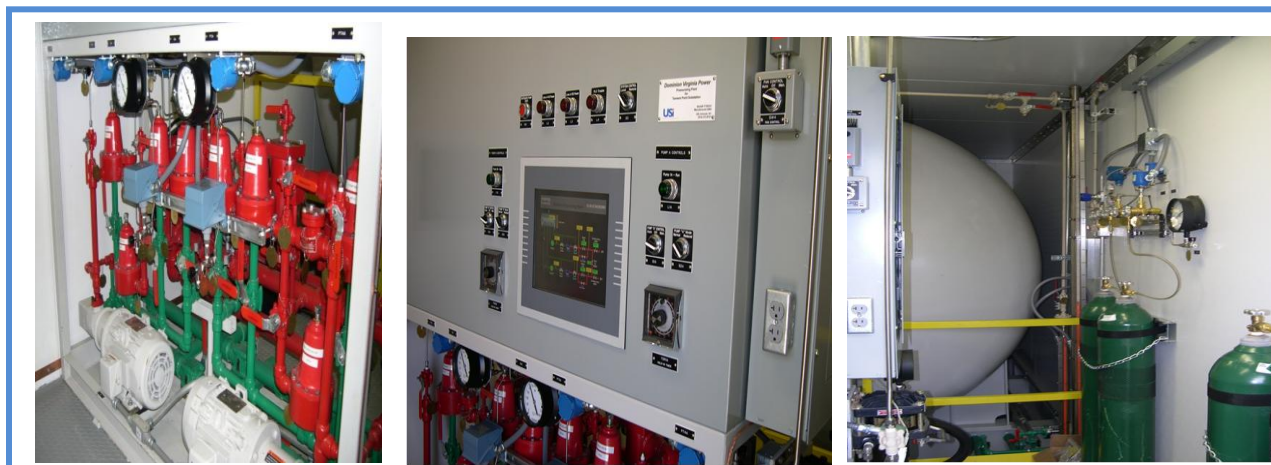


Figura 1.3.1.1-3

Estación de bombeo compuesta de planta, tablero de control, tanque y equipo de medición

- **3 Sistema de protección catódica** (rectificador) conectado a la tubería el cual imprime un voltaje de -0.85 VCD para evitar la corrosión del tubo.



- **4 Trifurcador** en cada subestación el cual además de servir para separar las fases del cable, permite conectar la estación de bombeo.



- **5 Diversos pozos** sobre su ruta en los que se alojan las uniones del cable, así como registros donde se ubican los termopares los cuales permiten efectuar mediciones de temperatura, aislamiento y potencial impreso.

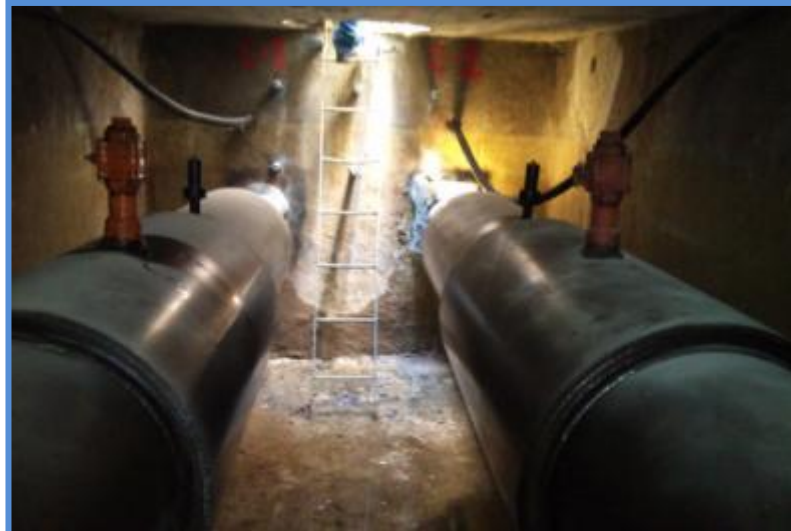


Figura 1.3.1.1-6

Pozo de empalme

- **6 Tubo que aloja el cable es de acero** al carbón de $\frac{1}{4}$ pulgada de espesor, y su diámetro varía dependiendo el calibre del cable, ya sea de $5 \frac{1}{4}$, $6 \frac{1}{8}$ u $8 \frac{1}{8}$ de pulgada, tiene además un recubrimiento exterior de polietileno amarillo de alta densidad como protección primaria contra daños físicos y electroquímicos.
- **7 Tubería** se encuentra enterrada a 1.20m de profundidad y va cubierta por una capa de arena térmica de 20cm.

Entre las principales ventajas y desventajas se tiene:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Alta confiabilidad • Nulas descargas parciales • Autoprotección en el tubo de acero • Adaptabilidad de sistema • Mayor Cargabilidad • Bajo costo en grandes longitudes • El aceite permite eliminación de ionización y el enfriamiento forzado • Monitoreo a lo largo de la ruta • Posibilidad de repotenciación 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto mantenimiento • Requiere sistemas de presurización • Alta contaminación en caso de fuga de aceite • Requiere protección Catódica y detección de fugas (monitoreo). • Altas pérdidas magnéticas en el tubo • Alto costo en longitudes cortas < 6km • Alta complejidad en terrenos a desnivel

1.3.1.2 XLPE: Cable tipo seco

Los cables tipo **XLPE** están libres de mantenimiento dado que su aislamiento es de tipo seco y admite rangos de temperatura de trabajo de hasta 90° y 130 ° C en sobre carga y hasta temperaturas de 250°C de cortocircuito. El aislamiento de estos cables está constituido por polietileno químicamente reticulado dicho aislamiento es un material termoestable que presenta muy buena rigidez dieléctrica, un bajo nivel de perdidas y una excelente resistencia de aislamiento.

A continuación se muestra la composición interna del cable tipo XLPE:



Figura 1.3.1.2

Diagrama esquemático de cable XLPE

Entre las principales ventajas y desventajas se tienen:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> No precisa mantenimiento Pérdidas explotación bajas Fácil interconexión con líneas aéreas Rapidez instalación Líneas de 230 a 400 kV 1000MVA Un cable por fase Posibilidad enterrado directamente en el terreno, en tubulares y galería visitable Campo electromagnético bajo No emisión de Gases tóxicos No propagador de incendio 	<ul style="list-style-type: none"> Arborescencias, descargas parciales. Puntos calientes Daños mecánicos Altos costos de instalación Tiempo de reparación elevados

1.3.1.3 Inventario de Líneas de Transmisión Subterráneas de 230 kV

A continuación se listan las líneas de transmisión subterráneas en el ámbito de la Zona de Transmisión Metropolitana (ZTM), donde se describen las características de las mismas.

No.	LÍNEA SUBTERRÁNEA 230 kV	ENLACE		TIPO DE CABLE	AÑO DE INSTALACIÓN	CAPACIDAD MÁXIMA TOTAL (MW)
1	PENSADOR	KM-0	PENSADOR M.	ACEITE	1973	219
2	MERCED I	MERCED	JAMAICA	ACEITE	1973	219
3	MERCED II	PENSADOR M.	MERCED	ACEITE	1973	219
3	VALLEJO I	CEYLÁN	VALLEJO	ACEITE	1977	241
4	VALLEJO II	CEYLÁN	VALLEJO	ACEITE	1977	241
6	COYOACÁN I	SAN ÁNGEL	COYOACÁN	ACEITE	1979	259
7	COYOACÁN II	SAN ÁNGEL	COYOACÁN	ACEITE	1979	259
8	AZCA I	AZCAPOTZALCO	REMEDIOS	ACEITE	1985	305
9	AZCA II	AZCAPOTZALCO	REMEDIOS	ACEITE	1985	305
10	PERA	MERCED	PERALVILLO	ACEITE	1986	305
11	VÉRTIZ I	JAMAICA	VÉRTIZ	ACEITE	1987	305
12	VERTIZ II	JAMAICA	VÉRTIZ	ACEITE	1987	305
13	ESME I	ESMERALDA	PERALVILLO	ACEITE	1989	305
14	ESME II	ESMERALDA	PERALVILLO	ACEITE	1989	305
15	CUAUHTEMOC I	CUAUHTEMOC	KM-0	SECO	2012	300
16	CUAUHTEMOC II	CUAUHTEMOC	KM-0	SECO	2012	300
17	ESTRELLA I	STA. CRUZ	ESTRELLA	SECO	1994	197
18	ESTRELLA II	IZTAPALAPA	ESTRELLA	SECO	1995	197
19	TECAMACHALCO I	BOSQUES	TECAMACHALCO	SECO	1995	235
20	TECAMACHALCO II	BOSQUES	TECAMACHALCO	SECO	1995	235
21	OCEANÍA I	PERALVILLO	OCEANÍA	SECO	1999	197
22	OCEANÍA II	MERCED	OCEANÍA	SECO	1999	197
23	POLA I	AZCA.	POLANCO	SECO	2005	280
24	POLA II	AZCA.	POLANCO	SECO	2005	280
25	PROC	JOROBAS	PROCTER	SECO	2002	259
26	TREN SUBURBANO	VALLEJO	TREN SUBURBANO	SECO	2008	197

Figura 1.3.1.3

Capacidad de transmisión y antigüedad de L.T Subterráneas 230 kV

1.3.1.4 Ubicación geográfica de Líneas de Transmisión Subterráneas de 230 kV.

A continuación se puede observar en la siguiente imagen, la ubicación y trayectoria de las diferentes líneas de transmisión Subterráneas de 230 kV en el ámbito de la ZTM.



Figura 1.3.1.4

Ubicación geográfica de Líneas de Transmisión Subterráneas ZTM

1.3.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

Las líneas de transmisión aéreas se utilizan comúnmente para el transporte de la energía eléctrica a grandes distancias dado los costos de construcción y mantenimiento y se componen principalmente de los siguientes elementos:

- Cimentaciones
- Sistema de tierras
- Estructura o torre
- Aisladores
- Herrajes
- Cable conductor
- Blindaje (cable de guarda)

1.3.2.1 CIMENTACIONES

Se denomina cimentación al conjunto de elementos estructurales cuya misión es la de transmitir las cargas de la estructura o torre al suelo distribuyéndolas de forma que no superen su presión admisible ni produzcan cargas zonales.

Debido a que la resistencia del suelo es generalmente menor que la de los pilares o muros que soportará, el área de contacto entre el suelo y la cimentación será proporcionalmente más grande que los elementos soportados (excepto en suelos rocosos muy coherentes). La estabilidad de la torre dependerá en gran medida del tipo de terreno.

Existen varios tipos de cimentaciones para las estructuras de las líneas de transmisión, que dependen básicamente de las características del diseño y construcción de la línea, así como del tipo de suelo en donde se encuentran las estructuras.

Principalmente se encuentran 2 tipos de cimentaciones: superficiales y profundas

- **Cimentaciones superficiales**

Son todas aquellas cimentaciones que reparten la fuerza que le transmite la estructura a través de sus elementos de apoyo sobre una superficie de terreno bastante grande que admite esas cargas. Este tipo de cimentaciones son principalmente zapatas, losas de cimentación, muertos de anclaje para retenidas o cimentaciones ancladas en roca.

- **Cimentaciones Profundas**

Las cimentaciones profundas son aquellas cimentaciones por las que debido a las condiciones del terreno, no es posible una cimentación superficial y se recurre a la búsqueda de estratos resistentes a mayor profundidad con el fin de garantizar la estabilidad de las torres. Este tipo de cimentaciones son principalmente muros o pantallas de concreto verticales, pilas o pilotes semejantes a pilares, y estas se encuentran hincadas a una mayor profundidad del suelo.

El diseño y especificación de las cimentaciones para Líneas de Transmisión se encuentra en la especificación de CFE JA100- 64 "CIMENTACIONES PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN."

1.3.2.2 SISTEMA DE TIERRA

Todas las torres deben de tener un sistema de puesta a tierra, que está conformado por conectores, conductores y electrodos enterrados de manera vertical y horizontal, cuya función es drenar al terreno las corrientes que se originan por inducción eléctrica, por fallas (corto circuitos, descargas atmosféricas), desbalances en los equipos y proporcionar una mejor trayectoria de retorno de la corriente a su lugar de origen, siendo así un punto de conexión seguro para el personal durante maniobras con líneas de transmisión aérea energizadas o desenergizadas.

Entre menor sea el valor de resistencia de contacto a tierra, mejor será el sistema de tierra, es decir, la malla de tierra "ideal" sería aquella cuyo valor de resistencia fuera cero Ohm, sin embargo, sabemos que no existen, por no existir tampoco conductores perfectos que no opongan resistencia al paso de la corriente.

1.3.2.2.1 ELECTRODOS

Son elementos metálicos compuestos de una aleación de conductores (acero galvanizado, acero inoxidable, cobre, aluminio) la sección de material dependerá de las características del terreno. Generalmente se emplean varillas de acero-cobre de tres metros de longitud que se anclan en el terreno y son enterrados; su función es establecer el contacto ó conexión con la tierra y son interconectados a conductores desnudos, con el fin de mantener un mismo potencial de tierra en todos los conductores que estén conectados a ellos y así disipar en el terreno todas las corrientes de falla.

Electrodo de puesta a tierra (Varilla Copperweld) :

Esta varilla es una de las más usadas ya que es de bajo costo, además es fabricado de acero cubierta de cobre, el cual combina las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero; su longitud es de 3.05m y los diámetros nominales más comerciales son 5/8" y 3/4" o 14.3mm² y 19 mm.²

1.3.2.2.2 CONDUCTORES

Estos sirven para formar el sistema de tierras y para conexión a tierra de los equipos, los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cable concéntrico formado por varios hilos, donde los materiales más utilizados son: cobre, cobre estañado Copperweld, acero, acero inoxidable, acero galvanizado o aluminio; sin embargo la mayoría de los materiales más comunes se corroen por lo que el cobre ha destacado en este aspecto.

DESCRIPCIÓN	CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL (%)	α_r FACTOR A 20 °C	K (1/ α_0) A 0°C	TEMPERATURA DE FUSIÓN (0°C)	Pr A 20 °C	TCAP VALOR EFECTIVO
Alambre de cobre suave estándar	100	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Alambre de cobre duro comercial	97	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Cobre estañado con alma de acero	40	0.00378	245	1084/1300	4.394	3.846
Cobre con alma de acero	30	0.00378	245	1084/1300	5.862	3.846
Alambre de aluminio comercial	61	0.00403	228	657	2.862	2.556
Alambre aleación 5005	53.5	0.00353	263	660	3.2226	2.598
Aluminio aleación 6201	52.5	0.00347	268	660	3.2840	2.598
Alambre de aluminio estañado con alma de acero	20.3	0.00360	258	660/1300	8.4840	2.670
Alambre de acero cubierto con zinc	8.5	0.00320	293	419/1300	20.1	3.931
Acero inoxidable	2.4	0.00130	749	1400	72.0	4.032

1.3.2.2.3 CONECTORES

Los conectores, son los elementos que nos sirven para unir los conductores del sistema de tierra a los electrodos, así como para la conexión de los equipos a través de conductores al sistema de tierra. Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente:

- Mecánicos
- A presión
- Mediante soldadura exotérmica

1.3.2.3 ESTRUCTURAS

Su función básica de las estructuras para líneas de transmisión aéreas, es mantener los conductores a cierta distancia sobre el suelo y de los obstáculos presentes a lo largo de la trayectoria, proporcionando seguridad a persona e instalaciones situadas en las cercanías de la ubicación de las estructuras a lo largo del eje de la trayectoria de la línea de transmisión.

Las estructuras de una línea de transmisión son generalmente de acero galvanizado, construidas con perfiles angulares laminados, formados con montantes y celosías arriostradas. Empotradas en el suelo por medio de cimentaciones de concreto.

Las torres se utilizan generalmente en campo abierto donde no existen restricciones en cuanto a espacio ocasionado a que son más robustas, mientras que los postes troncocónicos se utilizan predominantemente en zonas urbanas o suburbanas utilizando los espacios mínimos que las autoridades ceden o autorizan a ocupar. Pueden ser clasificadas de acuerdo a su nivel de tensión, número de circuitos y su función:

- Nivel de Tensión:
 - 230 000 Volts
 - 400 000 Volts
- Número de circuitos:
 - 1 circuito
 - 2 circuitos
 - 3 circuitos
 - 4 circuitos

-
- Función de la Torre
 - Tensión
 - Suspensión
 - Transportación
 - Deflexión
 - Transición

En algunas ocasiones se pueden combinar los diferentes tipos de tensión en una misma estructura.

1.3.2.3.1 DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO DE UNA ESTRUCTURA.

Una parte fundamental de una estructura es el dimensionamiento eléctrico, cuyo objetivo principal es conservar una distancia fase a tierra y evitar el arqueo en aire entre estructuras y conductores, provocando con ello, la salida de la Línea de Transmisión.

La coordinación de aislamiento, es el balance entre los esfuerzos eléctricos y el aislamiento, que en otras palabras se refiere a las sobretensiones por descargas atmosféricas, maniobras, sobre tensiones temporales, inducciones o contactos accidentales entre otras líneas y el propio voltaje que soporta el aislamiento por diseño.

Para determinar la coordinación de aislamiento se requieren de los siguientes datos:

- Altitud sobre el nivel del mar donde se instala o se encuentra la estructura
- Tensión de operación.
- Tipo de contaminación del ambiente
- Nivel básico de aislamiento a utilizar

Tensión nominal del sistema U_n kV (valor eficaz)	Tensión máxima del equipo U_m kV (valor eficaz)	Tensión de aguante normalizada de corta duración de 60 Hz (de fase a tierra) kV (valor eficaz)	Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo kV (valor pico) ⁽²⁾
2,4	3,6	10	20 40
4,4	5,5	19	45 60 75
6,9	7,2	20	40 60
13,8	15,5	35	75 95 110
23	25,8	50	95 125 150
34,5	38	70	125 150 200
44	52	95	250
69	72,5	140	325
85 - 115	123	(185) ⁽⁴⁾	450
		230	550
138	145	230	550
		275	650
150 - 161	170	275	650
		325	750
230	245	360	850 ⁽³⁾
		395	950
		460	1 050

(1) Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas normalizadas (3.26).
(2) La tensión de aguante normalizada de impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que la de fase a tierra.
(3) Para la reposición de equipo en servicio se sigue conservando la tensión de aguante de impulso por rayo normalizado de 900 kV, para aislamiento interno.
(4) Este valor entre paréntesis se considera insuficiente para demostrar que la tensión de aguante requerida de fase a fase se cumpla y se necesitan pruebas de aguante de fase a fase adicionales.

Tabla 1.3.2.3.1-1

Tabla de niveles de aislamiento normalizado para equipo de la categoría I

Tensión nominal del sistema U_n kV (valor eficaz)	Tensión máxima del equipo U_m kV (valor eficaz)	Tensión de aguante normalizada de impulso por maniobra			Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo (1) (2) kV (valor pico)
		Aislamiento longitudinal (3) kV (valor pico)	Fase a tierra kV (valor pico)	Fase a fase kV (valor pico)	
400	420	850	850	1 360	1 050 1 175
		950	950	1 425	1 175 1 300
		950	1 050	1 575	1 300 1 425

(1) Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas normalizadas (3.26).
(2) La tensión de aguante normalizada de impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que la de fase a tierra.
(3) Valor de la componente de impulso en la prueba combinada correspondiente.

Tabla 1.3.2.3.1-2

Tabla de niveles de aislamiento normalizado para equipo de la categoría II

Algunos parámetros principales que se deben examinar para evitar salidas de las líneas por descargas atmosféricas son los siguientes:

- La longitud de la cadena de aisladores: Este parámetro hace referencia a la distancia en aire que separa la estructura y el conductor.
- El ángulo de blindaje: Se necesita tener un correcto ángulo de blindaje para poder obtener una mejor protección de los conductores de fase y así reducir al mínimo la incidencia de descargas atmosféricas a éstos.
- El sistema de conexión a tierra: Éste sistema explicado con anterioridad, debe de encontrarse en óptimas condiciones para poder drenar las corrientes a tierra.
- Distancias entre conductores y cable de guarda: Es necesario que exista la distancia apropiada y normalizada entre conductores de fase y el cable de guarda.
- Instalación de supresores de voltaje: Es un dispositivo limitador de sobretensiones que consta de resistencias de óxidos metálicos de características no lineales conectadas en serie y /o paralelo, estas sobretensiones pueden ser por rayo y/o maniobra; a éstos dispositivos se debe recurrir en última instancia para la protección de la línea en complemento con la coordinación de aislamiento.

1.3.2.3.1.1 SILUETA Y COMPONENTES DE UNA ESTRUCTURA DE UN CIRCUITO EN DISPOSICIÓN HORIZONTAL (CARA DE GATO).

Este tipo de estructuras, se utiliza para un solo circuito en disposición horizontal y está compuesta por los elementos que se describen en la siguiente imagen:

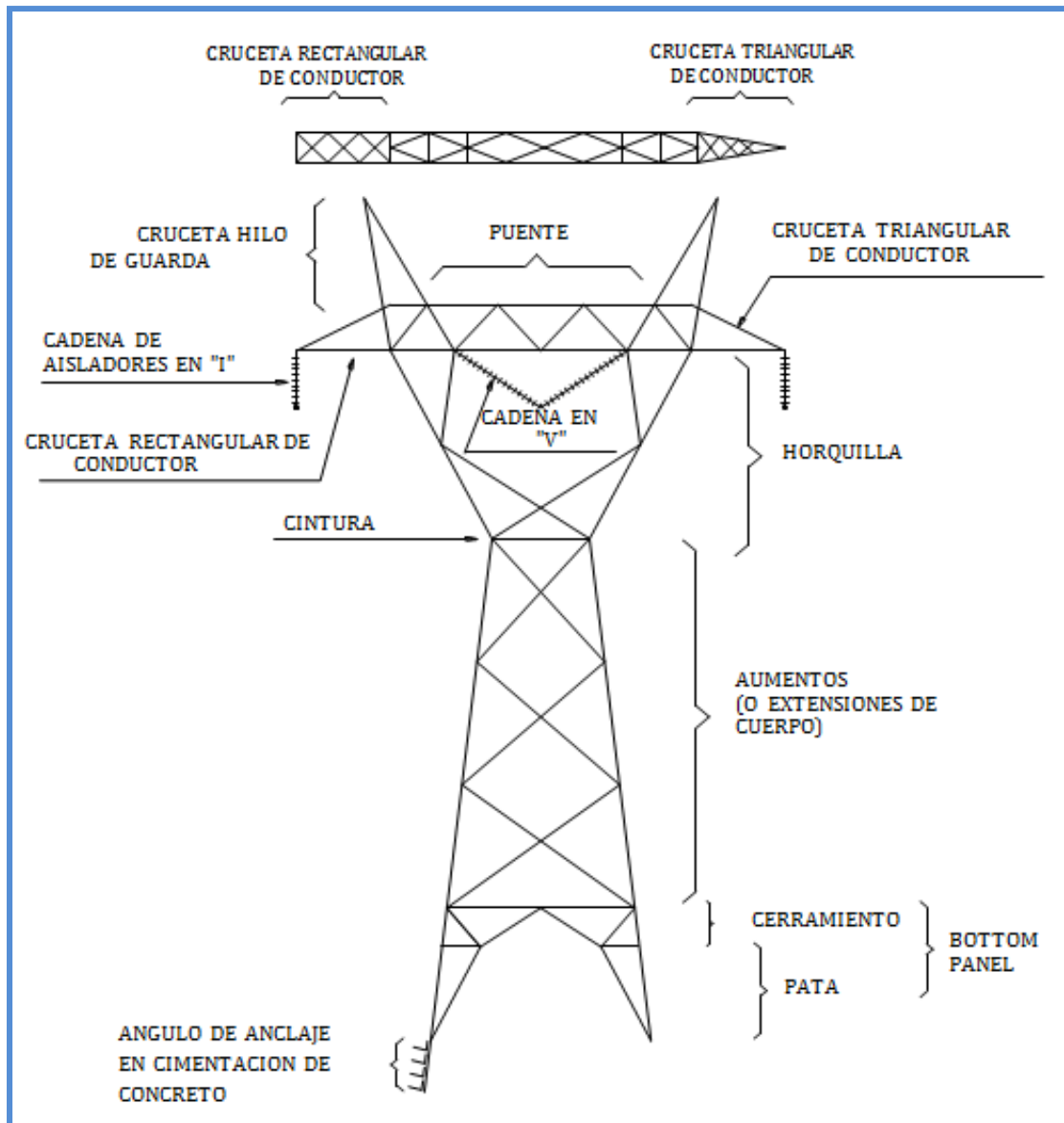


Figura 1.3.2.3.1.1

Torre de un circuito disposición horizontal

1.3.2.3.1.2 SILUETA Y COMPONENTES DE UNA ESTRUCTURA DE DOS CIRCUITOS.

Estas estructuras se utilizan para llevar dos circuitos a la vez, debido a la esbeltez de la torre, se utilizan en lugares estrechos para ocupar menos espacio, sus componentes se indican en la siguiente imagen:

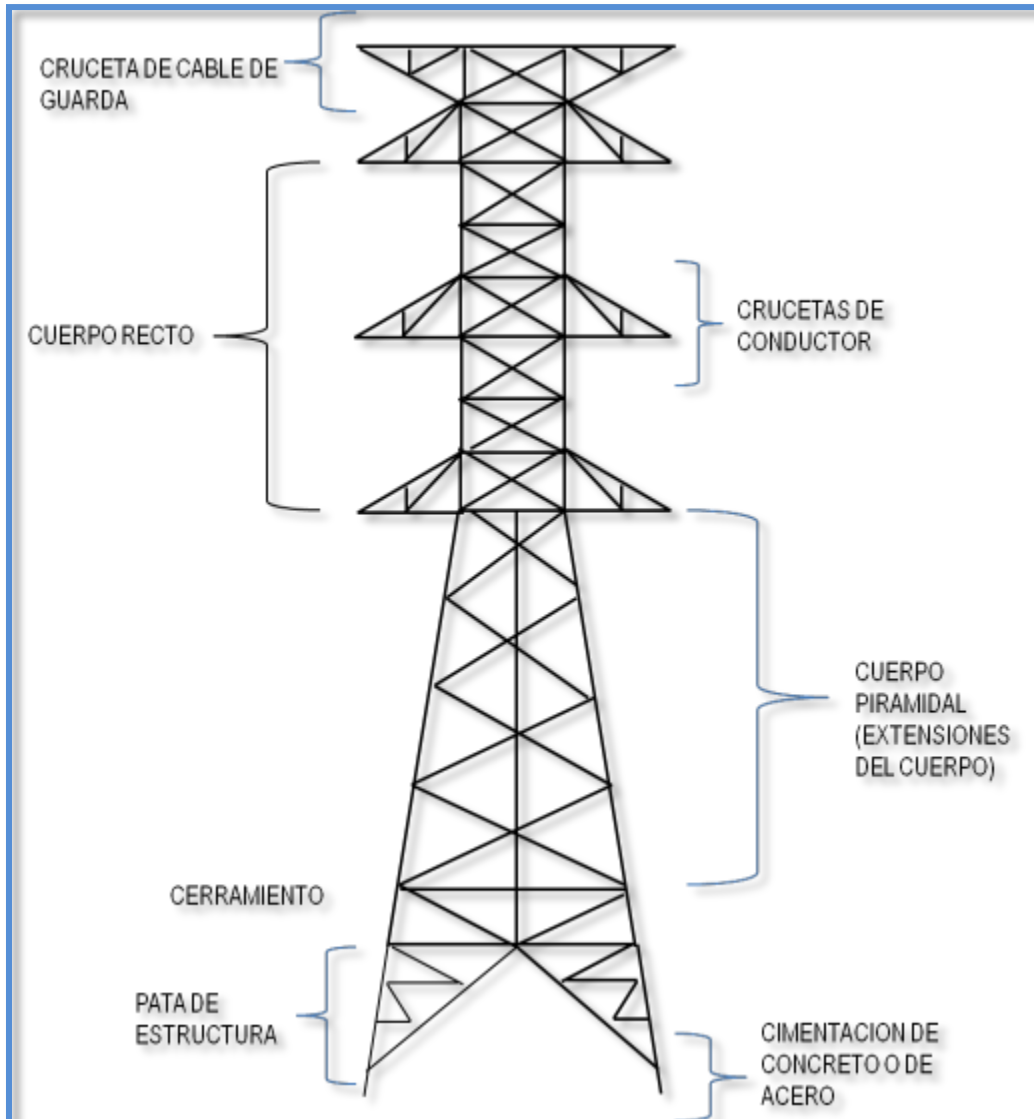


Figura 1.3.2.3.1.2

Estructura de dos circuitos

1.3.2.3.2 PARÁMETROS QUE DEFINEN EL USO DE UNA ESTRUCTURA

Para poder elegir qué tipo de estructura es más apropiado para utilización, se deben conocer algunos parámetros de diseño, los cuales indican donde se puede ocupar determinada estructura; algunos de los parámetros a considerar son los siguientes:

- Deflexión: Es el ángulo máximo del cambio de dirección en la trayectoria de la línea que permite la torre sin afectar su estabilidad.
- Claro Medio Horizontal: Es la semisuma de los claros adyacentes a la torre; se utiliza para calcular las cargas transversales que actúan sobre la estructura debidas a la acción del viento sobre los cables.
- Claro Vertical: Es la suma de las distancias horizontales entre los puntos más bajos de las catenarias de los cables adyacentes a la torre; se utiliza para determinar las cargas verticales que actúan sobre la estructura debidas a la masa de los conductores y los cables de guarda.
- Uso de la torre: La conjunción de los tres parámetros anteriores forman el denominado “uso” de la torre: deflexión/claro medio horizontal/claro vertical.

1.3.2.4 AISLADOR

Un aislador es un dispositivo que se utiliza para dar soporte mecánico a un cable conductor en una estructura y que proporciona una distancia dieléctrica entre dos conductores a diferente potencial o bien, entre conductor y tierra. Algunas características de los aisladores son las siguientes:

- Los materiales usados tienen alta rigidez dieléctrica (10-25 kV/mm).
- Las propiedades como la resistencia electromecánica, debe ser alta en el orden ≥ 111 kN.
- El flameo en aire es más bajo (2 kV / mm).

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

- Aisladores de Suspensión o de disco: Son los más empleados en las líneas de transmisión, fabricados de porcelana y en conjunto, forman cadenas de aisladores.



Figura 1.3.2.4-1

Aislamiento de vidrio tipo suspensión

- Polimérico: Constituyen elementos de una sola pieza y se fabrican de materiales sintéticos. Estos aisladores requieren menos mantenimiento que los de vidrio.



Figura 1.3.2.4-2

Estructura con aislamiento Polimérico de tipo suspensión

1.3.2.4.1 SELECCIÓN DE UN AISLADOR

Un aislador debe ser especificado considerando los esfuerzos mecánicos, eléctricos y ambientales a los que se verá sometido. De acuerdo a su uso, los aisladores se verán sometidos a tres tipos de esfuerzos

Esfuerzos eléctricos:

- Sobretensiones a la frecuencia nominal
- Sobretensiones por rayo
- Sobretensiones por maniobra
- Corriente del arco de potencia
- Tensión

Esfuerzos mecánicos:

- Compresión
- Flexión (cantiléver)
- Torsión
- Vibración
- Sacudidas (Sismos)

Esfuerzos Ambientales:

- Variaciones de temperatura
- Luz Ultravioleta
- Viento
- Hielo, Nieve
- Humedad, lluvia
- Altitud
- Contaminación
- Descargas atmosféricas
- Cargas y esfuerzos combinados
- Contaminación y Temperatura

1.3.2.4.2 DISTANCIA DE AISLAMIENTO (DA)

Es la distancia más corta o la suma de distancias entre dos partes conductoras; también se le conoce como distancia mínima de aislamiento o distancia de arco.

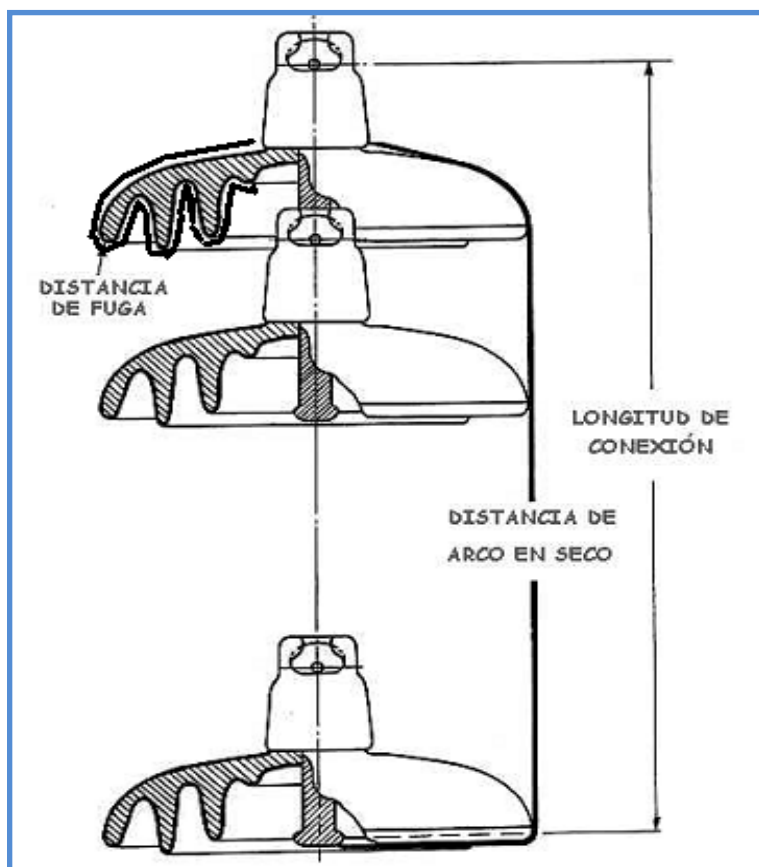


Figura 1.3.2.4.2

Distancia de aislamiento en cadena de aisladores

- Distancia de fuga (DF)

Es la trayectoria más corta entre los extremos de un aislamiento sólido, pero siguiendo su superficie exterior o contorno; puede estar sometida al fenómeno de envejecimiento, dependiendo del material aislante, causando deterioro o disminución de sus características. La distancia específica de fuga: se obtiene de la DF dividida entre la tensión máxima del sistema.

$U_n =$	Valor eficaz de la tensión de f-f usado para denominar un sistema. (34.5; 69; 115; 230; 400 kV; etc.)
$U_s =$	Máximo valor eficaz de la tensión f-f del sistema, el cual ocurre en condiciones normales en cualquier momento y en cualquier lugar del sistema.
$U_m =$	Máximo valor eficaz de la tensión f-f para el cual está diseñado el aislamiento de un equipo.
$U_{10} =$	La tensión de aguante es valor de tensión en el que el aislador tiene una "x%" de probabilidad (90% en México) de que el aislador "Aguante" la sobretensión.
$U_{50} =$	La tensión crítica de flameo, es el valor de tensión en el que el aislador tiene el 50 % de probabilidad de que se presente un flameo.

1.3.2.5 HERRAJES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los aisladores acoplados requieren de elementos que permitan la sujeción tanto a las crucetas como a los conductores y cable de guarda de la estructura, a estos dispositivos de enlace, se les denomina herrajes, ya sean para cable conductor o de guarda y pueden ser utilizados en cualquier tipo de estructura (suspensión y tensión).

1.3.2.5.1 CONJUNTO DE HERRAJES

Es la combinación de herrajes y sus accesorios con diferentes arreglos, cuya función es la de sujetar los cables a la estructura. Se elige el herraje dependiendo del uso de la estructura para la cual fue diseñada, el calibre del conductor y el arreglo del conjunto.

Para facilitar la identificación de los herrajes y sus accesorios, estos deben de ser marcados de manera permanente con el logotipo del fabricante, indicando además, el número de lote y el año de fabricación; así como la resistencia mecánica a la tensión de ruptura o lo que se indique en las hojas de características técnicas específicas de cada tipo de herraje, la marca debe de ser fácilmente visible después del galvanizado.

1.3.2.5.1.1 TIPOS DE CONJUNTOS USADOS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

- Conjunto de tensión
- Conjunto para conductor
- Conjunto para cable de guarda
- Conjunto para fibra óptica OPGW
- Conjunto de suspensión

1.3.2.5.1.2 HERRAJES UTILIZADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

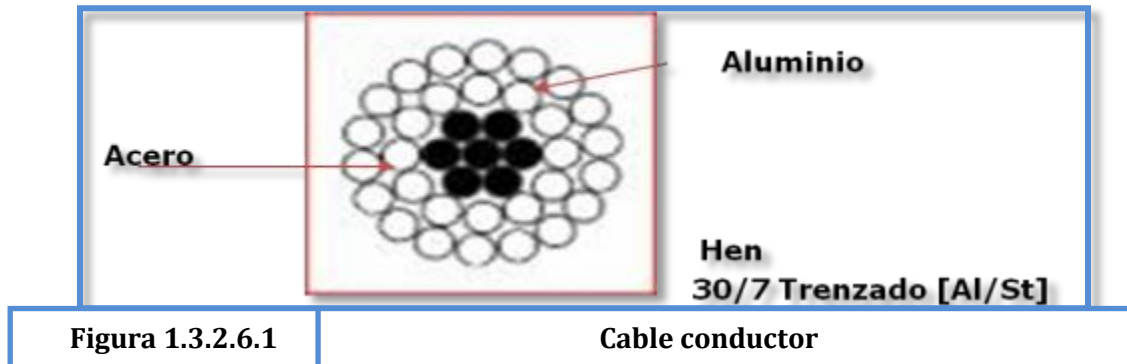
- Calavera horquilla “Y” corta
- Calavera horquilla “Y” larga
- Horquilla “Y” bola corta
- Horquilla “Y” bola larga
- Horquilla “Y” ojo corta
- Calavera ojo corta
- Calavera ojo larga
- Yugo triangular
- Yugo trapezoidal
- Yugo rectangular
- Yugo de suspensión
- Yugo de paso
- Yugo de remate
- Extensión de horquilla –Horquilla
- Anillo equipotencial
- Grillete
- Grapa de suspensión para conductor
- Grapa de tensión para conductor
- Grapa de suspensión de cable de guarda
- Cable de tensión para cable de guarda
- Eslabón
- Conector a compresión cable-cable
- Conector a compresión cable-solera
- Separador
- Manguitos de reparación

1.3.2.6 CABLES

1.3.2.6.1 CABLE CONDUCTOR

Podemos definir al conductor como un medio por el cual se efectúa el transporte de energía eléctrica, la sección, su composición y el número de conductores por fase, debe ser la más adecuada para permitir la transferencia óptima de la potencia eléctrica y además, resistir los esfuerzos mecánicos a los que estarán sometidos durante la construcción y operación de la línea.

Los conductores de uso más común en las líneas de transmisión aérea son, en primera instancia, los conductores de aluminio dispuestos helicoidalmente sobre una serie de cables de acero dispuestos de forma similar utilizados como refuerzo denominado ACSR.



○ TIPOS DE CONDUCTORES:

- **AAC:** All Aluminum Conductor – Todos los conductores de Aluminio
- **AAAC:** All Aluminum Alloy Conductor – Todos los conductores de aleación de Aluminio.
- **ACSR:** Aluminum Conductor Steel Reinforced – Conductores de Aluminio con alma de acero.
- **ACAR:** Aluminum Conductor Alloy Reinforced – Conductores de Aluminio con alma de aleación.
- **ACSS:** Aluminum Conductor Steel Supported – Conductores de Aluminio soportados con acero.
- **EXPANDED ACSR, ACSR/AW** (Aluminum Weld, Aluminio soldado)

En la siguiente figura se muestran los datos característicos mecánicos y eléctricos para conductores ACSR:

Cables ACSR		Características generales							Carga de ruptura kN
Calibre AWG o kcmil	Designación	Número de alambres		Diámetro nominal		Peso aproximado			
		Aluminio	Acero	Núcleo mm	Cable mm	Aluminio kg/km	Acero kg/km	Cable kg/km	
6	Turkey	6	1	1.7	5.0	36	17	53	5.3
4	Swan	6	1	2.1	6.4	58	27	85	8.3
3	Swallow	6	1	2.4	7.1	73	35	108	10.2
2	Sparrow	6	1	2.7	8.0	92	44	136	12.7
1	Robin	6	1	3.0	9.0	116	55	171	15.8
1/0	Raven	6	1	3.4	10.1	147	69	216	19.5
2/0	Quail	6	1	3.8	11.4	185	87	272	23.6
3/0	Pigeon	6	1	4.3	12.8	233	110	343	29.7
4/0	Penguin	6	1	4.8	14.3	294	139	433	37.5
266.8	Partridge	26	7	6.0	16.3	375	171	546	50.3
336.4	Linnet	26	7	6.7	18.3	470	217	687	62.7
336.4	Oriole	30	7	8.1	18.8	471	311	782	77.0
397.5	Ibis	26	7	7.3	19.9	557	256	813	72.5
397.5	Lark	30	7	8.8	20.5	557	366	923	90.3
477	Hawk	26	7	8.0	21.8	667	308	975	86.7
477	Hen	30	7	9.6	22.4	669	440	1,109	106.0
500	Heron	30	7	9.8	23.0	701	461	1,162	110.0
556.5	Dove	26	7	8.7	23.5	778	359	1,137	101.0
556.5	Eagle	30	7	10.4	24.2	780	513	1,293	124.0
605	Duck	54	7	8.1	24.2	849	310	1,159	104.0
636	Grosbeak	26	7	9.3	25.1	875	409	1,284	112.0
715.5	Starling	26	7	9.8	26.7	1,006	460	1,466	126.0
715.5	Crow	54	7	8.8	26.3	1,006	366	1,372	116.0
795	Drake	26	7	10.4	28.1	1,117	512	1,629	140.0
795	Condor	54	7	9.2	27.8	1,116	408	1,524	125.0
900	Canary	54	7	9.8	29.5	1,262	461	1,723	143.7
954	Rail	45	7	7.4	29.3	1,339	260	1,599	115.0
1113	Bluejay	45	7	8.0	32.0	1,563	304	1,867	137.7

Notas: • Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura.
• Para construcciones diferentes, favor de consultar con nuestro departamento de Asesoría Técnica.

Figura 1.3.2.6.2

Características de Cables tipo ACSR

1.3.2.7 BLINDAJE

Uno de los métodos de protección de las líneas de transmisión contra descargas atmosféricas es por medio del blindaje, el objetivo principal es impedir que las descargas atmosféricas impacten directamente sobre los cables conductores de las fases de los circuitos, captando la intensidad de corriente por medio de un conductor y conduciéndola a través de la estructura de acero para tramitarlas a los sistemas de tierra que finalmente son los elementos disipadores, éste conductor recibe el nombre de cable de guarda.

1.3.2.7.1 CABLE DE GUARDA

Generalmente los cables de guarda empleados son de acero galvanizado o de acero recubierto de aluminio, los cuales deben ser capaces de resistir los esfuerzos mecánicos y condiciones climatológicas de las zonas en donde se instale.



Figura 1.3.2.7.1-1

Cable de guarda

Actualmente se están instalando sobre líneas de transmisión, cables de guarda de acero recubierto de aluminio que en su núcleo contiene fibra óptica, mediante la cual transmiten señales de telecomunicación para enlazar elementos de protección en las subestaciones eléctricas colaterales asociadas a las líneas de transmisión.



Figura 1.3.2.7.1-2

Cable de Fibra Óptica OPGW

En las siguientes figuras se muestran los datos característicos mecánicos y eléctricos para cables de guarda:

Designación	Número de hilos	Diámetro del alambre (mm)	Alta resistencia		Extra alta resistencia	
			Elongación (%)	Carga última de ruptura (N)	Elongación (%)	Carga última de ruptura (N)
7,94	7	2,64	5	35 590	4	49 820
9,52	7	3,05	5	48 040	4	68 500

Figura 1.3.2.7.1-3 Valores de ruptura y elongación cable de guarda acero 7#8

Designación	Número de alambres	Diámetro		Sección transversal (mm ²)	Carga última de ruptura (N)	Resistencia 20 °C (Ω/km)	Masa (kg/km)
		Alambre (mm)	Cable (mm)				
7 # 8	7	3,26	9,78	58,43	70 900	1,463	390

Figura 1.3.2.7.1-4 Características cable de guarda acero 7#8

1.3.2.7.2 ÁNGULO DE BLINDAJE

El cable de guarda se instala en la parte más elevada de la estructura mecánica que soporta a la línea de transmisión con un ángulo respecto a su línea vertical y el conductor de fase más externo, éste ángulo es conocido como ángulo de blindaje.

La siguiente figura muestra la variación del ángulo de blindaje, de positivo a negativo, al variar la posición del cable de guarda con respecto a un conductor de fase. El objetivo de la selección del número de cables de guarda y su posición es interceptar los rayos y reducir las fallas de blindaje a un número aceptable.

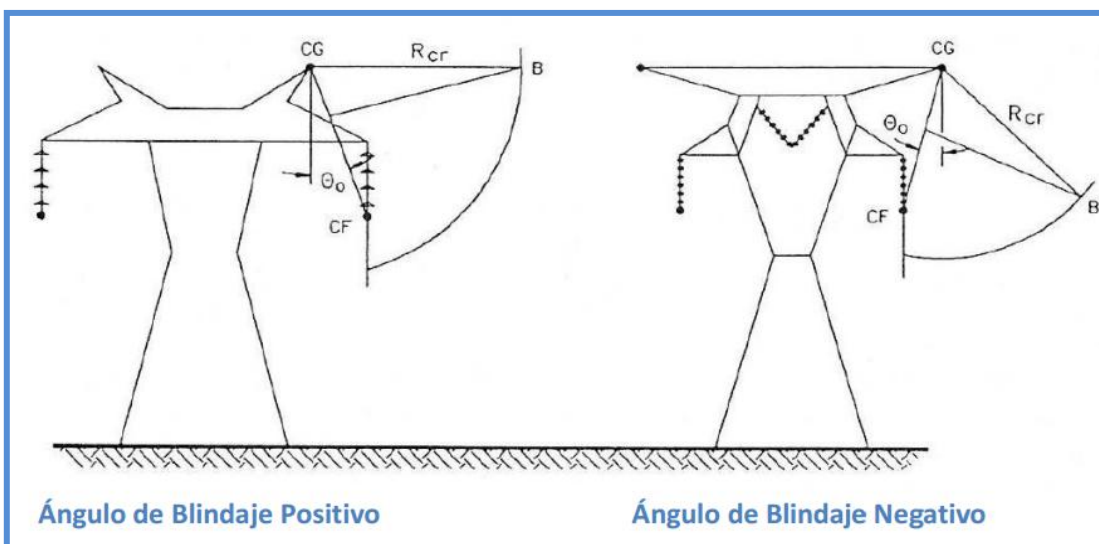


Figura 1.3.2.7.1 Ángulo de Blindaje de Línea de Transmisión

CAPÍTULO II

2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 Y 400 kV

A partir de la necesidad de transportar la energía eléctrica de los centros de generación a los centros de consumo, se originan las líneas de transmisión, las cuales siguen en crecimiento paralelo al desarrollo urbano; por lo tanto, requieren de mantenimiento, lo que representa un problema más complejo, ya que continuamente se suman al sistema de interconexiones. Para que las líneas tengan un funcionamiento correcto y brinden un alto grado de confiabilidad, se requiere contar con un mantenimiento oportuno.

Existen algunas actividades que se pueden realizar con la línea desenergizada y algunas más con líneas energizadas.

Cuando se trabaja con líneas energizadas debe de respetar las distancias de seguridad al desempeñar la actividad, mismas que pueden calcularse en base a la distancia mínima de aislamiento en aire para el voltaje de la línea, más un factor por movimiento inadvertido, que se muestran a continuación:

VOLTAJE DE FASE A FASE (kV)	DISTANCIA A EMPLEAR (m)
0.05 a 0.30	Evitar contacto
2.44 a 13.75	0.6
15.1 a 36	0.75
115	1.5
161 a 169	1.75
230	2.5
400	4.4

Tabla 2 Distancia de trabajo mínima en una línea energizada

La distancia entre el liniero y la línea energizada (Fig. 2.1, más la distancia entre la estructura y el liniero no deben ser menor a la distancia mínima permitida).



Figura 2.1 Distancia de seguridad

2.1 CORRIENTES Y TENSIONES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO

Al estar en contacto con corrientes eléctricas, existen diferencias de potencial que pueden ser peligrosas y causar riesgos en el ser humano; las consecuencias del paso de la corriente por el cuerpo pueden ocasionar desde lesiones físicas secundarias (golpes, caídas, etc.), hasta la muerte por fibrilación ventricular. Por lo cual, es conveniente hacer notar que la resistencia eléctrica del cuerpo humano es muy variable, es por esto que los valores de tensión que aplicados al cuerpo humano se consideran peligrosos quedando definidos de acuerdo a la siguiente tabla.

CORRIENTES TOLERABLES	DESCRIPCIÓN	TIPOS DE UMBRALES
0 a 1 mA	La magnitud de corriente con la cual una persona es capaz de detectar una ligera sensación de hormigueo en sus manos o en la punta de los dedos causada por la corriente que circula por su cuerpo en ese momento.	Umbral de percepción
1 a 6 mA	Corriente de liberación, aunque son desagradables de soportar, generalmente no afectan la capacidad de una persona de controlar sus músculos para liberar un objeto energizado que este sosteniendo.	
9 a 25 mA	Las corrientes son dolorosas y se dificulta o es casi imposible liberar un objeto energizados sujetados con la mano, debido a que las corrientes son elevadas, las contracciones musculares pueden dificultar la respiración, este efecto no es permanente y desaparece cuando se interrumpe el flujo de corriente, a menos que la contracción sea muy severa y la respiración se detenga, no por segundos sino por minutos será necesario aplicar la resucitación artificial (primeros auxilios).	Umbral de no soltar
60 a 100 mA	Se puede presentar la fibrilación ventricular, paro respiratorio o paro cardiaco, ocasionando algún daño severo o incluso la muerte.	Umbral de fibrilación ventricular

Tabla 2.1

Tabla de corrientes tolerables por el ser humano

Por lo consiguiente se puede decir que un valor seguro para un corazón sano es de 25 mA a través de él, naturalmente es importante el tiempo de duración ya que va desde 0.03 A – segundo.

Para fines de cálculo de las tensiones de paso y contacto, la guía STD 80-2000 del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) recomienda utilizar un valor de 1000 Ω para la resistencia del cuerpo humano.

2.2 INSPECCIONES A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las inspecciones son el primer paso para planear los trabajos de mantenimiento a las líneas de transmisión, ya que al realizarlas, nos arroja las anomalías presentadas en las líneas, además de evitar posibles disparos que provoquen la interrupción de energía eléctrica suministrada a una gran cantidad de usuarios en el ámbito de la Zona de Transmisión Metropolitana

2.2.1 INSPECCIÓN MAYOR

Esta actividad deberá de realizarse cuando menos una vez al año a lo largo de toda la línea de transmisión. Durante el desarrollo de ésta labor, se realiza la revisión a detalle en cada elemento de las estructuras, cables conductores, cables de guarda, además de los factores externos a la línea de transmisión como brecha, contra perfiles, libramientos de piso a conductor, cruzamientos con ríos zonas de contaminación, vandalismo y zonas de incendio.



Figura 2.2.1

Personal de líneas realizando la inspección mayor

2.2.2 INSPECCIÓN MENOR

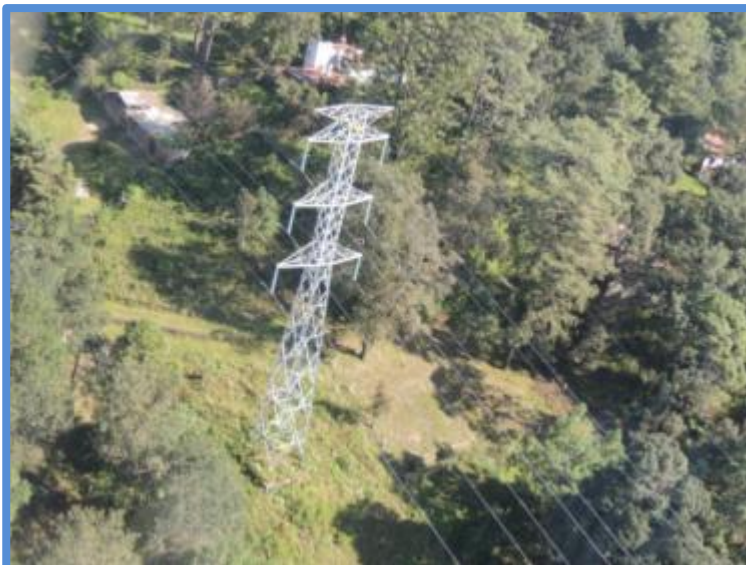
Se puede realizar con una periodicidad de 2 veces al año, debido que no es necesario que el personal ascienda a las estructuras, sin embargo, es una actividad indispensable ya que en la Zona Metropolitana frecuentemente se encuentran anomalías ocasionadas por terceros como tianguis, papalotes, grúas y vandalismo.

2.2.3 INSPECCIÓN AÉREA O PATRULLAJE AÉREO

Dicha actividad se realiza con apoyo de helicóptero o avioneta, en la cual se pueden recorrer las líneas en un menor tiempo y detectar fallas notorias en cables de guarda, cable conductor, estructuras, brecha, colas de rata, cimentaciones, invasiones al derecho de vía, aislamiento y construcciones cerca al derecho de vía por vialidades nuevas; ya que en repetidas ocasiones las delegaciones y municipios ejecutan proyectos sin consultar los riesgos que se enfrentan al realizar la construcción cerca de líneas de transmisión.

El recorrido que se realiza en la Zona de Transmisión Metropolitana se divide en dos:

- Anillos de 400 kV
- Anillos de 230 kV



2.2.3.1 Vista panorámica de patrullaje aéreo a línea de transmisión 230kV

Con ayuda del helicóptero, también se realiza la termografía a líneas de transmisión, se emplea un equipo termográfico para encontrar puntos críticos con alto grado de temperatura mientras se recorre la línea, lo cual indica que se tienen que ser atendidos.

Una vez localizado, se procede a corregir el punto caliente, algunos de estos puntos pueden encontrarse en los siguientes elementos:

- Hilos rotos en conductor
- En herrajes de remate de conductor (pistolas mecánicas o a compresión)
- Herraje de suspensión de conductor
- Empalmes de conductor

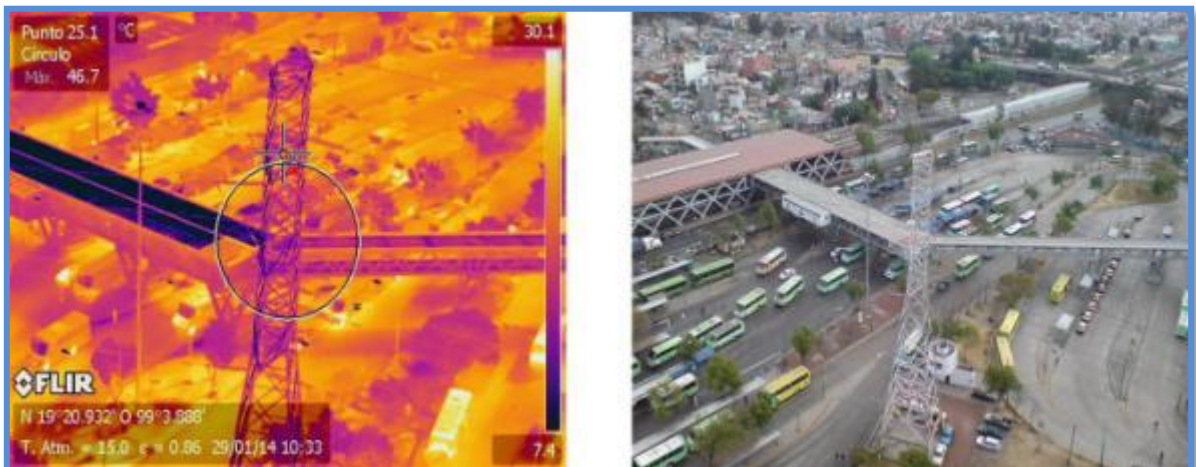


Figura 2.2.3.2

Vista panorámica de termografía en la línea XOCHIMILCO-93C20-SANTA CRUZ

2.2.4 SEÑALIZACIÓN AÉREA Y PELIGRO

Las estructuras de las líneas que forman los anillos de 230 y 400 kV que pertenecen a la Zona de Transmisión Metropolitana, no contaban con placas de señalización aérea ni señalización de peligro, las cuales son muy importantes para la localización de estructuras durante un patrullaje o inspección aérea. La forma en la que se distribuyen en la estructura es la siguiente:

- Estructura de un circuito: lleva dos placas de peligro en el bottom panel (**Figura 1.4.1.1**) y dos placas de numeración en medio de la trabe de la estructura.

- Estructuras de dos circuitos que enlacen las mismas subestaciones: llevan dos placas de peligro en el bottom panel y dos placas con la misma numeración en medio de la trabe de la estructura.
 - Estructuras de doble circuito diferente enlaces de subestaciones: dos placas de peligro en el bottom panel y cuatro placas de numeración divididas, dos placas de numeración en la cruceta de guarda de cada cruceta debido a que las líneas tienen diferente numeración.
- Las placas deben de cumplir con la norma de referencia NRF-042-CFE-2005, "Señalización de Líneas de Transmisión Aéreas y Subterráneas(Cables de potencia), la cual nos indica que el cuerpo de la placa puede ser de acero inoxidable, fibra de vidrio o lámina galvanizada por inmersión en caliente. La placa deberá tener espesor de 0.8 mm con una longitud de 60 cm y una altura de 40 cm. Permitiendo una tolerancia de $1 \pm \%$.

La placa debe ser pintada en color amarillo y las letras, números y símbolos de color negro de un solo lado de la placa, además de tener 2 barrenos de 1 cm de diámetro y tornillos de 9.5 mm de diámetro por 25 mm de largo con arandelas de presión planas y tuercas.



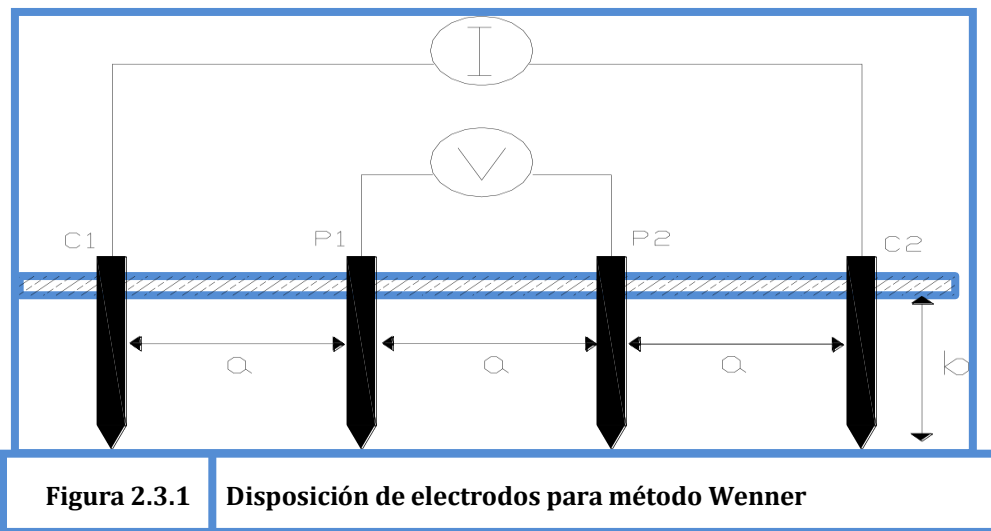
Figura 2.2.4 Personal instalando placas de señalización numérica

2.3 RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO, RESISTENCIA ELÉCTRICA Y MÉTODO DIRECTO.

La actividad consta en realizar la medición de resistencia del terreno en cada estructura que conforme la línea de transmisión, antes de las épocas de estiaje para que en temporadas de lluvia se tenga la seguridad de que se drenaran las posibles descargas eléctricas que lleguen a caer sobre las líneas.

2.3.1 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO

Para medir la resistividad del subsuelo se utiliza el método “Wenner” o de los cuatro puntos; cuyo principio básico es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2, mientras que el potencial que aparece, se mide entre dos electrodos P1 y P2, en éste método, los 4 electrodos deberán ser enterrados dentro del suelo a lo largo de una línea recta, a igual distancia “b” de separación, enterrados a una profundidad “p”, la tensión entre los dos electrodos interiores de potencial es medida y dividida entre la corriente que fluye a través de los otros dos electrodos externos para dar un valor de resistencia mutua en Ohms.



Se debe de medir la resistividad del subsuelo colocando el megger en el centro de la estructura y los electrodos se deben colocar paralelos al sentido de la línea de transmisión con una separación de 1.6m para la primera medición y 3.2m para la segunda medición.



Figura 2.3.1-1 Personal de líneas realizando medición de resistividad del terreno

2.3.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA ELÉCTRICA

Para el mantenimiento a las redes de tierra convencionales, se realiza la medición de la resistencia de la red de puesta a tierra, utilizando el método de caída de potencial.

Esto es necesario debido los factores de envejecimiento y corrosión de conexión que presentan algunos materiales; durante éste mantenimiento se realizan las siguientes actividades:

- Medición de resistividad del subsuelo de acuerdo al apéndice a de la especificación CFE 00JLO-28, “Red de puesta a tierra para estructuras de Líneas de Transmisión Aéreas de 69 a 400 kV en Operación”
- Medición de la resistencia de puesta a tierra de la estructura.
- Revisión de las conexiones de cables de guarda a la estructura, colas de rata, bajantes de las patas de la estructura a la cimentación.
- Reparación de los sistemas de puesta a tierra que presenten daños físicos.
- Corrección o mejoramiento de la red de puesta a tierra.

Este método se basa en la inyección de una corriente de prueba en el electrodo bajo análisis (red de puesta a tierra), se toman las medidas de la tensión a diferentes distancias, tomando como base la distancia que existe entre patas 1 y 4, el electrodo auxiliar de potencial P, el valor representativo se centra cuando la diferencia máxima de resistencia entre mediciones sea menor a 1Ω para cuando el valor máximo medido sea menor a 5Ω se considera aceptable.

La dirección de la medición debe de ser perpendicular o longitudinal a la línea, instalar el electrodo auxiliar de corriente C y su cable asociado en la dirección seleccionada a 50m del electrodo E cuando la longitud de la contra-antena sea menor o igual a 12 m y para longitudes mayores la distancia debe ser de 75m del electrodo E.

En este método es necesario realizar 3 mediciones:

- **Primera medición:** Colocar el electrodo auxiliar de potencial P y su cable asociado en la dirección al electrodo de corriente al 52% de la medición entre patas 1-3 o 2-4 multiplicado 4 veces.
- **Segunda medición:** La segunda medición se realiza instalando el electrodo P, a 62% de la distancia de la medición entre patas 1-3 o 2-4 multiplicado 4 veces.
- **Tercera medición:** La última medición se efectúa instalando el electrodo P, a 72% de la distancia de la medición entre patas 1-3 o 2-4 multiplicado 4 veces.

Estas mediciones se tienen que registrar en el formato de la especificación CFE 00JLO-28. El valor representativo de la resistencia (R) de la red de puesta a tierra se considera lo correspondiente a la lectura realizada cuando el electrodo se encuentra a 62%.

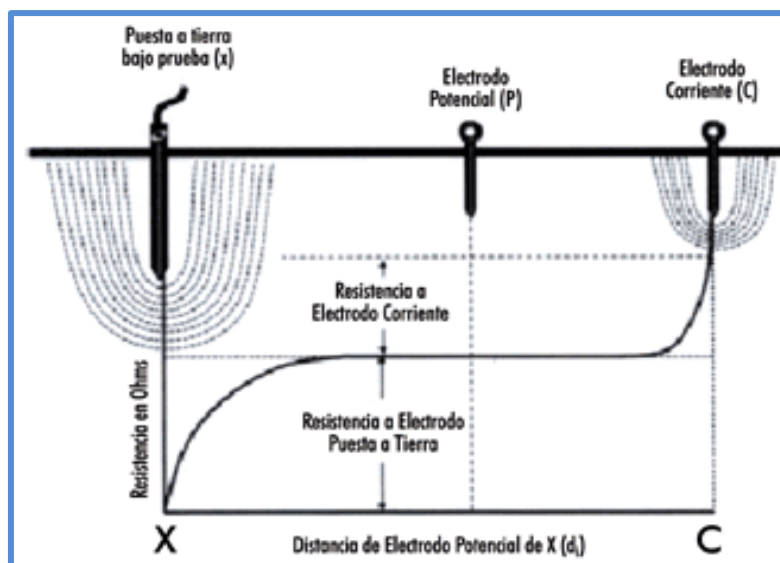


Figura 2.3.2-1

Medición de Resistencia eléctrica por caída de potencial

2.3.3 MÉTODO DIRECTO

Además se realiza el “método directo” que consiste en medir la resistencia de la conexión del sistema de tierra de la estructura, desde la conexión del cable de guarda o cable fibra óptica OPGW a la conexión de sistema de tierras de la estructura, sin pasar la medición de 0.08Ω . En el caso de que la medición sea mayor, es necesario limpiar y reapretar las conexiones para tener la certeza de que podrá drenar alguna posible descarga atmosférica que pueda llegar a caer en la líneas de transmisión; los trabajos se pueden realizar con la línea energizada, siempre y cuando se tomen las medidas preventivas correspondientes, ya que de no realizar las actividades con precaución se puede provocar un accidente.

2.4 MANTENIMIENTO AL DERECHO DE VÍA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Definiremos el derecho de vía como la franja de terreno que se ubica a lo largo de la trayectoria de las líneas de transmisión, el cual, debe de permanecer limpio.

Una actividad muy importante del mantenimiento a líneas de transmisión es conservar limpio el derecho de vía de las líneas para evitar salidas de líneas por quema de caña, pastizales, caída de árboles o ramas cercanas, ya que en ocasiones, los dueños de los predios realizan la quema y provocan salidas de líneas.



Figura 2.4-1 Derecho de vía de las líneas TOP-A3510/A3520-BRN DE 400 kV



Figura 2.4-2 Derecho de vía de las líneas TOP-93050/93060-MOR de 230 kV

2.5 SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTO

Ésta actividad es realizada con línea desenergizada programada para no afectar el servicio o restar confiabilidad a la red eléctrica de la Zona de Transmisión Metropolitana.

Como se sabe existen dos tipos de estructuras:

- Suspensión
- Tensión

Una vez programada la licencia y otorgada por el Área Central de Control (ACC) se procede a trabajar de la siguiente manera.

2.5.1 SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTO EN ESTRUCTURAS TIPO SUSPENSIÓN.

- Se debe preparar el material y la herramienta a utilizar en la maniobra; además es necesario que toda la cuadrilla esté enterada del procedimiento a realizar.
- Se tramita la licencia con el Área de Control Central, para poder aterrizar en las subestaciones e instalar tierras auxiliares donde se va a realizar el trabajo, esta actividad la puede desempeñar el responsable de los trabajos (Jefe de oficina y cabo- liniero).
- Instalación de polea y soga mandadera para subir herramienta como montacargas, yugos y estrobos de acero; esta actividad la puede desempeñar el liniero o ayudante liniero.

- El liniero que se encuentra en el conductor, acciona el montacargas para aflojar la cadena, también retira la chaveta del aislador inferior y tensiona el montacargas para aflojar la cadena.
- El liniero que se encuentra en el conductor, retira el aislador inferior de la calavera e instala estrobo entre el cuarto o quinto aislador de la cadena, de arriba hacia abajo, sujetando la sogá mandadera.
- El personal que se encuentra debajo de la estructura, amarra la nueva cadena de aislamiento con la sogá mandadera; es necesario que la mandadera quede tensionada.
- El liniero retira chaveta de aislador superior con ayuda de pinzas y desarmador, luego desengancha la cadena, cargando en la sogá mandadera para que esta quede tensionada.
- La maniobra de bajar cadena de aislamiento retirada y al mismo tiempo subir cadena nueva.
- Colocar chaveta de aislador superior e inferior, colocación de calavera inferior.
- El personal baja la herramienta utilizada en dicha maniobra así como el retiro de las tierras auxiliares.

Si no se van a realizar más trabajos sobre la línea en cuestión, se retira la licencia en el Área de Control Central.



Figura 2.5.1

Maniobra cambio de aislamiento en estructura de suspensión

2.5.2 SUSTITUCIÓN DE AISLAMIENTO EN ESTRUCTURA DE TENSIÓN.

- Preparar el material y la herramienta a utilizar en la maniobra; además es necesario que toda la cuadrilla esté enterada del procedimiento a realizar.
- Cerciorarse que se encuentre aterrizado en ambos extremos de la línea para poder instalar las tierras auxiliares. Instalar polea mandadera, estobos en trabe y yugo delantero, así como montacargas.
- Una vez instalado el montacargas se tensiona para poder sacar el aislador de la calavera y aflojar lentamente la cadena.
- Se baja la cadena a retirar y al mismo tiempo se sube la cadena nueva.
- Se engancha el aislador en la calavera del yugo delantero.
- Se afloja montacargas para instalar la chaveta.
- Retirar equipo y material utilizado.
- Retirar tierras auxiliares y regresar la licencia para energizar la línea.



Figura 2.5.2

Personal de líneas realizando maniobra de cambio de aislamiento en estructura de tensión.

2.6 SUSTITUCIÓN DE CABLE DE GUARDA

Esta actividad es necesaria en las líneas de la Zona de Transmisión Metropolitana, para incrementar el grado de confiabilidad de las mismas, ya que el cable de guarda presenta corrosión tipo “C”, lo que puede provocar caída del cable y ocasionar la suspensión de la energía eléctrica, además de poder ocasionar algún problema a terceros que se encuentren cerca del punto. También se puede sustituir el cable de guarda por fibra óptica OPGW. El procedimiento para esta actividad se describe a continuación:

- Se debe de realizar un recorrido de la línea donde se va a realizar la sustitución, para poder elaborar el programa de tendido, así como la cuantificación de herraje para el tramo de sustitución.
- Una vez teniendo el programa de tendido y el herraje necesario, se programa la licencia en el Área de Control Central.
- Se preparan los materiales necesarios antes del día de la licencia como son: grúas, máquinas de tendido, herrajes de suspensión y de tensión, poleas, preformados, el cable de guarda, radios de comunicación, contrapeso (alacrán), destorcedor y herramienta necesaria para llevar acabo dichas maniobras.
- Un día antes de la licencia, se instalan poleas de suspensión para ahorrar tiempo, dicho trabajo se realiza con licencia en vivo.
- Se solicita licencia con el Área de Control Central y se aterriza en cada subestación que enlaza la línea, además de instalar equipo de puesta tierra auxiliares en el tramo que se ve a trabajar.
- Se instalan poleas de tensión y deflexión.
- Se cubren circuitos de 23 kV, 85 kV, cruces de avenidas importantes o medios de transporte como son metro, tren ligero y tren suburbano con ayuda de violines y grúas tipo canastilla.
- Personal instala las máquinas de tendido y equipo de comunicación para empezar con la maniobra.
- Una vez instaladas todas las poleas, se comienza a bajar la punta donde se encuentra la máquina devanadora para pegar la punta y el contrapeso, debido a que se utiliza el cable de guarda existente como guía, terminando de realizar la maniobra se baja la otra punta del cable a la máquina

traccionadora, anclando las otras puntas del cable en las cúpulas de la estructura.

- Una vez instaladas las máquinas, se cubren empalmes de guarda con preformados de guarda.
- Ya listo, se comienza con el tendido del cable, teniendo personal en cada estructura la cual se va reportando con los operadores de las máquinas, además de que una persona va siguiendo y revisando el contrapeso.
- Una vez que llega la punta del cable nuevo se flecha, remata y enclama el cable nuevo empezando por los herrajes de tensión.
- Se retiran máquinas de tendido, violines y tierras auxiliares para regresar la licencia y puedan energizar la línea.
- Cuando se sustituye el cable de guarda por fibra óptica, se realiza el mismo procedimiento tratando de evitar que se dañe la fibra.



Figura 2.6

Máquina de devanadora que se ocupa para tendido de OPGW o cable de guarda.

2.7 SUSTITUCIÓN E INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS INTERMEDIAS

Para la instalación de estructuras intermedias, es importante realizar el proyecto de ingeniería para determinar si realmente se instala la estructura intermedia o se sustituye alguna de las estructuras adyacentes al punto, para mejorar los libramientos de piso a conductor. Esta actividad se realiza por terceros los cuales suministran y montan la estructura.

Durante el desarrollo del proyecto es importante saber qué tipo de cimentación se va a utilizar y supervisar la cimentación, ésta es una parte indispensable para que se lleve a cabo la instalación de la estructura, ya que si está mal nivelada, las zapatas de las estructuras (spod) ya que en ocasiones cuesta trabajo la instalación de la misma. La nivelación se realiza con apoyo de un topógrafo.

La fabricación de la estructura o poste intermedio tarda alrededor de 80 a 120 días, además de tener la aprobación de LAPEM, quien es la encargada de realizar las pruebas necesarias para asegurarse que cumpla con las normas de referencia.

Una vez con la estructura en los almacenes de CFE y teniendo la cimentación de la estructura, se procede a programar la licencia para instalar dicha estructura. Dependiendo del estudio de flujos que se realice y la importancia de las líneas, el CENACE solicita algún tipo de arreglo provisional para el montaje de la estructura.

Una vez otorgada la licencia se instala equipo de puesta a tierra auxiliar, en estructuras adyacentes a la estructura que se va a sustituir.

El contratista empieza el montaje de la estructura, que en algunas ocasiones se pre-arma en suelo la estructura y con ayuda de grúa, se monta la estructura. Cuando el acceso es difícil para el ingreso de la grúa, se arma con ayuda de plumas flotantes, las cuales sirven de apoyo para armar la estructura.



Figura 2.7

Montaje de estructura con ayuda de grúa.

Cuando se tiene montada la estructura se procede a pasar el conductor a la nueva estructura, ya sea de tensión o suspensión con su respectivo herraje y aislamiento nuevo.

Al término del montaje de los conductores en la nueva estructura, se desarma la antigua estructura para dejarla libre de obstáculos.

Personal de líneas CFE, revisa algunos puntos de la nueva estructura como son: tornillería, torque, aislamiento, herraje, conductor, placas de carga, montantes, cable de guarda, Además 3 estructuras antes y después del punto agregado, ya que en algunas ocasiones se desploman las cadenas de aislamiento de las estructuras existentes.

Se retira el equipo de puesta a tierras auxiliares y se entrega la licencia al CENACE para que coordine las maniobras para energizar las líneas.



Figura 2.7-1

Vista final donde se muestra el mejoramiento del libramiento al sustituir la estructura

2.8 MODIFICACIÓN DE ÁNGULO DE BLINDAJE

Los trabajos de modificación de ángulo de blindaje, son de vital importancia para evitar la salida de líneas ocasionadas por descargas atmosféricas. Para iniciar la sustitución, se debe contar con el estudio electrogeométrico, donde se verificará la necesidad de realizar la modificación.

Se obtiene el diseño de la nueva cruceta tomando como base la cruceta existente, para anexarle el acero estructural faltante y posteriormente mandar a fabricar las crucetas.

Una vez que se cuenta con las crucetas, se procede a programar las licencias para la sustitución de crucetas de cable de guarda.

Ya en sitio se instala el equipo de puesta a tierra provisional para poder comenzar la maniobra.

Se procede a instalar la polea mandadera para subir el equipo que se utiliza como montacargas, pluma flotante, sogá, estrobo, tensor de fibra o guarda.

Se baja el cable de guarda a la fase superior si la estructura es de doble circuito y a la trabe si es un solo circuito, para así dismantelar la cúpula o cruceta existente con ayuda de la pluma flotante.

El personal que se encuentra en piso, arma la nueva estructura para proceder a instalar la nueva cruceta de guarda; muchas veces no coinciden los barrenos viejos con los nuevos, para evitar tal caso, se realizan arriba cuando la instalan para que no haya equivocación y se aplica galvanizado en frío, para evitar la corrosión.

Cuando se termina de instalar la cúpula, se traslada el cable de guarda o fibra a la nueva cruceta con su respectivo herraje.



Figura 2.8

Personal realizando la maniobra de modificación de ángulo de blindaje

2.9 INSTALACIÓN DE SUPRESORES DE VOLTAJE

Todo equipo que conforma el sistema eléctrico de potencia, está sujeto periódicamente a sobretensiones, especialmente las líneas de transmisión que se ubican en alturas considerables, debido a esto están sometidas a sobretensiones que pueden ser de orígenes diversos, por ejemplo:

- Externo: Sobretensiones por descarga atmosférica (100 kHz).
- Interno: Son causadas por diferentes eventos relacionados con la operación normal del sistema, es decir, con la conexión y desconexión del equipo primario.
- Sobretensiones por maniobra: Oscilaciones amortiguadas a frecuencias menores a 10 kHz.
- Sobretensiones temporales: Oscilaciones ligeramente amortiguadas a la frecuencia del sistema.

La instalación de supresores de voltaje es una parte importante en la coordinación de aislamiento, ya que drena las variaciones de voltaje que se presenten en una línea de transmisión originadas por descargas atmosféricas, maniobras y equipo.

El procedimiento utilizado para la instalación de supresores de voltaje se describe a continuación:

Una vez en sitio, se instala el equipo de puesta a tierras auxiliares para trabajar con mayor seguridad, así como soga mandadera.

Se toman medidas de la fase donde se instalará el supresor, para montar y fijar el riel que sujetará al supresor a la estructura, realizando los barrenos en el riel de la estructura y se aplica galvanizado en frío para evitar la corrosión.

El supresor se arma en el piso para poder fijarlo, apretando la unión y dejando flojo el electrodo de puesta a tierra (Diana).

Una vez instalado el riel, se vuelven a confirmar las medidas, se procede a subir el supresor para fijarlo.

Una vez fijado el supresor, se asegura la diana siempre y cuando cumpla con las medidas de entrehierro, las cuales se muestran a continuación.

TENSIÓN (kV)	VALOR MÍNIMO (metros)	VALOR RECOMENDABLE (metros)	VALOR MÁXIMO (metros)
400	1.3	1.4	1.5
230	1.1	1.2	1.3

Tabla 2.9 Distancias de entrehierro.

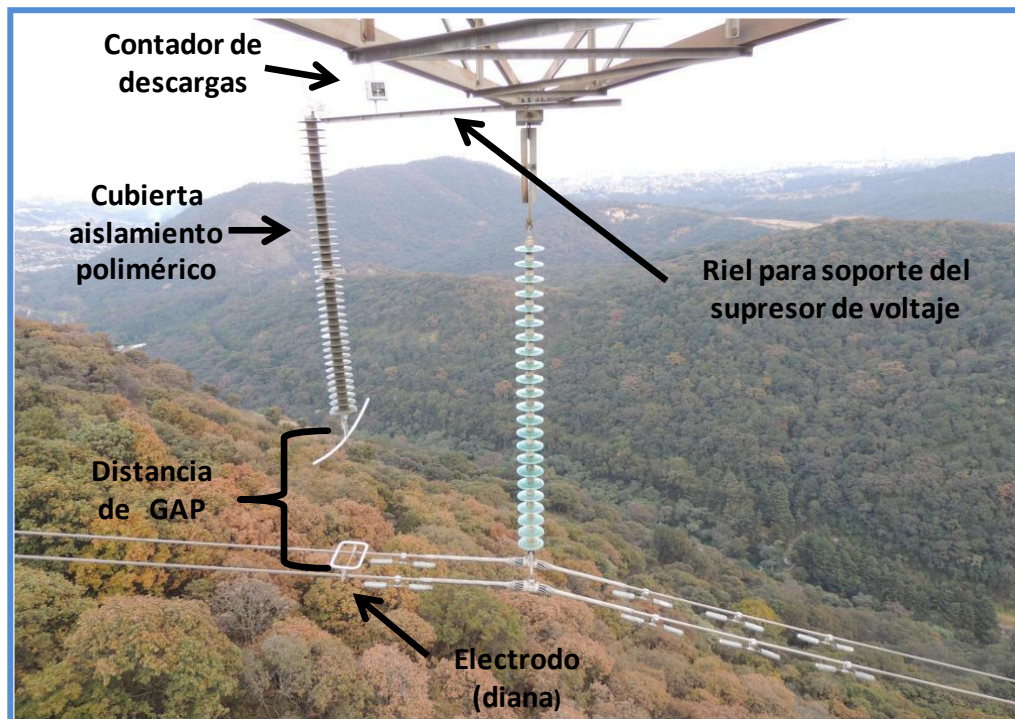


Figura 2.9 Apartarrayo tipo GAP instalado en LT 400kV

CAPÍTULO III

3 FALLAS, ESTADÍSTICAS Y ACTIVIDADES DE MODERNIZACIÓN EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ZONA DE TRANSMISIÓN METROPOLITANA (ZTM)

3.1 ANTECEDENTES

A finales del año 2009, cuando la Comisión Federal de Electricidad queda como responsable del suministro eléctrico del Valle de México, se creó la Zona de Transmisión Metropolitana (ZTM) con el fin de encargarse del mantenimiento y operación de las subestaciones y líneas de transmisión en tensiones 230 y 400 kV.

En cuanto a las líneas de transmisión estas suman un total de 142 líneas de las cuales 116 son de trayectoria aérea y 26 son de trayectoria subterránea, esto correspondiente a un total de 1632 km de líneas de transmisión.

Una de las grandes problemáticas a la cuales se enfrentó la ZTM fue la gran cantidad de salidas de líneas por fallas que se tenía, por lo cual fue necesario mejorar la confiabilidad de las líneas a través de la modernización de la infraestructura y equipo eléctrico, así como la intensificación del programa de mantenimiento para poder disminuir las fallas causadas principalmente por los siguientes factores que a continuación se clasifican:

3.2 CLASIFICACIÓN DE SALIDAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las salidas de líneas de transmisión, se clasifican de acuerdo a los grupos que se describen a continuación:

◆ GRUPO I.- SALIDAS POR FALLA DE LA PROPIA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

CLAVE	CAUSA	DESCRIPCION
A	CLASIFICACIÓN	Comprende las salidas por falla de la línea debidas a causas propias.
A0	ESTRUCTURAS	Falla de estructura (s) por daño en: cimentación y/o elementos estructurales.
A1	HERRAJES	Rotura por mala calidad, esfuerzos mecánicos, par galvánico de: estribos, pernos, tornillos, ganchos bola, eslabones, accesorios para suspensión o remate, etc.

A2	AISLADORES	Falla por rotura, defecto de fabricación, esfuerzos mecánicos, etc.
A3	CONDUCTOR	Rotura del conductor o de sus empalmes por esfuerzos mecánicos y/o térmicos, empalmes defectuosos, mal aplicados o seleccionados o por efecto de cualquier otro dispositivo conectado al conductor.
A4	HILO DE GUARDA	Ruptura del cable de guarda o de sus empalmes por esfuerzos mecánicos y/o térmicos, empalmes defectuosos o mal aplicados.
A5	BRECHA	Vegetación pegando en la línea, caída de árbol o ramas sobre la línea.
A6	CONTAMINACIÓN	Comprende las salidas, provocadas por agentes externos a la línea de transmisión.
A6 I	Acumulación de sal	
A6 II	Polvo	
A6 III	Vegetal	
A6 IV	Niebla	
A6 V	Excremento de aves	
A6 VI	Emisiones industriales	
A6 VII	Otros	
B	CLASIFICACIÓN	Comprende las salidas de las líneas debido a descargas atmosféricas.
B0	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	Salidas por descargas atmosféricas (rayos) sobre la línea.
B1	APARTARRAYOS DE LT	Salidas provocadas por la falla de apartarrayos de Línea de Transmisión.
C	CLASIFICACIÓN	Comprende salidas por fallas en la línea debidas a causas ajenas a la misma.
C0	VIENTOS FUERTES	Falla por desplazamiento del conductor, ocasionada por la acción de vientos de alta velocidad (corto circuito entre fases, de fase a tierra, etc.).

C1	QUEMA DE CAÑA	Falla provocada por quema de caña bajo la línea.
C2	QUEMA DE VEGETACIÓN	Falla provocada por quema de vegetación o maleza bajo la línea.
D0	DESCONOCIDAS	Disparos de la línea donde no se encontró la causa o evidencia física que la originó.

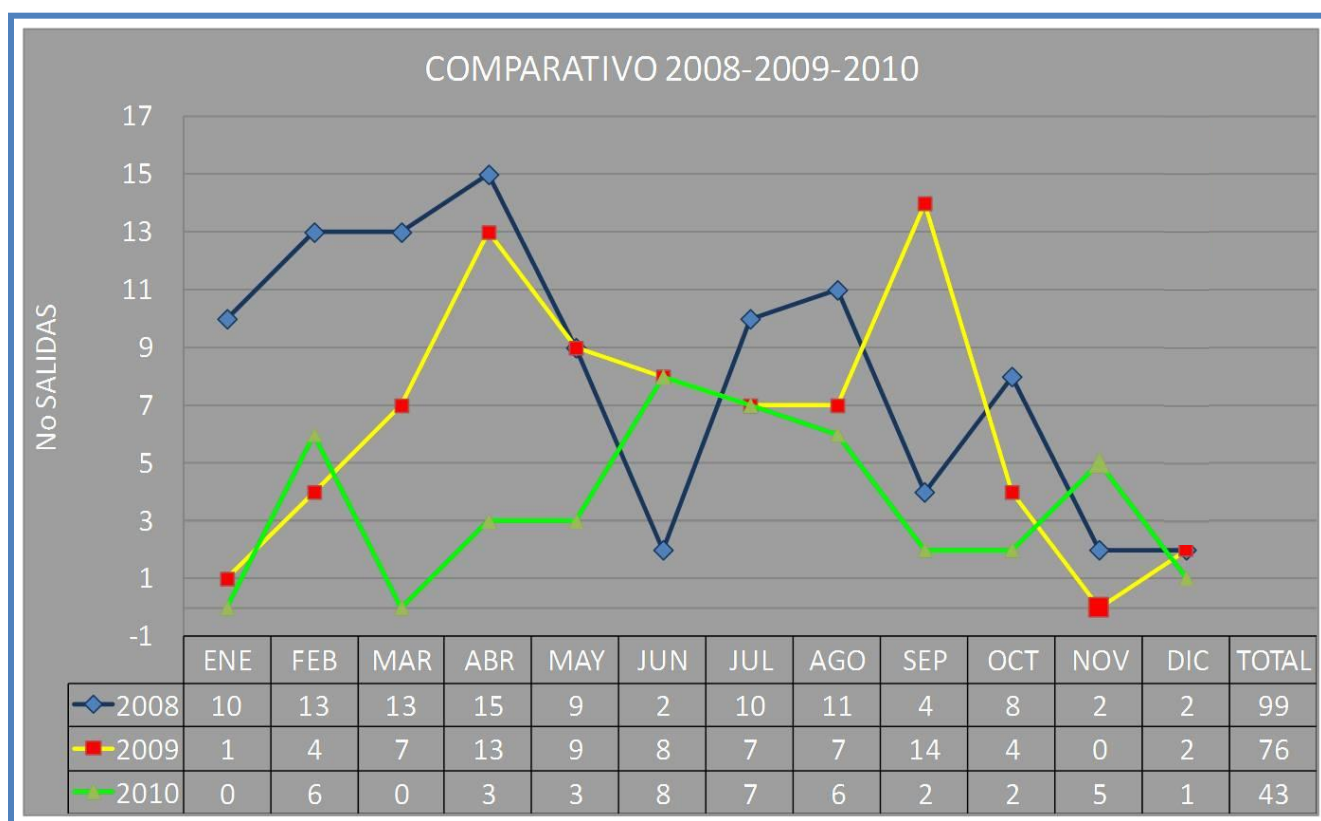
◆ **GRUPO II.- SALIDAS DE LÍNEA POR CAUSAS AJENAS A LA PROPIA LÍNEA.**

CLAVE	CAUSA	DESCRIPCIÓN
E	CLASIFICACIÓN	Comprende salidas por fallas ajenas a la línea.
E0	FALLA DE EQUIPO EN INSTALACIONES EXTREMAS	Falla del equipo instalado en las subestaciones que se localicen en los extremos de la línea que origine su disparo.
E1	DISTURBIO – SISTEMA	Salidas de la línea por efectos de inestabilidad del sistema (baja frecuencia, sobretensiones, sobrecorrientes, etc.)
E2	CLASIFICACIÓN	Salida de líneas ocasionadas por causas fortuitas o extraordinarias externas a la línea.
E2-I	VANDALISMO	Ataques directos a la línea que provoquen su salida.
E2-II	FENÓMENOS NATURALES	Salidas ocasionadas por ciclones, tornados, sismos y otros fenómenos naturales que rebasan los límites de diseño de la línea.
E2-III	ACCIDENTES	Accidentes y siniestros en general.
E2-IV	OTRAS	Salidas ocasionadas por grúas, tractores o vehículos que rompen retenidas, objetos extraños sobre la línea y otros.
E3	FALLA TÉCNICA	Salidas por errores en maniobras o por causas accidentales en la operación manual de los equipos de protección, comunicaciones y control, así como conexiones propias del equipo.
E4	FALTA DE ENERGÍA	Salidas originadas por suspensión momentánea de energía sin que hayan operado protecciones. Falta de alimentación por otra línea o fuente.

• **GRUPO III.- SALIDAS DE LÍNEA POR MANIOBRAS.**

CLAVE	CAUSA	DESCRIPCIÓN
F	CLASIFICACIÓN	Comprende las salidas programadas o intencionales.
F0	MANIOBRAS Y PRUEBAS	Salida de línea por maniobras para la operación del sistema y pruebas.
F1	LIBRANZA Y OPERACIÓN MANUAL	Salidas por libranza para trabajos de mantenimiento preventivo y/o correctivo en la línea o en instalaciones extremas.

Como se mencionó anteriormente en los primeros años de atención de la ZTM se tenía un elevado índice de salidas de las líneas de transmisión por falla, en la siguiente gráfica 3.1 se muestra la comparativa del número de fallas que se tuvieron de los años 2008 a 2010.

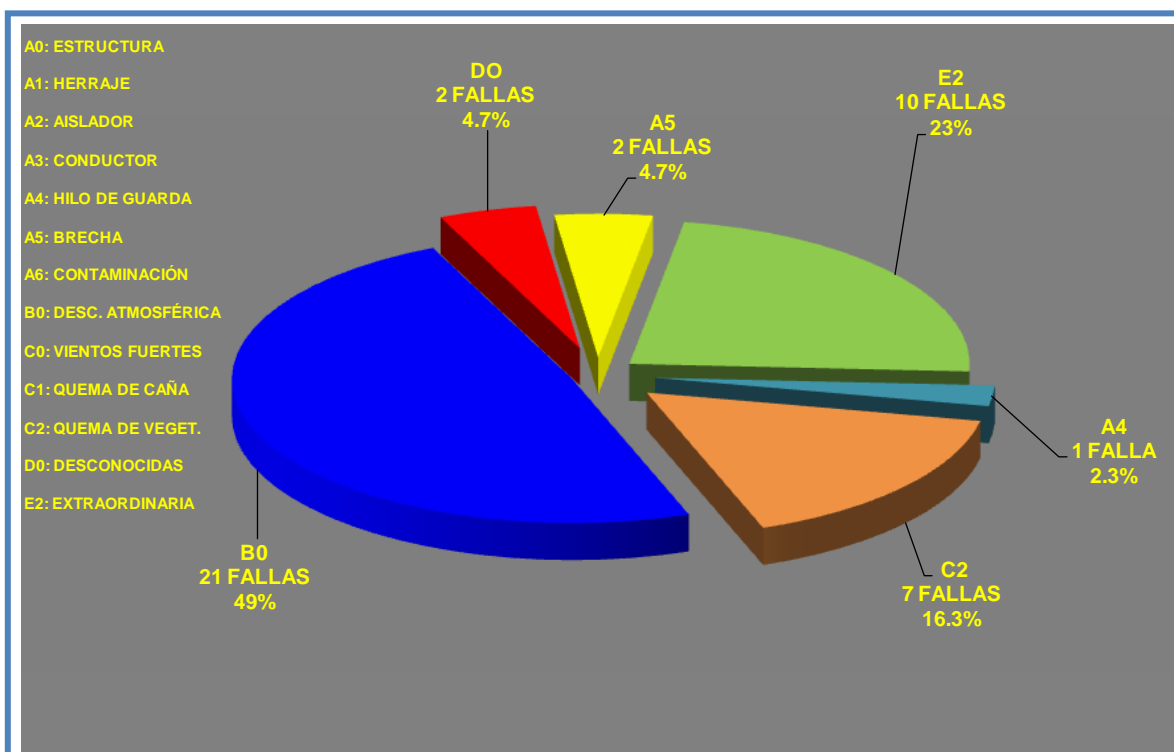


Gráfica 3.2

Estadística de salidas de líneas de transmisión de ZTM Comparativa Año 2008-2010, CENACE

Como se observa en el año 2010 existió una mejora considerable en comparación de los índices de salidas que se tenían anteriormente, reduciéndose a casi la mitad de número de salidas del año anterior, esto derivado al proceso de modernización y mejora de la infraestructura y equipo eléctrico, así como a la ejecución de un mantenimiento preventivo y correctivo.

En el año 2010 aunque hubo una mejora, se presentaron un total de 47 salidas de líneas por falla de las cuales como se observa en la siguiente grafica 3.1-1, más de la mitad (77%) corresponden a salidas por falla de la propia línea de transmisión.



Gráfica 3.2-1

Estadística de salidas de líneas por tipo de falla de la ZTM Año 2010, Subdirección de Transmisión

Razón por la cual desde el 2010 a la fecha, se han venido realizando trabajos que mejoren la confiabilidad de las líneas de transmisión y garanticen el suministro de la energía eléctrica.

Entre las principales mejoras y actividades de mantenimiento a las líneas de transmisión que se hicieron y se vieron en el Capítulo 2 se tienen:

- **MEJORAMIENTO AL SISTEMA DE TIERRA:**

Se ha realizado el mejoramiento de sistema de puesta a tierra a 1,063 estructuras que se han modificado en todo el ámbito de la ZTM.



Figura 3.2-1

Actividades de mejoramiento al Sistema de tierra

- **SUSTITUCIÓN DE HILO DE GUARDA POR OPGW:**

Se tiene la sustitución de 653 km de cable de guarda por OPGW con lo cual se ha logrado modernizar el blindaje de las líneas de transmisión, así como aumentar la confiabilidad de vías de comunicación para equipos de protección, control y comunicaciones.

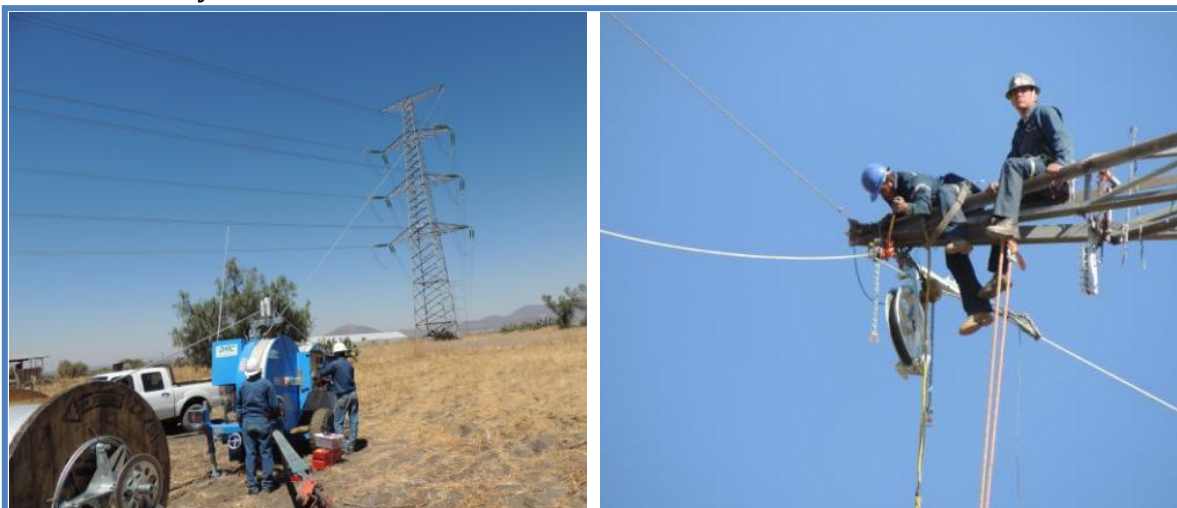


Figura 3.2-2

Actividades de sustitución de hilo de guarda por OPGW

- CAMBIO DE AISLAMIENTO DE VIDRIO POR AISLAMIENTO POLIMÉRICO:

Se han reemplazado en las 142 líneas que conforman la ZTM un total de 4,529 cadenas de aisladores.



Figura 3.2-3

Actividades de sustitución de aislamiento de vidrio

- INSTALACIÓN DE PLACAS DE SEÑALIZACIÓN AÉREA Y DE PELIGRO:

Se ha realizado la instalación de 8426 placas de señalización aérea y de aviso de peligro en las 142 líneas de la ZTM.

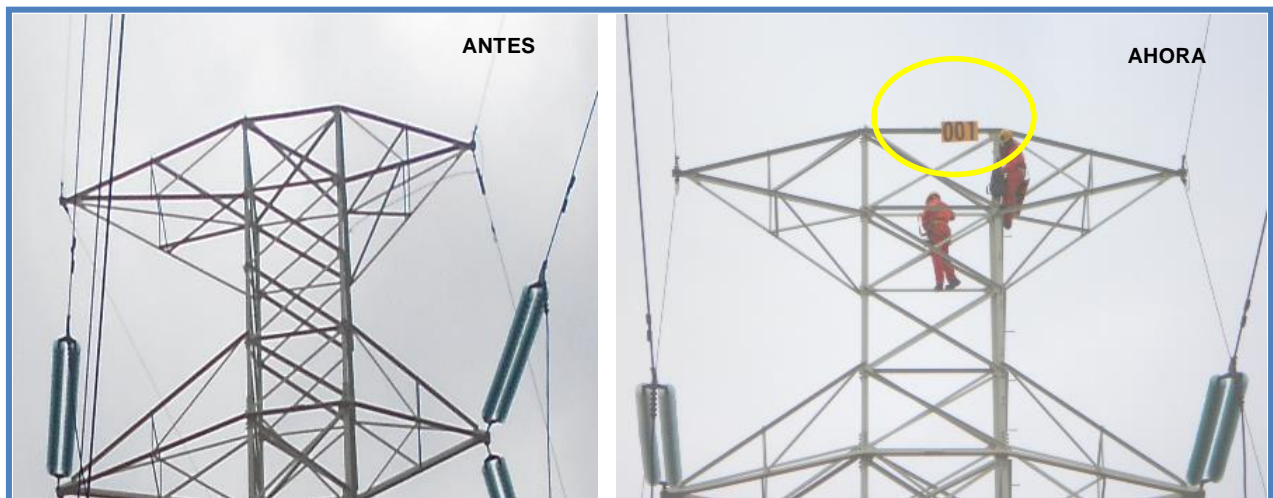


Figura 3.2-4

Actividades de instalación de placas de señalización

- **INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS INTERMEDIAS:**

Instalación de 83 torres intermedias para mejoramiento de las distancias de libramiento de piso a conductor.

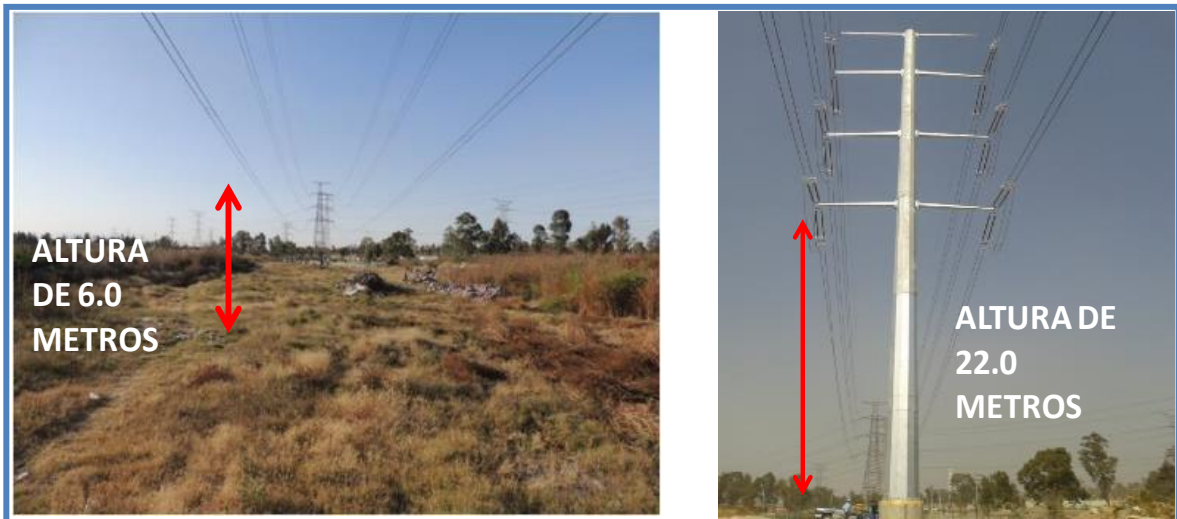


Figura 3.2-5

Actividades de instalación de estructuras intermedias

- **MANTENIMIENTO A BRECHA:**

Para el mantenimiento de brecha se tiene un volumen anual estimado de 450 hectáreas en las líneas de 230 y 400 kV.

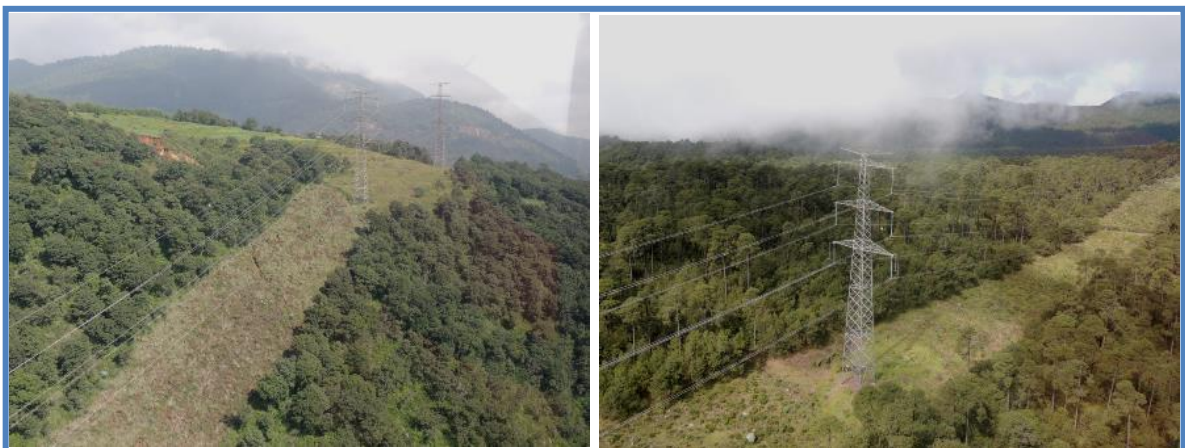


Figura 3.2-6

Actividades de mantenimiento a brecha

- **INSTALACIÓN DE SUPRESORES DE VOLTAJE:**

Para la reducción de fallas por descargas atmosféricas se han instalado un total de 796 apartarrayos en las líneas del ámbito de la ZTM.



Figura 3.2-7

Actividades de instalación de supresores de voltaje

- **INSTALACIÓN DE DISPOSITIVOS ANTI-NIEVE EN CONDUCTOR Y GUARDA:**

Para evitar el posible colapso de estructuras por sobre carga de hielo se han instalado un total de 18,834 anillos anti-nieve en conductor y guarda en las líneas que se encuentran bajo condiciones de altitud elevada.

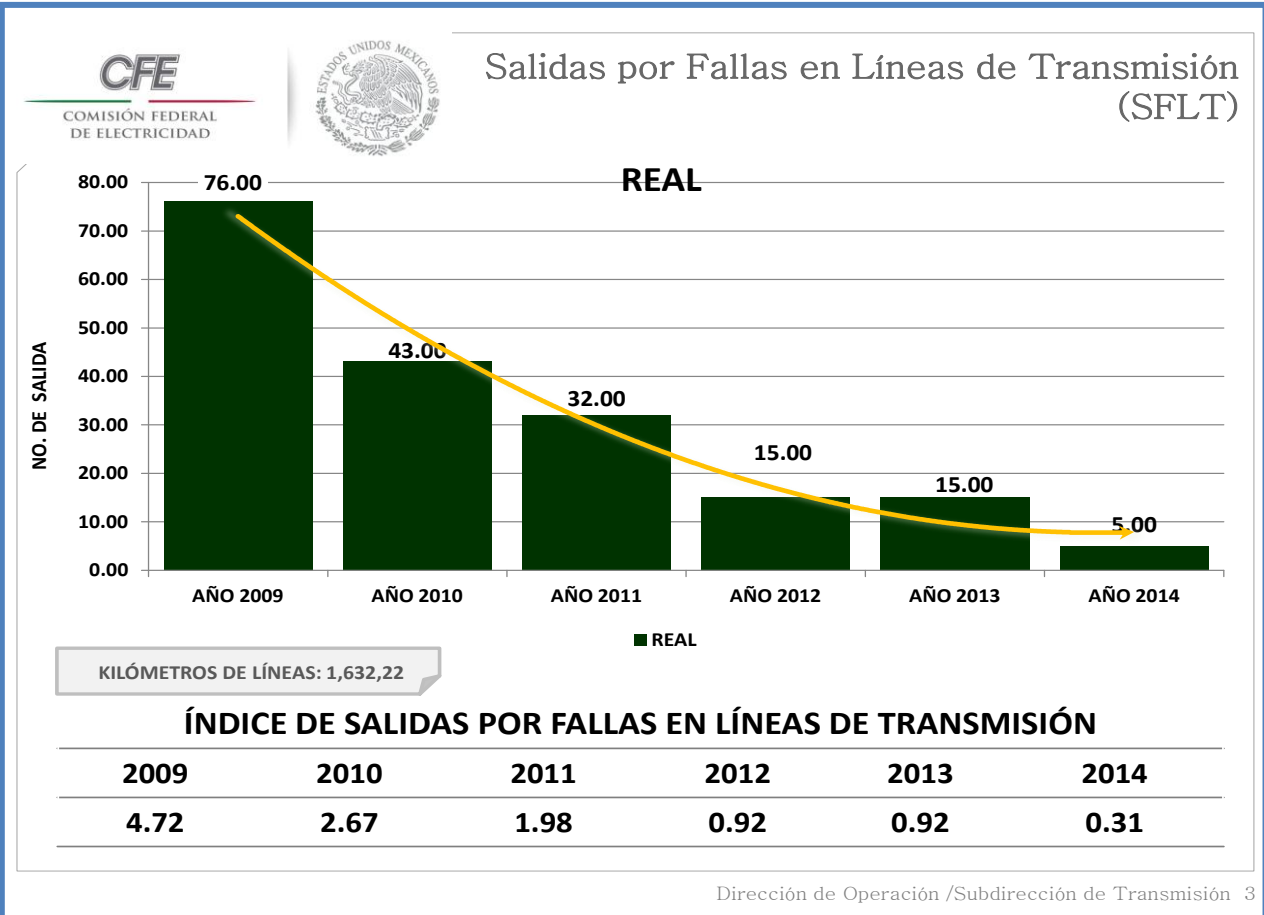


Figura 3.2-8

Instalación de dispositivos anti-nieve

El resultado de la modernización de la infraestructura y equipos, así como el mantenimiento que se ha venido realizando a las líneas de transmisión como se describió anteriormente, ha traído como consecuencia que se disminuyan drásticamente las salidas por falla de la propia línea de transmisión.

Como muestra de lo anterior se tiene la estadística comparativa de las salidas de líneas por falla del periodo de 2010 a 2014.



Gráfica 3.2-2

Comparativo de Índice de salidas por fallas de Líneas de Transmisión

CAPÍTULO IV

4 APLICACIÓN DE INGENIERÍA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En este capítulo expondremos aplicaciones de ingeniería, desarrollando dos casos en los cuales, de acuerdo a mi experiencia laboral se aplica la ingeniería para dar solución a problemáticas presentadas en cuanto a mantenimiento y modernización de las líneas de transmisión en el ámbito de la ZTM.

4.1 ANÁLISIS DE UNA FALLA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN POR DESCARGA ATMOSFÉRICA

Como pudimos observar en el Capítulo 3, la mayor problemática que ocasiona fallas en las líneas de transmisión que se han encontrado en mi experiencia dentro de la Zona de Transmisión Metropolitana ha sido las salidas por descarga atmosférica, como ejemplo se tiene la salida de 2 líneas de 230 kV donde se realizó el estudio de falla y la coordinación de aislamiento para determinar los factores por los cuales se presentó ésta y los puntos de mejora y corrección.

Las líneas en donde se presentó la falla múltiple son la TOPILEJO-93160-ODON DE BUEN y PARRES MOVIL-93E20-CONTRERAS de 230 kV, dichas líneas viajan sobre estructuras autosoportadas, doble circuito, disposición vertical y un conductor por fase, la falla se presentó a la altura del Parque Ecológico Ecoguarda, entronque Picacho -Ajusco en la Delegación Tlalpan.

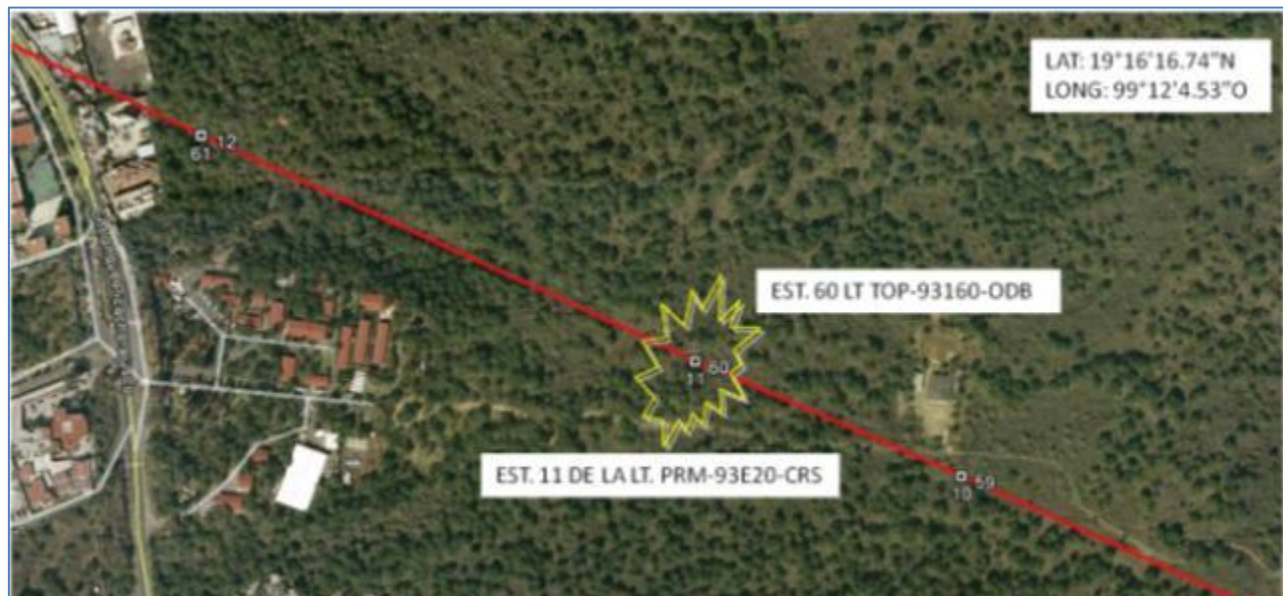


Figura 4.1-1

Vista Satelital del punto de falla

En primera instancia se realizo la inspección de las estructuras para localizar el origen de la falla, encontrando las cadenas flameadas en las fases inferiores de la estructura número 60/11 derivado de la incidencia de descarga atmosférica, a continuación se muestra fotos de aislamiento:



Figura 4.1-2

Cadena flameadas de fases inferiores de las líneas Parres Móvil – Contreras



Figura 4.1-3

Cadena flameadas de fases inferiores de las líneas Topilejo - Odón de Buen

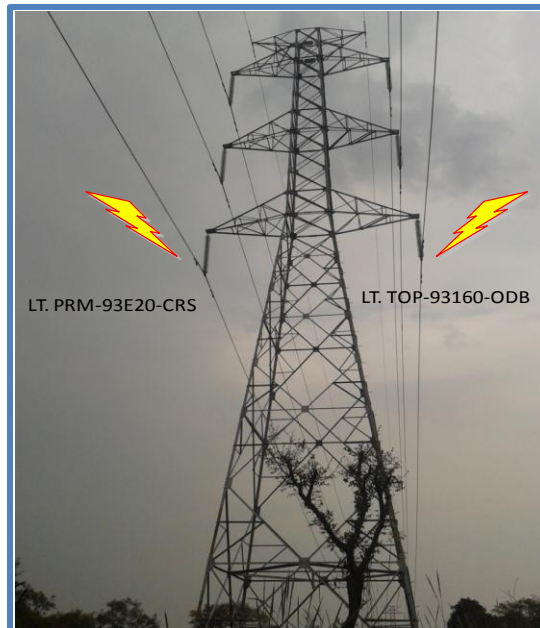


Figura 4.1-4

Vista panorámica de estructura No. 60/11

Una vez encontrado el lugar de la falla, se procedió a realizar el estudio y coordinación de aislamiento de las líneas, esto nos ayudó a obtener la selección adecuada del nivel de aislamiento en relación a las tensiones que pueden presentarse en el sistema, así como saber los valores del sistema de tierra y terreno dado que se presume existió flameo inverso en una de las líneas.

Para realizar el estudio de la coordinación de aislamiento nos basamos principalmente en la Normas NMX-J-150/1-ANCE-2008 “COORDINACION DE AISLAMIENTO-PARTE 1: DEFINICIONES, PRINCIPIOS Y REGLAS” y NMX-J-150/2-ANCE-2004 COORDINACION DE AISLAMIENTO-PARTE 2: GUIA DE APLICACION”, de las cuales obtendremos valores que nos ayudaran a mejorar aspectos de diseño y operación de las líneas de transmisión tales como:

1. Distancia de Aislamiento en Aire
2. Blindaje de la Torre
3. Sistema de Puesta a Tierra
4. Apartarrayo

Para realizar el análisis primero presentaremos las condiciones iniciales de las líneas de transmisión TOP-93160-ODB y PRM-93E20-CRS:

- Tensión: 230 kV
- Estructura: Doble circuito disposición vertical
- Aislamiento: 16 aisladores, 2.33 metros
- Angulo de blindaje: +12° fase superior, +6° fase inferior
- Sistema de puesta a tierra: Sistema de tierras profundas, se encontró cortado el cable de conexión electrodo
- Apartarrayos: Ninguno

4.1.1 DISTANCIA DE AISLAMIENTO EN AIRE

Para el cálculo de la Distancia mínima dieléctrica por impulso de rayo (D_{min}) utilizamos el método estadístico simplificado para aislamientos autorrecuperables de lo cual se tiene que la ecuación de para determinar la distancia es:

$$D_{min} = \frac{U_{50RP}}{E_0} [m]$$

Donde:

U_{50RP} = Tensión con probabilidad de descarga de 50% para configuración electrodo-plano [kV]

E_0 = Gradiente de ionización de suelo [kV/m]

Ahora para obtener dicho valor primero es necesario partir de que para una Tensión Nominal de sistema (U_n) de 230 kV que es el valor de la línea, la Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo (U_w) que utilizamos es de 1050 kV de acuerdo como se recomienda la Tabla No.2 NMX-J-150/1-ANCE-2008, mencionada en el Capítulo I (Tabla 1.3.2.3.1-1).

Partiendo de esto se tiene que para el cálculo de la Tensión con probabilidad de descarga del 50% para aislamiento autorrecuperable (U_{50}) la ecuación es:

$$U_{50} = \frac{U_w}{1 - 1.3\sigma} [kV]$$

Donde:

U_w = Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo [Kv]

σ = Valor de desviación estándar estadística estimada [p.u.]

La desviación estándar se toma de valores recomendados o utilizando la desviación experimental, para el ensayo en seco se estima del 3% a 10 % para calcular la tensión U_{50} , por lo que utilizamos el valor de $\sigma = 3\%$ lo que nos queda:

$$U_{50} = \frac{1050}{1 - 1.3 \times 0.03} = \frac{1050}{0.961} = 1092.611 [kV]$$

Ahora, a la Tensión U_{50} le aplicamos el factor de corrección por altitud (K_a) dado que la línea se encuentra a 2555 msnm y existen diferencia entre las condiciones atmosféricas promedio en servicio y las condiciones atmosféricas normalizadas que se utilizan para aislamiento externo; así mismo se agrega un factor de seguridad (K_s) tomando en cuenta las demás diferencias entre las condiciones de servicio y las condiciones de prueba normalizadas, por lo que se tiene:

$$U_{50sa} = U_{50} \times K_a \times K_s [kV]$$

Para obtener el factor de corrección por altitud se tiene que:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)}$$

En donde:

H = la altitud sobre el nivel del mar [m]

m = Exponente

Para este caso al utilizamos $m = 1.0$ dado que utilizamos la tensión de aguante de coordinación de impulso por rayo lo que nos queda:

$$K_a = e^{1 \left(\frac{2555}{8150} \right)} = 1.368$$

En el caso del factor de seguridad depende de factores de influencia y modos de operación, por lo que se recomienda el valor para $K_s = 1.05$ (5%), este factor depende de esfuerzos no contemplados tales como: esfuerzos térmicos, eléctricos, mecánicos y debidos al medio ambiente entre otros.

Al final con los factores de seguridad tenemos:

$$U_{50sa} = 1092.611 \times 1.368 \times 1.05 = 1569.426 [kV]$$

Ahora para determinar la Tensión con probabilidad de descarga de 50% para configuración electrodo-plano U_{50RP} tenemos que:

$$U_{50RP} = \frac{U_{50SA}}{K_{gap RP}} [kV]$$

Donde:

U_{50SA} = Tensión con probabilidad de descarga de 50% con factor de seguridad y altitud [kV]

$K_{gap RP}$ = Factor GAP para configuración electrodo-plano

Para obtener el valor del factor $K_{gap RP}$ se utilizó la siguiente expresión:

$$K_{gap RP} = 0.74 + 0.26K_{gap}$$

Se considera el valor del Factor de claro típico de ruptura por impulso de maniobra $K_{gap} = 1.45$ dado la configuración de la estructura (conductor-cruceta), por lo tanto se tiene:

$$K_{gap RP} = 0.74 + 0.26(1.45) = 1.117$$

Sustituyendo en U_{50} :

$$U_{50RP} = \frac{1569.426}{1.117} = 1405.036 [kV]$$

Al final para obtener la distancia se considera el valor del Gradiente de tensión crítico para rayo con una configuración electrodo-plano

$$E_0 = 521 \frac{kV}{m}$$

Por lo que

$$D_{min} = \frac{1405.036}{521} = 2.69 [m]$$

Por último para obtener el número de aisladores a utilizar debido a la distancia de aislamiento obtenida se ocupa la expresión

$$No. \text{ aisladores} = \frac{D_{min}}{Pa}$$

Donde:

D_{min} = Distancia mínima dieléctrica por impulso de rayo [m]
 Pa = Paso de aislador [m]

Para obtener la distancia de paso, fue necesario obtener los valores característicos de los aisladores de donde sabemos que:

$$No. \text{ aisladores} = \frac{2.69 [m]}{0.146 [m]} = 18.42 \approx 18 \text{ aisladores}$$

Como se observo la distancia obtenida del estudio nos marcó una cadena de 18 aisladores y las cadenas de aisladores que se encontraron instaladas y en operación constaban de 16 piezas de aislamiento de vidrio con una distancia total de 2.33 metros de distancia de aislamiento en aire, por lo que se presume que la coordinación de aislamiento de diseño de la líneas contemplaba una Tensión de aguante de impulso por rayo de 850 kV.

Por lo que al final se determinó que para incrementar la seguridad de las líneas de transmisión se añadieran dos aisladores más a las cadenas de aislamiento, a continuación se muestran imágenes de los trabajos de sustitución y mejora del aislamiento en las líneas.



Figura 4.1.1-1

Retiro y sustitución de cadenas de aisladores de las líneas de 230 kV



Figura 4.1.1-2

Vista de herraje y aislamiento dañado por descargas atmosféricas

4.1.2 BLINDAJE DE LA TORRE

Una vez determinada la distancia de aislamiento se realizó el estudio del blindaje del cable de guarda sobre los conductores de fase esto con el objetivo de determinar si la ubicación de los hilos de guarda es óptima y cumplen con el objetivo de actuar como colectores de rayos y reducir en un mínimo las incidencias de descargas atmosféricas en los conductores de fase.

En primera instancia se realizó el levantamiento de la estructura para obtener las medidas y figura de la torre, teniendo esto se observó que existía un ángulo de blindaje de $+12^\circ$ del cable de guarda con respecto al cable conductor de la fase superior y un ángulo de $+6^\circ$ con respecto a la fase inferior, tal y como se observa en la imagen a continuación:

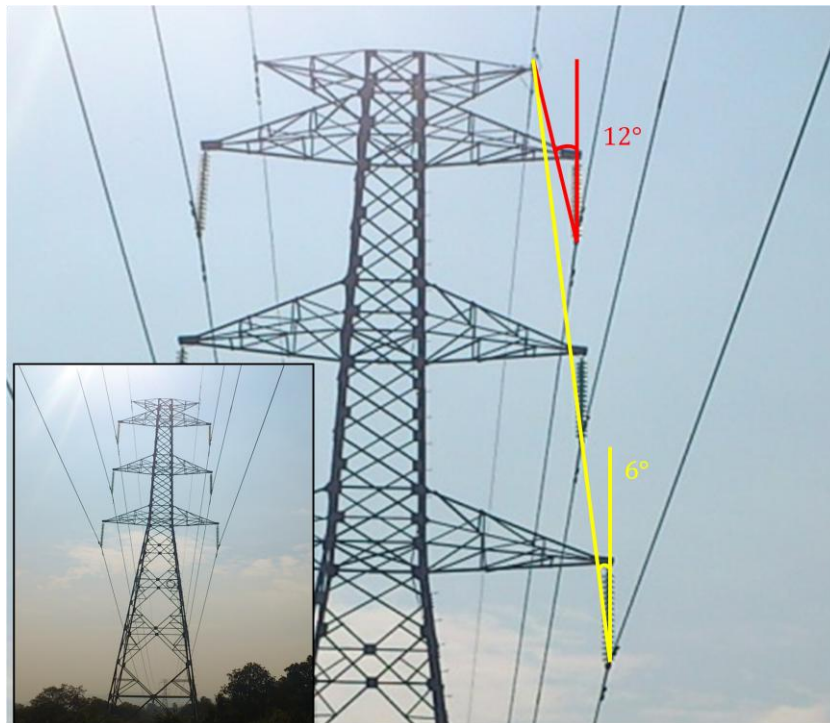


Figura 4.1.2-1

Vista de ángulo de blindaje de torre No. 60 LT. TOP-93160-ODB

Una vez partiendo de esto se realizó el estudio electrogeométrico del último salto de la descarga atmosférica y así poder determinar el área de incidencia de rayos no protegida por el hilo de guarda.

Para determinar el área, nos basamos en el modelo geométrico de una línea de transmisión tal como se muestra en la figura siguiente:

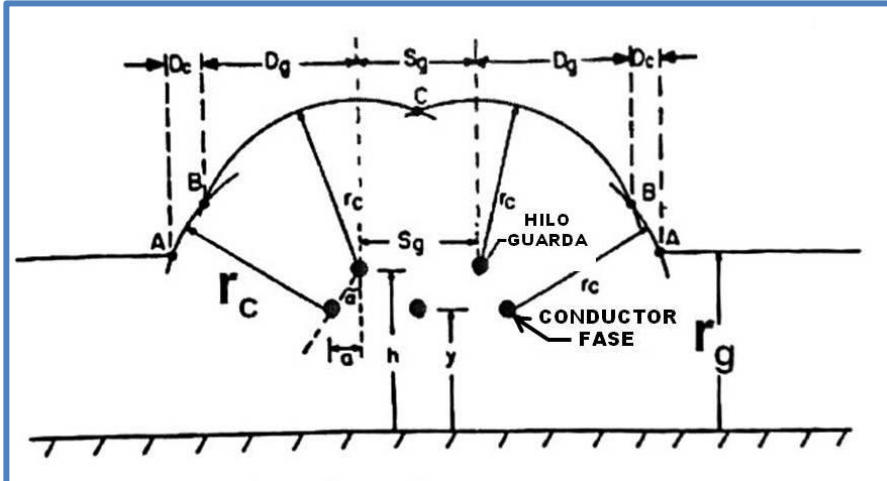


Figura 4.1.2-2 Modelo electrogeométrico de línea de transmisión

Donde:

- y= Altura media del conductor
- h = Altura del hilo de guarda
- r_c = Radio de atracción de rayo a conductores
- r_g =Radio de atracción a tierra
- S_g = Distancia entre hilos de guarda
- D_c =Zona expuesta del conductor de fase
- D_g = Zona segura de descarga a tierra por atracción de rayo

Basándonos en el modelo tenemos que para el cálculo de la Altura media del conductor (Y_t):

Para terreno plano:

$$Y_t = Y_c - \frac{2}{3}f$$

Para ondulado:

$$Y_t = Y_c$$

Para terreno montañoso:

$$Y_t = 2Y_c$$

Donde:

Y_t = Altura media del conductor

Y_c = Altura del piso al conductor

f = Flecha del conductor en el punto medio del claro

El terreno que utilizamos es ondulado por lo que $Y_t=Y_c$ que de acuerdo a levantamiento corresponde a 22.6 metros y para la Altura del hilo de guarda (h) tenemos 39.7 metros.

Una vez teniendo las alturas, se tiene que la expresión para obtener el Radio de atracción de rayo a conductores r_c

$$r_c = 9.4(1.1 I)^{\frac{2}{3}} [m]$$

Donde:

I= Corriente nominal de descarga de rayo [kA]

Para el valor de la Corriente nominal de descarga de rayo ocuparemos 10 kA, que es el valor normalizado utilizado para sistemas de tensión de 230 kV o menores de acuerdo a estudios experimentales, como se describe en la siguiente figura donde se muestran diferentes magnitudes de corriente por rayo de acuerdo a estadísticas.

Con esto tenemos que r_c

$$r_c = 9.4(1.1 \times 10)^{\frac{2}{3}} = 46.493[m]$$

Ahora para obtener el valor de r_g , tenemos la expresión:

$$r_c = 0.67(h^{0.6})(I^{0.74})[m]$$

Donde:

h = Altura de hilo de guarda

I = Corriente nominal de descarga de rayo [kA]

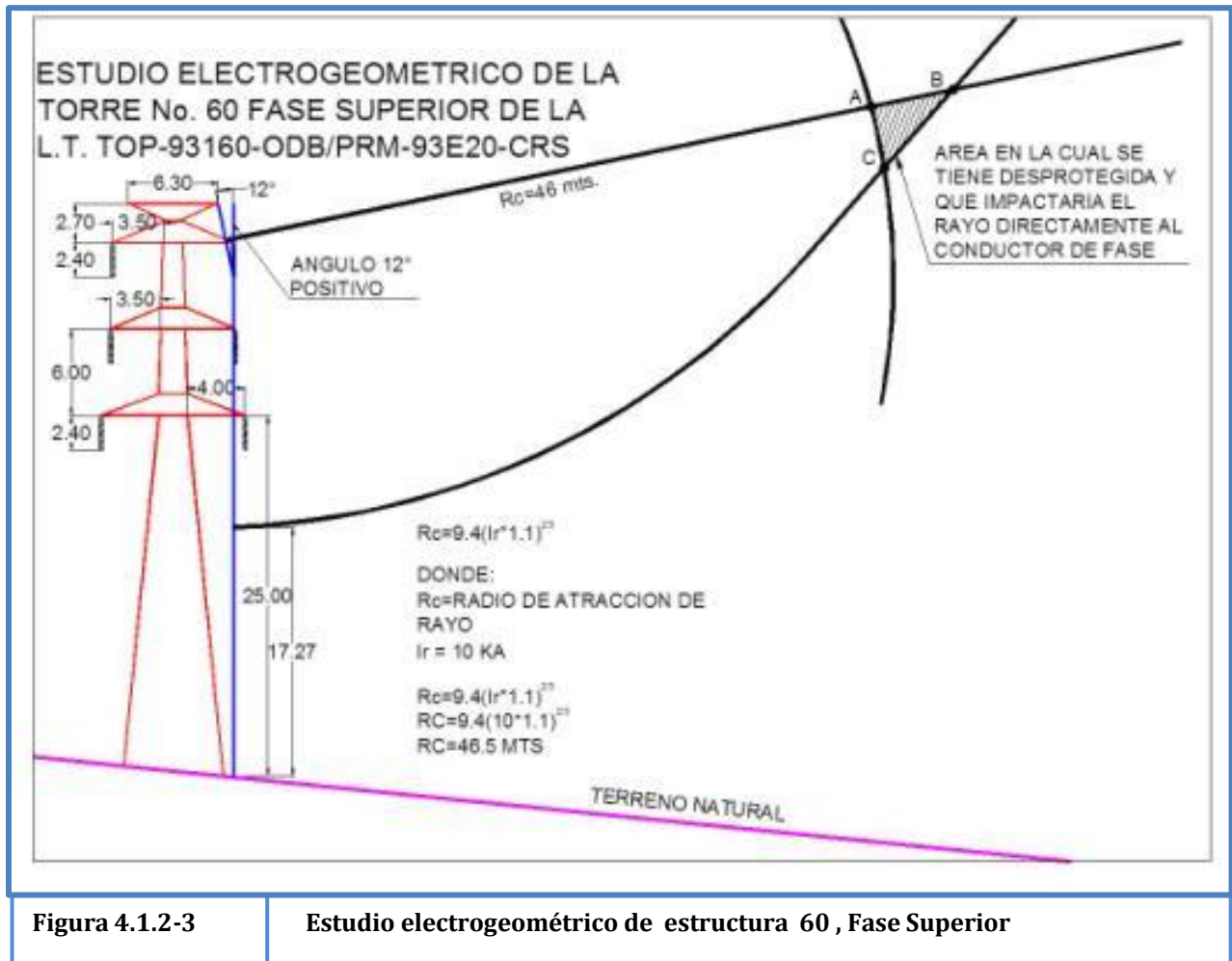
Sustituyendo se obtuvo

$$r_c = 0.67(39.7^{0.6})(10^{0.74}) = 33.52[m]$$

Una vez teniendo los radios de r_g y r_c dibujamos las circunferencias de acuerdo al modelo geométrico donde los arcos de radio de influencia r_c estarán trazados desde los conductores de fase e hilo de guarda, cabe mencionar que adicionalmente se traza una línea horizontal paralela al plano de la superficie de la tierra a una distancia r_g .

Al final la intersección de los arcos trazados desde los conductores y con la línea horizontal, marcaran los puntos A, B y C. Los líderes de rayos descendentes que alcanzan el arco entre los puntos A y B, terminan sobre el conductor de fase, los que alcanzan al arco entre los puntos de intersección B y C, terminan sobre el hilo de guarda, los líderes que alcanzan las zonas externas al punto A de la intersección, se desplazarán a tierra.

Con esto obtuvimos la siguiente figura para el conductor de la fase superior:



Como se observa se obtuvo un área desprotegida para la fase superior con el ángulo de blindaje de +12° como se encontraba, además de esto se hizo el estudio electrogeométrico de la fase inferior obteniendo la siguiente figura:

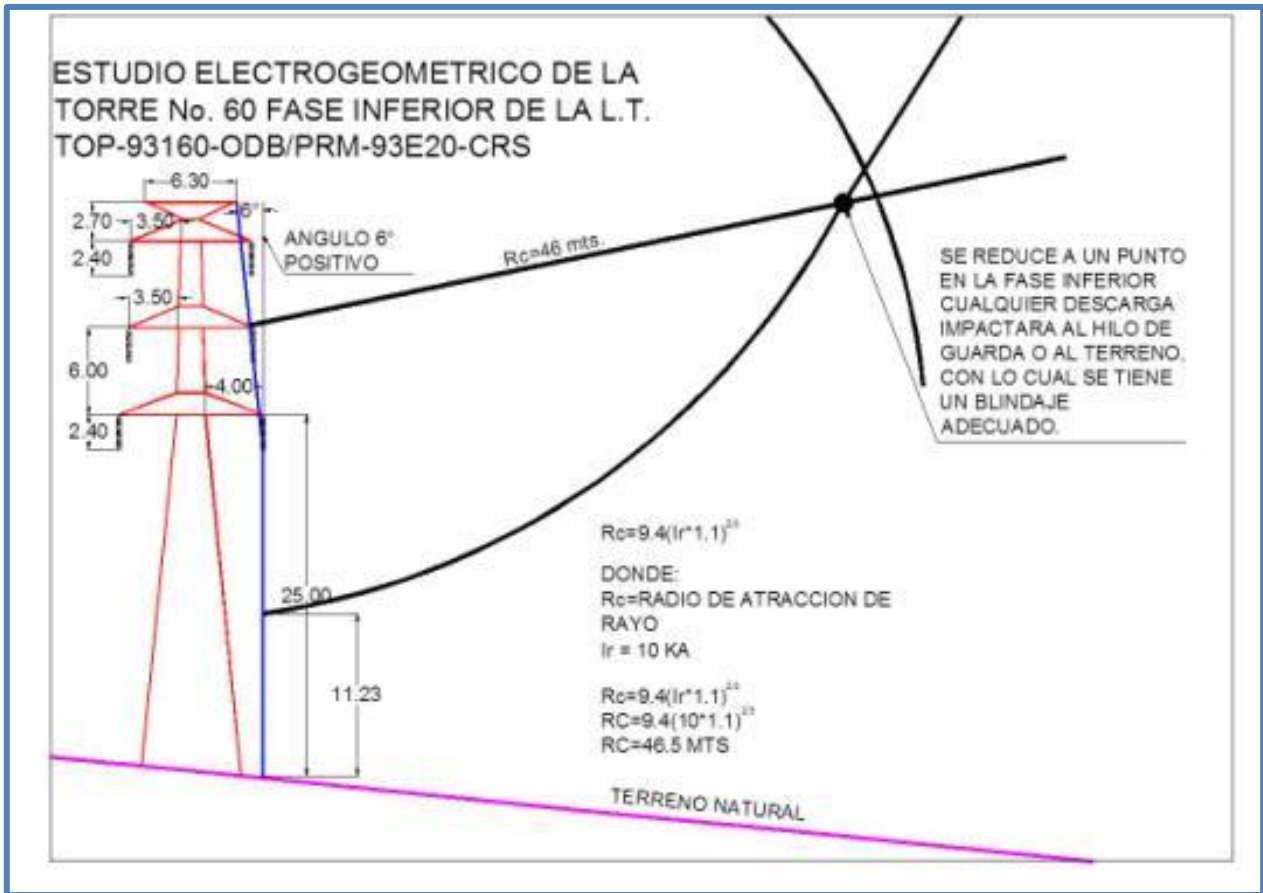


Figura 4.1.2-4

Estudio electrogeométrico estructura 60 , Fase Inferior

Para este caso como se observo, el área desprotegida del conductor de fase inferior solo corresponde a un punto por lo que se considera como un blindaje aceptable.

Determinado esto, se procedió a sugerir la modificación de ángulo de blindaje a 0° para mejorar el área desprotegida de la fase superior obteniendo así la siguiente figura:

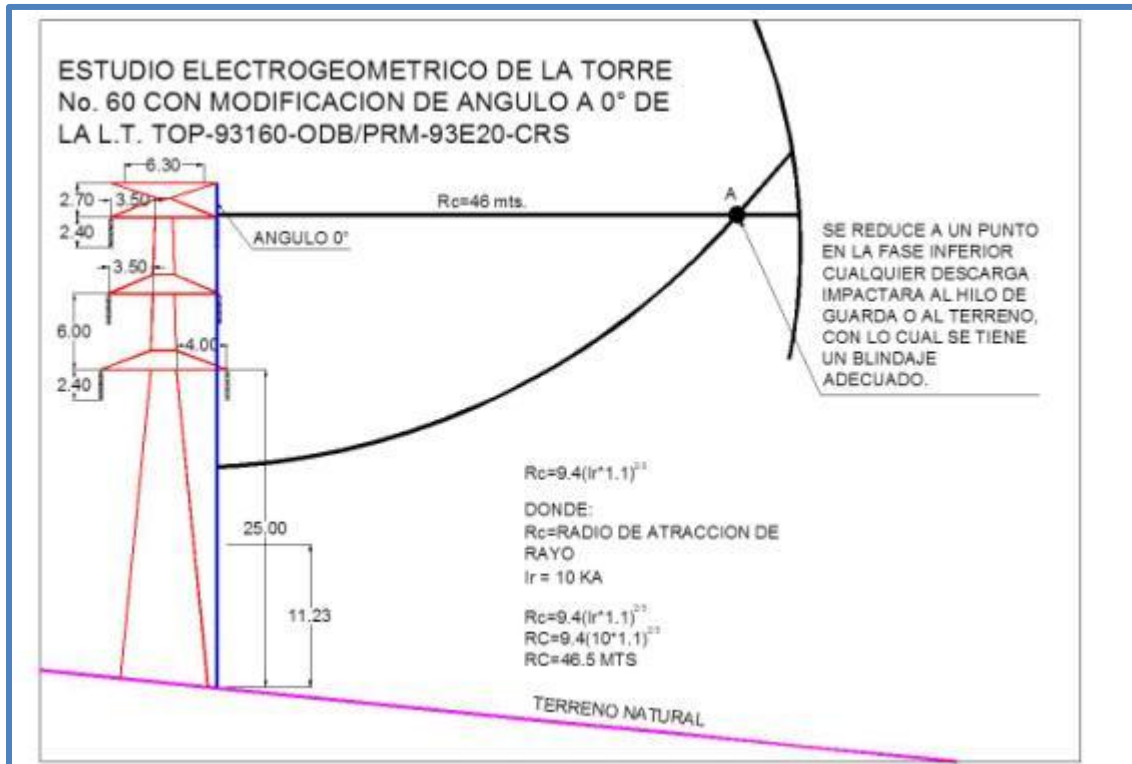


Figura 4.1.2-5 Estudio electrogeométrico estructura 60 , Modificación de ángulo de blindaje

Como se observo existía una mejora en cuanto al área desprotegida del conductor de la fase superior, con el resultado de este estudio se determino modificar la cruceta de guarda y así modificar el ángulo de blindaje de +12° a 0° con respecto a la fase superior.

A continuación se muestran imágenes de los trabajos de modificación de las crucetas de guarda para mejora del blindaje de la línea de transmisión:

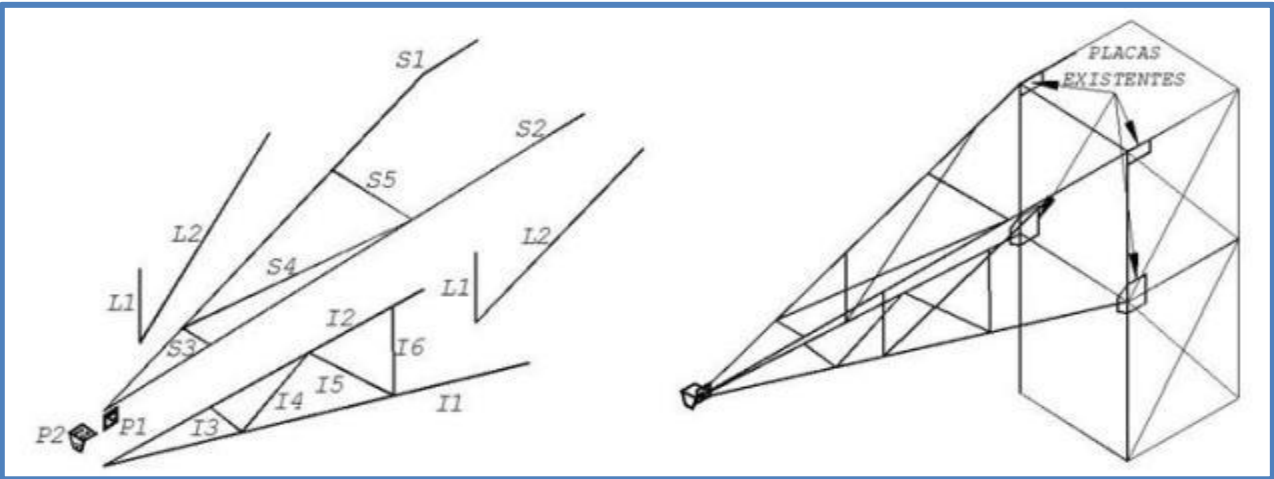


Figura 4.1.2-6 Diseño de cruceta de guarda nueva



Figura 4.1.2-7

Armado de nueva cruceta de guarda para modificación de ángulo de blindaje



Figura 4.1.2-8

Vista de la anterior configuración de blindaje



Figura 4.1.2-9

Retiro de cruceta de guarda

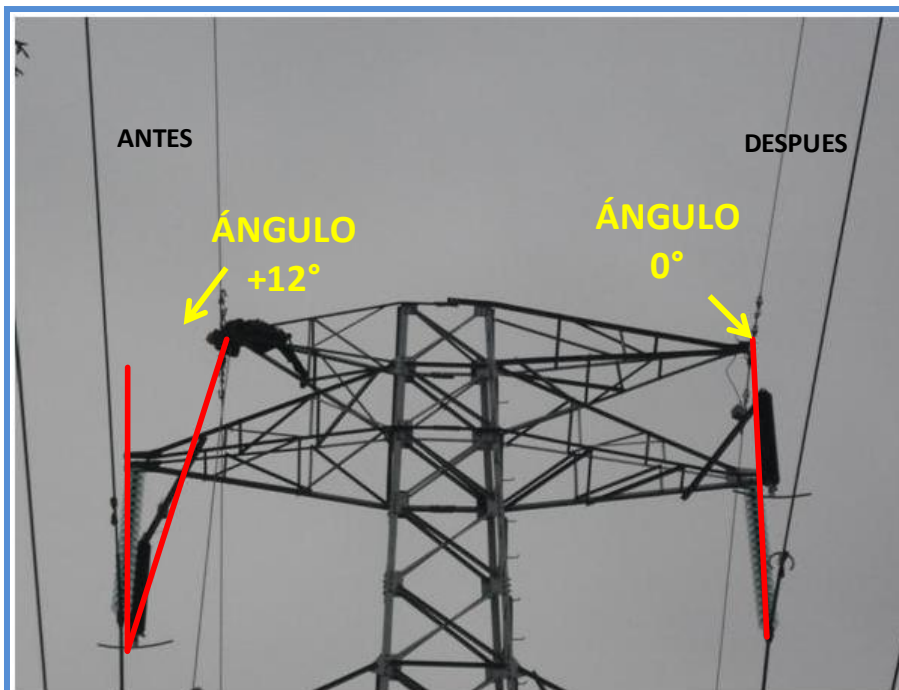


Figura 4.1.2-10

Vista final de la modificación de ángulo de blindaje antes y después

4.1.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Como se mencionó anteriormente se presumía había existido un flameo inverso debido a la alta resistividad que presenta el terreno en esta zona, por lo cual se realizó la medición y análisis del sistema de puesta a tierra de las estructuras de las líneas de transmisión, basándonos principalmente en la Especificación 00JLO-28 "RED DE PUESTA A TIERRA PARA ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN".

El estudio principalmente consta de realizar las mediciones de resistividad del terreno y resistencia de la estructura y determinar las posibles mejoras que pudieran existir en dado caso que no existiera un correcto aterrizamiento de la torre.

Para comenzar es importante mencionar que se tenía como antecedente que en el año 2010, 9 de estas estructuras que se encontraban en esta zona, se les había realizado una mejora al sistema de puesta a tierra dado las condiciones de alta resistividad del terreno debido a que en su mayor parte el sub-suelo está constituido por roca volcánica, la mejora al sistema consistía en la instalación de 4 contra-antenas y electrodos a una profundidad de 25 metros, así como la aplicación de intensificador tipo "GAP" para así mejorar la resistividad de la torre ante una posible descarga atmosférica, a continuación se muestra un diagrama de la mejora al sistema de puesta a tierra que se hicieron a estas torres:

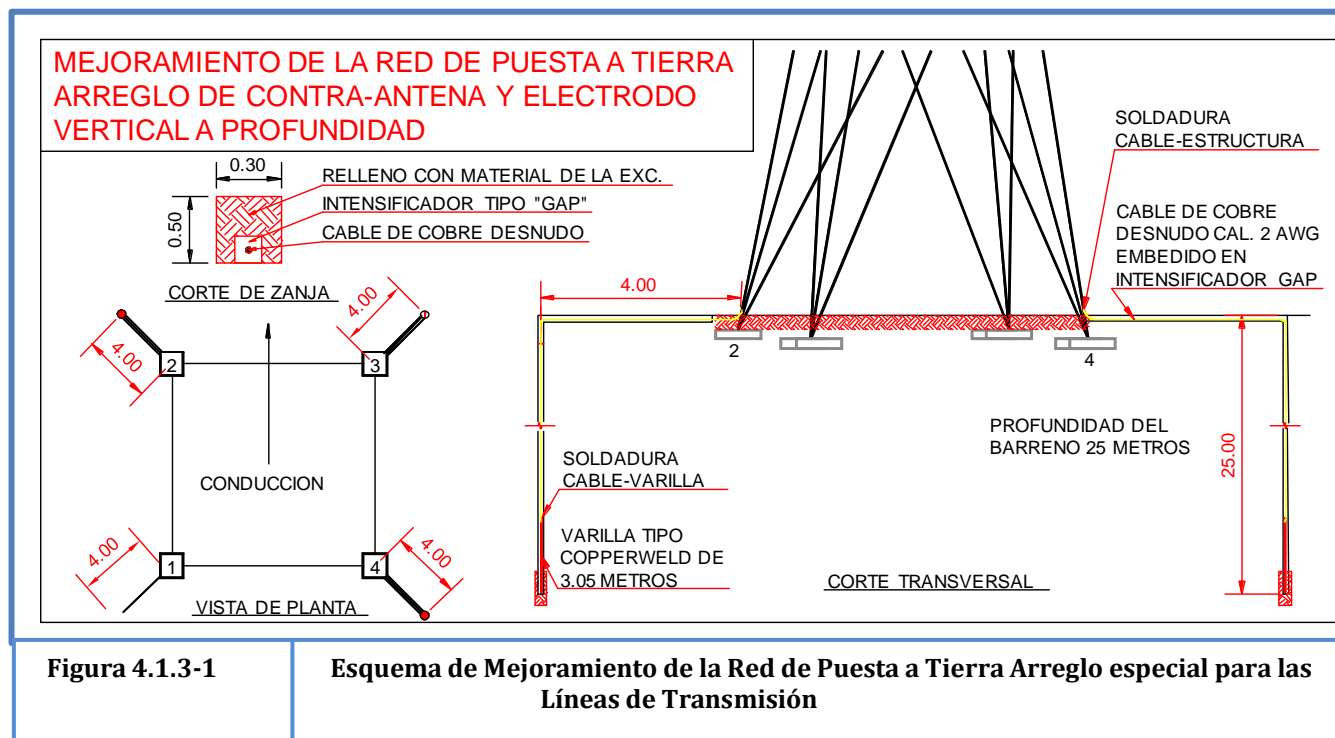


Figura 4.1.3-1

Esquema de Mejoramiento de la Red de Puesta a Tierra Arreglo especial para las Líneas de Transmisión

Teniendo como referencia esto se procedió a revisar físicamente la conexión de dichas contra-antenas encontrando que el cable de conexión había sido cortado y faltaba un tramo del mismo, por lo que además del estudio, se procedió a dar mantenimiento al sistema de puesta tierra.

Dicho mantenimiento consistió en rehabilitar el cable de conexión del electrodo que se encontró cortado, esto se hizo mediante la aplicación de soldadura exotérmica conexión cable-cable para unir la contra-antena a la pata de la estructura así tener un medio continuo que garantizara el flujo eléctrico por descarga atmosférica.

A continuación se muestran los trabajos de la reparación del cable:



Figura 4.1.3-2

Personal realizando la conexión cable-cable mediante soldadura exotérmica



Figura 4.1.3-3

Personal realizando la conexión cable contra-antena a pata de torre

Además de la rehabilitación del cable se revisaron las conexiones de cables de guarda a la estructura (cola de rata), así como bajantes de las patas de la estructura a la cimentación y además se realizó la limpieza y reapriete de tornillería y herrajes, en las siguientes fotografías se observa evidencia de dicho trabajos:



Figura 4.1.3-4

Personal realizando la limpieza de herrajes



Figura 4.1.3-5

Reapriete de tornillería

4.1.3.1 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUBSUELO

Una vez reparado y revisado el sistema de puesta a tierra se procedió a la medición de la resistividad del terreno utilizando el método de “Wenner”, como se menciono anteriormente en el capítulo II este método consiste en colocar el terrómetro de medición en el centro de la estructura y con la puesta de electrodos verticales se deben colocar paralelos al sentido de la línea de transmisión aérea, con una separación de 1,6 m para la primera medición y 3,2 m para la segunda medición (Figura 4.1.3.1-1).

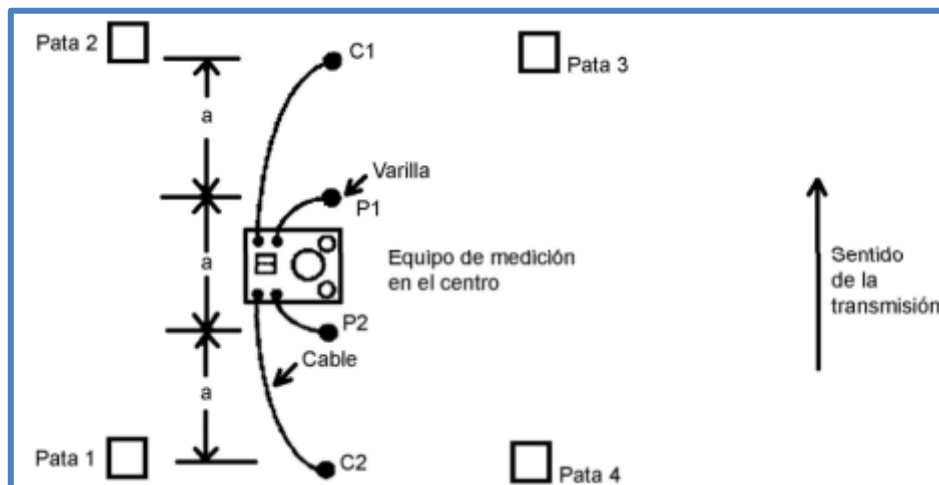


Figura 4.1.3.1-1 Medición de la resistividad del terreno Método de Wenner

Esta medición se realizó para las estructuras 60/11 y 59/10 que son las que se encuentran involucradas a la zona de la falla, a continuación se muestran fotografías del proceso de medición:



Figura 4.1.3.1-2 Verificación de calibración del equipo de medición



Figura 4.1.3.1-3

Instalación de varillas (electrodos) verticales para medición

Realizada la medición se obtuvieron los siguientes valores:

TORRE	RESISTIVIDAD A 1.6 MTS				RESISTIVIDAD A 3.2 MTS				TIPO DE CIMENTACION		
	N°	LECTURA Ω	ESCALA	FACTOR	Ω -M	LECTURA Ω	ESCALA	FACTOR	Ω -M	CONCRETO	ACERO
60		264	N/A	10	2,640	198	N/A	20	3,960	X	
60		277	N/A	10	2,770	201	N/A	20	4,020	X	
59		438	N/A	10	4,380	472	N/A	20	9,440	X	
59		519	N/A	10	5,190	498	N/A	20	9,960	X	

Tabla 4.1.3.1-1

Valores obtenidos de resistividad del terreno

Como se observa los valores obtenidos de las mediciones de la resistividad del terreno son muy altas dado que como se comento el suelo en su mayoría está compuesto por roca volcánica.

4.1.3.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LA ESTRUCTURA

Para la medición de la resistencia de la red de puesta a tierra se utilizó el método de caída de potencial, este método se basa en la inyección de una corriente de prueba en el electrodo bajo análisis (red de puesta a tierra) y se toman mediciones de la tensión a diferentes distancias entre el electrodo bajo análisis E y el electrodo auxiliar de potencial P tal y como se muestra en la figura 4.1.3-4:

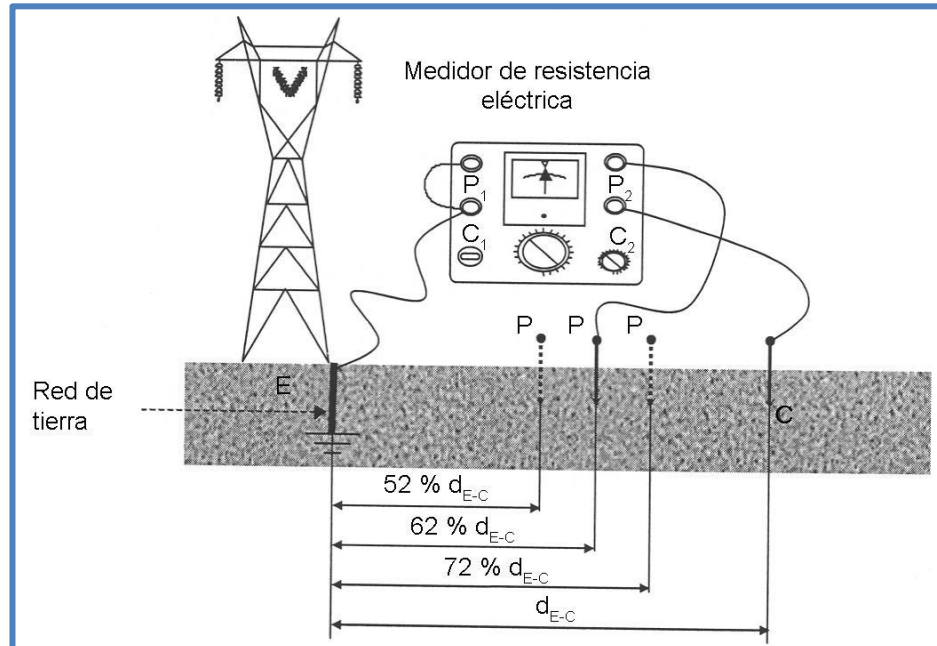


Figura 4.1.3.2-1

Método de medición de resistencia a tierra por caída de potencial

El procedimiento para la realización de las mediciones con el método de caída de potencial se realizó con el hilo de guarda desconectado y teniendo que la longitud de la contra-antena es de 4 metros, se utilizó una distancia d_{E-C} de 50 m

Como se sabe la dirección de la medición de la resistencia de la torre se debe realizar de preferencia perpendicular a la línea en cualquier sentido, pero dado que se encontraban instaladas contra-antenas se realizó la medición en forma paralela a la línea, como se muestra en la siguiente figura:

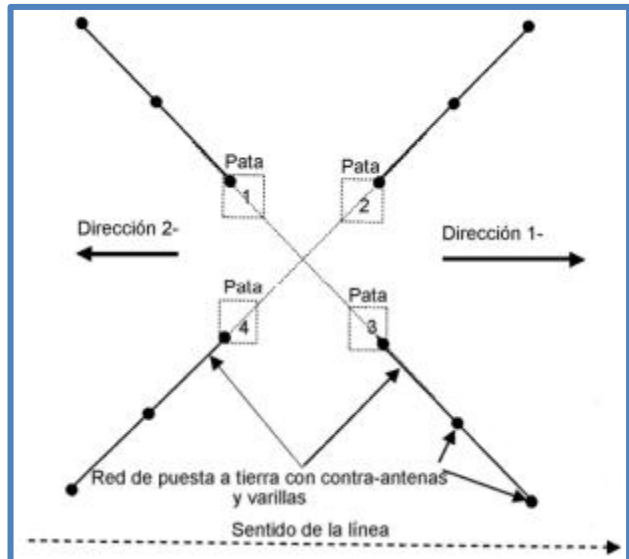


Figura 4.1.3.2-2

Método de medición de resistencia a tierra por caída de potencial



Figura 4.1.3.2-3

Mediciones a la red de sistema de puesta a tierra

Con estas consideraciones se realizaron las mediciones (Figura 4.1.3.1-6) y se obtuvieron los siguientes valores donde cabe mencionar que se hicieron la mediciones antes y después de la rehabilitación del cable de conexión de electrodo del sistema de tierra profundas:

CABLE ELECTRODO	RESISTENCIA [Ω]					H.G. CONECTADO	
	LECTURA	PORCENTAJE	DISTANCIA [M]	Ω	DIRECCION	SI	NO
DESCONECTADO (CONDICIONES INICIALES)	1	52%	26	70.1	2 -- 1		X
	2	62%	31	81.6	2 -- 1		X
	3	72%	36	130.6	2 -- 1		X
	1	52%	26	47.0	4 -- 1		X
	2	62%	31	69.0	4 -- 1		X
	3	72%	36	92.0	4 -- 1		X
CONECTADO (REHABILITACION DE CABLE)	1	52%	26	12.6	2 -- 1		X
	2	62%	31	21.3	2 -- 1		X
	3	72%	36	42.5	2 -- 1		X
	1	52%	26	11.3	4 -- 1		X
	2	62%	31	18.8	4 -- 1		X
	3	72%	36	35.6	4 -- 1		X

Tabla 4.1.3.2-1 Valores de resistencia del sistema de tierra al pie de torre

Cabe mencionar que para esta medición de la resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra por el método de caída de potencial a medida que el electrodo vertical P se aleja de la pata de la estructura, los valores de la resistencia se van incrementando hasta un punto en donde la variación de la resistencia es relativamente pequeña, si se continúa moviendo el electrodo vertical P hacia la C, se observarán nuevos incrementos en los valores de resistencia.

Por lo cual el valor correcto de la resistencia se encuentra cuando el electrodo vertical P se coloca en el punto de menor variación de resistencia, esto es generalmente a un 62 % de la distancia entre el electrodo de tierra (pata) y el electrodo vertical de corriente C lo cual se conoce como la regla del 61,8 %.

En este caso el valor de la resistencia a 62% fue de 82 Ω cuando el sistema de tierra se encontraba desconectado debido al corte del cable de los electrodos y se obtuvo un valor de 21 Ω con el sistema conectado y rehabilitado que aunque mejoro mucho, el valor idóneo para un sistema de puesta a tierra es de 10 Ω .

Medición de continuidad de torre

Por último se realizo la medición de continuidad de la estructura con el fin de garantizar que exista la facilidad para que fluya la corriente eléctrica a través de la estructura ante una descarga de atmosférica, la medición de la continuidad se realizo

mediante el Método Directo que trata básicamente en obtener la resistencia que tiene la torre desde el o los cables de guarda hasta las contra-antenas que existen en el sistema de puesta a tierra, en la siguiente figura se describe este método:

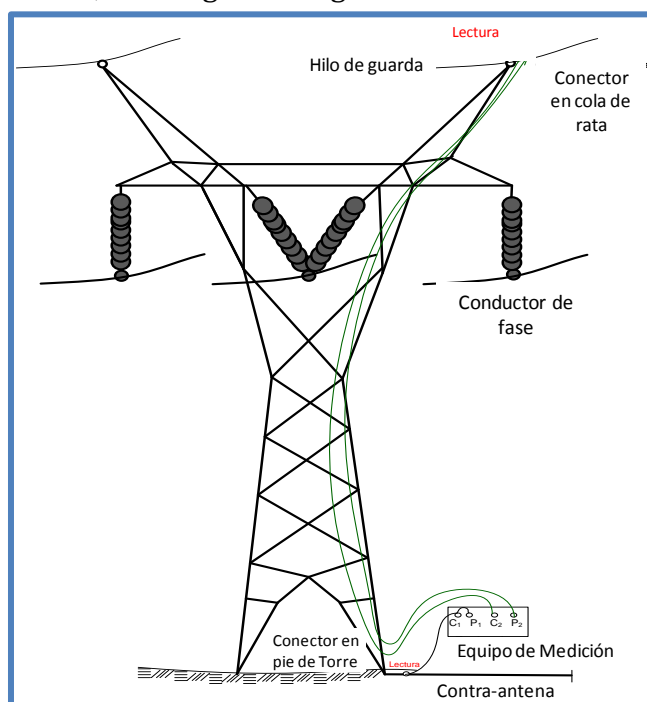


Figura 4.1.3.2-4

Conexión método directo

Como se observa se utiliza un terrómetro donde P2 (Voltaje) y C2(Corriente) se conectan al hilo de guarda y P1 y C1(puede ser en puente) se aterrizan a la pata de la torre o el comienzo de la contra-antena.

Con lo anterior se procedió a realizar las mediciones de continuidad obteniendo los siguientes valores:

N° TORRE	BORNES	BORNES	RESISTENCIA	OBSERVACIONES
	C1 P1	C2P2	Ω	
11 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 1	0.074	EST. DOBLE CIRCUITO
11 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 2	0.075	
11 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 3	0.073	
11 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 4	0.072	
60 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 1	0.076	EST. DOBLE CIRCUITO
60 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 2	0.074	
60 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 3	0.073	
60 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 4	0.072	
10 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 1	0.073	EST. DOBLE CIRCUITO
10 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 2	0.074	
10 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 3	0.075	
10 (PRM-93E20-CRS)	OPGW	PATA 4	0.078	
59 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 1	0.074	EST. DOBLE CIRCUITO
59 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 2	0.074	
59 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 3	0.074	
59 (TOP-93160-ODB)	OPGW	PATA 4	0.073	

Figura 4.1.3.2-5

Valores de medición de resistencia "método directo" de las estructuras

Como se aprecia en la tabla, los valores de la resistencia que presenta la estructura de cada uno de los hilos de guarda para cada una de las patas, son menores a 0.8Ω por lo que se considera que la continuidad de las torres es idónea y asegura una correcta disipación de la corriente de rayo en caso de incidencia en los hilos de guarda.

Análisis del Sistema de Puesta a Tierra

Hecho las mediciones al sistema de puesta a tierra se concluyó que la alta resistividad del terreno y resistencia al pie de la torre, así como un mal aterrizamiento del sistema de puesta a tierra por el corte del cable de conexión de contra-antena, provocaron la falla de la línea por flameo inverso.

Aunado a esto se observó que aunque la torre presentaba una continuidad aceptable y existiera una mejora al sistema de puesta a tierra con la instalación de contra-antenas y electrodos a profundidad, no se garantizaba que existiera la disipación correcta de la corriente en caso de una incidencia de descarga atmosférica, por lo cual se propuso mejorar la confiabilidad de la línea mediante la instalación de supresores de voltaje.

4.1.4 APARTARRAYO

Como se demostró anteriormente, el sistema de puesta a tierra de las líneas de transmisión no garantiza una correcta disipación de la corriente en caso de sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas esto derivado de la elevada resistividad del suelo, razón por la cual se optó por la instalación de apartarrayos en las estructuras de la línea con el fin de ayudar a limitar las sobretensiones generadas por rayo o maniobra.

Para la selección de los supresores de voltaje nos basamos en la NRF-045-2007 "Apartarrayos para Líneas de Transmisión", en donde se muestran las características técnicas que se deben de considerar para la selección y especificación de un apartarrayo de óxido metálico para las líneas de transmisión.

En este caso utilizaremos apartarrayos con electrodos de descarga en serie tipo gap con entre hierro en aire Fig. 4.1.4-1:

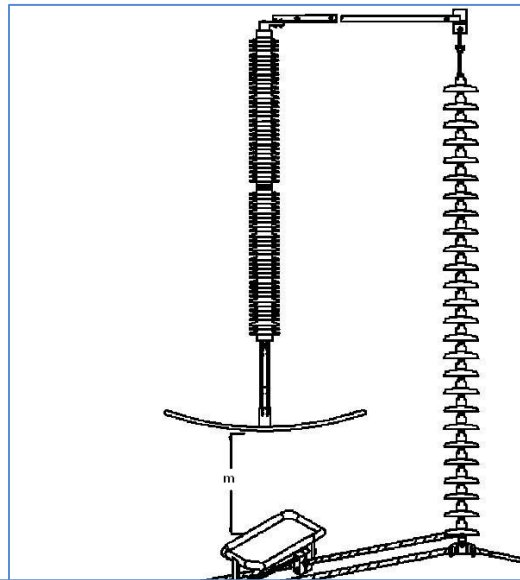


Figura 4.1.4-1

Apartarrayo para Línea de transmisión con entre hierro

Este tipo de apartarrayo tiene como principal ventaja sobre los apartarrayos de conexión directa y permanente que operan solo cuando se presenta una sobretensión en el sistema que exceda al valor establecido, lo cual reduce potenciales problemas térmicos y adicionalmente el efecto de la contaminación ambiental se ve reducido al no permanecer conectado a la línea de forma permanente, así mismo en la experiencia se ha visto que este tipo de apartarrayos presentan una mayor practicidad para la instalación en las torres y un menor mantenimiento por contaminación dado que presentan un recubrimiento polimérico.

Teniendo como base esto y basándonos en la Tabla 2 de NRF-045-2007, tenemos que las características del apartarrayo serán:

-Tensión nominal nominal del Sistema

$$U_n = 230 \text{ [kV]}$$

-Tensión Maxima critica de flameo al impulso por rayo

$$U_{\max} = 1093 \text{ [kV]}$$

-Tensión minima crítica de flameo al impulso por maniobra

$$U_{\min} = 500 \text{ [kV]}$$

-Corriente nominal de descarga

$$I_r = 10 \text{ [kA]}$$

-Clase de descarga de línea

Clase 3

-Capacidad de corto circuito mínima

$I_{cc} = 31.5$ [kA]

-Nivel de Contaminación

Alta, Distancia mínima de fuga : 25 [mm/kV]

-Contador de Descargas

Si, sensibilidad de 500 A

-Rango de Temperatura

-10° a 40 ° [C]

-Frecuencia de operación

58 a 62 Hz

Seleccionado el apartarrayo, se realizó la instalación de los mismos en las torres donde se contaba con mayor resistividad del terreno, la ubicación de los apartarrayos se determinó mediante tablas estadísticas obtenidas, así como por el estudio elaborado por parte del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IEE), tal como se muestra a continuación en la Figura 1, en esta se enlistan por orden de prioridad las zonas críticas de la línea (estimadas por programa ATP) para la instalación de los apartarrayos.

La prioridad de las zonas se determina por medio del grado de recomendación promedio (GRP) en cada zona.

ZONA	ESTRUCTURAS	GRP
1	1 - 34	0.614
2	35 - 64	0.588
3	65 - 93	0.581
4	94 - 121	0.525

Figura 4.1.4-2

Zonas críticas por grado de recomendación promedio por zona

La Figura 4.1.4-3 ilustra las zonas críticas a través del número de estructura y su altura sobre el nivel del mar, donde la trayectoria en color rojo representa la zona más crítica. Si se calcula el valor promedio de Rg en cada grupo de estructuras de las zonas ilustradas en la Figura 4.1.4-3 , se obtiene que el valor promedio más alto se encuentra en el grupo formado por las estructuras 35 a la 64, como se muestra en la Figura 4.1.4-4. Este resultado se puede utilizar también como un indicador para definir la localización de los apartarrayos.

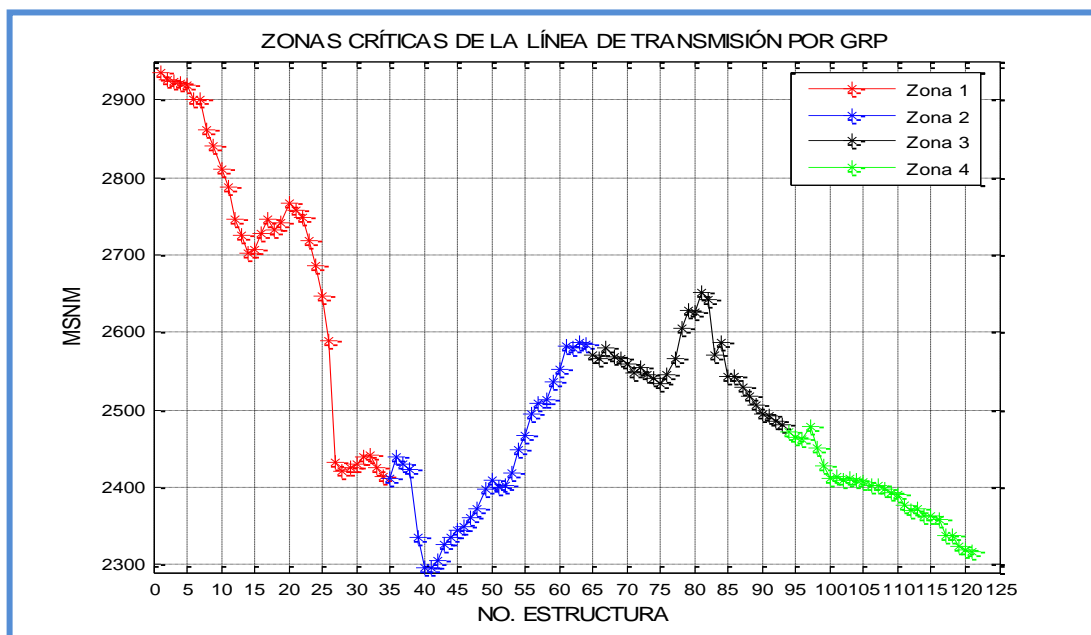


Figura 4.1.4-3

Zonas críticas por GRP

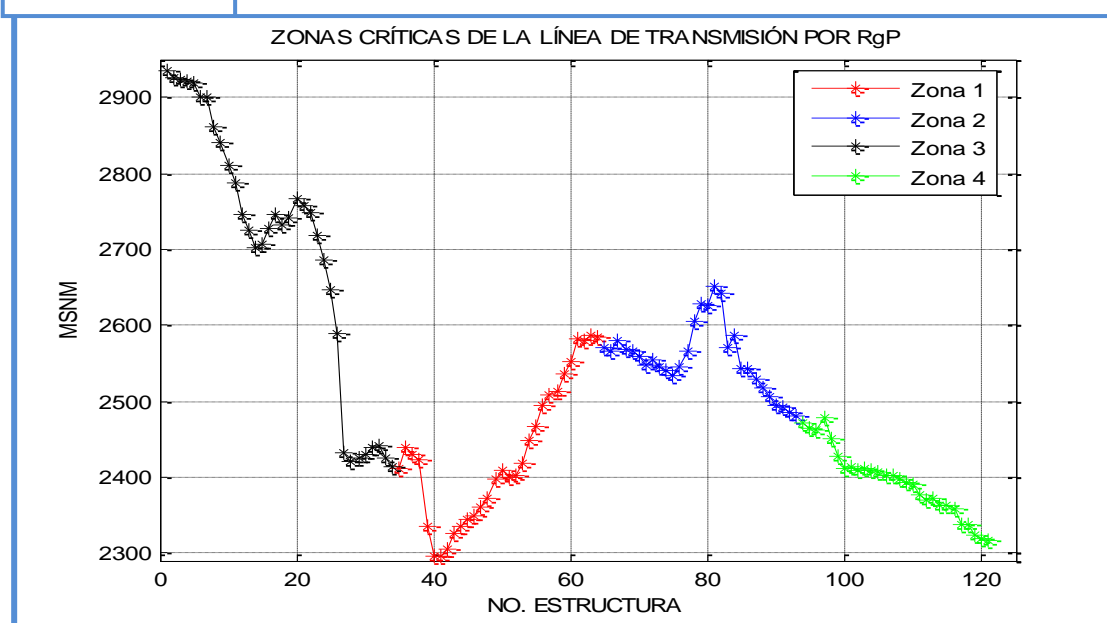
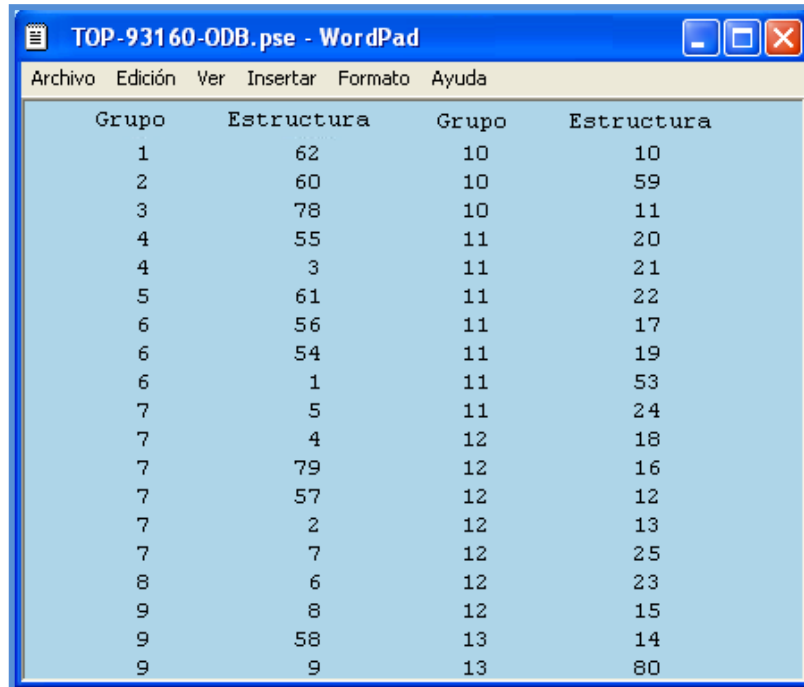


Figura 4.1.4-4

Zonas críticas por Rg promedio en cada grupo de estructuras

La Figura 4 muestra parte de los resultados del programa con respecto a las estructuras recomendadas para la instalación de los apartarrayos, las cuales se listan y se ordenan conforme a los grupos de prioridad indicados (donde la prioridad mayor corresponde al Grupo 1, enseguida el Grupo 2, y así sucesivamente).



Grupo	Estructura	Grupo	Estructura
1	62	10	10
2	60	10	59
3	78	10	11
4	55	11	20
4	3	11	21
5	61	11	22
6	56	11	17
6	54	11	19
6	1	11	53
7	5	11	24
7	4	12	18
7	79	12	16
7	57	12	12
7	2	12	13
7	7	12	25
8	6	12	23
9	8	12	15
9	58	13	14
9	9	13	80

Figura 4.1.4-5

Estructuras seleccionadas para la instalación de apartarrayos

Como se observo, la estructuras correspondientes a esta zona (50-62) son las de mayor prioridad para la instalación de supresores dada las condiciones del terreno en las cuales se encuentran instaladas, razón por lo cual se opto por instalar 2 apartarrayos (fase inferior y superior) por línea, dado que esta configuración ha demostrado mediante estadísticas, tener un menor índice de fallas por año, como se muestra a continuación en la siguiente tabla:

COMPORTAMIENTO DE LINEA DE 230 kV CON APARTARRAYOS TIPO GAP (FALLA/100 Km-AÑO)					
Resistencia al pie de torre [Ω]	DISPOSICIÓN DE APARTARRAYOS EN LA TORRE				
	SIN APARTARRAYO	○ ○ ●	○ ● ○	● ○ ●	● ● ●
20	17.6	9.13	12.5	2.78	1.56
30	36.8	20.32	25.71	7.54	5.34
40	55.7	32.92	44.17	13.39	10.13
50	70.1	45.92	58.25	20.43	17.32
60	80.8	56.70	66.43	27.36	23.45
70	88.8	65.05	71.86	35.02	32.76

○ SIN APARTARRAYO EN LA FASE INDICADA
● CON APARTARRAYO EN LA FASE INDICADA
Estos valores son considerando una línea de 230 kV con una longitud de 100 km
Se utiliza apartarrayo tipo gap de Corriente nominal de descarga: 10kA

Tabla 4.1.4-1 Comportamiento de Línea de 230 kV con apartarrayos tipo gap

Determinado esto, se realizaron los trabajos de instalación de apartarrayos como se muestra a continuación:



Tabla 4.1.4-6 Instalación de apartarrayos tipo Gap en L.T.TOP-93160-ODB



Tabla 4.1.4-7 Instalación de apartarrayos tipo Gap en L.T. PRM-93E20-CRS

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA FALLA

Analizaremos la repercusión económica de la falla ocurrida el día martes 27 de marzo de 2012 a las 18:00 hrs, se disparan las L.T.'S TOP-93160-ODB Y PRM-93E20-CRS de 230 kV operando la protección 21, fase "A" a tierra para ambas líneas. Se afecta carga de 84 MW de forma económica.

- COSTO kW DEMANDA \$ 118.75
- COSTO kW/H ENERGIA PUNTA \$ 2.4264
- CARGA A LA HORA DEL EVENTO: 84,000 kW
- TIEMPO DE DURACIÓN DEL EVENTO: 0.05 H
- DEMANDA FACTURABLE PÉRDIDA POR EL EVENTO: 3730 kW
- COSTO TOTAL DE DEMANDA FACTURABLE PÉRDIDA:
 - $\$118.75 \times 3730 \text{ kW} = 442,937.50$
- COSTO TOTAL DE ENERGÍA PERDIDA EN EL EVENTO
 - $0.05 \text{ HRS} \times 84\,000 \text{ KW} \times \$2.4264 = \$10,190.88$
- COSTO TOTAL POR LA PÉRDIDA EN EL EVENTO
- COSTO TOTAL DE DEMANDA PERDIDA + COSTO TOTAL DE ENERGÍA PERDIDA
 - $\$442,937.50 + \$10,190.88 = \$453,128.38$

4.2.1 COSTO DEL TIEMPO EXTRA POR LA ATENCIÓN A FALLA.

El tiempo extraordinario generado por atención a la falla debido a que el personal ya había terminado su jornada laboral, además de los gastos de acuerdo al contrato Colectivo de Trabajo como son alimentos, gastos de gasolina, helicóptero.

La jornada laboral del personal sindicalizado consta de 8 horas, para atender dicha falla se calcula el tiempo extra tomando su sueldo base y puesto. Para la atención a dicha falla se emplearon 2 cuadrillas, cada una de ellas consta de un Cabo-Liniere, 2 Liniero y 2 ayudantes de liniero.

TIEMPO EXTRA				
PUESTO	COSTO POR HORA	CANTIDAD DE CUADRILLA	TIEMPO DE ATENCIÓN A FALLA (HORAS)	COSTO
CABO	\$100.00	2	4	\$ 800.00
LINIERO	\$85.00	4	4	\$1,360.00
AYUDANTE	\$75.00	4	4	\$1,200.00
TOTAL				\$ 3,360.00

Tabla 3.2-2	Honorarios de personal
--------------------	-------------------------------

Costos adicionales aparte del tiempo extra son los alimentos en los cuales se contemplan la comida y la cena tomando en cuenta el horario de la falla.

ALIMENTOS			
PUESTO	CANTIDAD	MONTO	TOTAL
JEFE DE DEPARTAMENTO	1	\$200.00	\$200.00
JEFE DE OFICINA	2	\$200.00	\$400.00
CABO	2	\$200.00	\$400.00
LINIERO	4	\$200.00	\$800.00
AYUDANTE	4	\$200.00	\$800.00
TOTAL			\$2,600.00

Tabla 3.2-3	Costo de alimentos de personal
--------------------	---------------------------------------

Para la revisión de las líneas y debido a la importancia del enlace del anillo de 230 kV se toma la decisión de utilizar el helicóptero.

COSTO POR USO DE HELICÓPTERO		
RENTA	TIEMP	COSTO
\$ 39,000.00	1.2	\$ 46,800.00

Tabla 3.2-4	Costo renta de helicóptero
--------------------	-----------------------------------

Algunos gastos más fueron el combustible y casetas.

OTROS GASTOS			
VEHÍCULOS	LITROS/ CASETAS	COSTO	TOTAL
4	25.00	\$ 10.50	\$ 1,050.00
4	2	\$ 60.00	\$ 480.00
GRAN TOTAL			\$ 1,530.00

Tabla 3.2-5	Gastos de traslado a sitio
--------------------	-----------------------------------

El monto que resulto de la atención de la falla es de \$ 482,508.38 lo cual es muy costoso para CFE:

CONCEPTO	MONTO
COSTO TOTAL DE LA DEMANDA PÉRDIDA	\$ 453,128.38
TIEMPO EXTRA	\$ 3,360.00
ALIMENTOS	\$ 2,600.00
HELICÓPTERO	\$ 46,800.00
OTROS GASTOS	\$ 1,530.00
TOTAL	\$ 482,508.38

Tabla 3.2-6	Pérdida económica por falla en Línea de Transmisión
--------------------	--

4.3 PROYECTO DE BYPASS DE LINEA LERMA-73L30-TOLUCA DE 85 kV

Entre los trabajos de ingeniería aplicada que he realizado en mi experiencia laboral, fue el proyecto de crear un by-pass de 7 km de la línea de 85 kV Lerma-73L30-Toluca, este proyecto fue necesidad de la División de Distribución del Valle de México Zona Sur, derivado de la gran cantidad de salidas que tenía la línea por falla a tierra, dado que la catenaria en los conductores era demasiado baja, así mismo representaba un riesgo al público por encontrarse su trayectoria en zona urbana, por lo cual se planeó la habilitación de un tramo de una Línea de Transmisión en desuso del antiguo corredor de 150 kV Tinganbato –Taxqueña y que corre en paralelo con la L.T. de 400 kV San Bernabé-Deportiva y las L.T. de 230 kV San Bernabé –Estadio y Toluca-Deportiva, ubicada en la avenida Las Torres Solidaridad, en la Cd. de Toluca Edo. De México. A continuación se muestra vista satelital de la trayectoria de la línea a puentear:



Figura 4.2

Vista satelital de la trayectoria de la línea LER-73L30-TOL de 85 kV.

Para la habilitación del by-pass era necesario el tendido de 1.08 kilómetros de cable conductor, ya que en el tramo de la estructura 16 a la 21 no se contaba con cable por las condiciones en desuso, así mismo se necesitaría instalar estructuras tipo “tercias” para el libramiento del paso del by-pass por cruce la línea de transmisión de 230 kV Deportiva-93710-Toluca, estas tercias también se utilizarían para el remate de los conductores en las conexiones del by-pass en los extremos, en la siguiente imagen se ilustra la distribución de torres:



Figura 4.2-1

Vista general de la línea

4.3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA TRAYECTORIA

Para realizar la instalación del conductor y la ubicación de las nuevas estructuras tipo tercias, se realizó la visita a sitio donde se hizo el levantamiento y georeferenciación de la ubicación de las actuales estructuras y así poder tener un correcto libramiento con la línea de 230 kV Estadio-Toluca que cruza:



Figura 4.2-2

Visita a sitio por personal de línea para el levantamiento y determinación de ubicación de tercias y libramientos

Después de la visita a sitio, se planteo que la distancia del claro base entre estructuras sería de 120 metros, esto derivado de la distancia que se tiene de piso a conductor de la L.T. de 230 kV y que cruza con la trayectoria del by-pass a 20 metros, por lo que teniendo como referencia que la altura del tipo de estructura que se iba a instalar era de 12.5 metros, nos arrojaba un libramiento de conductor a conductor de aproximados 7.5 metros, por lo cual cumple con la distancia de libramiento entre líneas energizadas (NOM-001-SEDE-2005 y CFE-Especificación para diseño de líneas de transmisión), aunado a esto se contempló la topología del terreno, dado que existían cruces de calles y retornos, por lo que teniendo todo esto en consideración y además sabiendo que el claro entre la estructura No. 16 y 17 de la antigua línea a utilizar era de 620 metros, la división nos arrojaba un total de 5 tercias a instalar.

4.3.2 CÁLCULO E HIPOTESIS DE DISEÑO

Las hipótesis de diseño para cada Línea de Transmisión, están directamente asociadas con las condiciones ambientales (temperaturas, viento regional, presencia de hielo) y están normadas en la "Especificación de diseño de Líneas Aéreas" de CFE, así como la NOM-001-SEDE-2005. Y de las cuales se plantean 4 hipótesis principales:

Hipótesis	Temp. °C	Viento	Hielo	Condiciones	Descripción
1era Hipótesis	50	No	No	Finales	Curva caliente: Tiene como finalidad garantizar los libramientos mínimos verticales a cualquier obstáculo a cruzar, con el resultado de esta condición obtenemos la curva con la cual efectuaremos la localización de estructuras sobre el perfil topográfico. No debe de rebasar el 20% de la tensión de ruptura del cable conductor.
2da. Hipótesis	Media	No	No	Finales	Curva diaria (EDS): Tiene como finalidad garantizar que las tensiones alcanzadas en este caso se encuentren de acuerdo con las tensiones admitidas para limitar las vibraciones eólicas. No debe de rebasar el 22% de la tensión de ruptura del cable conductor.
3ra. Hipótesis	Coincidente o Mínima	Máximo	No	Finales	Viento Máximo: Esta condición es la más crítica y ello implica las mayores tensiones a las que estará expuesto el proyecto, por lo que deberá de analizarse cuidadosamente y tener especial cuidado en no rebasar los árboles de carga de diseño de las estructuras. No debe de rebasar el 33% de la tensión de ruptura del cable conductor.
4ta. Hipótesis	Mínima	Reducido	Si	Finales	Curva fría: Con ella se verifican distancias a verticales a cruzamiento inferiores o superiores con otras líneas de transmisión o subtansmisión, además se analizan las tensiones ascendentes (tiros ascendentes). No debes de rebasar el 33% de la tensión de ruptura del cable conductor.

Una vez teniendo como base estas hipótesis, se sacaron los datos de las condiciones meteorológicas del lugar a partir de las tablas de diseño de cargas de la NOM-001-SEDE-2005, así como de los archivos de base de datos de INEGI, de los cuales se obtuvo:

Condiciones metereológicas:

Temperatura máxima:	30°C
Temperatura media:	18°C
Temperatura mínima:	-5°C
Velocidad de viento máxima:	70 km/h
Presencia de hielo:	No
Altura sobre el nivel de mar:	2700 m

Para el caso de las características del cable conductor, de lo cual se tiene:

CABLE 477 ACSR TIPO HAWK

Peso de conductor:	975 Kg/Km
Capacidad de ruptura:	86.7 KN=8,837.92 Kg
Área de conductor:	281.1 MM ²
Módulo de elasticidad final:	7648.6 Kg/mm ²
Coefficiente de dilatación final:	0.00001882 1/°C
Diámetro de conductor:	21.8 mm

4.3.3 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Para determinar los Parámetros y Tensiones de cada una de las hipótesis es necesario aplicar la ecuación de cambio de estado, que tiene la finalidad de verificar que los resultados obtenidos en cada una de las condiciones, se encuentre dentro de los valores establecidos por las restricciones mecánicas de los conductores o de las crucetas de las estructuras propuestas para nuestro proyecto. Las expresiones de la ecuación del cambio de estado son:

$$M \approx a \left[\frac{S \cdot Z_1}{T_1} \right]^2 - T_1 + b(t_2 - t_1)$$

$$N \approx a(S \cdot Z_2)^2$$

$$a \approx \frac{\gamma^2 E}{24}$$

$$T_1 \approx \frac{H_1}{A}$$

$$b \approx \alpha \cdot E$$

$$\gamma \approx \frac{W_C}{A}$$

$$\bar{H}_2 \approx T_2 \cdot A$$

$$f \approx \frac{W_C \cdot S^2}{8 \cdot H_2}$$

$$Z_2 \approx \left[\frac{(W_C + W_h)^2 + W_V^2}{(W_C)^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$W_V \approx P_V \cdot D$$

$$P \approx \frac{H_1}{W_C}$$

Donde :

H_1 : Tensión en condiciones iniciales (kg)

t_1 : Temperatura de control a la cual se considera H_1 (°C).

Z_1 : Sobrecarga en el cable en condiciones iniciales sin hielo y sin viento.

T_1 : Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales (N/mm²)

H_2 : Tensión buscada (kg)

Z_2 : Sobrecarga en el cable en condiciones finales

t_2 : Temperatura correspondiente a H_2 (°C)

T_2 : Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales (kg/mm²).

S : Claro base considerado (m)

A : Sección del cable (mm²)

α : Coeficiente de dilatación lineal del cable (1/°C)

D : Diámetro del cable (mm)

γ : Peso unitario del cable dividido entre el área (kg/m-mm²)

E : Módulo de elasticidad final del cable (kg/m)

W_C : Peso unitario del cable (kg/m)

W_h : Peso del hielo depositado sobre el cable (kg/m)

W_V : Fuerza presión del viento sobre el conductor (kg)

f : Flecha del cable en función de H_2 (m)

a, b, M, N : Constantes para el cálculo de T_2

P_V : Presión de viento (kg/m²).

4.3.3.1 1ra. HIPÓTESIS CURVA CALIENTE (50°C), $T < 20\% Tr$ CONDICIONES INICIALES

La primera hipótesis nos dice que la Tensión debe ser menor del 20% de la capacidad de ruptura del cable y de lo cual, verificaremos que el Claro base (CB) propuesto no exceda el Claro medio horizontal de la estructura.

Teniendo en consideración la ecuación de la flecha (f), se tiene:

$$f = hc - L = 12.5 - 9 = 3.5 \text{ m}$$

Donde:

hc= Altura al punto de enganche del conductor más bajo

L= Libramiento deseado de piso a conductor

Por lo que tiene que la flecha a utilizar será de 3.5 m

Ahora para calcular el Parámetro de Catenaria (P):

$$P = \frac{CB^2}{8 * f} = \frac{(120)^2}{8(3.5)} = 514.29 \text{ m}$$

Si se sabe que:

$$P = \frac{H_1}{W_c}$$

Por lo tanto para conocer la Tensión en Condiciones iniciales:

$$H_1 = P * W_c = 514.29 \times 0.975 = 501.43 \text{ kg}$$

Por lo tanto se calcula el Porcentaje de Tensión que debe ser menor al 20%:

$$\%T = \frac{T \times 100}{Tr} = \frac{501.43 \times 100}{8837.92} = 5.67\%$$

Donde:

$\%T$ = Porcentaje de Tensión que deberá de ser menor al 20%.

Tr = Capacidad ruptura del cable conductor.

Como se observa, el Porcentaje de Tensión fue menor al 20%, por lo cual cumple con la Primera Hipótesis para Curva Caliente o Crítica que se obtendrá.

4.3.3.2 2da. HIPÓTESIS CURVA DIARIA (EDS) CON TEMPERATURA MEDIA SIN VIENTO Y SIN HIELO.

Para la segunda hipótesis la obtención de la Tensión y el Parámetro de Catenaria está dada por la ecuación:

$$(T_2)^3 + M(T_2)^2 - N = 0$$

Por lo que se requiere obtener la constante M , para ello es necesario ir obteniendo otros parámetros dado que la constante M está representada como la ecuación de cambio de estado:

$$M \approx a \left[\frac{S \cdot Z_1}{T_1} \right]^2 - T_1 + b(t_2 - t_1)$$

En primera instancia, para el valor de la constante a es necesario la obtención del Peso Unitario del cable por área del conductor de lo cual se tiene:

$$Y = \frac{Wc}{A} = \frac{0.975}{281.1} = 0.003468516 \frac{kg}{m - mm^2}$$

Una vez obtenido el peso del cable sobre área, se obtendrá la constante a para así obtener T_2 :

$$a = \frac{E * Y^2}{24} = \frac{7648.6 \times (0.003468516)^2}{24} = 0.00383405$$

Para el cálculo de la constante b :

$$b = \alpha E = 0.00001882 \times 7648.60 = 0.14394665$$

Para el caso del cálculo de la Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales T_1 :

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{501.43}{281.1} = 1.78 \frac{kg}{mm^2}$$

Para la constante M según el criterio de la segunda hipótesis, se tienen condiciones sin viento y sin hielo, por lo que la temperatura inicial $t_1=50^\circ\text{C}$ y la temperatura final $t_2=18^\circ\text{C}$, dado que en esta hipótesis no existen condiciones hielo y viento el valor de $Z_1=1$, por lo cual:

$$M = 0.00383405 \times \left(\frac{120 \times 1}{1.78}\right)^2 - 1.78 + (0.14394665(18 - 50)) = 10.96$$

Por último para la constante N se tiene que $Z_1=Z_2$ por lo cual:

$$N=a(CB*Z_2)^2 = 0.00383405(120 \times 1)^2 = 55.21$$

Al final se tiene que:

$$\begin{aligned}(T_2)^3 + 10.96(T_2)^2 - 55.21 &= 0 \\ (T_2)^2(T_2 - 10.96) &= 55.21\end{aligned}$$

Al tener las constantes, se realiza el cálculo de T_2 por iteración y se obtiene un valor de $T_2=2.05$, de lo cual se obtiene la Tensión de la segunda Hipótesis:

$$H_2 = T_2 \times A = 2.05 \times 281.1 = 576.26 \text{ kg}$$

Para obtener el valor del Parámetro de Curva se tiene:

$$P = H_2 / W_c = 576.26 / 0.975 = 591.03 \text{ m}$$

Con lo anterior nos arroja un Porcentaje de Tensión

$$\%T = \frac{T \times 100}{T_r} = \frac{576.26 \times 100}{8837.92} = 6.52\%$$

Como se aprecia el porcentaje de Tensión es menor al 22% de la tensión de ruptura del cable conductor.

Al calcular la flecha con la Tensión de la 2da Hipótesis H_2 se tiene:

$$f = \frac{W_c * CB^2}{8 * H_2} = \frac{0.975 * (120)^2}{8(576.26)} = 3.05m$$

4.3.3.3 3ra. HIPÓTESIS CURVA VIENTO MÁXIMO, SIN HIELO TEMPERATURA MÍNIMA

Para la tercera hipótesis se tiene que la velocidad de viento máxima es de 70km/h que equivale a 24kg/m² con lo cual se tiene:

$$W_v \approx P_v * D = 24 * 0.0218 = 0.5232 \text{ kg}$$

Obteniendo la fuerza de viento máxima se calcula la sobrecarga en el cable en condiciones finales Z_2 :

$$Z_2 \approx \left[\frac{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}{(W_c)^2} \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\frac{(0.975 + 0)^2 + (0.5232)^2}{(0.975)^2} \right]^{\frac{1}{2}} = 1.1348$$

Obteniendo ahora la constante M:

$$M = 0.00383405 * \left(\frac{120 * 1}{1.78} \right)^2 - 1.78 + (0.14394665(-5 - 50)) = 7.65$$

Para N:

$$N = a(CB * Z_2)^2 = 0.00383405(120 * 1.1348)^2 = 71.10$$

Al final se tiene:

$$\begin{aligned} (T_2)^3 + 7.65(T_2)^2 - 71.10 &= 0 \\ (T_2)^2(T_2 - 7.65) &= 71.10 \end{aligned}$$

Al tener las constantes se realiza el cálculo de T_2 por iteración y se obtiene un valor de $T_2=2.63$ de lo cual se obtiene la Tensión de la segunda Hipótesis:

$$H_2 = T_2 * A = 2.63 * 281.1 = 739.293 \text{ kg}$$

Para obtener el valor del Parámetro de Curva se tiene:

$$P=H_2/W_c = 739.293 / 0.975 = 758.25 \text{ m}$$

Con lo anterior nos arroja un Porcentaje de Tensión

$$\%T = \frac{T \times 100}{T_r} = \frac{758.25 \times 100}{8837.92} = 8.57\%$$

Como se aprecia el porcentaje de Tensión es menor al 33% de la tensión de ruptura del cable conductor.

Al calcular la flecha con la Tensión de la 2da Hipótesis H_2 se tiene:

$$f = \frac{W_c * CB^2}{8 * H_2} = \frac{0.975 \times (120)^2}{8(739.293)} = 2.37\text{m}$$

4.3.3.4 4ta. HIPÓTESIS CURVA FRÍA, SIN HIELO TEMPERATURA MINIMA Y VIENTO REDUCIDO

Para esta hipótesis no se considera carga de hielo, ya que en la zona no se tiene registro histórico de hielo y se considera velocidad de viento reducido que es igual a $10\text{kg}/\text{m}^2$ por lo cual se tiene:

$$W_v \approx P_v * D = 10 \times 0.0218 = 0.218 \text{ kg}$$

Obteniendo la fuerza de viento máxima se calcula la sobrecarga en el cable en condiciones finales Z_2 :

$$Z_2 \approx \left[\frac{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}{(W_c)^2} \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\frac{(0.975 + 0)^2 + (0.218)^2}{(0.975)^2} \right]^{\frac{1}{2}} = 1.0247$$

Obteniendo ahora la constante M:

$$M = 0.00383405 \times \left(\frac{120 \times 1}{1.78} \right)^2 - 1.78 + (0.14394665(-5 - 50)) = 7.65$$

Para N:

$$N=a(CB*Z)^2 = 0.00383405(120 \times 1.0247)^2 = 57.971$$

Al final se tiene:

$$\begin{aligned}(T_2)^3 + 7.65(T_2)^2 - 57.971 &= 0 \\ (T_2)^2(T_2 - 7.65) &= 57.971\end{aligned}$$

Al tener las constantes se realiza el cálculo de T_2 por iteración y se obtiene un valor de $T_2=2.4$ de lo cual se obtiene la Tensión de la segunda Hipótesis:

$$H_2 = T_2 \times A = 2.4 \times 281.1 = 674.64 \text{ kg}$$

Para obtener el valor del Parámetro de Curva se tiene:

$$P = H_2 / W_c = 674.64 / 0.975 = 691.94 \text{ m}$$

Con lo anterior nos arroja un Porcentaje de Tensión:

$$\%T = \frac{T \times 100}{T_r} = \frac{691.94 \times 100}{8837.92} = 7.83\%$$

Como se aprecia el porcentaje de Tensión es menor al 33% de la tensión de ruptura del cable conductor.

Al calcular la flecha con la Tensión de la 2da Hipótesis H_2 se tiene:

$$f = \frac{W_c * CB^2}{8 * H_2} = \frac{0.975 \times (120)^2}{8(674.64)} = 2.6 \text{ m}$$

Una vez confirmadas las hipótesis y verificando las condiciones de porcentaje de ruptura del cable conductor se realiza el trazado de la curva catenaria a diferentes temperaturas de condición final, en la siguiente tabla se muestran las coordenadas y/o valores de la curva obtenida a partir de la ecuación de la catenaria:

COORDENAS PARA GRAFICAR LA CURVA DE LA CATENARIA

PARÁMETRO (P) = 514.29

$$y=P[\text{Cosh}(x/P)-1]$$

X=1 Rango de Valores	Cosh(x/P)	Y=1 P[Cosh(x/P)-1]	Escala		
			Horizontal	Vertical	
			2000 X	500 Y	200 Y
-400	1.32	163.56	-200.00	817.78	327.11
-380	1.29	146.89	-190.00	734.46	293.78
-360	1.26	131.23	-180.00	656.14	262.46
-340	1.23	116.54	-170.00	582.71	233.08
-320	1.20	102.81	-160.00	514.04	205.62
-300	1.18	90.01	-150.00	450.04	180.02
-280	1.15	78.12	-140.00	390.62	156.25
-260	1.13	67.13	-130.00	335.67	134.27
-240	1.11	57.02	-120.00	285.12	114.05
-220	1.09	47.78	-110.00	238.89	95.55
-200	1.08	39.38	-100.00	196.91	78.76
-180	1.06	31.82	-90.00	159.11	63.65
-160	1.05	25.09	-80.00	125.45	50.18
-140	1.04	19.17	-70.00	95.87	38.35
-120	1.03	14.06	-60.00	70.32	28.13
-100	1.02	9.75	-50.00	48.76	19.51
-80	1.01	6.23	-40.00	31.17	12.47
-60	1.01	3.50	-30.00	17.52	7.01
-40	1.00	1.56	-20.00	7.78	3.11
-20	1.00	0.39	-10.00	1.94	0.78
0	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	1.00	0.39	10.00	1.94	0.78
40	1.00	1.56	20.00	7.78	3.11
60	1.01	3.50	30.00	17.52	7.01
80	1.01	6.23	40.00	31.17	12.47
100	1.02	9.75	50.00	48.76	19.51
120	1.03	14.06	60.00	70.32	28.13
140	1.04	19.17	70.00	95.87	38.35
160	1.05	25.09	80.00	125.45	50.18
180	1.06	31.82	90.00	159.11	63.65
200	1.08	39.38	100.00	196.91	78.76
220	1.09	47.78	110.00	238.89	95.55
240	1.11	57.02	120.00	285.12	114.05
260	1.13	67.13	130.00	335.67	134.27
280	1.15	78.12	140.00	390.62	156.25
300	1.18	90.01	150.00	450.04	180.02
320	1.20	102.81	160.00	514.04	205.62
340	1.23	116.54	170.00	582.71	233.08
360	1.26	131.23	180.00	656.14	262.46
380	1.29	146.89	190.00	734.46	293.78
400	1.32	163.56	200.00	817.78	327.11

Figura 4.2.3.4

Coordenadas para graficar la curva de la catenaria

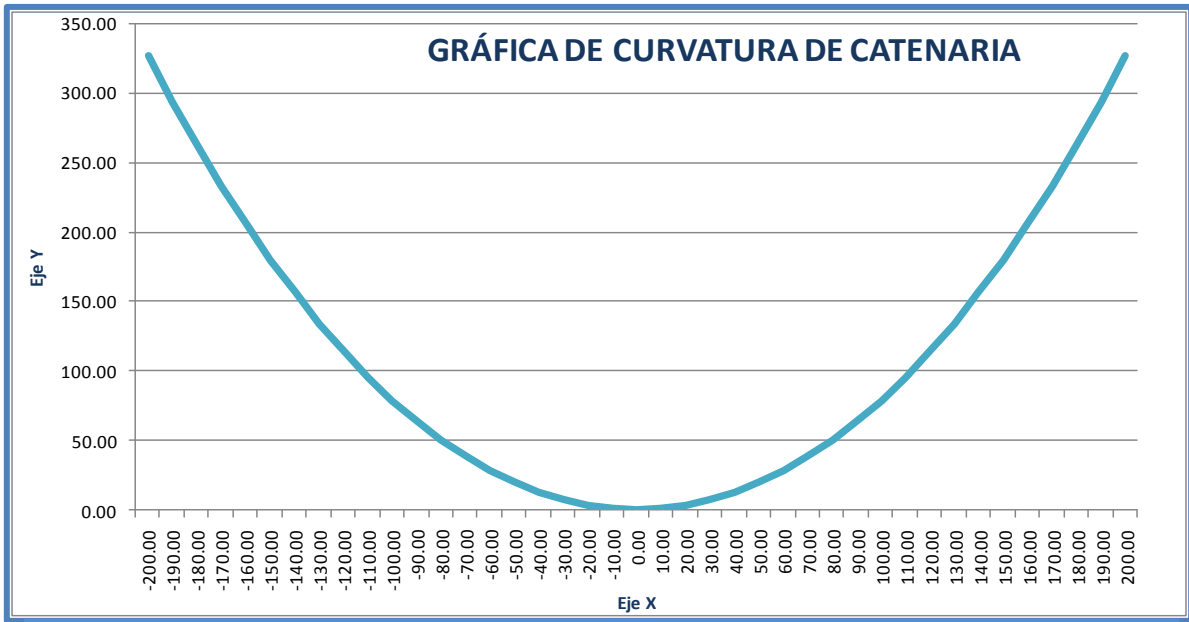


Figura 4.2.3.4-1

Gráfica de la curva caliente de la catenaria

Una vez obtenidas las gráficas, se realizó el trazado de la catenaria a diferentes temperaturas en un programa de modelado:

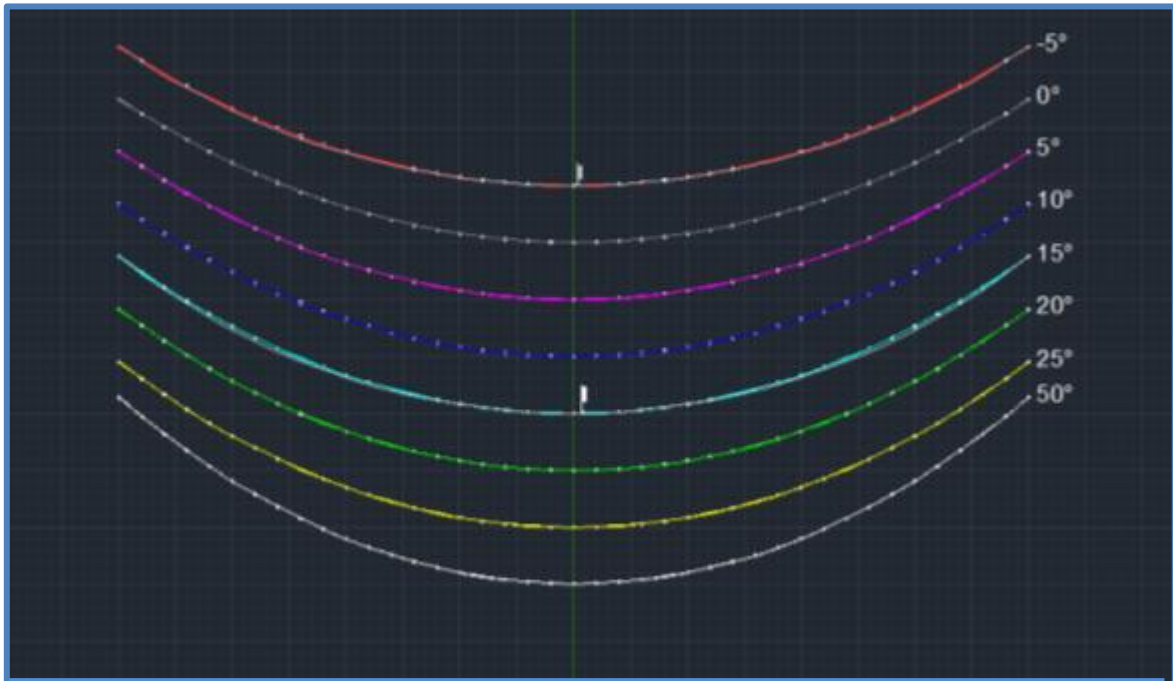


Figura 4.2.3.4-2

Modelado de la catenaria a diferentes temperaturas

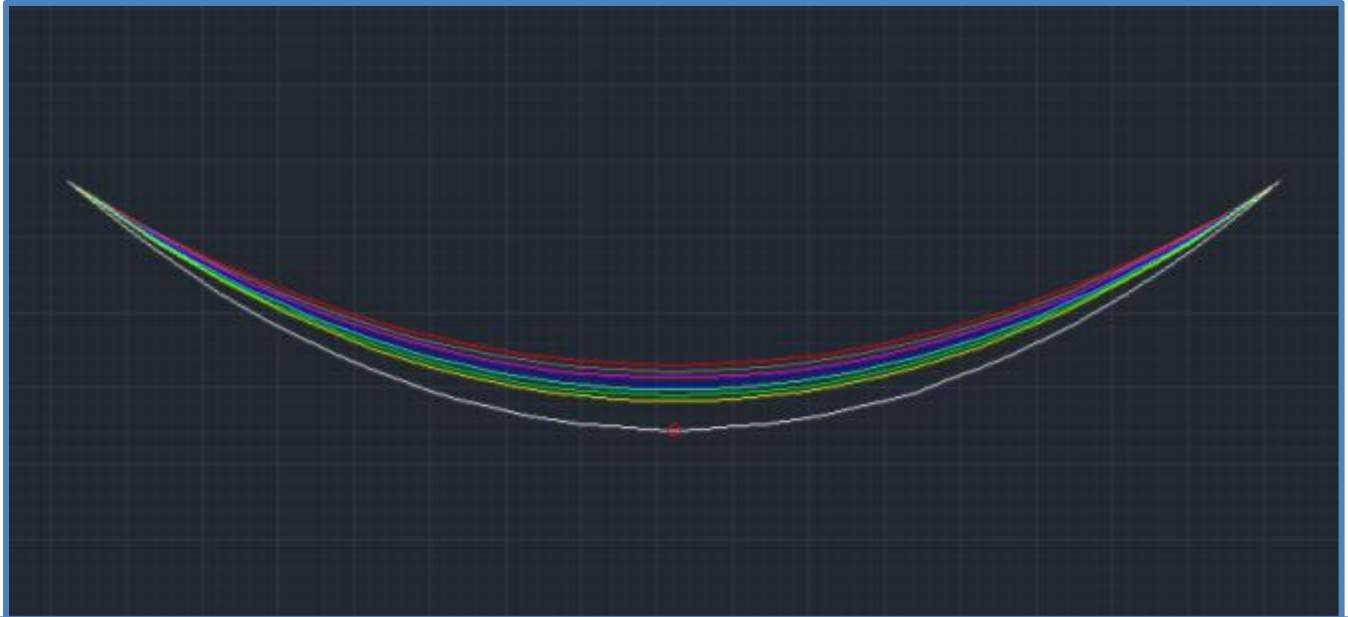


Figura 4.2.3.4-3

Comparativa del comportamiento de la catenaria a diferentes temperaturas

Teniendo el modelado de la catenaria se utilizó la curva caliente (50°C) para el perfil de la línea:

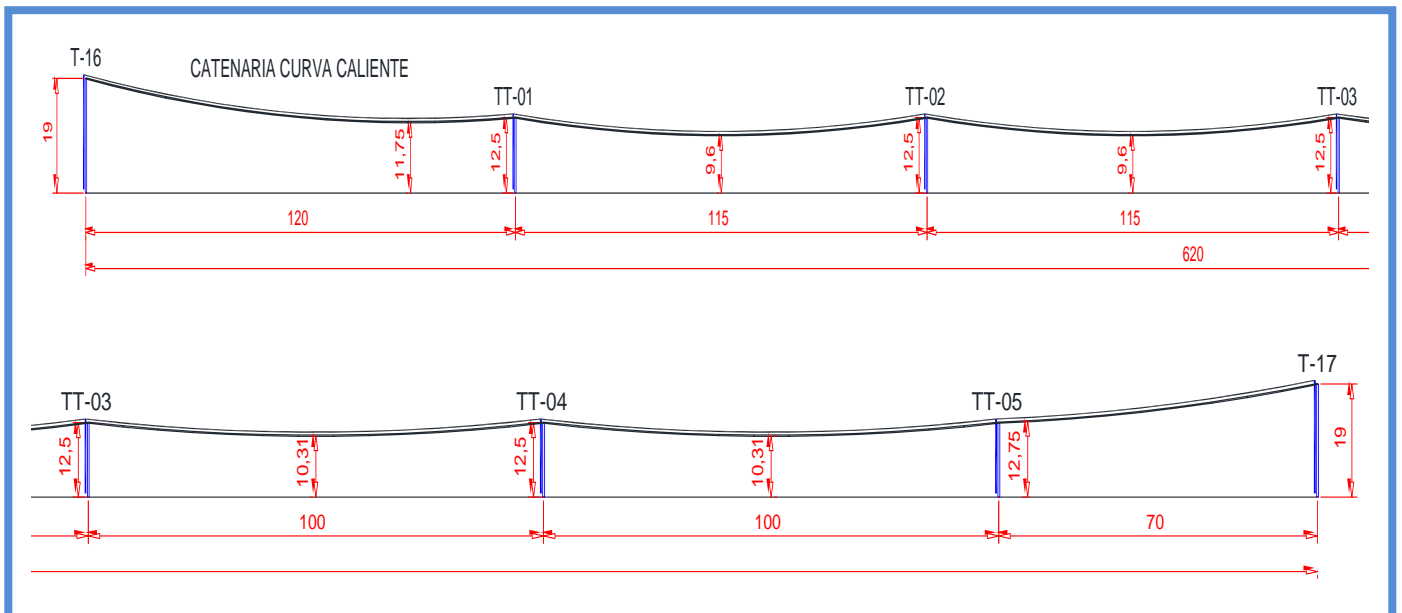


Figura 4.2.3.4-4

Perfil del tramo de la estructura no. 16 a no. 17 donde se no se cuenta con tendido de cable

Una vez realizados los cálculos del nuevo tramo de línea Lerma-Toluca de 85 kV, se realizaron trabajos de reforzamiento de crucetas de la estructura de suspensión No. 18, que consistió en sustituir los tirantes estructurales actuales e instalar por cada cruceta, dos nuevos tirantes de mayor espesor para contar con mayor seguridad en las estructuras y así poder tender posteriormente el cable conductor nuevo:



Figura 4.2.3.4-5

Habilitación y refuerzo a crucetas

4.3.4 INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS TIPO TERCIAS

Entre los demás trabajos realizados, se tiene la instalación de las 5 nuevas estructuras tipo tercias a las distancias de claro ya vistas y calculadas, las estructuras tipo “tercia” están compuestas por 3 postes ya sea de concreto o madera y una trabe que soporta los aisladores. Estas estructuras llevan además retenidas dependiendo del uso y tensión mecánica para la cual se utilicen, generalmente estas estructuras son utilizadas en líneas de 115kV o de menor tensión.

Estos trabajos cabe mencionar, fueron realizados por la División de Distribución e incluyeron el anclado de los postes, así como el rematado y tendido de cable conductor de cada una de las 3 fases:



Figura 4.3.4-1

Instalación de estructuras tipo tercias

Con la instalación ya efectuada de las tercias y los refuerzos a las estructuras, se realizó el tendido de cable conductor 477 ACSR del tramo comprendido de la estructuras 17 a la 20, en dichos trabajos se utilizó la máquina traccionadora y devanadora:



Figura 4.3.4-2

Armado de máquina devanadora y unión de cable con soga de guía



Figura 4.3.4-3:

Máquina traccionadora ubicada en la Torre No. 20

Como complemento de estos trabajos, se realiza la instalación de poleas voladas en cruce con avenida para evitar que el conductor se caiga sobre la vialidad, así mismo se realizó la instalación de herraje de tensión para asegurar el conductor e instalación de herraje de suspensión.



Figura 4.3.4-4:

Instalación de poleas para tendido de cable conductor

Realizado el tendido de los cables conductores, se determinó la flecha y libramiento de los mismos y por último el tensionado y rematado de los mismos.



Figura 4.3.4-5

Flecha y libramiento de conductores

Posterior a estos trabajos y con la Línea Lerma-Toluca de 85kV desenergizada, se realiza la conexión del by-pass mediante bajantes y se procede a la energización de by-pass.



Figura 4.3.4-6:

Conexión de By- Pass para energización

Después de la energización del bypass, no se presentaron problemáticas en cuanto al diseño y trabajos del mismo, por lo que opera en forma satisfactoria.

Al final, con estos trabajos se llegó a la meta esperada de mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica, disminuyendo la salida de línea por falla a tierra derivado de la catenaria baja que se tenía en el tramo conurbado y garantizar la seguridad a las personas.

5 CONCLUSIONES

Este trabajo puede utilizarse como una guía de actividades y procedimientos necesarios para realizar un mantenimiento y mejoras a las líneas de transmisión con el objetivo de brindar una mayor confiabilidad y así garantizar el suministro de la energía eléctrica de una forma rentable, al mismo tiempo que se pueden prevenir fallas identificando las áreas de oportunidad y deficiencias de las mismas.

Queda visto que el tener un mantenimiento preventivo programado y constante, así como el realizar un análisis de falla, repercute en la mejora de los índices y estadísticas, como se presentó en las gráficas del número de salidas de las líneas de transmisión que se tenía al comienzo de la administración de la Zona de Transmisión Metropolitana y como en base a la aplicación de ingeniería y mantenimiento poco a poco se han ido reduciendo hasta en un 90 % las fallas en los 5 años que se lleva de administración y que se espera seguirá bajando dado que los trabajos de modernización y mantenimiento no se han concluido en su totalidad en las líneas de transmisión

El análisis de una falla ante una descarga atmosférica demuestra que es importante evaluar los parámetros básicos de la línea de transmisión, como lo son la distancia de aislamiento, resistividad del terreno, resistencia al pie de la torre y blindaje de la línea principalmente, con el fin de descubrir las deficiencias que presenta el sistema que aunque parecieran irrelevantes como lo es el caso de la adición de dos discos de aislamiento, el realizar estos cambios trae consigo que disminuya la probabilidad de salida de la línea y se interrumpan la transmisión de la energía eléctrica, al final, el análisis de la falla nos ayudó encontrar estas áreas mejora que se corrigieron, lo que dio como resultado que desde el 2012 a la fecha, no se ha presentado la salida de esta línea por falla de descarga atmosférica.

Así mismo el análisis de la falla ha ayudado a tener un servicio más económico y rentable, dado que se disminuyeron los costos de operación y despacho que como se apreció en el análisis económico de una falla, los costos de pérdida de energía son elevados.

El proyecto de by-pass para la Línea de 85 kV, nos mostró los principios básicos y características de diseño para la construcción de una línea en general, se utilizaron elementos como las hipótesis de curvas de catenaria que son indispensables para ver el panorama crítico de la línea, ya que la Cd. de Toluca presenta condiciones climatológicas muy extremas, dada la altitud y ubicación geográfica que hacen variar los escenarios de los cables conductores. Al final la construcción del by-pass cumplió con el objetivo de mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica de la línea Lerma-Toluca, así como de garantizar la seguridad de la población ante los factores de urbanización y expansión demográfica a los que se vio expuesta la trayectoria de la línea.

6 BIBLIOGRAFIA

- NMX-J-150/1-ANCE, “Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas”
- NMX-J-150/2-ANCE, “Coordinación de aislamiento Parte 2: Guía de aplicación”
- CFE JA100- 64 “CIMENTACIONES PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.”
- IEEE STD 80-2000 del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)
- NRF-042-CFE-2005, “Señalización de Líneas de Transmisión Aéreas y Subterráneas (Cables de potencia).
- CFE 00JL0-28, “Red de puesta a tierra para estructuras de Líneas de Transmisión Aéreas de 69 a 400 kV en Operación”.
- NRF-045-2007 “Apartarrayos para Líneas de Transmisión”
- NOM-001-SEDE-2005, “Instalaciones Electricas (Utilización)”
- CFE CPTT DDLT-001/02 , “Especificación para diseño de líneas de transmisión”
- Hileman R. Andrew, Insulation Coordination to Power Systems, Ed. Marcel Dekker , New YORK, 1999
- IIE Depto. De Transmisión y Distribución, “Estudios de líneas y subestaciones ante descargas atmosféricas y contaminación”, Reporte Subdirección de Construcción CFE