

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ
INGENIERÍA ELÉCTRICA



REPORTE DE RESIDENCIA

**DISEÑO DE LINEA DE SUBTRANSMISIÓN 115KV BOCHIL-
SIMOJOVEL**

ASESOR INTERNO:

ING. ABRAHAM OCAMPO SOLORZANO

ASESOR EXTERNO:

ING. ALFONSO LOPEZ AGUILAR

ALUMNO:

DANIEL RAMIREZ MEZA

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas; Mayo de 2015.

Índice

1. Introducción.....	7
1.1 Antecedentes	7
1.2 Estado del arte	8
1.3 Justificación	8
1.4 Objetivo	9
1.5 Metodología; diagrama a bloques	9
2. Caracterización del área	12
2.1 Historia.....	12
2.2 Misión.....	13
2.3 Visión	13
2.4 Localización	14
2.5 Área específica relacionada directamente con el proyecto	14
3. Problemas a resolver	15
4. Fundamento teórico	16
4.1 Subestaciones.....	16
4.2 Línea de subtransmisión	20
4.3 Tipo de estructuras	33
5. Desarrollo.....	39
5.1 Descripción del proyecto	39
5.2 Cálculos eléctricos	45
5.3 Cálculos característicos a tensión nominal	53
5.4 Estudio eléctrico de las estructuras.....	56
5.5 Cálculo de tensiones.....	73
6. Resultados	80
7. Conclusiones.....	88
8. Referencias Bibliográficas	89
9. Anexos	91

Índice de Figuras

- Fig. 1.1** Diagrama a bloques del hardware.
- Fig. 4.1** Aislador en cadena de suspensión
- Fig. 4.2** Aislador en cadena de amarre
- Fig. 4.3** Elementos de una torre de transmisión
- Fig. 4.4** Nomenclatura alfanumérica para torres de transmisión (CFE J1000-50)
- Fig. 4.5** Esquema de una torre para transmisión de energía eléctrica en 115 KV tipo celosía para uso en deflexión o remate.
- Fig. 4.6** Esquema de una torre para transmisión de energía eléctrica en 115 KV tipo auto-soportada.
- Fig. 4.7** Esquema de una torre para transmisión de energía eléctrica tipo retenida.
- Fig. 4.8** Amortiguadores de vibración
- Fig. 5.1** Esquema de estado actual de subestaciones Bochil-Simojovel
- Fig. 5.2** Demanda máxima de Bochil de Mercado Eléctrico de Distribución 2014
- Fig. 5.3** Demanda máxima de Simojovel de Mercado Eléctrico de Distribución 2014
- Fig. 5.4** Ubicación del área donde se diseñará la línea de subtransmisión 115 kV
- Fig. 5.5** Diagrama unifilar sin proyecto de la LST en 115 kV Bochil-Simojovel
- Fig. 5.6** Diagrama unifilar con proyecto de la LST en 115 kV Bochil-Simojovel
- Fig. 5.7** Distancia media geométrica
- Fig. 5.8** Factor K de corrección por humedad en función de la humedad absoluta.
- Fig. 5.9** Humedad absoluta del aire en función de las temperaturas de bulbo seco, bulbo húmedo y de la humedad relativa en porciento.
- Fig. 5.10** Libramientos y separaciones mínimas en cruzamientos
- Fig. 5.11** Parámetros de diseño
- Fig. 5.12** Flecha y claro entre dos estructuras

Índice de Tablas

Tabla 4.1 Niveles de voltaje usados preferentemente en México.

Tabla 4.2 Capacidad de conducción de corriente, en conductores desnudos de cobre, aluminio y ACSR

Tabla 4.3 Calibre de conductores usados en líneas de transmisión en México.

Tabla 4.4 Características generales del conductor 477 kCM ACSR/AS (ESPECIFICACION CFE E0000-18)

Tabla 4.5 Características generales del conductor 795 kCM ACSR/AS (ESPECIFICACION CFE E0000-18)

Tabla 4.6 Características eléctricas de los cables de guarda por el fabricante Alumoweld.

Tabla 4.7 Número de aisladores estándar (254x146mm) tipo suspensión para diferentes tensiones de transmisión usadas en México.

Tabla. 4.8 Nomenclatura alfanumérica para torres de transmisión (CFE J1000-50)

Tabla 4.9 Casos de velocidad regional empleados en la nomenclatura alfa numérica

Tabla 5.1 Líneas de subtransmisión actuales de ambas subestaciones

Tabla 5.2 Taza de crecimiento área Bochil

Tabla 5.3 Valores de los factores K_n , K_m , K_r para diferentes configuraciones de entre hierro, tomados de la especificación CFE-L0000-06.

Tabla 5.4 Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo maniobra, NBAM, y distancias mínimas para diferentes niveles de tensión para líneas de alta tensión

Tabla 5.5 Factores de corrección por presión atmosférica a distintas altitudes

Tabla 5.6 Condiciones iniciales para obtener la flecha fría mínima

Tabla 5.7 Condiciones iniciales para obtener la flecha caliente mínima

Tabla 5.8. Fuerza del viento por unidad de longitud

Índice de Ecuaciones

Ec. 5.1 Taza de crecimiento

Ec. 5.2 Factor de carga

Ec. 5.3 Resistencia kilométrica

Ec. 5.4 Inductancia kilométrica para circuito simplex

Ec. 5.5 Inductancia kilométrica para circuito dúplex

Ec. 5.6 Inductancia kilométrica para circuito tríplex

Ec. 5.7 Inductancia kilométrica para circuito cuádruplex

Ec. 5.8 Distancia media equivalente

Ec. 5.9 Reactancia inductiva

Ec. 5.10 Capacidad kilométrica para circuito simplex

Ec. 5.11 Capacidad kilométrica para circuito dúplex

Ec. 5.12 Capacidad kilométrica para circuito tríplex

Ec. 5.13 Capacidad kilométrica para circuito cuádruplex

Ec. 5.14 Susceptancia kilométrica

Ec. 5.15 Conductancia kilométrica

Ec. 5.16 Resistencia por longitud total de la línea en kilómetros

Ec. 5.17 Reactancia por longitud total de la línea en kilómetros

Ec. 5.18 Susceptancia por longitud total de la línea en kilómetros

Ec. 5.19 Conductancia por longitud total de la línea en kilómetros

Ec. 5.20 Impedancia característica

Ec. 5.21 Impedancia característica (desarrollada)

Ec. 5.22 Potencia característica

Ec. 5.23 Corriente máxima

Ec. 5.24 Potencia máxima

Ec. 5.25 Nivel básico de aislamiento de impulso

Ec. 5.26 Nivel básico de aislamiento de impulso sin desviación estándar

||

- Ec. 5.27** Distancia de fase a tierra
- Ec. 5.28** Factor de corrección por densidad de aire
- Ec. 5.29** Factor de electrodo en aire K_r
- Ec. 5.30** Distancia de fuga total de la cadena de aisladores en mm
- Ec. 5.31** Número de aisladores de la cadena
- Ec. 5.32** Separación horizontal entre apoyos
- Ec. 5.33** Flecha final en milímetros
- Ec. 5.34** Longitud del claro en metros
- Ec. 5.35** Paralelismo
- Ec. 5.36** Claro real
- Ec. 5.37** Flecha máxima para dar libramiento al piso
- Ec. 5.38** Claro normal
- Ec. 5.39** Curva fría
- Ec. 5.40** Curva caliente
- Ec. 5.41** Peso total del cable (acción del viento)
- Ec. 5.42** Peso total del cable (acción del hielo)
- Ec. 5.43** Coeficiente de sobrecarga
- Ec. 5.44** Ecuación de cambio de estado simplificada
- Ec. 5.45** Ecuación de cambio de estado
- Ec. 5.46** Cálculo del parámetro supuesto
- Ec. 5.47** Tensión mecánica en el cable
- Ec. 5.48** Peso unitario del cable
- Ec. 5.49** Coeficiente de dilatación lineal
- Ec. 5.50** Coeficiente de dilatación final
- Ec. 5.51** Tensión mecánica a la temperatura deseada
- Ec. 5.52** Ecuación para el parámetro adecuado
- Ec. 5.53** Flecha con el parámetro adecuado

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Las líneas de transmisión son parte importante de los sistemas eléctricos de potencia, puesto que en sus distintos niveles de tensión, transmiten y distribuyen la energía eléctrica, así como interconectar distintas partes del sistema. El transporte y distribución de la energía eléctrica se realiza a través de líneas aéreas o subterráneas.

La línea de subtransmisión Tapijulapa-Simojovel TPJ-SMJ se encuentra conectada al bus de la Subestación TEAPA, esta alimenta a la subestación Simojovel llevando un flujo de 6.6 MW. Ésta línea sufre en promedio 9 salidas anuales, entre algunas causas se encuentran: bajante a tierra interrumpido, alto valor de resistencia a tierra, contaminación por excremento de aves, contaminación por nidos, etc.

La línea Manuel Moreno Torres-Bochil alimenta a la subestación Bochil llevando un flujo de 26.8 MW. Ésta línea tiene en promedio 8 salidas anuales, los motivos de las salidas son: alto valor de resistencia a tierra, nivel básico de aislamiento de impulso de la línea inadecuado, vandalismo. Esto representa pérdidas de energía en ambas líneas durante el tiempo de reposición del servicio, que es en promedio de 12 horas por salida.

Con el crecimiento de la población, ambas subestaciones tienen un crecimiento constante que representa un crecimiento en la demanda de energía eléctrica y de acuerdo al pronóstico de crecimiento en los próximos 10 años, la demanda en ambas subestaciones aumentará 7.24% lo que significa un aumento en la carga y a su vez, un crecimiento en las pérdidas de energía.

Se pretende introducir la línea de subtransmisión Bochil-Simojovel BCH-SMJ, debido a que ambas son radiales, es decir, solo están conectadas en un punto. Por lo tanto si se desconecta el servicio en alguna de las dos subestaciones, los usuarios permanecen desconectados hasta que se resuelva el problema. Además, con la inserción de la línea, el crecimiento en la demanda no afectará al sistema eléctrico y distribuirá el flujo de potencia a través de ella.

Por lo anterior, se observa la importancia de la línea dentro del sistema perteneciente al área Bochil, por lo que para el año 2016 se tendrá una capacidad instalada de 18.8 MVA con una demanda de 14.76 MVA de acuerdo al Pronóstico del Mercado Eléctrico de Distribución y se hace necesario reforzar el anillo en esta línea al resto del sistema en alta tensión, para atender el crecimiento futuro de carga en el área de estudio, así mismo mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico,

1.2 Estado del arte

C.F.E., se construyó línea de subtransmisión en 115 kV TXS-73R20-RDB para anillar subestaciones Tuxtla Sur TXS y Real del Bosque RDB. Esto para solucionar problemas de radialidad en subestación RDB y reducir pérdidas de energía en línea de subtransmisión TGD-73360-TXS Tuxtla Dos-Real del Bosque. [1]

C.F.E., se diseñó una línea de subtransmisión subterránea en 115 kV para alimentar la subestación Mactumatzá MTZ desde la subestación Tuxtla Uno TGU, que entrará en servicio en 2015 para abastecer la sección Norte Poniente de Tuxtla Gutiérrez, para estabilizar demanda de energía en subestaciones cercanas a corto plazo. [2]

C.F.E., se diseñó una línea de subtransmisión en 115 kV para anillar subestaciones Villaflores VFD e Independencia IPD. Debido a la sobrecarga en ambas subestaciones de acuerdo con el pronóstico de demandas de energía, además de solucionar problemas de radialidad en ambas subestaciones. [3]

C.F.E., se construyó la línea de subtransmisión en 115 kV para anillar subestaciones Ocozocoautla OCZ y Cintalapa CIT. Para solucionar problema de radialidad y reducir pérdidas de energía en línea SAB-73830-CIT El Sabino-Cintalapa. [4]

C.F.E., se construyó la línea de subtransmisión en 115 kV para anillar subestaciones Arriaga ARR y Tonalá TNA. Para solucionar problemas de sobrecarga y reducir pérdidas de energía en línea ARR-73580-TNA Arriaga-Tonalá. [5]

Aaron Garacía López, Julio César Rodríguez López, Instituto Politécnico Nacional, desarrolló un método para diseño de líneas de transmisión usando al ecuación de cambio de estado usando una hoja de cálculo. Así mismo, se realizan los cálculos de parámetros para solucionar problemas de conectividad. [6]

Lo que aquí se propone como proyecto es realizar el diseño de línea de alta tensión AT, anillo Bochil-Simojovel 115KV-1C-26+000KM-795ACSR-TA-5A, para proporcionar una mayor calidad y confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico a nuestros clientes.

1.3 Justificación

Este proyecto es importante debido a que con él, CFE (Comisión Federal de Electricidad), empresa encargada de suministrar la energía eléctrica a toda la Zona Tuxtla, proporcionará una mayor calidad y confiabilidad en el suministro del servicio eléctrico a sus clientes. Del mismo modo se disminuyen las pérdidas de energía en el sistema eléctrico lo que significa un ahorro económico significativo.

1.4 Objetivo

Diseñar una línea de subtransmisión para anillar las subestaciones eléctricas Bochil- Simojovel 115KV-1C-33+700km-795ACSR-TA-5A, manteniendo la continuidad y calidad del suministro del servicio de energía eléctrica en ambas subestaciones.

1.5 Metodología; diagrama a bloques

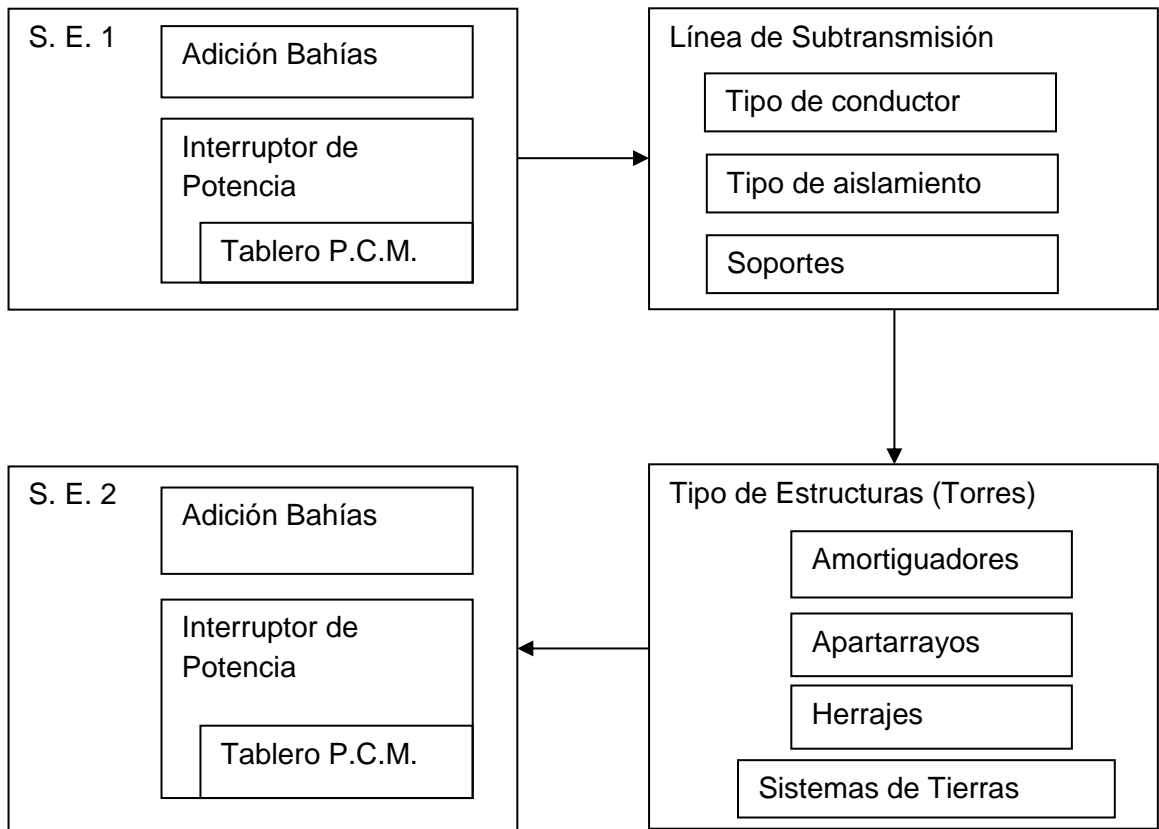


Fig. 1.1 Diagrama a bloques del hardware.

En el bloque uno se encuentra la S.E. 1 la cual permiten el aumento de la tensión generada. Este proceso se usa comúnmente para facilitar el transporte de la energía, la reducción de las pérdidas del sistema y mejoras en el proceso de aislamiento de los conductores. La tensión secundaria de los transformadores suele estar entre 3 y 36kV.

La tensión primaria de los transformadores está condicionada por la tensión de la línea de transporte o de interconexión 69, 115, 240 o 400 kV. Dentro de la S.E. 1 se localiza la bahía eléctrica, la cual nos sirve para conectar un circuito, en este caso la línea de subtransmisión de 115KV al sistema de barrajes colectores de un patios de conexiones.

Para el mismo bloque se encuentra el interruptor de potencia, es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. El tablero de potencia, control y medición P.C.M. se localiza dentro de la caseta de control y son los que regulan a todo el equipo primario.

En el bloque dos encontramos la línea de subtransmisión. La cual se refiere a la transmisión de la energía eléctrica que no proviene directamente de la fuente de generación, es decir; que ha pasado ya por varios puntos de distribución; tales como las subestaciones. También la subtransmisión se refiere a las líneas que transportan energía de medio voltaje o de distribución, en oposición a las que interconectan sistemas de alto voltaje y transmiten energía a través de largas distancias.

El conductor a utilizar es el 795ACSR cable de aluminio con refuerzo central de acero. Son materiales cuya resistencia al paso de la electricidad es muy baja. Los aisladores representan el punto mecánico de soporte de los conductores en la estructura. Tienen como función de proporcionar el aislamiento entre conductor y estructura dando la distancia dieléctrica requerida en el aire, siendo estos de vidrio o porcelana.

En el bloque tres se encuentran las estructuras. Las torres autosoportadas constituyen prácticamente la totalidad de las estructuras usadas en líneas de transmisión en alta tensión. Se aplican preferentemente en zonas urbanas con diseños compactos en donde se usan aislamientos sintéticos, es decir, un aislamiento no convencional a base de discos de vidrio o porcelana.

Para los amortiguadores, son dispositivo mecánico integrado por una grapa de sujeción, cable mensajero y dos contrapesos, cuyo funcionamiento es el de atenuar la amplitud de las vibraciones eólicas, para efectos de protección de los cables en líneas aéreas contra fallas por fatiga de los puntos de restricción en movimiento.

Los apartarrayos cumplen las siguientes funciones. Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva del diseño. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Los herrajes son la seguridad en la operación de una línea de alta tensión, dependiendo en forma particular de la confiabilidad que deben tener los elementos de unión de los conductores, para la fijación de los conductores a los aisladores y para la fijación de estos últimos a la torre.

Las funciones básicas de un sistema de conexión a tierra se pueden resumir en; proveer de una baja resistencia de dispersión de la corriente a tierra para evitar daños por sobretensiones que se presenten por maniobras. Disipar y resistir

||

repetidamente las corrientes de falla y de las descargas atmosféricas. Tener buenas propiedades de resistencia mecánica.

2. Caracterización del área

2.1 Historia

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente. A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas.

Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese período se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

Fue un 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública. En el año 1937 en la ciudad de México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937. La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año. A partir octubre de 2009, CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 35.6 millones de clientes al mes de marzo, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 211 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 52,862 megawatts (MW), incluyendo productores independientes con 23 centrales (22 de ciclo combinado y una eoloelectrónica) y 32 centrales de la extinta Luz y Fuerza.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas. CFE es reconocida como una de las mayores empresas eléctricas del mundo, y aún mantiene integrados todos los procesos del servicio eléctrico.

2.2 Misión

Prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

2.3 Visión

Ser una empresa de energía, de las mejores en el sector eléctrico a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera e ingresos adicionales por servicios relacionados con su capital intelectual e infraestructura física y comercial. Una empresa reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal, vanguardia tecnológica y aplicación de criterios de desarrollo sustentable.

2.4 Localización

Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.). Calle: 12ª Poniente entre Av. 4ª Norte Poniente y Av. 5ª Norte Poniente. Colonia el Magueyito, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

2.5 Área específica relacionada directamente con el proyecto

Departamento de Planeación. El objetivo de los estudios para planificar la expansión del sistema eléctrico, es determinar las adiciones de capacidad de generación y transmisión necesarias para atender la demanda futura de electricidad cumpliendo con las condiciones siguientes:

Mínimo costo: se busca minimizar la suma de los costos de inversión, operación y energía no suministrada. Confiabilidad: se establecen márgenes de reserva para asegurar el suministro a los usuarios.

Estos requerimientos se definen cumpliendo con la normativa vigente sobre aspectos energéticos, financieros, ambientales y sociales.

La planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) considera dos procesos básicos: el desarrollo del sistema de generación y la expansión de la infraestructura de transmisión para el transporte de energía. Para lograr los niveles de confiabilidad deseados en el suministro de energía, ambos sistemas deben desarrollarse de manera equilibrada.

3. Problemas a resolver

El proyecto consiste en el diseño de una Línea de Subtransmisión Eléctrica de 115 KV con 1 circuito, con una longitud de 33+700 km que conectará en las subestaciones eléctricas existentes: Bochil, ubicada en la cabecera municipal de Bochil, Chiapas y la subestación Simojovel, ubicada en el la cabecera municipal de Simojovel, Chiapas.

La subestación eléctrica de Bochil (BCH) cuenta con un banco con capacidad de 9.38 MVA que alimenta tres circuitos: BCH 4010 El bosque, BCH 4020 Bochil y BCH 4030 Pueblo Nuevo. La subestación eléctrica Simojovel (SMJ) cuenta con Un banco con capacidad de 9.35 MVA que alimenta a tres circuitos: SMJ 4012 Simojovel, SMJ 4022 Huitiupan y SMJ 4032 La Ceiba.

El área de distribución Bochil cuenta con 3 subestaciones: Bochil, Simojovel y Soyalo (SOY) con una capacidad de 38.76 MVA instalados y una demanda de 19.227 MW de acuerdo al Mercado Eléctrico de Distribución para el año 2015. Las subestaciones BCH y SMJ operan en forma radial.

En una condición crítica de falla de la línea Manuel Moreno Torres (MMT)-Bochil (BCH) se quedaría fuera de operación la subestación Bochil. En una condición crítica de falla de la línea Tapijulapa (TPJ)-Simojovel (SMJ) se quedaría fuera de operación la subestación Simojovel.

Con el proyecto se tendrá una red tipo anillo con la finalidad de solucionar la problemática de capacidad y continuidad de las subestaciones BCH y SMJ que se encuentran alimentadas en forma radial y analizando el crecimiento de la demanda máxima de energía eléctrica esperada para el periodo 2015-2024 de acuerdo al mercado eléctrico.

4. Fundamento teórico

4.1 Subestaciones

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión, corriente y establecen los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función y construcción.

Clasificación por su función. Elevadoras: en este tipo de subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las Centrales Eléctricas.

Normalmente está dividida en secciones, por lo general 3 principales, y las demás son derivadas. Las secciones principales son las siguientes; sección de medición, sección para las cuchillas de paso, sección para el interruptor. Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la tabla siguiente, agrupándolos en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

Transmisión	Subtransmisión	Distribución	Utilización
400 KV	115 KV	34.5 KV	400 V, 3 ϕ
230 KV	69 KV	23 KV	220 V, 2 ϕ
		13.8 KV	120 V, 1 ϕ

Tabla 4.1 Niveles de voltaje usados preferentemente en México.

Reductoras: en este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.

De maniobra: en este tipo de Subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras.

Clasificación por su construcción. Tipo intemperie: son las construidas para operar expuestas a las condiciones atmosféricas; es decir por lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental y ocupan grandes extensiones de terreno.

Tipo interior: son subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas. También existen, las subestaciones compactas blindadas aisladas con gas Hexafloruro de Azufre SF₆.

Las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento; y se aplican generalmente en; zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio, zonas con alto costo de terreno, zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo, zonas con restricciones ecológicas, instalaciones subterráneas.

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme en toda la República Mexicana. Deberá además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación. Cada uno de los dispositivos eléctricos de que consta una subestación de potencia se representa por medio de un símbolo simplificado como se muestra.

Interruptores de potencia. El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad del circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y esta es su función principal, bajo condiciones de corto circuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación.

El comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corriente eléctrica de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde la corriente capacitiva de varios cientos de amperes y las inductivas de varias decenas de kilo amperes (corto circuito).

El interruptor se puede considerar por; parte activa: constituida por las cámaras de extinción que soporta los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles. Parte pasiva: formado por una estructura que soporta uno o tres dispositivos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa. En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes: protege eléctrica y

mecánicamente el interruptor, ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor.

Interruptores en aceite. Fueron los primeros Interruptores que se emplearon en campo y que utilizaron el aceite para la extinción del arco eléctrico. Estos utilizan la energía del arco para romper las moléculas del aceite, liberando una notable cantidad de gas Hidrógeno caracterizado por su elevada capacidad térmica y una constante de tiempo de des-ionización pequeña; el fenómeno se ve reforzado por las elevadas presiones que se alcanzan y que son del orden de 50 a 100 bar.

El aceite se descompone aproximadamente en 70% de Hidrogeno (H_2) y 30% de C_2H_2 (Acetileno), C_2H_4 (Etileno), CH_4 (Metano). En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo al pasar la onda de corriente por cero.

Interruptores en gran volumen de aceite (GVA). Estos Interruptores fueron los primeros que se emplearon para interrumpir elevadas intensidades de corriente a tensiones igualmente elevadas. Constructivamente constan de un recipiente de acero lleno de aceite en el cuál se encuentran dos contactos (fijo y móvil) y un dispositivo que cierra o abre dichos contactos.

El aceite sirve como medio aislante y medio de extinción del arco eléctrico que se produce al abrir un circuito con carga. En los interruptores en aceite, la energía del arco se usa para "fracturar" las moléculas de aceite y producir gas hidrógeno, éste se usa para adelgazar, enfriar y comprimir el plasma del arco, esto des-ioniza el arco y efectúa un proceso de auto-extinción.

El enfriamiento causado por el Hidrógeno debido a su alta conductividad es muy efectivo e incrementa el voltaje requerido para la re-ignición en forma significativa 5 a 10 veces más alto que el voltaje de re-ignición requerido por el aire, en este tipo de Interruptores el proceso de auto-extinción del arco se realiza en un corto tiempo, aproximadamente de $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{4}$ de ciclo.

En estos, los gases que se producen durante el arqueo son confinados a volúmenes mediante una cámara aislante, que circunda a los contactos. En consecuencia, pueden desarrollarse para extinguirlo. Estas pequeñas cámaras resistentes a presiones elevadas se conocen como cámaras para el control del arco o cámaras de extinción.

Aparte de contribuir con su eficiencia a la interrupción del arco, estas cámaras de extinción han reducido considerablemente los riesgos de incendio. Con las mejoras en el diseño de las cámaras de control de arco, se han logrado grandes reducciones, tanto en la duración del arco como en el tiempo total de interrupción. En este tipo de Interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del Interruptor.

Interruptores en pequeño volumen de aceite (PVA). Debido a la necesidad de reducir espacio por los altos costos del terreno, a la escasez y al alto precio del aceite se desarrolló este tipo de Interruptor de potencia, el cual utiliza volúmenes de aceite mucho menores que el de GVA. Si se disminuye el volumen del aceite aislante, sustituyéndolo por un recipiente por fase de material aislante y se limita el volumen de aceite al justamente preciso para llenar la cámara de extinción, tendremos al Interruptor PVA.

Estos interruptores ocupan aproximadamente el 2% de aceite de un interruptor GVA para los mismos valores nominales de tensión y capacidad interruptiva. En este tipo de interruptores los polos están separados y las cámaras de interrupción se disponen en el interior de tubos cilíndricos aislantes y de porcelana, o bien de resina sintética con los extremos cerrados por medio de piezas metálicas.

De esta manera se requiere de menos aceite como aislante y se hace la sustitución por otro tipo de aislamiento. El dispositivo de interrupción está alojado en un tanque de material aislante, el cual está al nivel de tensión de la línea de operación normal, por lo que se conoce también como Interruptores de tanque vivo, en contraposición a los GVA se les conoce como Interruptores de tanque muerto.

Interruptores en gas hexafluoruro de azufre (SF₆). El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en Hexafluoruro de Azufre SF₆. Otra importante ventaja de este gas, es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante.

De esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por subestaciones. La reducción de espacios alcanzada con el uso de unidades de SF₆ es cercana al 50% comparado a subestaciones tradicionales. Esta ventaja muchas veces compensa desde el punto de vista económico, claramente se debe mencionar que hay un mayor costo inicial, en su implementación.

El arco generado entre los contactos se alarga en la medida que se separan y el gas SF₆. Está en el interior de la cámara de ruptura y que pasa por una boquilla de soplado se empuja a una presión considerable sobre el arco, combinando la acción del pistón y del arco. El chorro de gas enfría y simultáneamente interrumpe el arco eléctrico, quedando restablecido el dieléctrico, con lo que se evita la mayoría de las veces el reencendido de arco.

Interruptores en vacío. Se denomina vacío al lugar donde la presión que se mide es menor que la presión atmosférica normal 1mmHg. Hay diferentes clases de vacío: grueso o primario, medio, alto y ultra alto, y en cada caso, la presión es cada vez menor o el vacío es cada vez más alto. Cada régimen de vacío tiene un comportamiento diferente, y sobre todo, un cierto tipo de aplicaciones, que son las que hacen del vacío algo tan importante.

En los interruptores en vacío, la forma en cómo se da el proceso de apertura de los contactos, así como la elevada densidad de corriente en el último punto durante la separación en el proceso de interrupción, da lugar a la formación de un arco único y los vapores metálicos liberados constituyen el soporte del arco. De esta manera, si la dosificación de vapor metálico es muy elevada el arco se reenciende después del paso natural por cero de la corriente.

Y si por el contrario, es muy baja, entonces ocurre una extinción prematura la cual puede generar sobretensiones muy peligrosas. El control de este vapor metálico es en realidad la esencia del interruptor. Entre las medidas adoptadas constructivamente para controlar o evitar los vapores metálicos en los contactos destacan las siguientes.

Uso de materiales especiales para los contactos, de manera que generen las cargas necesarias para sostener el arco en un valor lo más bajo posible. Empleo de pantallas metálicas refrigeradas para la condensación del vapor metálico. Hermetismo absoluto en la cámara de interrupción, de manera que el vacío se mantenga como mínimo por espacio de 20 años.

4.2 Línea de subtransmisión

Cable conductor. Los cables conductores son el componente de la línea de alta tensión por donde se transporta la energía eléctrica. La sección del cable, su composición y el número de conductores por fase, debe ser la adecuada para permitir la conducción de la potencia eléctrica y resistir los esfuerzos mecánicos a los que estarán sometidos durante la construcción y operación de la línea.

Se puede definir como conductor eléctrico aquel componente de un sistema, capaz de permitir el paso continuo de una corriente eléctrica cuando es sometido a

una diferencia de potencial entre dos puntos. Toda forma de materia en estado sólido o líquido posee en algún grado propiedades de conductividad eléctrica, pero determinados materiales son relativamente buenos conductores y otros están casi totalmente desprovistos de esta propiedad.

Los metales son los mejores conductores, mientras que otras sustancias tales como óxidos metálicos, sales, minerales, y materiales fibrosas presentan una conductividad relativamente baja. Algunas otras sustancias tienen una conductividad tan baja que se clasifican como no conductores denominándose con mayor propiedad dieléctricos o aislamientos eléctricos.

Un conductor eléctrico consta de un filamento o alambre, de una serie de alambres cableados y/o torcidos, de material conductor, que se utiliza desnudo, o bien cubierto con material aislante. En aplicaciones donde se requieren grandes tensiones mecánicas se utilizan bronce, acero y aleaciones especiales. En aplicaciones electrónicas ultra finas y en pequeñas cantidades, se utilizan el oro, la plata y el platino como conductores.

Conductores desnudos de cobre. Puede considerarse como conductor desnudo todo aquel material que transporte una corriente eléctrica, de un punto a otro sin ningún otro aislamiento que el proporcionado por el dieléctrico del aire. Los conductores desnudos pueden clasificarse según su configuración física y por el material utilizado en su fabricación, que puede ser de cobre y de aluminio.

Los conductores desnudos de aluminio 1350. Se utilizan en líneas aéreas de distribución a baja tensión con distancias interpostales cortas. Mientras que los de otras aleaciones de aluminio se usan en instalaciones con distancias interpostales más largas, aprovechando el incremento en la resistencia.

Conductores eléctricos de aluminio desnudo serie 8000, ofrecen ventajas significativas si se les compara con aquéllos elaborados con aluminio (1350). Destacan entre ellas, su mejor comportamiento mecánico, que los acercan al que pueden ofrecer los conductores de cobre del mismo calibre. Tiene mayor flexibilidad, mayor maleabilidad y mayor resistencia a la comprensión.

Conductores desnudos Copperweld. Los alambres y cables Copperweld hacen que las construcciones de líneas aéreas con claros interpostales largos sean seguras y económicas. Ya que se complementan la alta resistencia mecánica del acero y la conductividad del cobre en una sola unidad. Para aumentar la conductividad de los cables, se mezclan conductores Copperweld con conductores de cobre obteniéndose cables de alta conductividad y resistencia mecánica.

Conductores de Alumoweld desnudos. El Alumoweld está especialmente indicado para la construcción de líneas aéreas de aluminio reforzado. Además de reunir las propiedades eléctricas y mecánicas deseadas, ofrece las ventajas económicas inherentes a su bajo precio de adquisición.

Líneas aéreas de puesta a tierra. Las líneas modernas de transmisión a altas tensiones precisan disponer de conductores aéreos de puesta a tierra para evitar interrupciones motivadas por perturbaciones atmosféricas. La elevada resistencia mecánica y reducido peso de los cables Alumoweld permite que sean tendidos con flechas que hacen posible en el centro del claro obtener distancias máximas en los conductores de transmisión de energía, a fin de asegurar el aislamiento requerido.

Alambres para núcleo de cables tipo ACSR/AW. El Alumoweld es de gran utilidad como elemento de refuerzo en los cables ACSR gracias a su alta resistencia mecánica, gran conductividad y compatibilidad con los alambres de aluminio. Su empleo permite coordinar la duración de los alambres reforzantes con la de los de conducción. Cuando el Alumoweld sustituye a elementos de refuerzo sin modificar la formación del cable, se consigue el aumento de su capacidad eléctrica de conducción.

Neutros. El cable Alumoweld es ideal para emplearse como conductor neutro y como mensajero o soporte de cables aéreos para transmisión de energía eléctrica. Proporciona buena conductividad, flechas mínimas en los claros largos, y permite conseguir elevados coeficientes de seguridad en el caso de sobrecarga por tormenta.

SECCIÓN NOMINAL mm²	CALIBRE AWG O Kcmil	COBRE	ALUMINIO	ACSR
8.367	8	90	---	---
13.30	6	130	98	100
21.15	4	180	130	140
33.62	2	240	180	180
53.48	1/0	310	235	230
67.43	2/0	360	275	270
85.01	3/0	420	325	300
107.2	4/0	490	375	340
135.2	266.8	---	445	460
170.5	336.4	---	520	530
241.7	477.0	---	650	670
322.3	636.0	---	---	780
402.8	795.0	---	---	910
483.4	954.0	---	---	1010
564.0	1113.0	---	---	1110

684.6	1351.0	---	---	1250
765.4	1510.5	---	---	1340
805.7	1590.0	---	---	1380

Tabla 4.2 Capacidad de conducción de corriente, en conductores desnudos de cobre, aluminio y ACSR

En México, se usan normalmente para transmisión, conductores de ACSR que están compuestos de un alma de acero, tiene funciones mecánicas principalmente, y externamente una o más capas de hilos de aluminio. Los calibres de los conductores se seleccionan por capacidad de conducción de corriente, limitados por las pérdidas y caída de tensión.

TENSIÓN	CALIBRE
400 kV	2 x 1113 kCM
	3 x 1113 kCM
230 kV	1 x 900 kCM
	1 x 795 kCM
	1 x 1113 kCM
115 kV	1 x 477 kCM
	1 x 795 kCM

Tabla 4.3 Calibre de conductores usados en líneas de transmisión en México.

Los principales elementos que se toman en consideración para la selección de un determinado tipo de conductor son los siguientes. Capacidad de conducción de corriente del conductor, a la temperatura de operación considerada, incluyendo el efecto de la temperatura del medio ambiente.

Máxima caída de tensión permisible, fijada por la regulación que depende de las condiciones de calidad de servicio. Nivel máximo permisible de ruido, en cuanto a interferencia electromagnética. Características mecánicas como: Resistencia a la ruptura, módulos de elasticidad inicial y final, coeficientes de dilatación líneas, inicial y final, peso aproximado.

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE	VALORES	UNIDADES
Designación comercial	HAWK	
Descripción corta	477.0	Cable ACSR
Calibre kCM	477.0	kCM
Área de la sección total	281.1	mm ²
Área de la sección de aluminio	241.6	mm ²
Número de alambres de acero	7.0	Alambres
Número de alambres de aluminio	26.0	Alambres
Diámetro de cada hilo de acero	3.44	mm
Diámetro de cada hilo de aluminio	2.68	mm
Diámetro externo total	21.8	mm
Resistencia a la ruptura	86.52 (8820)	kN (Kg)
Peso aproximado	0.975	Kg/m

Módulo de elasticidad inicial	585.6E+3	Kg/ cm ²
Módulo de elasticidad final	764.86E+3	Kg/ cm ²
Coefficiente de dilatación lineal inicial	17.53	10 ⁻⁶ / °C
Coefficiente de dilatación lineal final	18.0	10 ⁻⁶ / °C
Corriente a 60 Hz	670.0	Amperes
Resistencia eléctrica a 25° y a 60 Hz	0.163	Ohms/km
Radio medio geométrico a 60 Hz	7.805	mm

Tabla 4.4 Características generales del conductor 477 kCM ACSR/AS
(ESPECIFICACION CFE E0000-18)

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE	VALORES	UNIDADES
Designación comercial	DRAKE	
Descripción corta	795.0	Cable ACSR
Calibre kCM	795.0	kCM
Área de la sección total	468.5	mm ²
Área de la sección de aluminio	402.6	mm ²
Número de alambres de acero	7.0	Alambres
Número de alambres de aluminio	26.0	Alambres
Diámetro de cada hilo de acero	4.44	mm
Diámetro de cada hilo de aluminio	3.45	mm
Diámetro externo total	28.14	mm
Resistencia a la ruptura	139.06 (141165)	kN (Kg)
Peso aproximado	1624	Kg/m
Módulo de elasticidad inicial	534.98e+3	Kg/ cm ²
Módulo de elasticidad final	715.65e+3	Kg/ cm ²
Coefficiente de dilatación lineal inicial	17.40	10 ⁻⁶ / °C
Coefficiente de dilatación lineal final	18.82	10 ⁻⁶ / °C
Corriente a 60 Hz	900.0	Amperes
Resistencia eléctrica a 25° y a 60 Hz	0.0705	Ohms/km
Radio medio geométrico a 60 Hz	11.37	mm

Tabla 4.5 Características generales del conductor 795 kCM ACSR/AS
(ESPECIFICACION CFE E0000-18)

CFE define los tipos de cables que deben ser considerados en el diseño de la línea de subtransmisión. Las características de los cables seleccionados se encuentran señaladas en las especificaciones CFE E0000-18, CFE E0000-21 y en la NRF-017-CFE.

Cable de guarda. La función principal de los cables de guarda es impedir que las descargas atmosféricas que incidan en la línea de alta tensión afecten a los conductores de las fases, cuando se presenten dichas descargas se interceptan por el guarda y se conducen hasta las estructuras para luego drenadas por los sistemas de tierra, que finalmente son los elementos disipadores.

Características generales de los cables de guarda. Número de hilos y paso de trenzado. Deben ser de 7 hilos con trenzado izquierdo con un paso no menor de 10, ni mayor de 16 veces del diámetro nominal del alambre. Los alambres que

forman el cable de guarda deben ser de acero de extra alta resistencia. No se aceptan uniones de ninguna clase en los tramos del cable, se permite uniones soldadas eléctricamente a tope, hechas antes de iniciar el enfriado del cable.

Los alambres deben estar galvanizados de tal forma que como mínimo la capa de zinc tenga una masa de 0,396kg/cm² (superficie del alambre sin recubrir). Con base a la Especificación. CFE-E0000-22, Cables de guarda.

DESIGNACIÓN	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR, OHMS/KILOMETRO		REACTANCIA DEL CONDUCTOR A UN METRO DE ESPACIAMIENTO, OHMS/KILOMETRO		Radio medio Geométrico a 60 HZ m	Ampacidad a 60 Hz
	Ra a 25°C (77°F) Corrientes pequeñas 60 Hz	Ra a 75°C Aprox. Al 75% 60 Hz	Xa Inductiva Ohms 60 Hz	Xa Capacitiva Megaohms 60 Hz		
19 No. 8 AWG	0.5617	0.7955	0.4269	0.0667	0.001060	335.0
19 No. 9 AWG	0.7085	0.9658	0.4356	0.0689	0.000944	295.0
7 No. 5 AWG	0.7706	1.0372	0.4394	0.0697	0.000901	280.0
7 No. 6 AWG	0.9546	1.2492	0.4481	0.0719	0.000802	250.0
7 No. 7 AWG	1.2038	1.5351	0.4568	0.0740	0.000714	220.0
7 No. 8 AWG	1.5164	1.9018	0.4655	0.0761	0.000635	190.0
7 No. 9 AWG	1.9142	2.3627	0.4742	0.0783	0.000566	160.0
7 No. 10 AWG	2.4114	2.9397	0.4829	0.0804	0.000505	140.0
3 No. 5 AWG	1.7277	2.2125	0.4394	0.0758	0.000896	170.0
3 No. 6 AWG	2.1814	2.7408	0.4481	0.0779	0.000798	150.0

Tabla 4.6 Características eléctricas de los cables de guarda por el fabricante Alumoweld.

Tipo de aislamiento. Los aisladores son los elementos cuya finalidad consiste en aislar eléctricamente el conductor de la línea de apoyo que lo soporta, al emplearse los conductores, se precisa que los aisladores poseen buenas propiedades dieléctricas ya que la misión fundamental de éste es evitar el paso de la corriente de conductor hacia tierra.

La unión de los conductores con los aisladores y de éstos con los apoyos se efectúa mediante herrajes. El paso de la corriente del conductor al apoyo puede producirse por las causas siguientes:

Por conductividad del material: es decir a través de la masa del aislador. Para evitar esto se emplean materiales cuya corriente de fuga es despreciable. Por conductividad superficial: se produce cuando una corriente de fuga contornea la parte exterior del aislador por aumento de la conductividad, esto es ocasionado por haberse depositado en la superficie del aislador una capa de polvo o humedad.

Esta conductividad recibe el nombre de efecto corona y suele reducirse dando un perfil adecuado a la superficie del aislador. Por perforación de la masa del

aislador: al ser muy difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material en toda su masa, existe el peligro de que se perfora el aislador, sobre todo si el espesor es grande. Por ello, los aisladores suelen fabricarse en varias piezas de pequeño espesor unidas por una pasta especial.

Por descarga disruptiva a través del aire: puede producirse un arco entre el conductor y el soporte a través del aire, cuya rigidez dieléctrica a veces no es suficiente para evitar la descarga. Esto suele ocurrir con la lluvia, debido a la ionización del aire, y se puede evitar con un diseño adecuado para aisladores de intemperie, tratando de aumentar la distancia entre aislador y soporte de forma que la tensión necesaria para la formación del arco en el aire sea mayor. Las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son:

Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del vidrio o porcelana y del grueso del aislador. La tensión de perforación es la tensión a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador.

Disposición adecuada, de forma que la tensión de contorneamiento presenta valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores. La tensión de contorneamiento es la tensión a la que se ceba un arco a través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se llama línea o distancia de fuga.

Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser cuanto menos igual a la del conductor que tenga que soportar. Resistencia a las variaciones de temperatura. Ausencia de envejecimiento.

Funciones de los aisladores. Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos. Deben aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas (que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia).

La tensión debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire se llama contorneo, y el aislador se proyecta para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido. Surge la importancia del diseño, de

la geometría para que en particular no se presenten en el cuerpo del aislador campos intensos que inicien una crisis del sólido aislante.

Forma de los aisladores. La forma de los aisladores está en parte bastante ligada al material, y se puede hacer la siguiente clasificación:

Aisladores de campana: (también llamados de disco) Generalmente varios forman una cadena, se hacen de vidrio o porcelana con insertos metálicos que los articulan con un grado de libertad (horquilla) o dos (caperuza y vástago).

Aisladores de barra: Los hay de porcelana, permiten realizar cadenas de menor cantidad de elementos), la porcelana trabaja a tracción y existen pocos fabricantes que ofrecen esta solución, especialmente si se requieren elevadas prestaciones, ya que no es una solución natural para este material, en cambio es la solución natural de los aisladores de suspensión compuestos.

Mientras que para la porcelana se limita la longitud de la barra y en consecuencia para tensiones elevadas se forma una cadena de algunos elementos, para el aislador compuesto siempre se realiza un único elemento capaz de soportar la tensión total.

Aisladores rígidos: En tensiones bajas y medias tienen forma de campana, montados sobre un perno, y se realizan de porcelana o vidrio. A medida que la tensión crece, tamaño y esfuerzos también, y se transforman en aisladores de columna aptos para soportar esfuerzos de compresión y de flexión y pueden asumir la función de cruceta en líneas de diseño compacto.

En estos casos pueden ser de porcelana y modernamente de materiales compuestos, cuando el esfuerzo vertical a que se somete la "viga" aislante es muy elevado se agrega un tensor del mismo material (inclinado 45 grados generalmente) dando origen a una forma de V horizontal. Los aisladores se completan, como ya indicado, con insertos metálicos de formas estudiadas para la función, y que tienden a conferir movilidad (en las cadenas) o adecuada rigidez (en las columnas).

Para evitar sollicitaciones anormales e indebidas de los elementos aislantes, los casos más comprometidos se resuelven con fusibles mecánicos instalados del lado del conductor o del lado base y que al romperse permiten el giro del aislador, cargándose entonces en forma más favorable. Al especificar los aisladores se resaltan dos tipos de características, que deben combinar por su función, las mecánicas, y las eléctricas.

Características mecánicas. Los aisladores de cadena deben soportar cierta tracción, 7000, 16000 o más Kg., los aisladores rígidos deben soportar cierta

compresión, y/o cierta flexión. Los ensayos de características mecánicas se hacen con sollicitación eléctrica simultánea, al estar sometidos a las inclemencias del tiempo una característica muy importante es la resistencia al choque térmico, también por los sitios donde se instalan, los aisladores son sometidos a actos vandálicos, es entonces importante la resistencia al impacto.

Frente a estas sollicitaciones el comportamiento de los tres tipos de materiales es totalmente distinto, el vidrio puede estallar, siendo una característica muy importante que la cadena no se corte por este motivo. La porcelana se rompe perdiendo algún trozo pero generalmente mantiene la integridad de su cuerpo, mecánicamente no pierde características, solo son afectadas sus características eléctricas.

Características eléctricas. Los aisladores deben soportar tensión de frecuencia industrial e impulso (de maniobra y/o atmosféricos), tanto en seco como bajo lluvia, influyen en la tensión resistida la forma de los electrodos extremos del aislador. Una característica importante es la radio interferencia, ligada a la forma del aislador, a su terminación superficial, y a los electrodos (herrajes), en las cadenas de aisladores.

Cuando el número de elementos es elevado la repartición de la tensión debe ser controlada con electrodos adecuados, o al menos cuidadosamente estudiada a fin de verificar que en el extremo crítico las sollicitaciones que se presentan sean correctamente soportadas. La geometría del perfil de los aisladores tiene mucha importancia en su buen comportamiento en condiciones normales, bajo lluvia, y en condiciones de contaminación salina, o contaminación de polvos cerca de zonas industriales.

La contaminación puede ser lavada por la lluvia, pero en ciertos lugares no llueve suficiente para que se produzca este efecto beneficioso, o la contaminación es muy elevada. La terminación superficial del aislante es muy importante para que la adherencia del contaminante sea menor, y reducir el efecto.

La resistencia a la contaminación exige aumentar la línea de fuga superficial del aislador, esta se mide en mm/kv (fase tierra), y se recomiendan valores que pasan de 20, 30 a 60, 70 mm/kv según la clasificación de la posible contaminación ambiente.

Propiedades conservadoras de los aisladores. El aislador debe ser impermeable, para evitar que penetre agua en su cuerpo. El aislador no debe ser poroso, para evitar que penetre a su cuerpo sustancias no aislantes. Debe ser muy liso, para presentar gran dificultad a la formación de depósitos sobre la superficie del aislador y además, para en caso de lluvia, el agua no escurra por el

cuerpo del aislador de manera continua y así pueda el aislador bajo estas condiciones mantener la línea aislada.

El aislador debe tener una forma especial que tiene que ver fundamentalmente con la conservación de la resistencia eléctrica, bajo condiciones de lluvia y también que ver con la resistencia mecánica del aislador, pero no en su conservación.

Clasificación del aislamiento eléctrico. Generalmente los aisladores se clasifican de acuerdo al nivel de voltaje y tipo de instalación en la cual son utilizados, por ejemplo existen aisladores para líneas de transmisión, redes de distribución y subestaciones. Los aisladores empleados en líneas de transmisión son fabricados usualmente de porcelana, vidrio templado y materiales sintéticos.

Los aisladores de porcelana vidriada por lo general contiene un 50% de caolín, un 25% de feldespatos y un 25% de cuarzo, la porcelana debe ser moldeada por procedimientos en húmedo, debe ser compacta y su superficie debe ser vitrificada, la porcelana eléctrica posee excelentes propiedades para ser utilizada como aislante eléctrico, tales como alta resistencia dieléctrica, alta resistencia mecánica, elevado punto de fusión, inercia química, etc.

La resistencia dieléctrica de los aisladores de porcelana es del orden de los 60 a los 70 KV/cm y su resistencia mecánica varia de unos 40,000 a 65,000 lbs/plg² a la compresión y de 1500 a 12,500 lbs/plg² a la tensión. Por su parte los aisladores fabricados a base de vidrio templado, tienen una resistencia dieléctrica del orden de 140 KV/cm, estos aisladores son mecánicamente más fuertes que los de porcelana a la compresión y tiene aproximadamente la misma resistencia mecánica a la tensión que los de porcelana.

Según su forma los aisladores de vidrio se subdividen en: estándar, utilizados en líneas de baja polución, anticontaminación con dos formas distintas y mayor línea de fuga, aerodinámicos, de forma plana para facilitar su autolimpiado por la lluvia y el viento, y esféricos, de las mismas características que el anterior pero más resistentes al vandalismo.

En términos generales, estos tipos de aisladores presentan ciertas ventajas unos con respecto a otros, así entonces los aisladores de vidrio templado tienen las siguientes ventajas sobre, los de porcelana: Debido a su composición se pueden observar las perforaciones y constituciones no homogéneas a simple vista.

Después de una onda de sobre voltaje en un aislador deteriorado se puede identificar más fácilmente, debido a que el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico. El vidrio tiene un menor coeficiente de expansión

térmica, lo cual minimiza los esfuerzos por cambios súbitos en la temperatura ambiente.

Tipos de aisladores: Aislador tipo caperuza y vástago. Este tipo de aislador se encuentra sometido principalmente a esfuerzos de tensión su forma física está caracterizada por estar formada por una caperuza y un vástago de acero galvanizado, unidos a los extremos de un disco elaborado con un material aislante (generalmente de porcelana o vidrio templado), mediante un resistente cementado.

Caperuza. Es una pieza de fundición maleable o dúctil galvanizada en caliente, está ensamblada con la pieza de vidrio de forma adecuada (cemento, etc.) para soportar las sollicitaciones termomecánicas. En la parte superior de la caperuza tiene un alojamiento de rótula comprendiendo además el dispositivo de enclavamiento mediante un pasador sencillo de acero inoxidable tipo R para asegurar el acoplamiento con otras unidades.

Vástago. Es una pieza de acero forjado galvanizado en caliente, está ensamblada con la pieza de vidrio mediante cemento aluminoso, colocado sobre el vástago puede montarse el electrodo de sacrificio, consiste en un manguito de zinc utilizado como protección frente a la contaminación salina o industrial. Se les encuentra instalados principalmente en forma vertical (suspensión), los principales modelos usados en el mundo son el estándar, niebla, superniebla, aerodinámico, etc.

Aislador tipo suspensión. Se encuentra sometido principalmente a esfuerzos de tensión, su concepción física es parecida a la del aislador tipo caperuza y vástago, presentando variantes en las dimensiones y en la forma del vástago; generalmente se les encuentra suspendido en forma horizontal, y al material empleado en su fabricación es por lo regular el vidrio templado.

Estos aisladores se usan casi exclusivamente en líneas de tensión superior a 66 kv, en vanos largos y con conductores pesados. Las unidades o discos modernos de caperuza y vástago han dado resultados muy satisfactorios y se han adoptado progresivamente para hacer frente a las necesidades de las más altas tensiones y de la construcción más pesada, con simplicidad y economía.

Una unidad aisladora del tipo suspensión, es un ensamble de una pieza de porcelana y herrajes metálicos, provista de medios de acoplamiento no rígidos a otras unidades o herrajes terminales, un aislador de suspensión típico se distingue los siguientes elementos: Esmalte, arena cerámica, cemento, ojal o cuenca, pintura bituminosa, cuerpo cerámico, perno metálico (posador o bola).

Las líneas de transmisión aéreas en alta tensión se aíslan por medio de estos aisladores, debido a que al aumentar las tensiones de operación de las líneas, el costo de los aisladores tipo alfiler aumenta, por lo que resulta antieconómico su uso en tensiones elevadas. Tal como su nombre lo indica, en este tipo de aisladores de suspensión el conductor se suspende por debajo del soporté por medio de estos aisladores.

La tensión de arco por contorno en cadenas tipo suspensión, casi proporcional a la distancia a tierra en el aire y aproximadamente igual a la tensión de arco entre varillas con la misma distancia, a 60 hz y con las sobretensiones que se originan en las maniobras.

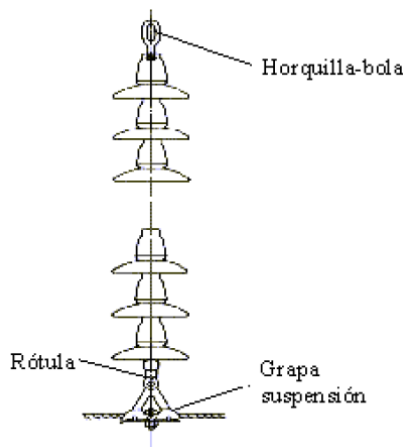


Fig. 4.1 Aislador en cadena de suspensión

En la práctica, el número de discos o unidades que conforman la cadena de aisladores es aproximadamente proporcional a la tensión, con ligero aumento para las tensiones más altas y con cierto margen en la longitud de cada unidad. Para la tensión de 69 kV se usan de 4 a 6 unidades, para 115 kV de 7 a 9, para 138 kV de 8 a 10, para 161 kV de 12 a 14, para 230 kV de 14 a 20.

Tensión nominal (kV)	NBI al impulso (kV)	Número de aisladores estándar tipo suspensión recomendado (254mm x 145mm) Df 305mm
69	350	4 – 6
115	500	7 – 9
138	650	10 – 12
161	750	12 – 14
230	900	14 – 20
400	1250	20 – 24

Tabla 4.7 Número de aisladores estándar (254x146mm) tipo suspensión para diferentes tensiones de transmisión usadas en México.

Aisladores de tensión o amarre. Un conjunto de unidades de suspensión dispuestas al extremo o final de una línea, en una estructura, se denomina aislador de amarre o de tensión, estos aisladores deben soportar el pleno esfuerzo de tracción y han de ser calculados con un amplio factor de seguridad para la máxima cantidad de hielo y presión del viento; el esfuerzo máximo que pueden resistir los aisladores y sus herrajes debería ser equiparado al de los conductores.

Es práctica corriente proteger las cadenas de amarre o final de la línea, especialmente contra el deterioro debido a arcos, empleando dos o tres o discos adicionales e instalando cuernos a anillos de guarda.

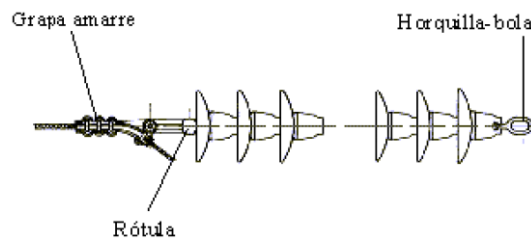


Fig. 4.2 Aislador en cadena de amarre

Coordinación de aislamiento. El procedimiento de coordinación de aislamiento de una línea debe efectuarse considerando los valores de tensión que pueden aparecer derivado de eventos transitorios en el sistema eléctrico al que está conectada. La coordinación de aislamiento es el balance entre los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento originado por descargas, maniobras o tipo temporal y el propio nivel de tensión que soporta el aislamiento por su diseño.

Para los propósitos de coordinación de aislamiento la especificación CFE L0000-06, clasifica los niveles de tensión tanto nominal como la máxima de diseño, así mismo se define que las sobretensiones que más afectan a las líneas de hasta 138 kV son las originadas por descargas atmosféricas, despreciando las sobretensiones de maniobras.

Derivado de su trazo, las líneas de alta tensión pueden cruzar zonas con topografía accidentada o regiones con alta presencia de rayos, éstas son las líneas que generalmente presentan más fallas por descargas atmosféricas. Para reducir el número de salidas por esta causa, se deben analizar y controlar parámetros como la longitud de la cadena de aisladores, el ángulo de blindaje, verificando el diseño de las estructuras.

Así como el sistema de conexión a tierra, considerando bajante corrido conectado directamente de cable de guarda a varilla a tierra, en el caso de las torres por la parte interior de la celosía y en poste troncocónico en el interior del mismo. También la instalación de apartarrayos tipo línea y la instalación de pararrayos.

4.3 Tipo de estructuras

La función básica de las estructuras de soporte para Líneas de Alta Tensión aéreas es mantener los conductores a cierta distancia sobre el suelo y de los obstáculos presentes en la trayectoria, proporcionando seguridad a personas e instalaciones situadas en las cercanías de la línea, de las estructuras más utilizadas se pueden identificar los siguientes tipos:

Postes de madera tipo H, Postes de concreto sección I, Postes Morelos, Postes troncopiramidales autosoportados (tipo camellon y lindero), Torres Autosoportados.

Estructura de suspensión. Estructura de la Línea de Alta Tensión que se diseña para soportar exclusivamente las cargas debidas al peso de cables, herrajes, accesorios, y la acción del viento y sismo.

Estructura de deflexión. Estructura de la Línea de Alta Tensión que se diseña para resistir, además de las cargas antes mencionadas, los esfuerzos producidos durante la construcción y el montaje, eventual rotura de cables y cambios de dirección en el trazo de la línea.

Estructura de remate. Estructura de la Línea de Alta Tensión que está sujeta a grandes cargas permanentes horizontales debidas a la tensión mecánica no compensada de los cables, en adición a las mencionadas.

Las torres o estructuras, constituyen el soporte mecánico de las líneas de transmisión y económicamente, representan la mayor inversión. En México se construyen principalmente de acero o cemento armado, para transmisión y subtransmisión y de acuerdo a la especificación: CFE J1000-50 "Torres para líneas de transmisión y subtransmisión".

Las torres de transmisión tienen la función básica de soportar los cables de conducción eléctrica, así como los cables de guarda, que son los encargados de proteger las líneas de transmisión de las descargas atmosféricas, además de que son también utilizados para la transmisión de voz y datos a través de la fibra óptica.

Las torres de transmisión están compuestas por diferentes componentes, como son: cables de guarda, aisladores, herrajes, crucetas, cuerpo recto, cuerpo

piramidal, cerramientos y extensiones que es la parte encargada de unir la superestructura con la cimentación de la torre. Los elementos barra que forman las torres de transmisión son generalmente perfiles de acero estructural.

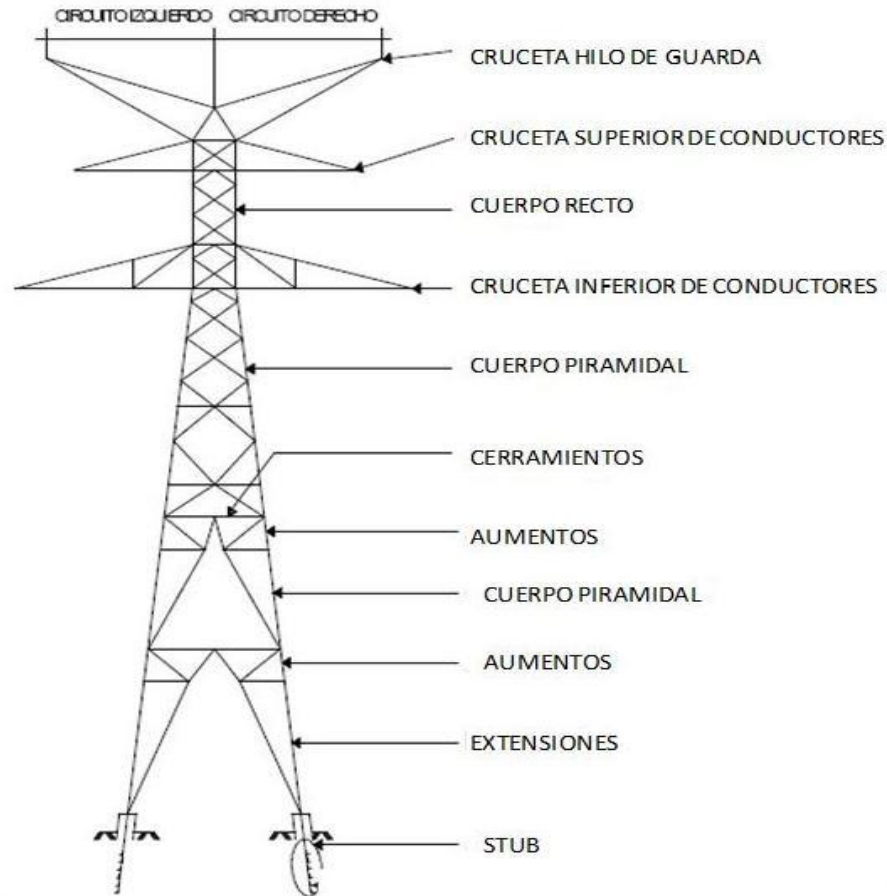


Fig. 4.3 Elementos de una torre de transmisión

Además, por su posición y función, las torres se pueden clasificar en; torres de suspensión: se encuentran dentro de la línea, no tienen ángulo de deflexión entre torres, su función es la de soportar la carga de los cables y herrajes. Para su diseño se toma en cuenta la carga generada por los cables, herrajes, el peso de la estructura, la caída de cables de la línea y las acciones del viento.

Torres de deflexión; su función es la de tomar los cambios de dirección al ángulo de deflexión entre torres. Para su diseño se consideran las mismas cargas del caso anterior y las cargas que se generan por los cambios de dirección. Torres de remate; se localizan al inicio y al final de la línea de transmisión, por lo que las cargas que la afectan son sólo las de un claro a un lado de la torre.

Las torres de transmisión también se diferencian de acuerdo al tipo de tensión de operación de la línea. En México se tienen líneas de alta tensión de 400, 230 y 161 KV. La especificación CFE J1000-50 para torres y líneas de transmisión y subtransmisión de la CFE sugiere clasificar e identificar los distintos tipos de torres de transmisión de acuerdo a una nomenclatura constituida por cinco caracteres alfanuméricos. El siguiente esquema muestra un ejemplo de esta nomenclatura.

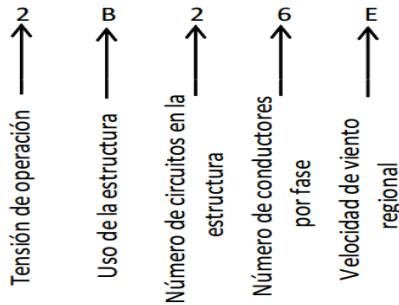


Fig. 4.4 Nomenclatura alfanumérica para torres de transmisión (CFE J1000-50)

Se observa en la figura anterior que el quinto dígito se emplea para identificar la velocidad de viento regional, con un periodo de retorno de 50 años, para la cual ha sido diseñada la torre. La siguiente tabla presenta los casos de velocidad regional empleados en la nomenclatura alfanumérica.

Nomenclatura del quinto dígito	Velocidad regional (km/h)
E	120
F	140
G	160
H	180
I	200

Tabla 4.9 Casos de velocidad regional empleados en la nomenclatura alfa numérica

Torres auto-soportadas de celosía (Estructurales). En México, las torres auto-soportadas constituyen la mayoría de las estructuras usadas en líneas de transmisión en alta tensión. Mecánicamente, no requieren de apoyos adicionales para trabajar, como elementos sujetos a esfuerzos de tensión y compresión debidos a cargas de conductores, aisladores y elementos externos como: presión del viento, carga por hielo, además del tensionado normal para el montaje.

La gran mayoría de las líneas de transmisión usadas en la CFE son del tipo auto-soportadas con celosía de las llamadas de suspensión. Las torres de tensión se aplican en menor número para cambios de dirección, cruzamientos y zonas rurales en donde se requiere obtener una mayor altura de los conductores para su mejor funcionamiento.

Las torres de remate se usan en las llegadas o salidas de subestaciones eléctricas y pueden ser de suspensión o de tensión dependiendo del ángulo de llegada o salida a la subestación preferentemente se usan de tipo suspensión. Las torres de transposición tienen un diseño similar a las de suspensión y se usan para alternar la posición de los conductores de fase de las líneas de transmisión, se aplican pocas en una línea de transmisión y dependen en cierto modo de la longitud de las mismas.

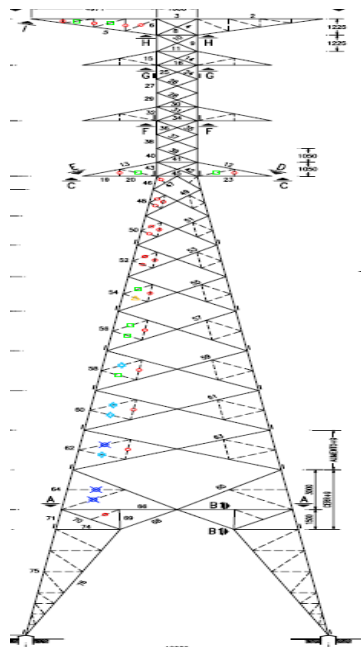


Fig. 4.5 Esquema de una torre para transmisión de energía eléctrica en 115 KV tipo celosía para uso en deflexión o remate.

Torres auto-soportadas tubulares. Estas también son soportadas en el mismo concepto de las tipo celosía, la diferencia está en que no se construyen como las de celosía con ángulos o perfiles, sino que se usa un tubo de acero, lo que hace que sean más compactas pero también su costo es superior a igualdad de condiciones de operación, son diseñadas para trabajar en suspensión o tensión al igual que las de celosía.

Debido a su alto costo, su uso está restringido a zonas donde se tienen problemas de disponibilidad de terreno para construir la línea y de estética, es decir, se

aplican preferentemente en zonas urbanas con diseños compactos en donde se usan aislamientos sintéticos, es decir, un aislamiento no convencional a base de discos de vidrio o porcelana.

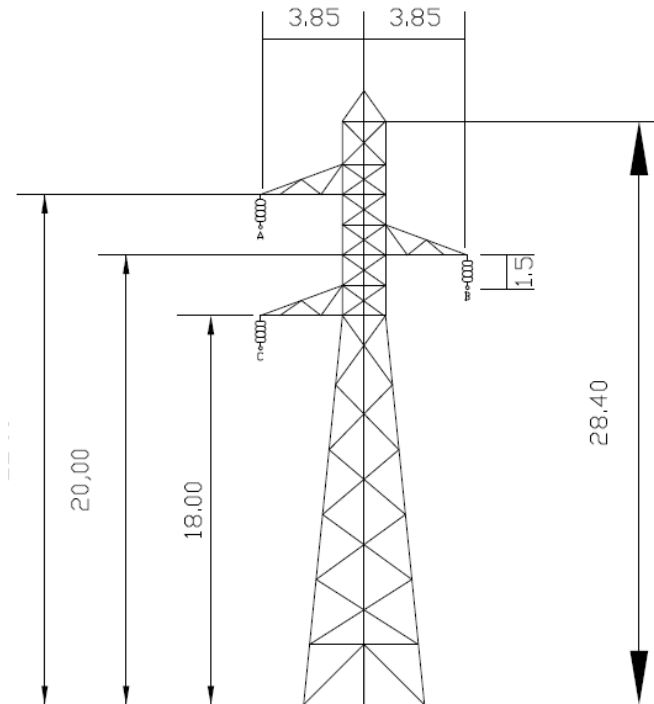


Fig. 4.6 Esquema de una torre para transmisión de energía eléctrica en 115 KV tipo auto-soportada.

Torres con Retenidas. Se usan en CFE con una trabe horizontal sostenida con uno o dos puntos que trabajan exclusivamente a compresión, la estabilidad mecánica se asegura por medio de tirantes es decir retenidas con la disposición apropiada.

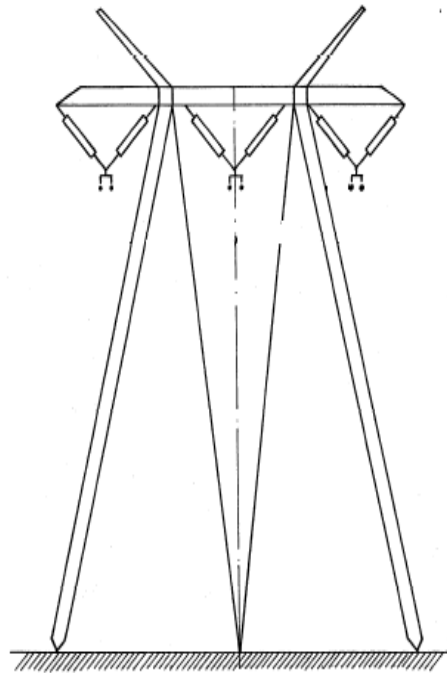


Fig. 4.7 Esquema de una torre para transmisión de energía eléctrica tipo retenida.

Amortiguadores de vibración. Los amortiguadores de vibración absorben la energía de las vibraciones actuando como amortiguador y perturbador del movimiento vibratorio, los amortiguadores se aseguran en el cable a una determinada distancia de las clemas y sustraen del cable la energía de vibración, poniendo masas en movimiento.

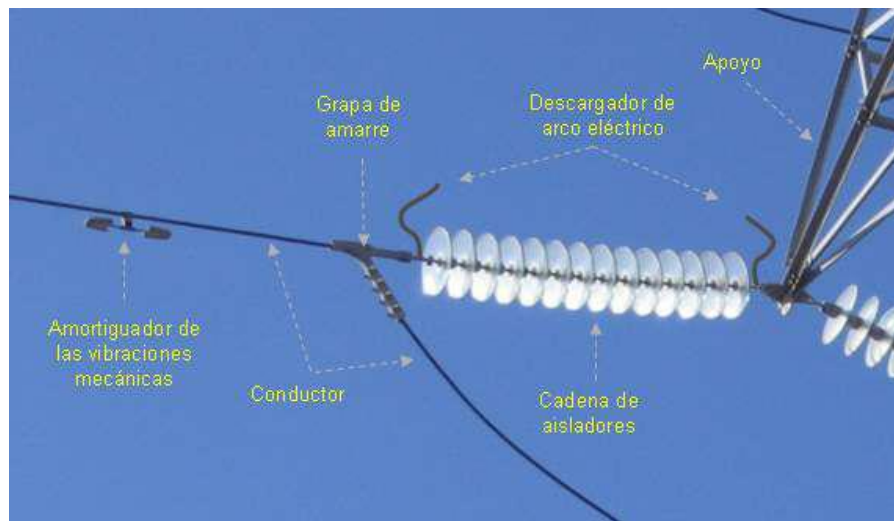


Fig. 4.8 Amortiguadores de vibración

5. Desarrollo

5.1 Descripción del proyecto

El proyecto consiste en el diseño de una Línea de Subtransmisión Eléctrica de 115 KV con 1 circuito, con una longitud de 33+700 km que conectará en las subestaciones eléctricas existentes: Bochil, ubicada en la cabecera municipal de Bochil, Chiapas y la subestación Simojovel, ubicada en el la cabecera municipal de Simojovel, Chiapas.

La subestación eléctrica de Bochil (BCH) cuenta con un banco con capacidad de 9.38 MVA que alimenta tres circuitos: BCH 4010 El bosque, BCH 4020 Bochil y BCH 4030 Pueblo Nuevo. La subestación eléctrica Simojovel (SMJ) cuenta con Un banco con capacidad de 9.35 MVA que alimenta a tres circuitos: SMJ 4012 Simojovel, SMJ 4022 Huitiupan y SMJ 4032 La Ceiba.

El área de distribución Bochil cuenta con 3 subestaciones: Bochil, Simojovel y Soyalo (SOY) con una capacidad de 38.76 MVA instalados y una demanda de 19.227 MW de acuerdo al Mercado Eléctrico de Distribución para el año 2015. Las subestaciones BCH y SMJ operan en forma radial.

En una condición crítica de falla de la línea Manuel Moreno Torres (MMT)-Bochil (BCH) se quedaría fuera de operación la subestación Bochil. En una condición crítica de falla de la línea Tapijulapa (TPJ)-Simojovel (SMJ) se quedaría fuera de operación la subestación Simojovel.

Con el proyecto se tendrá una red tipo anillo con la finalidad de solucionar la problemática de capacidad y continuidad de las subestaciones BCH y SMJ que se encuentran alimentadas en forma radial y analizando el crecimiento de la demanda máxima de energía eléctrica esperada para el periodo 2015-2024 de acuerdo al mercado eléctrico.

Selección del sitio. Los criterios para la selección del sitio por donde correrá la línea de Subtransmisión eléctrica fueron los siguientes: Trazo de la línea de subtransmisión 115 KV – 1 circuito Bochil-Simojovel.

El objetivo del proyecto es diseñar la línea de subtransmisión de alta tensión para transmitir la energía eléctrica y entregarla en las subestaciones eléctricas Bochil-Simojovel, el criterio técnico base de la selección del trazo es la ubicación de estas dos instalaciones, buscando un balance costo beneficio, además de otros factores importantes como lo son la topografía del terreno, uso de suelo, biodiversidad, distancias y propiedades a cruzar.

Topografía del terreno. En general la topografía de la zona es de bajo relieve, lo que favorece que el trazo de la línea eléctrica se ubique en terrenos con un mínimo de pendiente; el criterio de ubicar el trazo en terrenos planos minimiza la modificación del suelo, relieve y paisaje, y además facilita la construcción.

Usos del suelo y tipos de vegetación

Para realizar el trazo de la línea de transmisión eléctrica y específicamente la ubicación de todas las torres aéreas, se tomó en consideración el uso del suelo y la vegetación presente, procurando en todo momento de afectar en menor grado tanto al ambiente como a la población existente.

Áreas Naturales Protegidas

La ruta propuesta no contempla incidir en algún Área Natural Protegida de carácter Federal o Estatal.

Ubicación física del proyecto y planos de localización

El trazo de la línea de subtransmisión eléctrica iniciará en la Subestación Eléctrica Bochil, ubicada en el Municipio de Bochil y finalizará en la Subestación Eléctrica Simojovel, ubicada en el Municipio de Simojovel, y tendrá una longitud total de 33+700 km.

El área de distribución Bochil cuenta con 2 subestaciones radiales alimentadas de diferentes líneas, como se muestra en el diagrama esquemático siguiente:

Condiciones actuales:

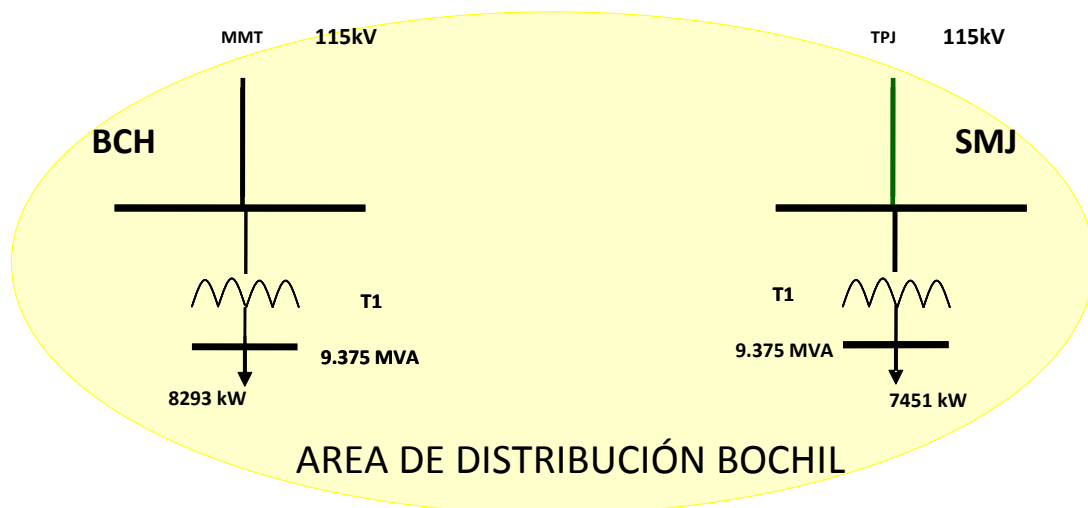


Fig. 5.1 Esquema de estado actual de subestaciones Bochil-Simojovel

S.E. SALIDA	S.E LLEGADA	CLAVE	LONGITUD (KM)	CALIBRE CONDUCTOR
MANUEL MORENO TORRES	BOCHIL	73660	19.4	ACSR 477
TAPIJULAPA	SIMOJOVEL	73T30	28.2	ACSR 477

Tabla 5.1 Líneas de subtransmisión actuales de ambas subestaciones

Factor De Potencia (P.U.). Se considera el factor de potencia registrado al ocurrir la demanda máxima coincidente del área en estudio que para este caso es de 0.98

JBESTACI	BANCO	DEMANDA											
		ENE 2014	FEB 2014	MAR 2014	ABR 2014	MAY 2014	JUN 2014	JUL 2014	AGO 2014	SEP 2014	OCT 2014	NOV 2014	DIC 2014
BCH	Banco 1 Cap: 9,38 MVA												
Demanda (kW)		8184	8293	8258	8189	8309	8133	8065	8156	8252	8390	8419	8359.47
Energía (kWh)		3829747	3317524	3660400	3151643	3741321	3452355	3668724	3653820	3569725	3905096	3747652	3927186
Reactivos (kVARh)		833316	754043	741692	647026	643676	587795	669440	650755	586263	644559	557439	569689.5
Factor de Potencia		0.97	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Demanda Reactiva (kVAR)		2051.1	1683.97	1676.86	2052.36	1687.21	1651.48	1637.67	1656.15	1675.64	1703.66	1709.55	1541.16
Demanda Media		5147.51	4936.79	4919.89	4377.28	5028.66	4794.94	4931.08	4911.05	4957.95	5248.78	5205.07	5278.476
Factor de Carga		0.63	0.6	0.6	0.53	0.61	0.59	0.61	0.6	0.6	0.63	0.62	0.6314
Factor de Utilización		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.88	0.88	0.89	0.9	0.91	0.92	0.91

Fig. 5.2 Demanda máxima de Bochil de Mercado Eléctrico de Distribución 2014

JBESTACI	BANCO	DEMANDA											
		ENE 2014	FEB 2014	MAR 2014	ABR 2014	MAY 2014	JUN 2014	JUL 2014	AGO 2014	SEP 2014	OCT 2014	NOV 2014	DIC 2014
SMJ	Banco 1 Cap: 9,38 MVA												
Demanda (kW)		7243.12	7451	6635	7207	7228	7198	7122	7211	7117	7096	7099	6992
Energía (kWh)		3232945	2787414	2961799	2802082	2957697	2898120	2810339	2905206	2869574	2912198	3068105	3173249
Reactivos (kVARh)		19507.86	91942	585510	393974	415853	108243	95348	109342	403463	409456	158485	627311
Factor de Potencia		1	1	0.98	0.99	0.99	1	1	1	0.99	0.99	1	0.98
Demanda Reactiva (kVAr)		649.8	578.45	1347.29	1026.94	1029.93	455.93	638.93	456.75	1014.12	1011.13	551.13	1419.79
Demanda Media		4345.36	4147.94	3980.91	3891.78	3975.4	4025.17	3777.34	3904.85	3985.52	3914.24	4261.26	4265.12
Factor de Carga		0.6	0.56	0.6	0.54	0.55	0.56	0.53	0.54	0.56	0.55	0.6	0.61
Factor de Utilización		0.78	0.8	0.72	0.78	0.78	0.77	0.76	0.77	0.77	0.76	0.76	0.76

Fig. 5.3 Demanda máxima de Simojovel de Mercado Eléctrico de Distribución 2014

Tasa de crecimiento (P.U.). De acuerdo al estudio del mercado eléctrico para el área de estudio y considerando el pronóstico de los próximos 10 años para los bancos involucrados, se determina la tasa de crecimiento con la siguiente fórmula:

$$T. Cr. = \sqrt[10]{\frac{Dmf}{Dmb}} - 1 \tag{Ec. 5.1}$$

Donde:

Dmf: Demanda Máxima pronosticada en el año 10

Dmb: Demanda Máxima del año base.

T. Cr.: Tasa de Crecimiento pronosticada en al área de estudio.

$$T.Cr. = \sqrt[10]{\frac{Dmf}{Dmb}} - 1$$

$$T.Cr.Bochil = \sqrt[10]{\frac{8308}{8010}} - 1 = 0.44091$$

$$T.Cr. Simojovel = \sqrt[10]{\frac{7850}{7626}} - 1 = 2.8485$$

HISTORIAL (kW)

ZONA BOCHIL

SUBESTACIONES				KV	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BCH	BOCHIL	1	9.4	13,8	8010	8149	8445	9848	9409	10945	10131	9439	9210	8988	8308
SMJ	SIMOJOVEL	1	9.4	13,8	0	0	0	0	0	0	0	7626	7835	7413	7850
SOY	SOYALO	1	7.5	13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1486

Tabla 5.2 Taza de crecimiento área Bochil

Factor de carga (P.U.). Es el valor medio aritmético según se muestra en la siguiente fórmula:

$$F.C. = \frac{\sum[(F.C._1 * DemMax_1) + (F.C._2 * DemMax_2) + \dots + (F.C._n * DemMax_n)]}{\sum(DemMax_1 + DemMax_2 + \dots + DemMax_n)} \quad \text{Ec. 5.2}$$

$$F.C.Bochil = \frac{\sum[(0.61 * 1855.35) + (0.54 * 1544.58) + (0.60 * 4908.03)]}{\sum(1855.35 + 1544.58 + 4908.03)} = 0.59$$

$$F.C.Simojovel = \frac{\sum[(0.53 * 3762) + (0.47 * 2851) + (0.49 * 1237)]}{\sum(3762 + 2851 + 1237)} = 0.501$$

Donde:

F.C. 1, F.C. 2 F.C.n = Es el factor de carga de los circuitos involucrados en el área de estudio en base a los valores presentados en el mercado eléctrico.

Dem Max1, Dem Max2 Dem Maxn = Es la demanda máxima de los circuitos involucrados en el área de estudio en base a los valores presentados en el mercado eléctrico.

$$F.C.= 0.5863$$

Demanda máxima del área involucrada (kW). Se considera la demanda máxima coincidente de la subestaciones involucradas para el año 2014 en que entrara en operación el proyecto. Siendo la demanda de la Subestación Bochil de 8,308 kW y de Simojovel 7,850 kW, la demanda total del área en estudio es de 16,158 kW.

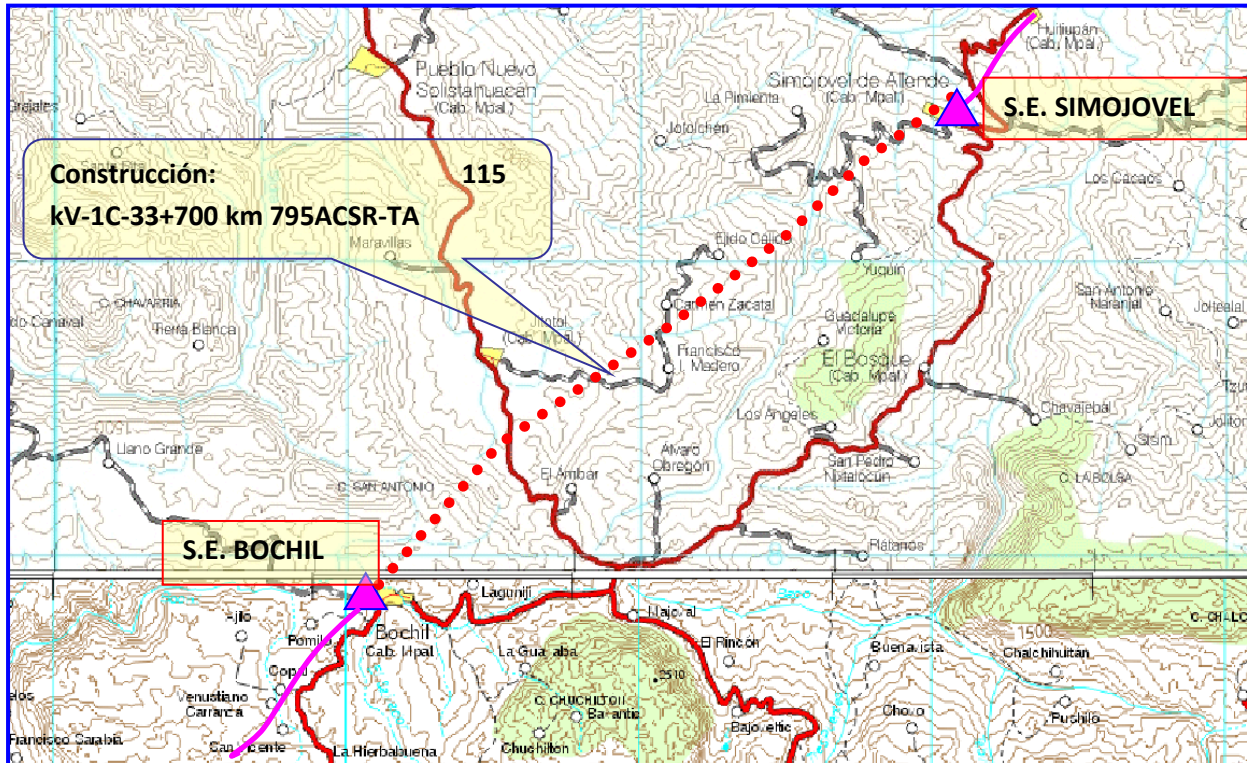


Fig. 5.4 Ubicación del área donde se diseñará la línea de subtransmisión 115 kV

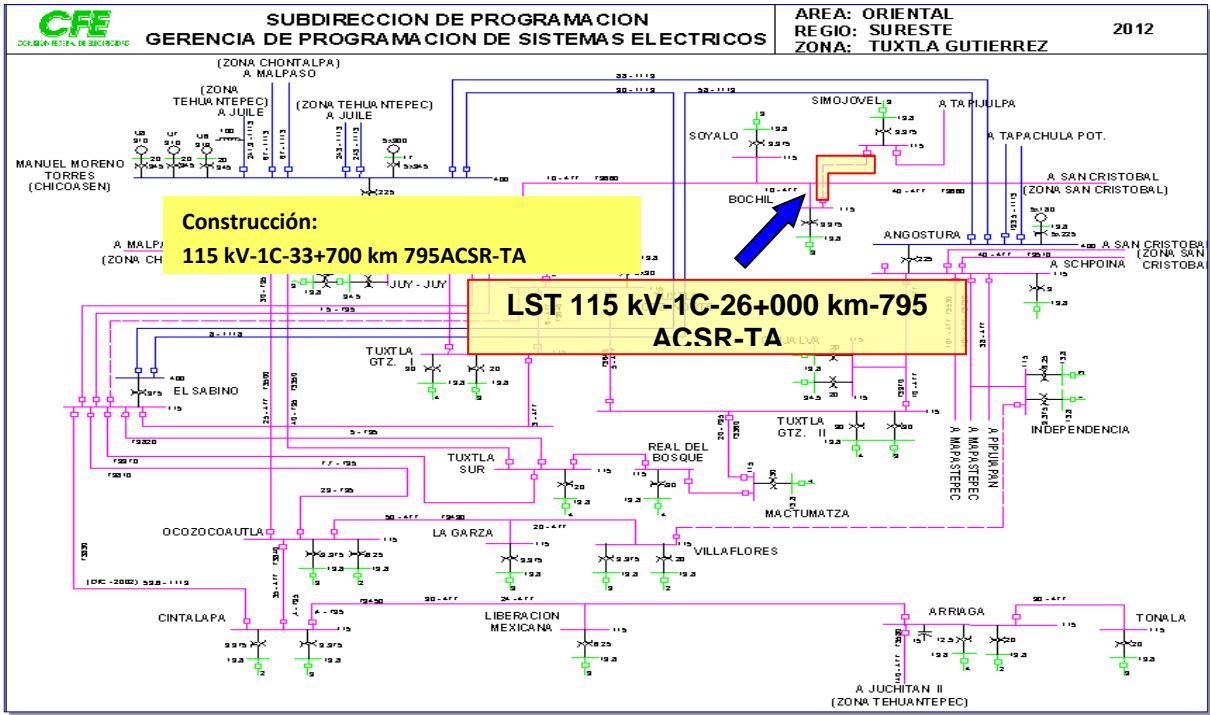


Fig. 5.6 Diagrama unifilar con proyecto de la LST en 115 kV Bochil-Simojovel

5.2 Cálculos eléctricos

Conductor. El conductor que contempla este proyecto es de están formados por alambres de aluminio alta pureza temple duro, colocados en capas concéntricas

sobre un núcleo de alambre o cable de acero galvanizado de 468.5 mm² de sección, los cuales están en la norma CFE E0000-18 y cuyas características principales son:

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE	VALORES	UNIDADES
Designación comercial	DRAKE	
Descripción corta	795.0	Cable ACSR
Calibre kCM	795.0	kCM
Área de la sección total	468.5	mm ²
Área de la sección de aluminio	402.6	mm ²
Número de alambres de acero	7.0	Alambres
Número de alambres de aluminio	26.0	Alambres
Diámetro de cada hilo de acero	4.44	mm
Diámetro de cada hilo de aluminio	3.45	mm
Diámetro externo total	28.14	mm
Resistencia a la ruptura	139.06 (141165)	kN (Kg)
Peso aproximado	1624	Kg/m
Módulo de elasticidad inicial	534.98e+3	Kg/ cm ²
Módulo de elasticidad final	715.65e+3	Kg/ cm ²
Coefficiente de dilatación lineal inicial	17.40	10 ⁻⁶ / °C
Coefficiente de dilatación lineal final	18.82	10 ⁻⁶ / °C
Corriente a 60 Hz	900.0	Amperes
Resistencia eléctrica a 25° y a 60 Hz	0.0705	Ohms/km
Radio medio geométrico a 60 Hz	11.37	mm

***Tabla 4.5** Características generales del conductor 795 kCM ACSR/AS (ESPECIFICACION CFE E0000-18 Ver anexo 1)

Cálculos eléctricos. Densidad máxima de corriente admisible. La densidad máxima de corriente admisible en régimen permanente para corriente alterna y frecuencia de 60 Hz se deduce de la **Tabla 4.5** para el conductor 795 kCM ACSR/AS, la densidad de corriente es:

$$\sigma = 1.92 \text{ A/mm}^2$$

Por tanto la intensidad máxima en amperios del conductor es:

$$I_{\text{máx}} = 900 \text{ A}$$

Resistencia kilométrica. La resistencia de los conductores es la causa principal de la pérdida de potencia. El valor de la resistencia varía con la temperatura a la que se encuentre el conductor, según la siguiente ecuación:

$$R = \frac{R_{20}(1 + \alpha(\theta - 20))}{n} \quad \text{Ec. 5.3}$$

Dónde:

R_{20} es la resistencia a 20°C del conductor.

||

α es el coeficiente de dilatación.

θ es la temperatura a la cual queremos hallar el valor de la resistencia.

n es el número de conductores por fase.

$$R = \frac{0.0705(1 + 18.82 * 10^{-6}(25 - 20))}{1}$$

$$R = \frac{0.0705(1 + 18.82 * 10^{-6}(5))}{1}$$

$$R = \frac{0.0705(1 + 91.1 * 10^{-6})}{1}$$

$$R = \frac{0.0705(1.000941)}{1}$$

$$R = \frac{0.07050}{1}$$

$$R = 0.0705 \Omega/km$$

Inductancia kilométrica. Es uno de los parámetros más importantes de una línea, puesto que influye fundamentalmente en su capacidad de transporte. Su determinación viene dada por las siguientes ecuaciones:

$$L = \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{r}\right) * 10^{-4} \text{ para 1 circuito Simplex} \quad \text{Ec. 5.4}$$

$$L = \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{\sqrt[2]{\Delta * r}}\right) * 10^{-4} \text{ para 1 circuito Dúplex} \quad \text{Ec. 5.5}$$

$$L = \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{\sqrt[3]{\Delta^3 * r}}\right) * 10^{-4} \text{ para 1 circuito Tríplex} \quad \text{Ec. 5.6}$$

$$L = \left(0.5 + 4.605 \log \frac{D}{\sqrt[4]{\Delta^3 * r\sqrt{2}}}\right) * 10^{-4} \text{ para 1 circuito Cuádruplex} \quad \text{Ec. 5.7}$$

D = Separación media geométrica entre conductores en milímetros DME

r = Radio del conductor en milímetros

Δ = Coeficiente de dilatación

Distancia Media Equivalente DME. La distancia media equivalente, es la media geométrica de las distancias de cada hilo de cada fase con cada uno de los hilos de las otras fases. El valor D se determina a partir de las distancias entre

||

conductores A, B y C (ver **Fig. 3.2.6**) que proporcionan las crucetas elegidas, representadas en los planos. Para un circuito trifásico sencillo se utiliza la siguiente:

$$D = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \quad \text{Ec. 5. 8}$$

$$D = \sqrt[3]{(7.95) * (4) * (7.95)}$$

$$D = 6.32 \text{ m} \approx 632 \text{ mm}$$

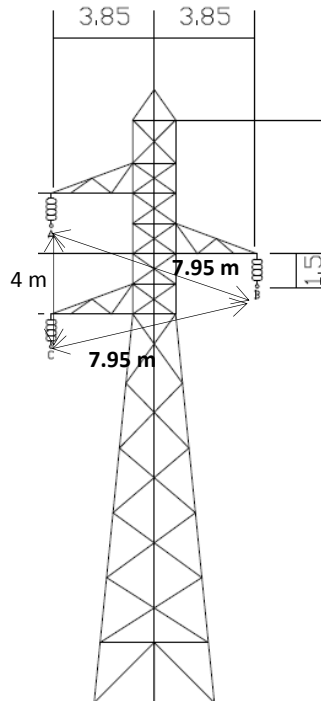


Fig. 5.7 Distancia media geométrica

Reactancia Inductiva. La reactancia kilométrica de la línea, se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$x = (2)(\pi)(f)(L) \Omega/\text{km} \quad \text{Ec. 5. 9}$$

Y sustituyendo L coeficiente de autoinducción, por la expresión:

$$L = \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{r}\right) * 10^{-4}$$

Llegamos a:

$$x = (2)(\pi)(f) \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{r}\right) * 10^{-4} \Omega/\text{km}$$

Donde:

X = Reactancia inductiva en ohmios por kilómetro

||

f = Frecuencia de la red en herz = 60

En este caso se trata de un caso simplex, por tanto se toma la *Ecuación 5.4*:

$$L = \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{r}\right) * 10^{-4} \quad \text{Ecuación 5.4}$$

$$L = \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{632}{11.37}\right) * 10^{-4}$$

$$L = (0.5 + 4.605 * \log 55.58) * 10^{-4}$$

$$L = (0.5 + 4.605 * 1.7449) * 10^{-4}$$

$$L = (0.5 + 8.03552) * 10^{-4}$$

$$L = 8.53552 * 10^{-4} \text{ H/km}$$

Llegamos a:

$$x = (2)(\pi)(60) \left(0.5 + 4.605 * \log \frac{D}{r}\right) * 10^{-4} \Omega/\text{km}$$

$$x = (2)(\pi)(60)(8.53552) * 10^{-4} \Omega/\text{km}$$

$$x = (376.8)(8.53552 * 10^{-4}) \Omega/\text{km}$$

$$x = 0.32161 \Omega/\text{km}$$

Capacidad kilométrica. La capacidad industrial de las líneas eléctricas se calcula mediante el empleo de las fórmulas dadas en este apartado, aunque antes es necesario recordar aspectos importantes:

Se busca la capacidad por km de un circuito (sea simple, doble, triple, o de cuatro conductores). Para cada caso existe la fórmula adecuada (recordar que la distancia media geométrica entre fases (*D*), si difiere en estas fórmulas, si se trata de un circuito o de dos).

Para un circuito simplex

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log \frac{D}{r}} \quad \text{Ec. 5.10}$$

Para un circuito dúplex

||

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log \frac{D}{\sqrt{\Delta * r}}} \quad \text{Ec. 5.11}$$

Para un circuito tríplex

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log \frac{D}{\sqrt[3]{\Delta^2 * r}}} \quad \text{Ec. 5.12}$$

Para un circuito cuádruplex

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log \frac{D}{\sqrt[4]{\Delta^3 * r * \sqrt{2}}}} \quad \text{Ec. 5.13}$$

D = Separación media geométrica entre conductores en milímetros DME

r = Radio del conductor en milímetros

Δ = Coeficiente de dilatación

En nuestro caso se trata de un caso simplex, por tanto se toma la *Ecuación 3.3.5*:

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log \frac{D}{r}} \quad \text{Ecuación 5.10}$$

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log \left(\frac{632}{11.37} \right)}$$

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{\log 55.58}$$

$$C = \frac{(24)(2)(10^{-9})}{1.74}$$

$$C = \frac{48^{-9}}{1.74}$$

$$C = 27.58^{-9} \text{ F/km}$$

Susceptancia kilométrica. La fórmula de la Susceptancia es:

$$B = (2)(\pi)(f)(C) \quad \text{Ec. 5.14}$$

||

Dónde:

f es la frecuencia de la red en Hz.

C es capacidad en F/km.

El cálculo realizado es por fase

$$B = (2)(\pi)(60) (27.58^{-9})$$

$$B = 10.39^{-6} S/km$$

Conductancia kilométrica. Para que exista conductancia la tensión más elevada de la red debe ser mayor que la tensión crítica disruptiva. La conductancia viene definida por la siguiente ecuación:

$$G = \frac{3p}{U_N} * 10^{-3} \quad \text{Ec. 5.15}$$

Dónde:

p son las pérdidas por Efecto Corona en kW/km.

UN es la tensión nominal de la línea en kV.

En el caso modelo como la tensión crítica disruptiva es mayor que la tensión máxima de la red no existe conductancia.

Por tanto:

$$G = 0 S/km$$

Magnitudes eléctricas. Las magnitudes eléctricas de línea se calculan multiplicando la magnitud de fase por los 32.6 km de la longitud de la línea, se obtiene que:

Resistencia de línea

$$R_L = Rk * L \quad \text{Ec. 5.16}$$

Dónde:

L es la longitud de la línea en km.

$$R_L = (0.705) * (32.6)$$

$$R_L = 22.98 \Omega$$

Reactancia de línea

||

$$X_L = Xk * L \quad \text{Ec. 5.17}$$

$$X_L = (0.32161) * (32.6)$$

$$X_L = j10.4844 \text{ desfase de } 90^\circ \text{ positivos}$$

Susceptancia de línea

$$B_L = Bk * L \quad \text{Ec. 5.18}$$

$$B_L = (10.39^{-6}) * (56)$$

$$B_L = 581.84^{-6} \text{ Siemens}$$

Conductancia de línea

$$G_L = G * L \quad \text{Ec. 5.19}$$

$$G_L = 0 \text{ S/km}$$

5.3 Cálculos característicos a tensión nominal

Impedancia característica. La impedancia característica tiene la siguiente fórmula:

$$Z = \sqrt{\frac{R + jX}{G + jB}} \quad \text{Ec. 5.20}$$

Dónde:

R es la Resistencia kilométrica en Ω/km .

X es la Reactancia kilométrica en Ω/km .

G es la Conductancia kilométrica en Ω/km .

B es la Susceptancia kilométrica en Ω/km .

Desarrollando la ecuación se obtiene que:

$$Z = \frac{\sqrt{R^2 + jX^2}}{\sqrt{G^2 + jB^2}} \quad \text{Ec. 5.21}$$

Sustituyendo los valores del caso modelo en la fórmula anterior se consigue la siguiente impedancia característica:

$$Z = \frac{\sqrt{(0.0705)^2 + (0.3216)^2}}{\sqrt{0^2 + (10.39^{-6})^2}}$$

$$Z = \frac{\sqrt{4.9702^{-3} + 0.1034}}{\sqrt{107.9521^{-12}}}$$

$$Z = \frac{\sqrt{0.1083}}{\sqrt{107.9521^{-12}}}$$

$$Z = \frac{0.3292}{10.39^{-6}}$$

$$Z = \sqrt{31684.311}$$

$$Z = 178.0008736 \Omega$$

Potencia característica. El cálculo de la potencia característica se realiza a partir de la siguiente ecuación:

||

$$P = \frac{V^2}{Z} \quad \text{Ec. 5.22}$$

Dónde:

V= es la tensión nominal en V.

Z= es la impedancia característica en Ω .

Por tanto:

$$P = \frac{(115000)^2}{178.0008736}$$

$$P = \frac{13225000000}{178.0008736}$$

$$P = 74297.38 \text{ KW}$$

Corriente máxima. Para cables de aluminio reforzador con acero, se consideran los conductores como si fueran de aluminio y se les aplica un factor de corrección dependiendo de su composición:

0,902 para la composición 30+7.

0,926 para las composiciones 6+1 y 26+7.

0,941 para la composición 54+7.

Por tanto, la ecuación para la corriente máxima es:

$$I_{max} = (\delta)(S)(f_c)(n) \quad \text{Ec. 5.23}$$

Dónde:

δ Es la densidad de corriente en A/mm² (ver *Tabla 4.5*).

S es la sección del cable en mm².

f_c es el factor de corrección.

n es el número de conductores por fase.

La corriente máxima para la línea elegida es:

$$I_{max} = (1.92)(468.5)(0.926) (1)$$

$$I_{max} = 832.955 \text{ A}$$

Potencia máxima. El valor de la potencia máxima se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$S_{max} = \frac{(\sqrt{3})(V)(I_{max})}{1000} \quad \text{Ec. 5.24}$$

||

Dónde:

V= es la tensión nominal de la línea en V.

I_{máx}= es la corriente máxima de La línea en A.

Una vez que se conoce la intensidad máxima, ya se puede calcular la potencia aparente máxima admisible por la línea:

$$S_{max} = \frac{(\sqrt{3})(115000)(832.995)}{1000}$$

$$S_{max} = \frac{(\sqrt{3})(115000)(832.995)}{1000}$$

$$S_{max} = \frac{165920811.2}{1000}$$

$$S_{max} = 165.920 \text{ kVA}$$

5.4 Estudio eléctrico de las estructuras

Coordinación de aislamiento. Para entender la coordinación de aislamiento, es necesario definir el concepto de Tensión Crítica de Flameo (TCF). Se determina con pruebas de aplicación de tensiones y corresponde a la tensión con el cual el aislamiento soporta un 50% de probabilidad de producir rompimiento de su dieléctrico.

A partir de este concepto se define el Nivel Básico de Impulso por Rayo (NBAI), como el valor de la fórmula al que se espera un 10 % de probabilidad de flameo, su relación entre TCF y NBAI está dado por la siguiente fórmula:

$$NBAI = (1 - 1.3\sigma)TCF \quad \text{Ec. 5.25}$$

Donde:

NBAI: Nivel Básico de Aislamiento al Impulso

TCF: Tensión Crítica de Flameo

σ =Desviación estándar

y considerando una desviación estándar del 3% da como resultado la expresión:

$$NBAI = 0.961 TCF \quad \text{Ec. 5.26}$$

Determinación del aislamiento. La longitud de una cadena de aisladores se debe diseñar para soportar las tensiones a la que es sometida, para ello es necesario observar dos conceptos: Distancia de fuga de los aisladores en función de los niveles y tipo de contaminación, la longitud de la cadena de aisladores que está dada por la tensión de arqueo en aire entre conductores y la estructura.

Longitud de la cadena de aisladores. Esta longitud se calcula con base a la tensión de arqueo en aire entre el conductor y la estructura, el cual depende de la geometría de las puntas en donde se presente dicho arqueo de forma empírica se ha obtenido la tensión de arqueo en aire de algunos cuerpos geométricos utilizados como electrodos de referencia. con este criterio de la tensión crítica de flameo para impulsos por rayo se tiene:

$$d = \frac{TCF}{K_{co}} \quad \text{Ec. 5.27}$$

Donde:

d= Distancia de fase a tierra

TCF= Es la tensión crítica de flameo con las condiciones del lugar donde se localiza la línea

K_{co} = Es el factor de electrodo en aire K_r , corregido por la densidad del aire y humedad

II

El factor K_r depende de la geometría de los electrodos o elementos que intervienen (Tabla 5.3)

CONFIGURACION DE ENTRE-HIERRO	DIAGRAMA	K_n	K_m	K_r
FASE - TORRE		1.40	1.25	550
FASE - VENTANA DE TORRE		1.30	1.20	550
CONDUCTOR - SUELO		1.30	1.10	550
CONDUCTOR - OBJETO		1.45	1.35	550
VARILLA - PLANO		1.20	1.00	480
CONDUCTOR - CONDUCTOR		1.65	1.50	550
ENTRE ANILLOS (EQUIPOTENCIALES) DE CONDUCTORES		-	1.60	550

Tabla 5.3 Valores de los factores K_n , K_m , K_r para diferentes configuraciones de entre hierro, tomados de la especificación CFE-L0000-06 (ver anexo 1).

Tensión nominal (kV)	Tensión máxima (kV)	NBAI fase-tierra (kV)	NBAM fase-tierra (kV)	NBAI fase-fase (kV)	NBAM fase-fase (kV)	Distancia fase-tierra (mm)	Distancia fase-fase (mm)
69	72.5	350	-	350	-	630	630
115	123	450	-	450	-	900	900
		550		550		1100	1100
138	145	450	-	550	-	1100	1100
		550		650		1300	1300
		650		650			
		550		650		1100	1300

Tabla 5.4 Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo maniobra, NBAM, y distancias mínimas para diferentes niveles de tensión para líneas de alta tensión

Las características eléctricas del soporte, calculadas a condiciones normalizadas se deterioran con la presión atmosférica y ésta disminuye con el aumento de la altitud y la temperatura, al aumentar la humedad las tensiones de soporte aumentan hasta antes de que se condense la humedad en la superficie del conductor, por lo tanto, deben considerarse los siguientes factores de corrección:

Factor de corrección por densidad de aire (K_{da}):

$$K_{da} = \left(\frac{b}{b_0}\right) \left(\frac{273+T_0}{273+T}\right) \quad \text{Ec. 5.28}$$

Donde:

T = Temperatura ambiente en grados centígrados

b = Presión barométrica en mbar

T_0 = Temperatura ambiente de condiciones estándar (20 °C)

b_0 = Presión barométrica en condiciones estándar (1013 mbar)

Con el valor de la altitud y/o presión atmosférica, se puede obtener el valor del factor de corrección **K_{da}** de la Tabla 3.

ALTITUD EN METROS	PRESION		FACTOR DE CORRECCION Kda	ALTITUD EN METROS	PRESION		FACTOR DE CORRECCION Kda
	mbar	mm Hg			mbar	mm HG	
0	1013	760	1.00	2500	747	560	0.737
100	1001	751	0.988	2600	747	554	0.728
200	989	742	0.976	2700	728	546	0.718
300	977	733	0.965	2800	720	540	0.710
400	968	726	0.954	2900	708	531	0.698
500	955	716	0.942	3000	701	526	0.692
600	943	707	0.931	3100	692	519	0.683
700	932	699	0.919	3200	683	512	0.674
800	921	691	0.908	3300	675	506	0.665
900	909	682	0.897	3400	665	499	0.656
1000	905	679	0.893	3500	656	492	0.647
1100	888	666	0.876	3600	648	486	0.639
1200	877	658	0.866	3700	639	479	0.629
1300	867	650	0.855	3800	629	472	0.621
1400	856	642	0.845	3900	621	466	0.613
1500	845	634	0.834	4000	613	460	0.605
1600	836	627	0.824	4100	605	454	0.597
1700	825	619	0.814	4200	597	448	0.590
1800	815	611	0.804	4300	591	443	0.583
1900	805	604	0.794	4400	584	438	0.576
2000	795	596	0.784	4500	577	433	0.569
2100	785	589	0.774	4600	571	428	0.562
2200	775	581	0.765	4700	563	422	0.555
2300	765	574	0.756	4800	556	417	0.549
2400	756	567	0.746	4900	549	412	0.542

Tabla 5.5 Factores de corrección por presión atmosférica a distintas altitudes

La tensión máxima de diseño, así como el NBAI para las líneas de alta tensión dependen de su tensión de operación.

El factor de corrección por humedad (K_h), es un factor que depende de la humedad absoluta del sitio (g/m^3). Conocidos la temperatura de bulbo húmedo del lugar y la humedad relativa del aire más críticas de las regiones por donde cruza la línea y teniendo el valor de humedad absoluta, considerando los factores de corrección por humedad y por densidad de aire se puede obtener con la relación siguiente:

$$k_{co} = (k_{da}/k_h) \tag{Ec. 5.29}$$

Donde:

k_{co} = Es el factor de electrodo en aire K_r , corregido por la densidad del aire y humedad

k_{da} = Factor de corrección por densidad de aire

k_h = Factor de corrección por humedad

||

La distancia de fuga de un aislador se define como la distancia más corta, o la suma de distancias más cortas a lo largo del contorno de la superficie externa del material aislante. La distancia específica de fase a fase o de fase a tierra, se define como la relación entre la distancia de fuga del aislamiento y la tensión máxima de fase a fase o de fase a tierra, respectivamente.

El cálculo del número de aisladores, tomando en cuenta el efecto de la contaminación, se obtiene considerando los valores de la distancia específica de fuga mínima nominal de cada uno de los niveles de contaminación esperados y está dada por las siguientes expresiones

$$D_{ftc} = D_{fmn}V_mK \quad \text{Ec. 5.30}$$

Donde:

D_{ftc} = Distancia de fuga total de la cadena de aisladores en mm

D_{fmn} = Distancia de fuga nominal en mm/kV tomado de la especificación CFE L0000-06

V_m = Tensión máxima del sistema en kV

K = Factor de corrección por diámetro de los aisladores y que puede ser:

K = 1.0 para aisladores de suspensión o tipo cadena y para aisladores tipo poste con diámetro menos a 300 mm

K = 1.20 para aisladores tipo poste con diámetro mayor que 500 mm

$$NA = \frac{D_{ftc}}{D_{caf}} \quad \text{Ec. 5.31}$$

Donde:

NA = Número de aisladores de la cadena

D_{caf} = Distancia de fuga del aislador seleccionado en mm/kV tomado de la especificación CFE L0000-06 (ver anexo 1)

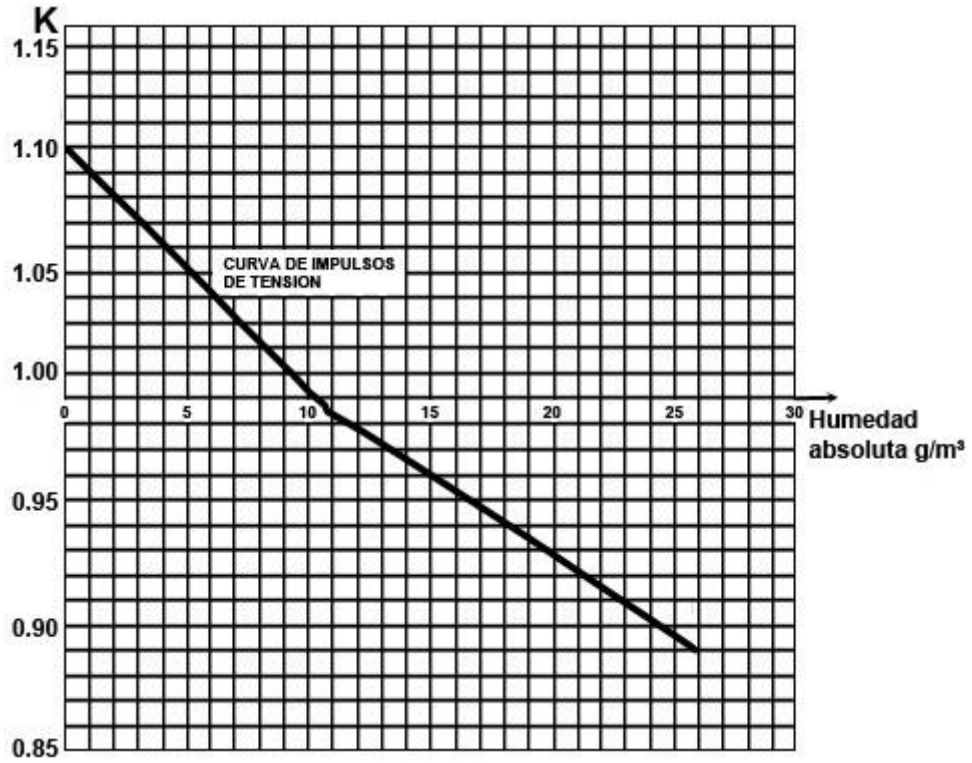


Fig. 5.8 Factor K de corrección por humedad en función de la humedad absoluta.

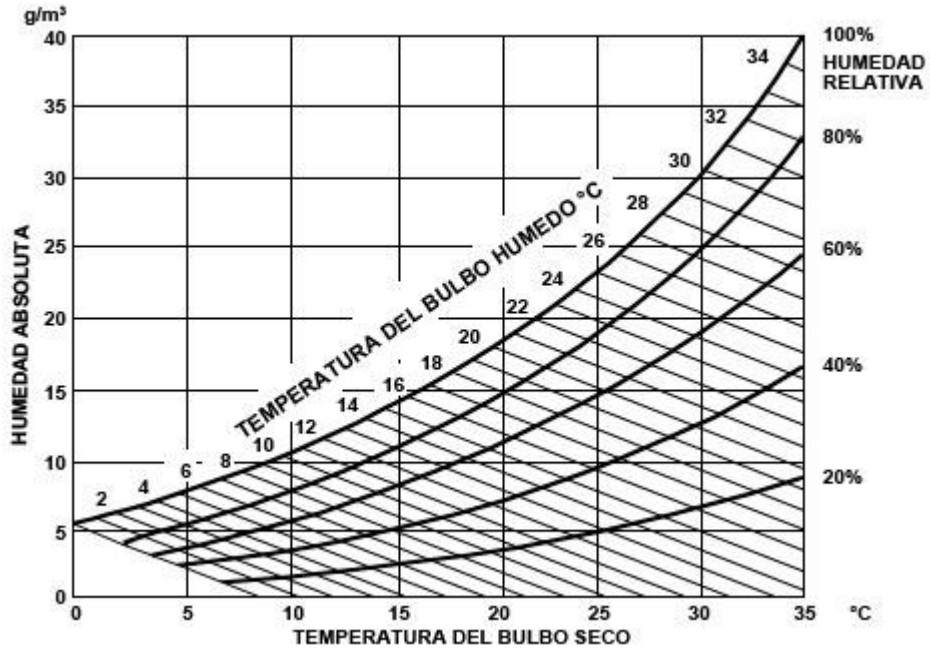


Fig. 5.9 Humedad absoluta del aire en función de las temperaturas de bulbo seco, bulbo húmedo y de la humedad relativa en por ciento.

Cálculo de aisladores. Para la línea de 115 kV se tiene una tensión máxima de 123 kV. La distancia específica de fuga para contaminación tipo ligero es de 28mm/kV, por lo tanto se utiliza la ecuación siguiente:

$$D_{ftc} = D_{fmn}V_mK \quad \text{Ec. 5.30}$$

Se obtiene:

$$D_{ftc} = 28 \left(\frac{123}{1.732} \right) (1)(1.05)$$

$$D_{ftc} = 2087.8$$

Entonces obteniendo el cálculo D_{ftc} se puede calcular los números de aisladores que llevará nuestra línea de subtransmisión de 115kV, por lo tanto se utiliza la ecuación siguiente:

$$NA = \frac{D_{ftc}}{D_{cat}} \quad \text{Ec. 5.31}$$

Llegando a esto:

$$NA = \frac{2087.8}{279}$$

$$NA = 7.48 = 8 \text{ Aisladores}$$

Cálculo del claro eléctrico. El claro eléctrico es la distancia entre dos estructuras para evitar que la distancia dieléctrica entre dos conductores se rompa en condiciones de viento. Para el caso de las estructuras utilizadas por CFE, este cálculo no se efectúa rutinariamente debido a que estas estructuras son normalizadas.

Estableciendo sus limitaciones mecánicas y eléctricas. Sin embargo en casos especiales donde se requiera brindar mayor claro entre estructuras así como la separación entre los apoyos se parte de lo siguiente:

Aplicando la siguiente fórmula se determina la separación entre los apoyos.

$$S = [7.62 * kV + 8\sqrt{(2.12 * f)}] + (0.5 * La) \quad \text{Ec. 5.32}$$

$$S = [(7.62)(115) + (8)(\sqrt{(2.12)(1960)})] + (0.5)(1410)$$

$$S = [(7.62)(115) + (8)(\sqrt{4144.2})] + (0.5)(1410)$$

||

$$S = [(7.62)(115) + (8)(64.46)] + (0.5)(1410)$$

$$S = [(7.62)(115) + (8)(64.46)] + (0.5)(1410)$$

$$S = (876.3) + (515.68) + (0.5)(1410)$$

$$S = (876.3) + (515.68) + (705)$$

$$S = 2096.98 \text{ mm} \approx 2.096 \text{ m}$$

De donde:

S= Es la separación horizontal entre apoyos en milímetros

kV= Es la tensión eléctrica entre los dos conductores para los que se calcula la separación.

La= es la longitud de la cadena de aisladores con movimiento libre (suspensión) en milímetros, el cual se considera al inclinarse por efecto hasta formar un ángulo de 30 grados con la vertical.

Nota: Cuando los apoyos son del tipo fijo (remate), La=0.

f= es la flecha final en milímetros a 16 °C.

Dado que se busca determinar el claro eléctrico, a partir de una separación horizontal conocida entre apoyos, se puede determinar la flecha y claro máximo (claro eléctrico) para la estructura seleccionada partiendo de la fórmula:

$$[S - (0.5 * La)] - [7.62 * kV] = 8\sqrt{(2.12 * f)}$$

$$\frac{[S - (0.5 * La)] - [7.62 * kV]}{8} = \sqrt{(2.12 * f)}$$

$$\left(\frac{[S - (0.5 * La)] - [7.62 * kV]}{8}\right)^2 = (2.12 * f)$$

$$f = \frac{\left(\frac{[S - (0.5 * La)] - [7.62 * kV]}{8}\right)^2}{2.12}$$

$$f = \frac{[0.125 * S - (0.0625 * La)] - [0.9525 * kV]^2}{2.12}$$

Ec. 5.33

$$f = 14.8 \text{ m}$$

Por tanto con esta flecha la longitud del claro eléctrico estará determinada por:

||

$$I = \sqrt{\frac{f*8*T}{w}} \quad \text{Ec. 5.34}$$

Donde de=

I = Longitud del claro en metros.

w= Peso del cable sin hielo (kg/m).

T= Tensión del cable a 16 °C en kg.

f= Flecha máxima en metros.

f= 14.8 m

T= 2823 kg

W= 1624 kg = 1.624 ton

$$I = \sqrt{\frac{(14.8)(8)(2823)}{1.624}}$$

$$I = \sqrt{\frac{334243.2}{1.624}}$$

$$I = \sqrt{205814.77}$$

$$I = 453.66 \text{ m}$$

Paralelismo. Entre líneas eléctricas: En casos en que dos líneas eléctricas sigan la misma dirección en secciones de derechos de vía de compartidos o próximos, se tiene un paralelismo entre líneas.

A excepción de las zonas de acceso a plantas generadoras y subestaciones eléctricas, se debe evitar en lo posible que construyan líneas paralelas, ya sea para transmisión o distribución. Debiendo contar con una distancia entre líneas de 1.5 veces la altura del apoyo más alto entre las trazas de los conductores próximos.

$$d \geq 15 * h \text{ (metros)} \quad \text{Ec. 5.35}$$

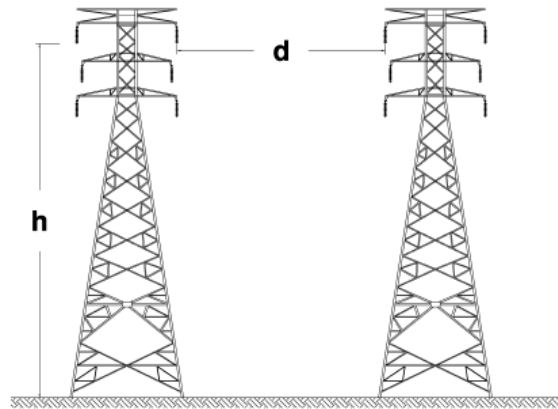


Fig. 2.14 Paralelismo entre líneas eléctricas

El paralelismo entre líneas de puede considerar también cuando el tendido de líneas de transmisión de diferentes tensiones se realiza sobre apoyos comunes, la distancia mínima vertical entre conductores de ambas líneas en el punto de apoyo en las condiciones más desfavorables debe estar de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$d \geq 1.5 + \frac{kV}{100} (m) \quad \text{para líneas hasta de 69 kV}$$

$$d \geq 3.3 + \frac{kV}{100} (m) \quad \text{para líneas con tensiones superiores a 69 kV}$$

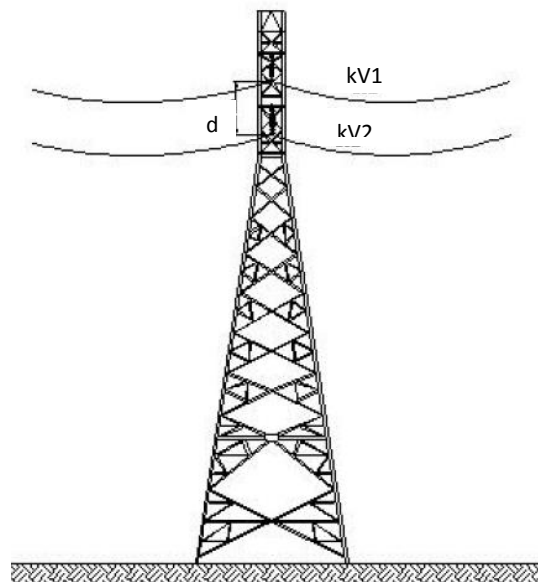


Fig. 2.15 Dos líneas compartiendo la misma estructura.

Donde kV, es la tensión nominal de fase a fase de la línea de mayor tensión.

En la tabla, se proporcionan los libramientos mínimos para los diferentes cruzamientos para las líneas de alta tensión de 69 kV hasta 138 kV.

Libramientos mínimos	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV
Aéreas de acceso a peatones	7.00	7.50	8.50	10.65
Vías férreas	15.00	15.00	16.00	18.00
Carreteras-calles-caminos	9.00	9.20	10.00	12.20
Campos de cultivo (cereales, leguminosas, etc.)	7.00	7.55	9.00	11.00
Zonas de huertos (cítricos, manzanos ciruelos)	11.00	11.50	12.00	15.00
Zonas cafetaleras y cercos “vivos”	11.00	11.50	12.00	15.00
Cultivo de caña	13.00	13.20	14.00	16.00
Aguas navegables	13.00	13.20	14.00	16.00
Zonas inundables	7.00 + T.I.M.E.	7.50 + T.I.M.E.	8.50 + T.I.M.E.	10.65 + T.I.M.E.
Cruzamientos con líneas eléctricas y de comunicación				
	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV
L.T. Hasta 50 kV	2.74	2.95	3.65	6.10
L.T. 69 kV	2.93	3.15	3.85	6.29
L.T. 115 kV	3.39	3.60	4.31	6.75
L.T. 138 kV	3.62	3.80	4.54	6.98
L.T. 161 kV	3.85	4.05	4.77	7.21
L.T. 230 kV			5.46	7.90
L.T. 400 kV				9.60
Líneas de comunicación, líneas de tranvías, trolebuses o trenes con vía aérea eléctrica	5.00	5.50	7.00	8.00

Fig. 5.10 Libramientos y separaciones mínimas en cruzamientos

Notas:

1. TIME: Tirante de Inundación Máximo Esperado.
2. Libramiento y separaciones en cruce sin viento y flecha final a 50 °C
3. Distancias en metros

Cálculo de la plantilla. La plantilla para la localización de estructuras es una herramienta necesaria en el diseño de cualquier línea aérea de conducción de energía eléctrica, utilizada para determinar gráficamente en los planos topográficos del trazo de la línea en planta y perfil, el sitio para la ubicación y altura necesaria de las estructuras a instalar.

El uso adecuado de la plantilla para la localización de estructuras debe asegurar lo siguiente:

1. El libramiento adecuado del conductor a tierra y a conductores que se cruzan con la línea en proyecto.

2. La prevención del balanceo excesivo de las cadenas de aisladores y el levantamiento de éstas en las estructuras.
3. La economía del proyecto evitando la sub-utilización de las limitaciones mecánicas de las estructuras.
4. La utilización adecuada de las diferentes alturas o niveles de las estructuras.
5. La mínima posibilidad de errores en el proyecto y diseño partiendo de la premisa que el levantamiento topográfico es correcto.

Parámetros de diseño utilizados. Existen parámetros normalizados para el diseño de líneas, los cuáles se mostrarán en la tabla siguiente, dependen del tipo de estructura a utilizar y el tipo de lugar donde se construirá. El parámetro se define como la relación entre la tensión del conductor y la masa unitaria del mismo y su unidad de medida es en metros.

Tipo de línea	Sección transversal Kcmil-ACSR	Estructuras	Parámetros Conductor	Parámetros Cable de Guarda	Claro promedio (m)
Rural	477	Estructuras HS, en poste de Madera y concreto	1200	1500	170
	477/795/900/1113	Torres de acero	1500	1800	360 a 400
Urbana	477/795/900/1113	Morelos	350 / 400	550 / 600	80 / 100
	477/795/900/1113	Poste Troncocónico	500	700	120 a 135

Fig. 5.11 Parámetros de diseño

Estos parámetros son de referencia, debiendo realizar el cálculo para cada caso específico con la finalidad de optimizar costos para la construcción de las líneas. Tanto las torres como los postes troncocónicos de acero, serán para cable ACSR 795 kcmil para condiciones diferentes es necesario, efectuar el cálculo específico.

En un proyecto bajo las condiciones especificadas en el cuadro anterior, no es necesario efectuar cálculos para determinar el parámetro de tendido, pero en caso de que las condiciones de la línea sean diferentes, se procederá de la forma siguiente:

1. Con la ecuación 5.36 se determina el Claro Real para la altura útil de la estructura, considerando el libramiento a tierra (suelo natural) para la tensión de la línea; en torres se considera la torre con nivel +0. Se verifica que no se exceda el uso para el que está diseñado la estructura con este claro.
2. Para evitar sobretensiones mecánicas en Claros Regla menores que el Claro Real, éste se considera reducido en un 5% para torres y postes de acero. Para estructuras "H" 10% para fines de cálculo de limitaciones de tracción de los cables exclusivamente.
3. Con los programas para el diseño de líneas, se obtienen las tensiones para el parámetro estimado y el claro reducido mencionado en el punto 2; verificando que la tensión resultante no exceda ninguna de las Limitaciones de Tracción en Cables para el Claro Real reducido (Claro Normal), así como tampoco las limitaciones de carga longitudinal de las estructuras.
4. Se coordinan las flechas del conductor y del cable de guarda (esta última como máximo el 80 % de la del conductor a 16 °C, sin viento y en condiciones finales) para evitar el acercamiento entre el cable conductor y el cable de guarda.
5. Se determinan las nievas limitaciones mecánicas de las estructuras para las condiciones de carga especificadas.

Claro real. Es la distancia máxima a nivel para obtener un libramiento mínimo al terreno definido por la tensión de la línea, con una altura útil de la estructura a utilizar y el parámetro de tendido.

La fórmula del Claro Real es la siguiente:

$$CR = \sqrt{8PF} \quad \text{Ec. 5.36}$$

$$F = H - D \quad \text{Ec. 5.37}$$

Donde:

CR= Claro Real en metros

H= Altura útil de la estructura normal en metros

D= Libramiento mínimo a tierra en metros, a 50 °C

P= Parámetro de tendido a 50 °C, sin viento en condiciones finales

F= Flecha máxima para dar el libramiento al piso

Entonces:

$$F = (21.8) - (7)$$

||

$$F = 14.8 \text{ m}$$

Llegamos a:

$$CR = \sqrt{8PF}$$

$$CR = \sqrt{(8)(1500)(14.8)}$$

$$CR = \sqrt{177600}$$

$$CR = 421.42 \text{ m}$$

Claro normal. Es un porcentaje del claro real el cual se utiliza como claro base para elaborar la plantilla de localización de estructuras, ya que si se utiliza el claro real como base para elaborar la plantilla se encontraría que para algunos casos, el claro regla entre remates sería menor que el claro base, lo cual ocasionaría sobretensiones en los conductores y por consiguiente se tendría que disminuir el parámetro de tendido, elaborar o utilizar otra plantilla y volver a relocalizar las estructuras.

Sin embargo, si al momento de localizar las estructuras en terreno plano se utiliza un claro menor al claro real se obtienen claros ligeramente mayores que el claro normal, compensándose de esta forma aquellos claros que por accidentes topográficos o conflictos tuviesen claros menores que el claro real, teniéndose finalmente un claro regla.

$$CN = \frac{PCR}{100} (CR)$$

Ec. 5.38

$$CN = \frac{(95\%)}{100} (421.42\text{m})$$

$$CN = 4.0034 \%$$

Donde:

PCR= por ciento del claro real

=90% para postes de madera, concreto o acero

=95% para torres de acero

CR= claro real

Limitaciones de tracción de cables. Generalmente la tensión máxima de los conductores bajo las condiciones de carga asumidas, es limitada del 50% al 60% de la tensión de ruptura, por recomendaciones adoptadas de normas, para la CFE se tiene normalizado al 40% como prácticas de construcción segura.

En claros más grandes, esta condición de limitación sería suficiente, pero en claros más cortos, las tensiones normales sin carga diaria para el conductor serían mayores que las generalmente consideradas adecuadas para una operación confiable.

A continuación se describen las tensiones de trabajos máximas para las diferentes condiciones de temperaturas y cargas las cuales invariablemente deben respetarse.

1. La tensión de trabajo final en las condiciones más críticas que son con hielo y a una temperatura de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ con viento, no debe exceder el 40 % de la tensión de ruptura del cable.
2. La tensión de trabajo inicial en las condiciones de una temperatura de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ sin viento, no debe exceder el 33% de la tensión de ruptura del cable.
3. La tensión de trabajo final en las condiciones de una temperatura de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ sin viento, no debe exceder el 25% de la tensión de ruptura del cable.
4. La tensión de trabajo final en las condiciones de una temperatura de $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ sin viento, no debe exceder el 20% de la tensión de ruptura del cable. En zonas frías se toma una temperatura de $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Determinación del parámetro adecuado

El conductor de una línea de alta tensión se comporta mecánicamente hablando, como un elemento sometido a tensión y sostenido en sus dos extremos. Si suponemos que el peso del conductor es uniforme a lo largo de toda su longitud, éste forma una catenaria como se muestra a continuación:

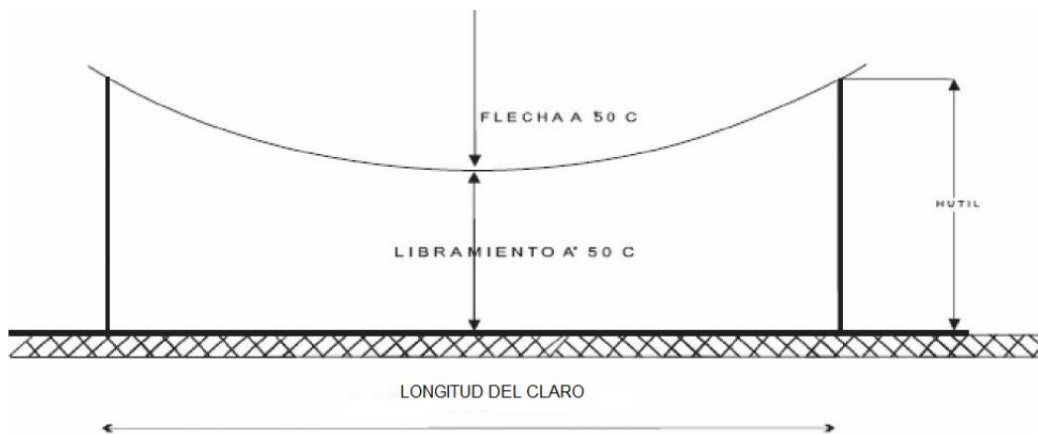


Fig. 5.12 Flecha y claro entre dos estructuras

Por razones de seguridad, se definen las separaciones mínimas de los conductores con respecto al suelo, carreteras, ferrocarriles, otras líneas, entre otros. Bajo las condiciones más variadas (temperatura, viento o carga de hielo).

Los límites de tracción de los conductores son verificados por razones operacionales para garantizar que la línea de alta tensión sea suficientemente resistente bajo cargas de hielo, tomados, ventarrones y prevenir o impedir salidas de la línea.

Estos límites de tracción de los cables conductores son también verificados por condiciones económicas. Una selección adecuada de esfuerzos y consecuentemente también de flechas, hace posible calcular los pesos y los costos preliminares de torres y cimentaciones. Conociendo las flechas y tensiones que han sido calculadas correctamente, no hay necesidad de aplicar factores excesivos de seguridad y el costo de la línea de alta tensión puede ser conservado dentro de lo razonable.

Cálculo de las curvas de tensión máxima y libramiento (frío y caliente). El cálculo de las tensiones y del parámetro para obtener estas curvas, se realiza por medio de la ecuación de cambio de estado, utilizando los programas especializados

La curva fría es aquella que se calcula bajo las condiciones climatológicas críticas de frío y en condiciones iniciales para obtener la flecha mínima de los cables, la cual es utilizada para verificar que los cables no tiendan a ocupar posiciones superiores a la de sus puntos de sujeción, lo que ocasionaría fuerzas de levantamiento en las cadenas de suspensión, así como el balanceo de las cadenas de aisladores.

Las condiciones iniciales y climatológicas establecidas para obtener la flecha mínima, son las siguientes:

Temperatura del cable:	-10 °C
Presión del viento:	0 kg/m ²
Capa de hielo:	0 mm
Condiciones iniciales:	Módulo de Elasticidad Inicial

Tabla. 5.6 Condiciones iniciales para obtener la flecha fría mínima

La tensión y parámetro para graficar esta curva en las condiciones antes mencionadas, se obtiene por los programas especializados para diseño de líneas de alta tensión, encontrando que para el parámetro a 50 °C obtenido en el punto anterior, la tensión a 0 °C será de 1950 kg, con la cual conociendo los demás datos y por medio de la fórmula siguiente se determina la curva fría del conductor.

$$F = \frac{T}{W} \left[\frac{e^{\frac{WL}{2T}} + e^{\frac{WL}{2T}}}{2} \right] \quad \text{Ec. 5.39}$$

||

Donde:

F= Flecha para el claro deseado, en metros

L= Claro deseado en metros

T=Tensión del conductor en el estado de la curva que se va a calcular en kg

W= Pero propio del conductor en kg/m

Curva caliente. La curva caliente es aquella que se calcula bajo las condiciones climatológicas críticas de calor y en condiciones finales para obtener la flecha máxima de los cables, la cual es utilizada para realizar la localización de las estructuras en el perfil y verificar que los cables tenga un libramiento mínimo, especificado en la tabla (---).

Las condiciones finales y climatológicas críticas establecidas para obtener la flecha máxima, son las siguientes:

Temperatura del cable:	50 °C
Presión de Viento:	0 kg/m
Capa de hielo:	0 mm
Condiciones Finales:	Módulo de Elasticidad Final

Fig. 5.7 Condiciones iniciales para obtener la flecha caliente mínima

Dado que este parámetro es el determinado como adecuado para la localización de las estructuras, esta curva se grafica aplicando la fórmula que a continuación se indica o con los programas especializados para diseño de líneas de alta tensión, en los cuales únicamente se solicitan los datos del parámetro, las distancias a graficar y el intervalo de distancias.

$$F = \frac{T}{W} \left[\frac{e^{\frac{WL}{2T}} + e^{\frac{WL}{2T}}}{2} \right] - 1 \quad \text{Ec. 5.40}$$

Donde:

F= Flecha para el claro deseado, en metros

L= Claro deseado en metros

T=Tensión del conductor en el estado de la curva que se va a calcular en kg

W= Pero propio del conductor en kg/m

Plantilla. La forma de la plantilla está basada en el hecho de que cuando son instalados los conductores, las tensiones horizontales deben ser iguales en todos los claros de cualquier longitud, tanto a nivel como inclinados de un tramo, siempre y cuando las cadenas de aisladores están a plomo.

Para obtener los valores para graficar las curvas, los valores de la flecha deben ser calculados para claros más grandes que el claro normal. Lo cual se hace utilizando las fórmulas de curva fría y caliente.

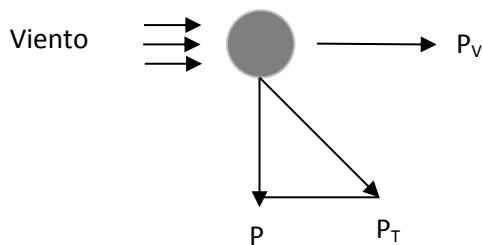
Las curvas de la plantilla (fría u caliente) se calculan normalmente para valores de claros de 20 hasta 1000 m en incrementos de 40 m, lo cual permite realizar la localización de estructuras en colinas con laderas escarpadas o verificar el levantamiento de los cables en estructuras localizadas en colinas con laderas escarpadas o verificar el levantamiento de los cables en estructuras localizadas en hondonadas.

Las curvas que se calculan y grafican, son las curvas de libramiento (50 °C, sin viento y condiciones finales), Curva fría (-10 °C, sin viento, condiciones iniciales) del conductor, así como para la curva fría (-10 °C, sin viento, condiciones iniciales) del cable de guarda.

5.5 Cálculo de tensiones

Para definir las tensiones que debe tener el cable cuando se realiza el tendido, los cálculos se hacen sin viento, sin hielo, para diferentes temperaturas y considerando el módulo de elasticidad inicial a partir de la tensión máxima en el conductor con módulo de elasticidad final, esto es, temperatura mínima con viento máximo sin hielo, o temperatura mínima con hielo y viento reducido.

Acción del viento



$$P_T = \sqrt{P^2 + P_V^2} \quad \text{Ec. 5.41}$$

Donde:

P_T = Peso total del cable

P = Peso del cable

P_V =Peso del viento

Tenemos que:

P = 1624 kg/m

||

Diámetro es mayor que 16 mm, $P_V = 0.05 D$

$D = 28.14 \text{ mm}$

$P_V = 1.407$

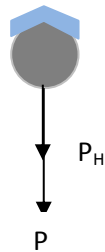
$$P_T = \sqrt{(1624 \text{ kg/m})^2 + (1.407)^2}$$

$$P_T = 1624.0006 \text{ kg/m}$$

Fuerza del viento por unidad de longitud	
Diámetro	P_V (kg/m) D (mm)
$D \leq 16 \text{ mm}$	$P_V = 0.06 D$
$D > 16 \text{ mm}$	$P_V = 0.05 D$

Tabla 5.8. Fuerza del viento por unidad de longitud

Acción del hielo



$$P_T = P + P_H$$

Ec. 5.42

Donde:

P_T = Peso total del cable

P = Peso del cable

P_H = Peso del hielo

Tenemos que:

$P = 1624 \text{ kg/m}$

$P_H = 0$

$$P_T = 1624 \text{ kg/m}$$

Coefficiente de sobrecarga

$$m = \sqrt{\frac{P^2 + (P_V \cdot d_c)^2}{P^2}}$$

Ec. 5.43

||

Donde:

P= Peso del cable sin o con hielo

P' = Peso del cable sin hielo (kg/m)

Pv=Peso del viento sobre el cable (en kg/m) sin o con hielo

dc= Diámetro del conductor en m

Tenemos que:

P= 1624 kg/m

P' = 1624 kg/m

Pv= 1624.0006 kg/m

dc= 0.02814 m

$$m = \sqrt{\frac{(1624)^2 + ((1624.0006) * (0.02814))^2}{(1624)^2}}$$

$$m = 1.00039$$

Ecuación de cambio de estado

La ecuación de cambio de estado para cálculo de tensiones finales es:

$$T'^2(T' + M) = N \quad \text{Ec. 5.44}$$

ó

$$T'^2 \left[T' + \frac{k_f m^2 CR^2}{T^2} + k'_f (\theta' - \theta) - T \right] = k_f m'^2 CR^2 \quad \text{Ec. 5.45}$$

Con:

$$k_f = \frac{W^2 E_f}{24} \quad \text{y} \quad k'_f = \alpha E_f$$

Donde:

W= Peso específico del cable (kg(m/mm²))

E_f= Módulo de elasticidad final (kg/mm²)

α =Coeficiente de dilatación del cable (°C)

T= Tensión en (kg/mm²)

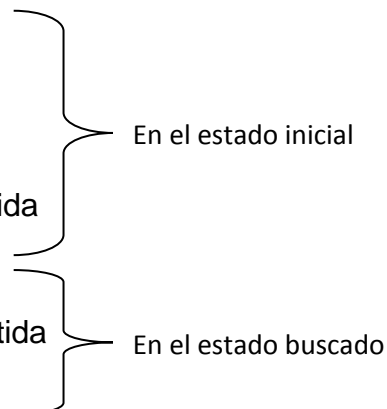
θ = Temperatura en °C en condiciones de partida

m= Coeficiente de sobrecarga

T= Tensión en (kg/mm²)

θ' = Temperatura en °C en condiciones de partida

m' = Coeficiente de sobrecarga



||

CR=Claro (m)

Cálculo en condiciones de control (Condiciones propuestas)

Temperatura de control:	50 °C
Parámetro supuesto a 50 °C:	1500 m
Claro base:	400 m
Flecha a 50 °C (para claro base):	14 m

Cálculo de constantes, esfuerzo y coeficiente de sobrecarga en condiciones de control del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control.

$$P = \frac{H}{P_C} \quad \text{Ec. 5.46}$$

Donde:

P= Parámetro supuesto (1500 m)

Pc=Peso del cable (16.24 kg/m)

Tenemos que:

H= Tensión en condiciones iniciales

$$H = 24390 \text{ N}$$

El esfuerzo en el cable será:

$$T = \frac{H_1}{A} \quad \text{Ec. 5.47}$$

Donde:

T= Tensión en (kg/m)

H₁= Tensión en condiciones iniciales (24390 N)

A=Área de la sección total (468.5 mm²)

$$T = \frac{24390 \text{ N}}{468.5 \text{ mm}^2}$$

$$T = 52.05 \text{ N/mm}^2$$

Buscamos el peso unitario del cable:

||

$$\gamma = \frac{P_c}{A} \quad \text{Ec. 5.48}$$

Donde:

γ = Peso unitario del cable (N/m-mm²)

P_c = Peso del cable (16.24 kg/m)

A = Área de la sección total (468.5 mm²)

$$\gamma = \frac{(16.24 \frac{kg}{m})}{468.5 \text{ mm}^2}$$

$$\gamma = 0.03466 \text{ N/mm}^2$$

Se busca el coeficiente de dilatación lineal del cable:

$$k_i = \frac{\gamma^2 E_i}{24} \quad \text{Ec. 5.49}$$

Donde:

k_i = Coeficiente de dilatación lineal

γ = Peso unitario del cable (0.03466 N/m-mm²)

E_i = Módulo de elasticidad final del cable (71.565e+3 N/mm²)

$$k_i = \frac{(0.03466)^2 (71565)}{24}$$

$$k_i = 3.58$$

Buscamos el coeficiente de dilatación final con la siguiente fórmula:

$$k'_i = \alpha * E_i$$

Donde:

k'_i = Coeficiente de dilatación final

α = Coeficiente de dilatación lineal inverso (1.74 E-5 /°C)

E_i = Módulo de elasticidad final del cable (71.565 E+3 N/mm²)

$$k_i = (1.74 \text{ E} - 5 / ^\circ\text{C})(71565 \text{ E} + 3 \text{ N/mm}^2) \quad \text{Ec. 5.50}$$

$$k_i = 1.24$$

Sustituyendo valores en la ecuación 5.51 tenemos:

||

$$M = k_i \left(\frac{m * CR}{T} \right)^2 - T + k'_i(\theta' - \theta)$$

$$M = 3.58 \left(\frac{(1.00039)(400)}{52.05 \text{ N/mm}^2} \right)^2 - 52.05 \frac{\text{N}}{\text{mm}} + 1.24(50 - 50)$$

$$M = 161.02$$

Tomando en cuenta que los coeficientes de sobrecarga son iguales, no se considera la sobrecarga del viento, por lo que se sustituyen los valores en la ecuación 5.52, tenemos que:

$$N = k_i(CR * m)^2$$

$$N = 3.58(400 * 1)^2$$

$$N = 572800$$

Se sustituye el valor de M y N en la ecuación 5.44 tenemos que:

$$T'^2(T' + M) = N$$

$$T'^2(T' + 161.02) = 572800$$

Al resolver la ecuación de tercer grado tenemos que:

$$T' = 52.05 \text{ N/mm}^2$$

Por lo tanto, la tensión mecánica a la temperatura indicada será:

$$H_2 = T' * A$$

Ec. 5.51

Donde:

T' =Tensión

A =Área de la sección total (468.5 mm²)

$$H_2 = (52.05 \text{ N/mm}^2)(468.5 \text{ mm}^2)$$

$$H_2 = 24390 \text{ N}$$

Que equivale al **17%** del límite de tensión mecánica en el cable, que es menor al 22% indicado en las bases a temperatura máxima (50 °C), sin viento, sin hielo.

A esta temperatura, el cable tiene los parámetros siguientes:

||

$$P_a = \frac{H_2}{P_C} \quad \text{Ec. 5.52}$$

$$P_a = \frac{24390 \text{ N}}{16.24 \text{ N/m}}$$

$$P_a = 1501 \text{ m}$$

Con una flecha de:

$$f = \frac{CR}{(8 * P_a)} \quad \text{Ec. 5.53}$$

$$f = \frac{(400 \text{ m}^2)}{(8 * 1500 \text{ m})}$$

$$f = 13.3 \text{ m}$$

6. Resultados

Condición Propuesta año 2015

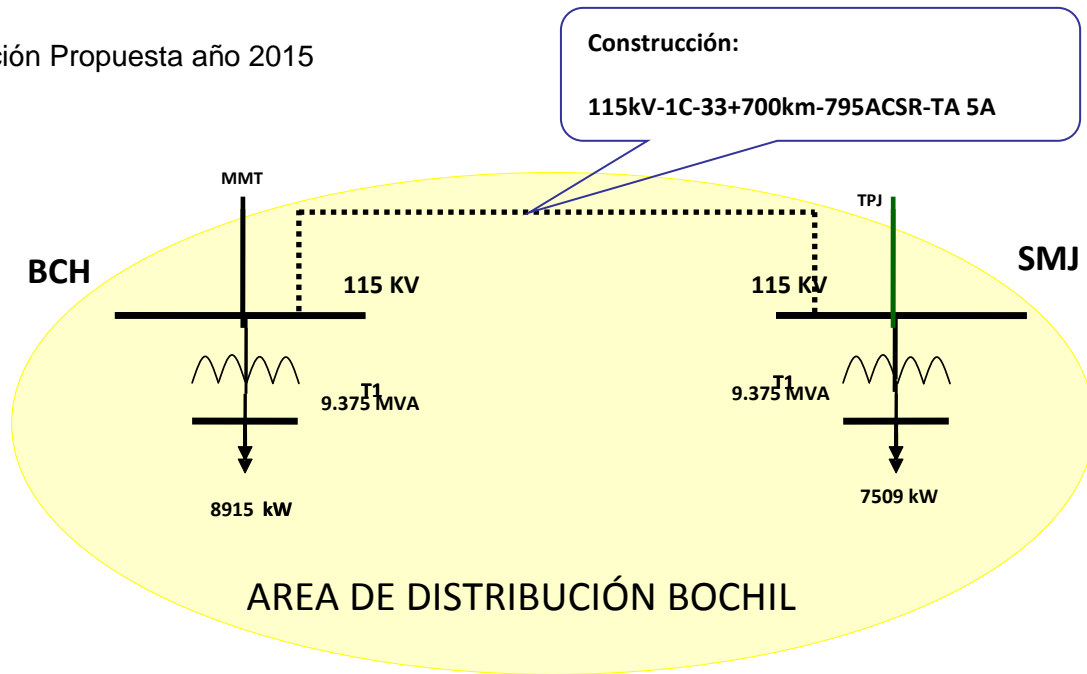


Fig. 6.1 Condición propuesta de línea BCH-SMJ

Tiempo de reposición sin proyecto (hrs.). Se considera un tiempo de 12 horas sin proyecto debido a que no se cuenta con otra línea de respaldo ya que son subestaciones radiales.

Tiempo de reposición con proyecto (hrs.) Se considera un tiempo de cero horas, ya que al contar con el anillo para las subestaciones, no se produce interrupción.

Pérdidas de potencia sin proyecto (KW). Se efectúan estudios de flujos de carga del sistema de alta tensión del área de estudio en las condiciones que se tendrán en el año, que para este caso es el 2014, en que se propone la entrada en operación de la línea en proyecto, a través del simulador PSSE. Los valores de pérdidas de potencia son del orden de 4681.13 KW.

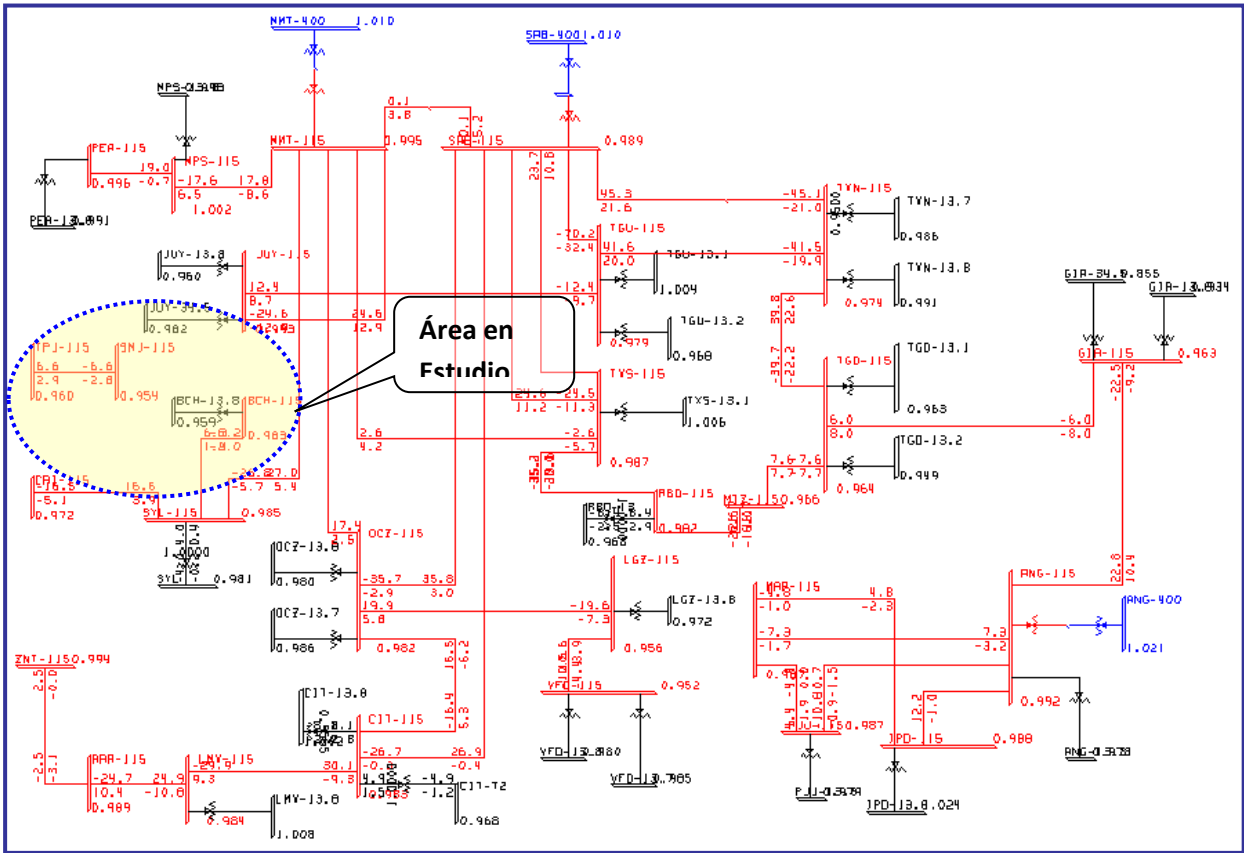


Fig. 6.2 Condiciones sin proyecto.

Pérdidas de potencia con proyecto (KW). Se efectúan estudios de flujos de carga del sistema de alta tensión del área de estudio en las condiciones que se tendrán en el año, que para este caso es el 2014, en que se propone la entrada en operación de la línea en proyecto, a través del simulador PSSE.

Es importante señalar que para definir el trazo de la línea subtransmisión eléctrica se tomaron en cuenta, entre otros aspectos, que la misma tuviera su recorrido en zonas totalmente deforestadas, procurando en todo momento la mínima afectación.

Características particulares del proyecto

Tensión. La tensión de transporte de la línea de subtransmisión será de 115 KV por lo que la línea de eléctrica es de Alta Tensión.

Zona de carga mecánica. Las cargas minimizas a emplear en los cálculos de la línea aérea serán las siguientes:

Temperatura mínima: -10 °C

Velocidad de viento: 20 km/h

Hielo: NO

Presión del viento sobre el cable: 70 kg/m²

Presión del viento sobre torre: 105kg/m²

Configuración. La configuración del tramo corresponde será en anillo con conductor ACSR/ 795 AWG en un circuito simple.

Características de la instalación

Torres. Dado que el diseño de estas torres es para una velocidad normal de viento menor a 120 km/h, su uso es recomendado para zonas que no tienen influencias de vientos fuertes. Las torres a utilizar en la construcción de la Línea Aérea serán del tipo autosoportadas diseño anterior. Con las siguientes condiciones:

Cable de guarda AG 5/16 A.R.

Presión de viento en cables 70 kg/m²

Conductor: ACSR 795 MCM DRAKE

En este tipo de torres los conductores se encuentran suspendidos de las ménsulas mediante cadenas de aisladores, están diseñadas para soportar el peso de los conductores y la acción del viento sobre ellos y sobre la misma torre (ver Anexo 4). Se utilizarán las siguientes estructuras y elementos

Estructura de suspensión. Estructura de la Línea de Alta Tensión que se diseña para soportar exclusivamente las cargas debidas al peso de cables, herrajes, accesorios, y la acción del viento y sismo.

Estructura de deflexión. Estructura de la Línea de Alta Tensión que se diseña para resistir, además de las cargas antes mencionadas, los esfuerzos producidos durante la construcción y el montaje, eventual rotura de cables y cambios de dirección en el trazo de la línea.

Estructura de remate. Estructura de la Línea de Alta Tensión que está sujeta a grandes cargas permanentes horizontales debidas a la tensión mecánica no compensada de los cables, en adición a las mencionadas.

Herrajes y accesorios. Herrajes (grillete recto, grillete revirado, horquilla bola, horquilla revirada, rotula horquilla, anilla bola, yugo triangular, yugo separador) de acero forjado y convenientemente galvanizados en caliente para su exposición a la intemperie, los cuales cumplen con la Especificación CFE 2H1LT-01 “Herrajes para líneas de transmisión”.

Grapas de remate del tipo PAL19 para un diámetro de cable entre 19.1 y 34 mm, compuestas por un manguito que se comprime contra el cable, de acuerdo con la Especificación CFE 2C500-68 “Grapas de aluminio para suspensión y remate”.

Grapas de suspensión del tipo SAL23 para un diámetro de cable entre 22.8 y 35.3 mm, compuestas por un manguito de neopreno en contacto con el cable y varillas preformadas que suavizan el ángulo de salida del cable, de acuerdo con la Especificación CFE 2C500-68 “Grapas de aluminio para suspensión y remate”.

Contrapesos. En el caso de que por desniveles en los vanos, se produzcan importantes pérdidas de peso, se colocarán los contrapesos necesarios para compensar y limitar los desvíos de cadena correspondiente.

Empalmes y conexiones. Los empalmes asegurarán la continuidad eléctrica y mecánica en los conductores, debiendo soportar sin rotura ni deslizamiento del conductor el 90% de su carga de rotura; para ello se utilizarán bien manguitos de compresión o preformados de tensión completa.

La conexión sólo podrá realizarse en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de conductores realizadas en el bucle entre cadenas de amarre de un apoyo, pero en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor. Se utilizarán uniones de compresión o de tipo mecánico (con tornillo).

Las conexiones, que se realizarán mediante conectores de apriete por cuña de presión o petacas con apriete por tornillo, asegurarán la continuidad eléctrica del conductor, con una resistencia mecánica reducida.

Cimentaciones. Tanto la excavación del terreno como las cimentaciones deberán cumplir la norma CFE JA100-64 “Cimentaciones para estructuras de Líneas de Transmisión”, tomando un grado de comprensibilidad del terreno de 10 kg /cm³, y habiéndose considerado que en la fase de ejecución de las obras se asegure que esta cimentación de todos los apoyos recaiga sobre la roca sana.

Las fijaciones de los apoyos al terreno, se realizarán mediante cimentaciones constituidas por un dado de hormigón en masa, de una dosificación de 200 kg/m³ y una resistencia mecánica de 125 kg/m². Cada bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 20 cm, formando zócalos con objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones. Dichos zócalos terminarán en punta de diamante para facilitar así mismo la evacuación del agua de lluvia.

Puesta a tierra. Las puestas a tierra de los apoyos se realizarán teniendo presente lo que al respecto se especifica en la norma CFE 00JL0-28 “Redes de tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 a 400 kV”, las cuales podrán efectuarse por medio de los dos sistemas siguientes:

Electrodo de difusión. Se dispondrán en dos patas de las torres situadas en una misma diagonal, picas de acero cobreado de 2 m de longitud y 16 mm de diámetro unidas mediante grapas de fijación y cable de cobre desnudo al montante del apoyo, con el objeto de conseguir una resistencia de paso inferior a 20 ohmios.

Anillo difusor. Cuando se trate de un apoyo frecuentado se realizará una puesta a tierra en anillo alrededor del apoyo, de forma que cada punto del mismo quede distanciado 1 m como mínimo de las aristas del macizo de cimentación.

Señalización. Todos los apoyos irán provistos de una placa de señalización en la que se indicará el número del apoyo (correlativos), tensión de la línea (115 KV), símbolo de peligro eléctrico y logotipo de la empresa, este último a nivel opcional.

Protecciones. Para la protección contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y puestas a tierra se dispondrán en las Subestaciones Transformadoras los oportunos elementos como lo son interruptores automáticos, relés, entre otros.

Presupuesto de obra. El presupuesto de obra del siguiente proyecto, se consideró bajo las siguientes condiciones:

Línea de Subtransmisión de 115 kV con calibre de conductor 795 ACSR de Aluminio tipo aéreo, 1 circuito, ambiente tipo normal para terreno abrupto.

Reporte de materiales

Comisión Federal de Electricidad				Fecha:	2015.04.30
SIAD	Reporte de materiales línea de subtransmisión 115 kV Bochil-Simojovel			Hora:	07:59 p.m.
No. de Modulo: 469				Nivel:	6-A-7
Tipo:	COSTO POR KILOMETRO DE LINEA DE SUBTRANSMISION (ÁREA NORMAL) 115 KV				Pag. 1
Descripción:	115kV-1C-1km-795 ACSR-TA (RURAL) TERRENO ABRUPTO				
<i>Código</i>	<i>Descripción</i>	<i>U.M.</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Precio U. \$</i>	<i>Importe \$</i>
8907	AISLADOR 27SVC111 (10SVC25)	PZ	60.00	180.00	10800.00
8907	AISLADOR 27SVC111 (10SVC25)	PZ	63.00	180.00	11340.00
67212	AISLADOR 27SVC111C	PZ	21.00	255.00	5355.00
8714	CABLE ACSR 795	KG	5295.00	45.00	238275.00
A34J040A21	CABLE AG 8 (5/16)	KG	315.00	33.00	10395.00
12232	CALAVERA Y OJO 113 (25)	PZ	9.00	16.40	147.60
12232	CALAVERA Y OJO 113 (25)	PZ	9.00	16.40	147.60
3238	CONECT.P/VARILLA 5/8	PZ	12.00	9.60	115.20
3238	CONECT.P/VARILLA 5/8	PZ	4.00	9.60	38.40
389	CONECTADOR BIPARTIDO S2	PZ	3.00	27.13	81.39
389	CONECTADOR BIPARTIDO S2	PZ	1.00	27.13	27.13
7432	CONECTADOR CABLE A SOLERA N	PZ	5.00	81.05	405.25
7432	CONECTADOR CABLE A SOLERA N	PZ	15.00	81.05	1215.75
11053	ELECTRODO SISTEMA TIERRAS	PZ	4.00	81.05	324.20
11053	ELECTRODO SISTEMA TIERRAS	PZ	12.00	81.05	972.60
176057	FIERRO ESTRUCTURAL P/TORRE 1 CIRC. 115	KG	11094.00	39.00	432666.00
176057	FIERRO ESTRUCTURAL P/TORRE 1 CIRC. 115	KG	6865.00	39.00	267735.00
10762	GRAPA SUSPENSION SAL 32	PZ	3.00	391.42	1174.26
279388	HORQUILLA BOLA CAT-BC-30	PZ	9.00	78.97	710.73
279388	HORQUILLA BOLA CAT-BC-30	PZ	9.00	78.97	710.73
LT00000001	REMATE P ACSR 1113	PZ	6.00	1842.97	11057.82
297	REMATE P AG8	PZ	2.00	27.00	54.00
1712	SISTEMA DOBLE REMATE P A 5/16	JG	3.00	80.62	241.86
				Subtotal: \$ 993990.52	
				Costo Total de Materiales: \$ 993990.52	

Tabla 6.2 Presupuesto de materiales

	Comision Federal de Electricidad				Fecha:	2015.04.30
SIAD	Reporte de Mano de Obra línea de subtransmisión 115 kV Bochil-Simojovel				Hora:	08:03 p.m.
No. de Modulo:						
Tabla:	COSTO POR KILOMETRO DE LINEA DE SUBTRANSMISION (AREA NORMAL) 115 kV					
Descripcion:	115kV-1C-1km-795 ACSR-TA (RURAL) TERRENO ABRUPTO					
UPI						
Renglon	Descripcion	U.M.	Cantidad	Precio U. \$	Importe \$	
	MANO DE OBRA SUBUPIUPI50-20	PZ	3,00	285675,00	857025,00	
	MANO DE OBRA SUBUPIUPI50-23	PZ	1,00	365015,00	365015,00	
	MANO DE OBRA SUBUPIUPI55-13	PZ	3,00	25499,94	76499,82	
	MANO DE OBRA SUBUPIUPI56-06	PZ	1,00	12647,41	12647,41	
				Subtotal:	1311187.23	
	Costo Total Mano de Obra: \$				1311187,23	

Tabla 6.3 Presupuesto de mano de obra

	Comision Federal de Electricidad				Fecha:	2015.04.30
SIAD	Reporte de Módulo línea de subtransmisión 115 kV Bochil-Simojovel				Hora:	08:03 p.m.
No. de Modulo:						
Tabla:	COSTO POR KILOMETRO DE LINEA DE SUBTRANSMISION (AREA NORMAL) 115 kV					
Descripcion:	115kV-1C-1km-795 ACSR-TA (RURAL) TERRENO ABRUPTO					
UPI						
Renglon	Descripcion	Precio \$	Distancia Km	Gastos indirectos \$	Totales \$	
	Material y equipo	993990.52	33.700	104369.00	37014715.82	
	Mano de obra	1311187.23	33.700	137674,00	48826645.69	
	Conexión	8249.45	33.700	866,19	307197.06	
	Supervisión	92744.00	33.700	9738,12	3453647.44	
				Subtotal:	89602206.02	
	Costo Total Mano de Obra: \$				89602206.02	

Tabla 6.4 Presupuesto total de obra

7. Conclusiones

Para finalizar, se cumple con el objetivo que se pretendía de modo satisfactorio. Puesto que se logró diseñar una red de subtransmisión aérea de 115 kV que permita lograr instalaciones eficientes que requieren mínimo de mantenimiento. Esto gracias a las especificaciones de diseño con las que cuenta Comisión Federal de Electricidad.

Las líneas de transmisión son parte primordial del Sistema Eléctrico Nacional de nuestro país y constituyen el medio para transportar la energía eléctrica hacia distintos puntos, esto en conjunto con la subestaciones. Con esto, el sistema diseñado en anillo, resulta conveniente debido a la flexibilidad operativa y mejoras constantes en la calidad del suministro eléctrico, aportando continuidad y mayor confiabilidad en el servicio.

De acuerdo a las especificaciones de diseño de CFE, se cumple con los resultados del proyecto. La línea se encuentra ubicada en un lugar favorable, cerca de los accesos y vías de comunicación, evitando en algunas partes terrenos de cultivo, así como zonas donde existe problemática social.

Al realizar el levantamiento topográfico, se seleccionaron las estructuras que cumplieran con las distancias de seguridad requeridas y que respondieran a las exigencias de los ángulos de deflexión de la ruta. Se usarán torres de acero en su mayoría, pero cuando esta atraviesa cultivos se busca que el ancho de servidumbre sea mínimo, por lo que se usaran postes tipo H debido a que causan menos afectación, reduciendo el costo de la zona de servidumbre.

Del mismo modo, el conductor y el cable de guarda cumple con las exigencias mecánicas al cumplir en todos los casos, las hipótesis de carga de los conductores en diferentes condiciones. Por lo que, en el diseño de la línea se cumplen con las especificaciones.

8. Referencias Bibliográficas

- [1] Comisión Federal de Electricidad, “Construcción de Línea de Subtransmisión TXS-73R20-RDB TXS-RDB 115 KV-1C-6+800KM-1113 ACSR-TA-2A”, CFE, 2011.
- [2] Comisión Federal de Electricidad, “Diseño de Línea de Subtransmisión TGU-MTZ 115 KV-2C-3+180 KM-506.7 MM² AL-XLP”, CFE, 2014.
- [3] Jiménez León Pedro de Jesús, “Diseño de Línea de Subtransmisión 115 kV Subestaciones Eléctricas Villaflores-Independencia”, ITTG, Chiapas, México, 2015.
- [4] Comisión Federal de Electricidad, “Construcción de Línea de Subtransmisión 115 kV Subestaciones Eléctricas Ocozocoautla-Cintalapa”, CFE, México.
- [5] Comisión Federal de Electricidad, “Construcción de Línea de Subtransmisión 115 kV Subestaciones Eléctricas Cintalapa-Arriaga”, CFE, México.
- [6] Aaron García López, Julio César Rodríguez López, “Cálculo de la tensión mecánica y parámetro del Cable Conductor y Cable de Guarda para el Diseño de Líneas de Transmisión por Medio de la Ecuación de Cambio de Estado”, IPN, México, D.F., 2010.
- CFE Comisión Federal de Electricidad. Diseño de líneas de transmisión y subtransmisión. Especificación CFE DCDLTA01.
- CFE Comisión Federal de Electricidad. Estudios Geotécnicos para estructuras de líneas de subtransmisión. Especificación CFE C0000-43.
- CFE Comisión Federal de Electricidad. Torres para líneas de Transmisión y Subtransmisión. Especificación CFE J1000-50.
- CFE Comisión Federal de Electricidad. Aisladores de suspensión sintéticos para tensiones de 13.8 KV a 138 KV.
- CFE Comisión Federal de Electricidad. Derecho vía. Norma de referencia NRF-014-CFE.

- CFE Comisión Federal de Electricidad. Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).
- LGEEPA-2000. Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.
- IEE-691 Guía para la estructura de transmisión de diseño de la cimentación y pruebas.
- Tejedor Alonso Victor M., “Simulador para Cálculos Eléctricos y Mecánicos de Líneas Aéreas de A.T.”, Leganés, Madrid, Febrero, 2012.

9. Anexos

ANEXO 1. Normatividad aplicable

NOM-001-SEDE Instalaciones Eléctricas (Utilización).

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.

NRF-005-CFE Aisladores de suspensión sintéticos para tensiones de 13,8 kV a 138 kV.

NRF-014-CFE Derechos de Vía.

NRF-015-CFE Requerimientos para la construcción de ductos metálicos, en paralelo y en cruces, con Líneas de Transmisión de 115 kV o mayores.

NRF-017-CFE Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).

NRF-018-CFE Aisladores tipo suspensión de porcelana o de vidrio templado.

NRF-042-CFE Señalización de Líneas de Transmisión aéreas y subterráneas (cables de potencia), para la inspección aérea, tráfico aéreo, marítimo y terrestre.

NRF-043-CFE Herrajes y conjuntos de herrajes para Líneas de Transmisión Aéreas con tensiones de 115 kV a 400 kV.

NRF-044-CFE Aisladores de suspensión sintéticos para líneas de transmisión en tensiones de 161 kV a 400 kV.

NRF-058-CFE Amortiguadores de vibración para líneas de transmisión aéreas con tensiones de operación de 69 kV hasta 400 kV.

CFE 00J00-52 Red de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en construcción.

CFE C0000-15 Concreto para la construcción de estructuras y cimentaciones de subestaciones eléctricas de potencia y líneas de transmisión.

CFE C0000-42 Sistema de anclaje en roca y/o suelo para estructuras de líneas de transmisión y subestaciones.

CFE C0000-43 Estudios geotécnicos para estructuras de Líneas de Transmisión.

CFE E0000-18 Cables de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero con recubrimiento de aluminio soldado (ACSR/AS).

CFE E0000-21 Cable de guarda con fibras ópticas.

||

CFE E0000-22 Cables de guarda.

CFE JA100-64 Cimentaciones para estructuras de Líneas de Transmisión.

ANEXO 2. Torres de acero autoportadas

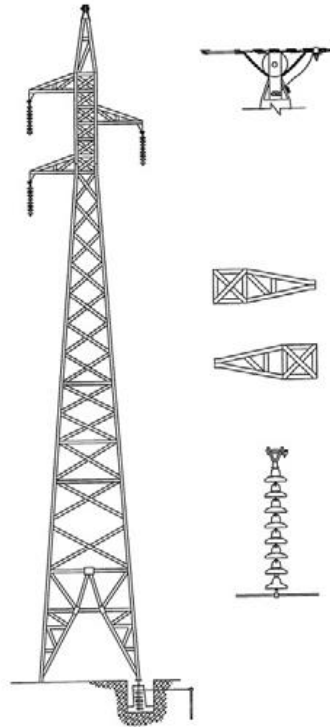


Fig. 3.2 Torre TAS de suspensión

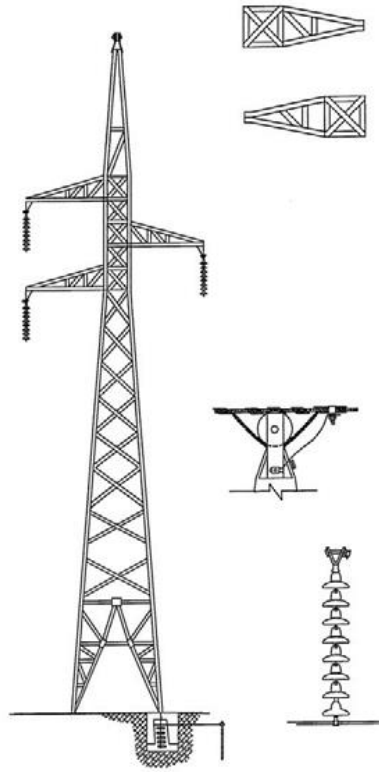


Fig. 3.2.1 Torre TASG de suspensión

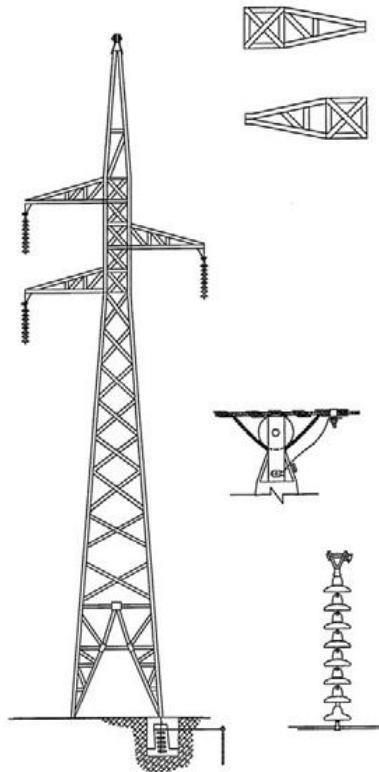


Fig. 3.2.2 Torre TASP de suspensión claros largos

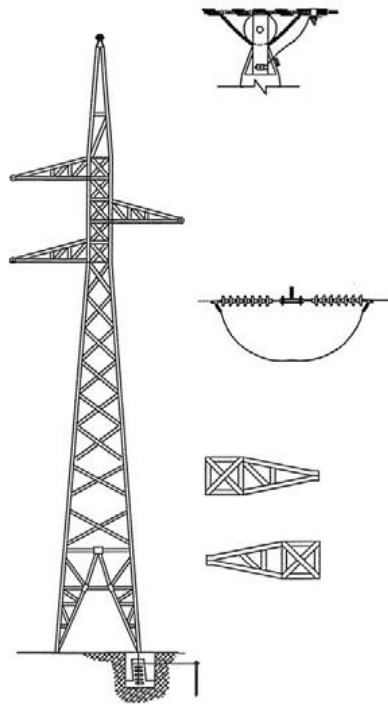


Fig. 3.2.3 Torre TADP 30°

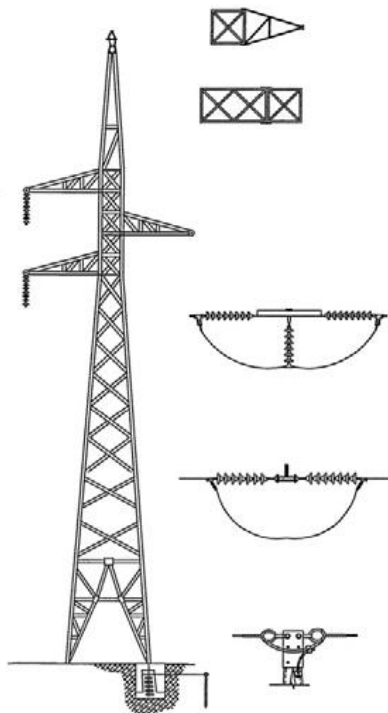


Fig. 3.2.4 Torre TADP 60°

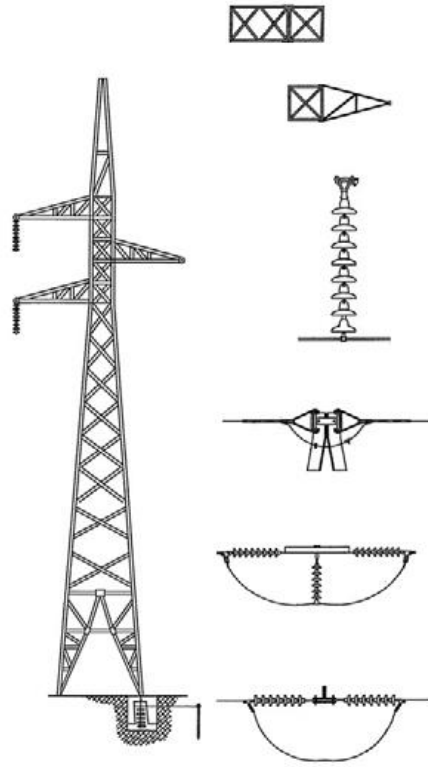


Fig. 3.2.5 Torre TARP30°

Anexo 3. Evaluación económica de proyectos de inversión

Evaluación económica de proyectos de inversión (EEPRI rev.8.0.3)

Descripción: LINEA AT BCH-SMJ (NUEVA)
 Formato: Lineas AT - Anillo
 Tipo de evaluación: Especifica Clave EEPRI: DK040830E-1
 No. de proyecto: 30 Alternativa económica: 1
 Año de variables: 2008 Area de influencia: 8 - CENTRAL CFE
 Inversión (miles \$): 44 495 Soluciona problemas de: Caída de tensión

Insumos para el cálculo de beneficios de:

Insumos para el cálculo de beneficios en alta tensión

Demanda máxima coincidente del sistema al entrar en operación el proyecto (kW): 11 974
 Demanda máxima perdida en caso de falla sin proyecto (kW):..... 7 625

		sin proyecto	con proyecto
Factor de carga (P.U.):	0,53	Capacidad instalada (kW) 7 900,0	26 700,0
Factor de pérdidas (P.U.):	0,318	Pérdidas potencia (kW) 4 681,1	2 803,9
Tasa de crecimiento (P.U.):	0,04	Tiempos reposición (hrs) 12,0	0,0

Año de saturación energía no servida: 1 Año de saturación energía incremental: 20

Costos marginales y precios medios

Costo operación y mantenimiento (%): 0,01 Precio energía no servida (\$/kWh): 15,60

Alta tensión

Costo marginal potencia (\$/kW): 1 241 Costo marginal energía (\$/kWh): 0,56072
 Cto. energ. aguas arriba (\$/kWh): 0,52592 Cto. energ. aguas abajo (\$/kWh): 0,09105
 Precio medio de la energía (\$/kWh): 1,27460

Resultados, Costos y Beneficios al primer año

	Energía (MWh/año)	Costos (miles \$)	Beneficios (miles \$)
Operación y mantenimiento		445,0	
Energía incremental AT	21 138,5		35 524,1
Energía incremental aguas arriba		11 117,2	
Energía incremental aguas abajo		1 924,7	
Energía no servida AT	50,2		783,8
Reducción pérdidas energía AT	5 233,8		2 934,7
	Potencia (MW)		
Reducción pérdidas potencia AT	1,9	2 328,8	
TOTAL		13 486,8	41 571,4

Indicadores Económicos de la Evaluación Económica de CFE al año 30

Benef/Costo : 2,40
 V.P.N. (miles \$): 357 681,46
 TIR (%): 71,51

