



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA BÁSICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE LÍNEAS
DE TRANSMISIÓN

TESIS PROFESIONAL

Para obtener el título de:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTAN:

KARLA ESMERALDA ALBARRÁN DÍAZ

LAURA JAQUELINE SANTANDER HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS

M.I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA

Ciudad Universitaria, México Abril 2012.

AGRADECIMIENTOS

A mi Mamá, todo lo que soy es gracias a ti, este logro es fruto de todo tu esfuerzo, amor y atención que nos has dado a mi hermano y a mí. Gracias por apoyarme durante toda mi carrera y por enseñarme a ser responsable día tras día, con tu gran ejemplo, desde que era una pequeña.

Tú nos has guiado por este enorme camino y lo has hecho de una forma magnífica, gracias por dedicarme tu vida entera. Te amo.

Papá gracias por tu amor incondicional, este libro es para ti como una pequeñísima muestra del gran amor que te tengo. Eres el mejor Papá del mundo y mi gran ejemplo a seguir.

Gracias por inspirarme cada uno de esos días que sentí no encontrar la solución a algún problema, gracias también por las enseñanzas y la fe que me has brindado y sobre todo por tu enorme paciencia. Para ti con todo mi cariño.

A mi hermano, por cuidarme y protegerme desde que éramos niños, gracias por todo tu apoyo y también por tu paciencia, yo sé que no ha sido nada fácil y por eso aún lo reconozco, eres un gran hermano y un súper ejemplo. ¡Gracias por todo! ¡Te amo hermano!

A César, gracias por tu compañía, tus enseñanzas, por entenderme y ayudarme siempre, eres increíble. Me siento tan afortunada de tenerte a mi lado. Gracias por hacerme tan feliz, recuerda que ¡Soy tu fan! Te quiero.

Al MI Rodolfo Lorenzo con mucho cariño y admiración, gracias por todos sus conocimientos y orientación que me ha brindado. Me siento muy orgullosa de haber sido su alumna, es el mejor profesor que he tenido en toda mi vida académica. Gracias.

A todos mis amigos que hicieron posible este reto, gracias por su amistad incondicional y por hacer de miles de momentos tan divertidos, entre ellos, mi compañera de Tesis Jaqueline, con la que he compartido todo tipo de historias, buenas, malas, pero siempre juntas. Gracias.

Karla Esmeralda.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por acompañarme siempre y demostrarme su existencia cada día.

A mi Mamá, Clara Hernández Guerra, que siempre me has dado tu apoyo incondicional, por tus consejos, tus valores y amor.

A mi Papá, Julian Santander Lozada, por haberme apoyado en todo momento, por los ejemplos de constancia y responsabilidad, que me han llevado a ser una persona de bien.

Al M.I. Rodolfo Lorenzo Bautista, director de esta tesis, por la orientación, el seguimiento y supervisión continua de la misma.

A la Coordinación de Transmisión y Transformación de CFE y en especial al Departamento de Diseño de Líneas de Transmisión, por su amistad y colaboración en este trabajo. Sin ustedes no hubiera sido posible...

Al Ing. Gonzalo Mendoza Galván, por su tiempo, comprensión y paciencia, por haber guiado el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Claudio Aibar Sánchez, por su paciencia, la motivación y el apoyo recibido a lo largo de mi estancia en CFE.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería que me dieron la oportunidad de formar parte de ellas.

A todos mis compañeros y maestros por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional. Siempre estarán en mis recuerdos.

A mis amigos, por los divertidos momentos fuera de las aulas, y principalmente a mi gran amiga y compañera de Tesis Karla Albarrán Díaz, hemos demostrado ser un buen equipo en el terreno profesional.

A todos ellos, muchas gracias.

Laura Jaqueline.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS..... 2

INTRODUCCIÓN..... 6

OBJETIVO 7

ABREVIATURAS 8

CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO..... 10

1.1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 10

1.1.1. METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN DEL SEN..... 12

1.2. DEFINICIÓN DE POISE 13

1.3. PLANEACIÓN DEL SEN 14

1.3.1. Flujos de potencia de la Red 14

1.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO..... 16

1.4.1. Ubicación dentro del sistema eléctrico 16

CAPÍTULO II: CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO 17

2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA..... 18

2.1.1. Datos geográficos y meteorológicos..... 19

2.1.2. Planos y Croquis..... 20

2.2. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES 21

2.2.1. Estructuras 21

2.2.1.1. TORRES AUTOSOPORTADAS 21

2.2.1.2. POSTES TRONCOCÓNICOS 23

2.2.2. Derecho de vía 25

2.2.2.1. Cálculo del derecho de vía..... 26

2.3. CONDUCTOR AÉREO..... 28

2.3.1. Características Técnicas del Conductor 29

2.4. CABLE DE POTENCIA..... 30

2.4.1. Características Técnicas del Cable de Potencia 32

2.4.2. Conformación del Sistema de Cables de Potencia..... 33

2.5. CABLE DE GUARDA..... 34

2.5.1. Características Técnicas: 34

2.6. CABLE DE GUARDA CON FIBRAS ÓPTICAS INTEGRADAS (CGFO)..... 34

2.6.1. Características Técnicas: 35

2.7. CABLE DIELECTRICO CON FIBRAS ÓPTICAS INTEGRADAS (CDFO) 35

2.8. AISLADORES Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO 36

2.8.1. Aisladores..... 36

2.8.2. Coordinación de Aislamiento..... 37

2.8.2.1. Cálculo de Coordinación de Aislamiento..... 37

2.9. HERRAJES 41

2.10.	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	42
2.10.1.	Términos ambientales	42
2.10.2.	Levantamiento topográfico.....	43
2.10.3.	Datos meteorológicos.....	43
2.10.4.	Estudios de Geotécnica.....	44
2.11.	SISTEMA DE TIERRAS	45
2.11.1.	Diseño del Sistema de Puesta a Tierra para el Tramo Aéreo	46
2.11.1.1.	Cálculo del sistema de tierras para el proyecto LT Volcán Gordo – Altamirano II	47
2.11.1.1.1.	Electrodos de puesta a tierra.....	49
2.11.1.1.2.	Contra-antenas.....	50
2.11.2.	Conformación del Sistema de Tierras	51
2.11.3.	Instalación del sistema de tierras	52
2.11.4.	Diseño del Sistema de Puesta a Tierra para el Tramo Subterráneo	52
2.11.4.1.	CONEXIONES DE LA PANTALLA DEL CABLE	52
2.11.4.1.1.	Conexión en un extremo (Single-Point).....	53
2.11.4.1.2.	Conexión Crossbonding.....	55
2.11.4.1.3.	Conexión en ambos extremos (Both Ends).....	57
CAPÍTULO III: PARÁMETROS ELÉCTRICOS		58
3.1.	OBJETIVO Y UTILIDAD DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS	58
3.1.1.	Definición de parámetros eléctricos	58
3.2.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL CABLE DE POTENCIA	60
3.3.	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	65
3.4.	AMPACIDAD	65
3.4.1.	Metodología	65
3.4.2.	Cálculo de Ampacidad	78
3.5.	CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL CABLE DE POTENCIA.....	90
3.5.1.	CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.....	97
3.6.	CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA.....	98
3.6.1.	Cálculo de Impedancias de Secuencia.....	102
CAPÍTULO IV: PROYECTO ELECTRO-MECÁNICO		107
4.1.	INGENIERÍA DE TENSIONES DE JALADO	107
4.1.1.	Esfuerzos de compresión	107
4.1.2.	Radios mínimos de curvatura	108
4.1.3.	Máxima Tensión de Jalado.....	108
4.1.4.	Metodología para el Cálculo de Tensiones de Jalado	109
4.1.5.	Jalado de cables.....	109
4.2.	CÁLCULO DE TENSIONES DE JALADO.....	110
4.3.	CONFIGURACIÓN DE BANCO DE DUCTOS	117
4.4.	MEMORIA DEL PARÁMETRO PARA CABLE CONDUCTOR.....	120
4.4.1.	Presiones de viento en estructuras	120
4.4.1.1.	Cálculo de Presiones de Viento en Estructuras	122

4.4.2.	Presión de viento sobre componentes de la Línea de Transmisión	125
4.4.2.1.	Cálculo de presiones equivalentes sobre estructuras de soporte	125
4.4.2.2.	Cálculo de presiones equivalentes del viento sobre los cables	127
4.3.	FLECHAS Y TENSIONES	129
4.3.1.	Hipótesis de carga mecánica para diseño de Líneas de Transmisión.....	130
4.3.2.	Cálculo de flechas y tensiones en los cables	130
4.3.3.	Localización de Estructuras.....	150
4.3.3.1.	CÁLCULO DE LA PLANTILLA	150
4.3.3.2.	DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS.....	152
	CONCLUSIONES	153
	BIBLIOGRAFÍA.....	154
	ANEXOS.....	156

INTRODUCCIÓN

En México, el crecimiento económico de algunas zonas geográficas ha traído consigo una creciente demanda de energía eléctrica en el País, de acuerdo a los estudios realizados por la CFE y proyectado para los siguientes 10 años.

Como lo indica el POISE 2010-2024, el pronóstico de la demanda máxima bruta del SIN muestra una tendencia moderada a la alza, similar a la que presenta el PIB.

De 1999 a 2008 la demanda creció 3.5%, para 2009-2024 se espera una tasa media de 3.6%, considerando la crisis mundial financiera que ha afectado el consumo nacional esperado.

En el estado de Guerrero se localiza un área en pleno desarrollo, para lo cual se requiere la construcción de varias subestaciones y líneas de transmisión que hagan llegar la energía eléctrica hasta dicho lugar, tal es el caso del enlace Volcán Gordo- Altamirano, ubicado en ciudad Altamirano.

La CFE ha planeado la construcción de la LT considerando muchos factores como son, inicialmente la selección de la trayectoria, la obra civil que se requiere y el diseño y construcción de ingeniería electromecánica.

En este último punto, se requiere hacer un análisis profundo para la optimización de los recursos, es decir, que sea económicamente viable y seguro. El 90% de la línea será aérea quedando solo un pequeño porcentaje para la línea subterránea.

La transmisión de energía produce pérdidas, tanto técnicas debidas al efecto Joule como humanas, debidas a distintos factores. Es bajo esta filosofía, reducir las pérdidas al máximo y optimizar el uso de la LT, que se llevará a cabo el presente trabajo.

Con la incorporación a la red de nuevas líneas, subestaciones y mejoras a redes de distribución, se han obtenido beneficios: liberación de capacidad instalada, uso racional de la energía, disminución en el consumo de energéticos y reducción de contaminantes a la atmosfera.

OBJETIVO

Establecer y describir los lineamientos y características básicas necesarias en el diseño de una Línea de Transmisión Aérea y Subterránea, así como determinar los requerimientos mínimos para llevar a cabo su futura construcción.

Capítulo I: Descripción del Proyecto

1.1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Se llama **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)** al conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público, en toda la República, estén o no interconectadas. También existe el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que es la porción del SEN que permanece unida eléctricamente.

El sistema eléctrico nacional está conformado por redes eléctricas de transmisión en diferentes niveles de tensión: 400 y 230 (red troncal), 115, 138, 161 y 69 [kV].

La red de transmisión es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas que debido a su función y ubicación, se consideran de importancia vital para el Sistema Eléctrico Nacional.

Para estudios de planificación, el SEN se divide en 9 regiones: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, Baja California, Baja California Sur y Peninsular.

La planeación del SEN, así como el despacho y operación del mismo, tiene como finalidad proporcionar un eficiente suministro de energía eléctrica y cumplir con los siguientes objetivos básicos:

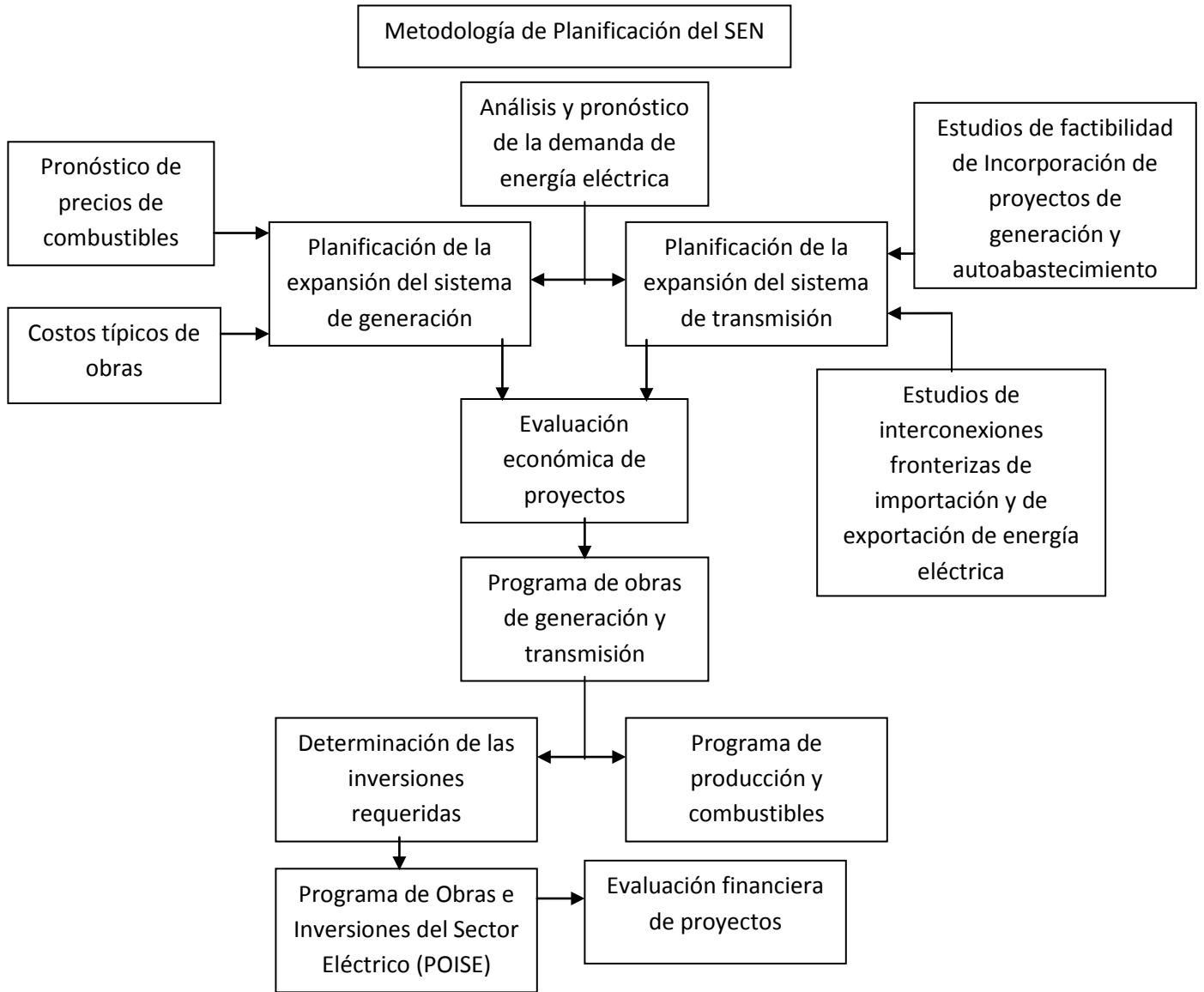
- **CONFIABILIDAD:** Asegurar el suministro ininterrumpido de energía eléctrica a los usuarios.
- Es el suministro ininterrumpido del servicio a los usuarios.
- Es la condición de tensión eléctrica, frecuencia y forma de onda del servicio suministrada a los usuarios de acuerdo a la norma establecida.
- **SEGURIDAD:** Capacidad del Sistema Eléctrico para soportar la ocurrencia de perturbaciones. Aplicada al SEN, el sistema se considera en operación segura, cuando sea capaz de aislar cualquier contingencia, del resto del sistema, dándole continuidad al servicio
- **ECONOMÍA:** Implica el menor costo global de producción del [kWh], resultante del uso óptimo de los recursos energéticos, de generación y de la red, considerando las unidades generadoras más eficientes y la asignación de potencia más adecuada, según la disponibilidad, las restricciones ambientales, el costo y consumo de energéticos, las pérdidas en transmisión, las restricciones de red y los contratos existentes.

El objetivo de planificar el SEN es elaborar un plan de expansión que permita satisfacer la demanda futura de electricidad a costo mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad, respetando las disposiciones nacionales en materia energética, social, financiera y ambiental.

Principalmente se emplean cuatro criterios fundamentales en los estudios de planificación del SEN:

- **Técnicos:** Garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro.
- **Económicos:** Suministrar la energía eléctrica al menor costo de largo plazo.
- **Financieros:** Garantizar una rentabilidad adecuada de cada proyecto y cumplir con las reglas establecidas.
- **Ambientales:** Cumplir con la normatividad en materia de emisiones y respeto al medio ambiente.

1.1.1. METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN DEL SEN



1.2. DEFINICIÓN DE POISE

El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) es el resultado de estudios coordinados dentro del marco de expansión y planificación integral del sistema eléctrico del país.

El objetivo de los estudios de expansión es, determinar el aumento en la capacidad de generación y transmisión del sistema eléctrico nacional, con el fin de atender la demanda futura, cumpliendo siempre las siguientes condiciones:

- **Mínimo costo:** Minimizar los costos de inversión, operación y energía no suministrada.
- **Confiabilidad:** Asegurar el suministro de energía a los usuarios.

La planificación de nuevas redes eléctricas está basada en tres criterios principales: el costo de expansión, la confiabilidad y la incertidumbre. Su filosofía es desarrollar un sistema de transmisión cumpliendo con los estándares de calidad determinados y un servicio al mínimo costo.

Para elaborar el POISE es necesario estimar el desarrollo del mercado eléctrico a nivel regional, con el fin de localizar y definir el tamaño de las centrales de generación, así como las subestaciones y líneas de transmisión requeridas.

Escenario actual por área de control

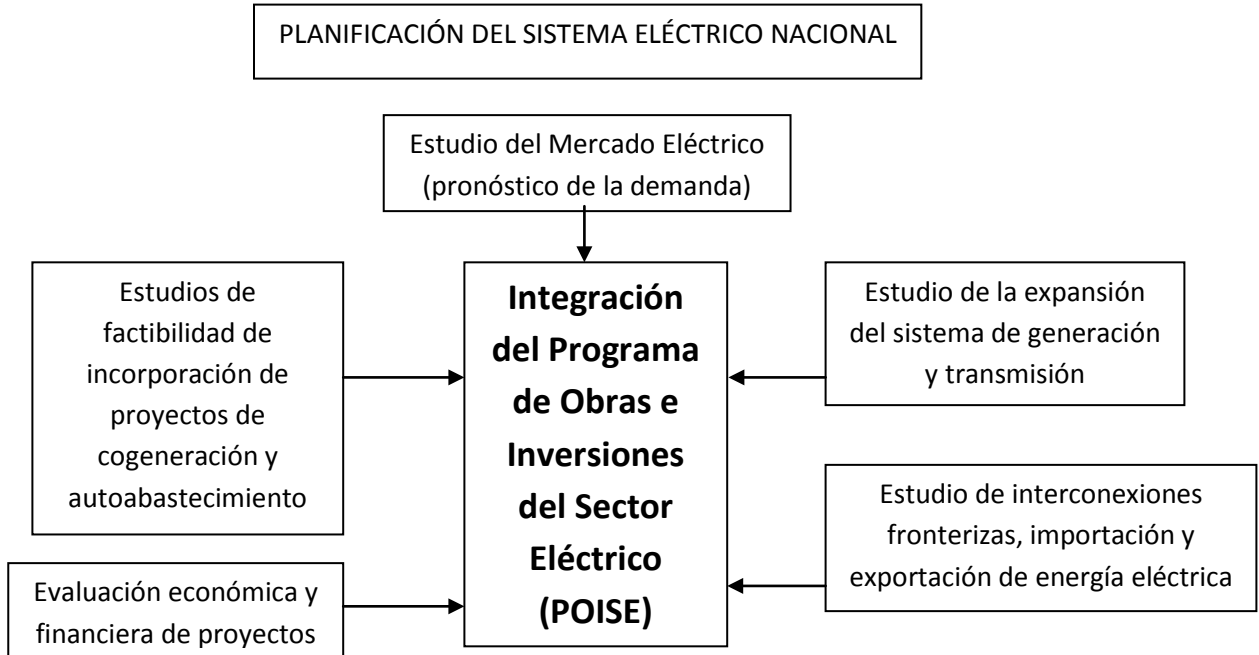
Derivado de la problemática que se prevé en cada región del país, es necesario definir programas de obras de transmisión a corto y mediano plazo para cada área de control. Referido a nuestro tema de interés, se describe solo una de ellas: **Área Central**.

El Área de Control Central (ACC) tiene como responsabilidad el suministro de energía eléctrica a la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM), Estado de México, así como parte de los estados de Hidalgo, Puebla, Morelos, Guerrero y Michoacán. Debido al crecimiento natural de la demanda en esta área, se espera que en el corto y mediano plazo se presenten diversas problemáticas.

Tal es el caso del sistema Cutzamala, que suministra agua potable a la ZMCM y la ciudad de Toluca, el cual depende eléctricamente de la SE Donato Guerra con transformación 400/115 [kV]. Esta subestación también abastece la energía de las zonas Valle de Bravo y Altamirano. Debido al crecimiento esperado de la demanda, se estima la saturación de su red actual.

Para resolver la problemática de corto plazo, se ha programado la construcción de algunas líneas de transmisión, que resultan de los estudios de planificación y evaluaciones económicas. Entre ellas, el Proyecto Volcán Gordo Bco. 1.

1.3. PLANEACIÓN DEL SEN



1.3.1. Flujos de potencia de la Red

El análisis de flujos de potencia, es la herramienta utilizada en el proceso de planificación de la Red Eléctrica Nacional. Los flujos de potencias son calculados en estado estacionario con voltajes nodales del sistema eléctrico de potencia, para condiciones específicas de carga, generación y red. El planificador del sistema inicia con un análisis para un tiempo determinado (por ejemplo, la demanda pico del año 2020).

El caso base incluye las condiciones que se espera ocurran en ese tiempo, incluyendo líneas de transmisión, transformadores existentes, cualquier equipo nuevo, así como la eliminación de equipo que se retire hasta ese momento. La generación y carga son definidas a sus valores esperados para cada nodo del sistema. Los valores obtenidos de flujos y voltajes mediante la simulación del análisis son examinados para asegurar que no hay voltajes nodales fuera de límites normales de operación y de que no existen flujos de potencia por arriba de sus límites normales de carga.

Un análisis de flujos de potencia óptimo (OPF) puede ajustar los niveles de generación automáticamente para encontrar el despacho de generación más eficiente, mientras que los límites de flujo y voltaje son observados, para las condiciones de carga y red establecidas previamente.

Los modelos OPF requieren de información adicional de los costos de operación u ofertas de cada generador. Entonces, mientras que el análisis de flujos de potencia simula el comportamiento de la red de transmisión

1.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El proyecto describe el diseño de una línea de transmisión híbrida, es decir, subterránea y aérea, que corre del Estado de México al estado de Guerrero; de la Subestación Eléctrica Volcán Gordo a la Subestación Eléctrica Altamirano II, lo cual de acuerdo al estudio de flujos de potencia realizado se necesita para cubrir la creciente demanda energética en el país.

La línea posee una longitud de 98,8 [km]; con una tensión nominal de 115 [kV], tensión máxima de 123 [kV] a una frecuencia de 60 [Hz]. La parte aérea se construirá con conductor ACSR/AS 795 [KCMIL] "Drake", un conductor por fase; con torres autosoportadas y postes troncocónicos; la disposición de fases en el espacio es vertical. Para la parte subterránea será con cable de potencia de 115 [kV], aislamiento XLPE y pantallas metálicas de cobre, la instalación será dentro de un banco de ductos encofrados en concreto.

1.4.1. Ubicación dentro del sistema eléctrico

Es de suma importancia conocer el punto donde dicha línea de transmisión se conectará al Sistema Nacional Interconectado (SIN), véase figura 2.

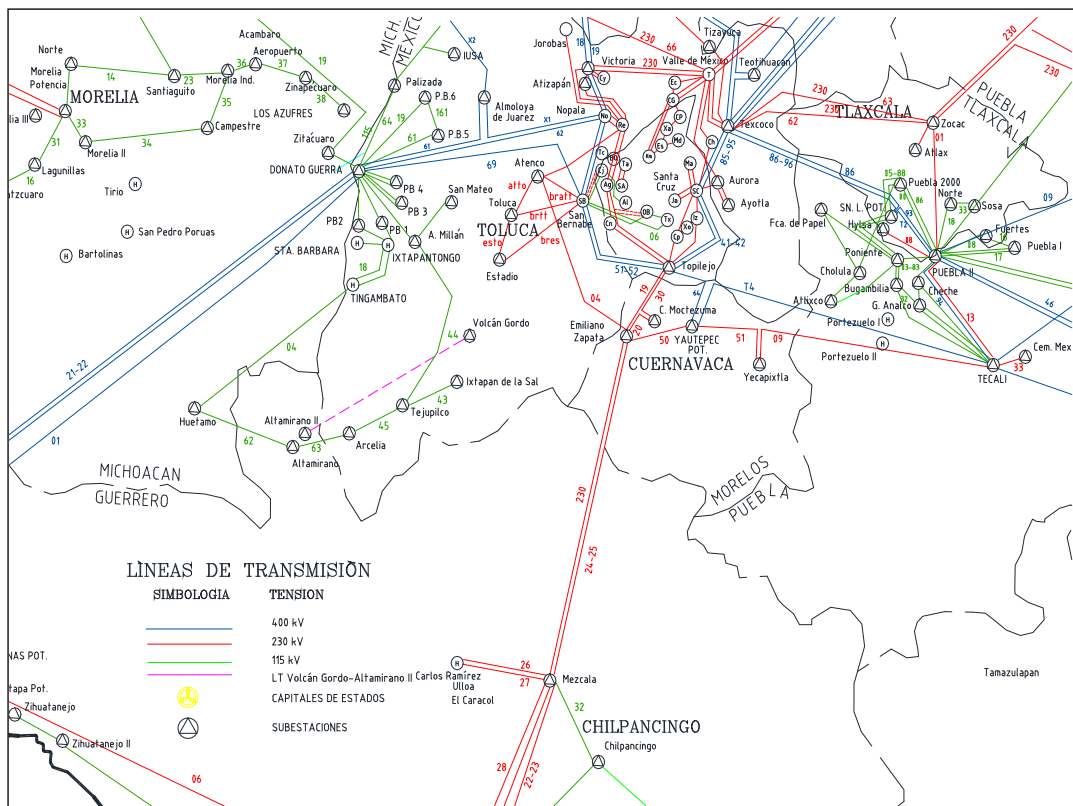


Figura 2: Ubicación dentro del Sistema Eléctrico

Capítulo II: Características generales del proyecto

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto Línea de Transmisión Volcán Gordo – Altamirano II operará a una tensión nominal de 115 [kV], a una frecuencia de 60 [Hz], dos circuitos, con el tendido de solo uno. Se instalará un conductor por fase ACSR/AS 795.

Transmitirá la energía eléctrica desde la Subestación Eléctrica Volcán Gordo, ubicada en el municipio de Tejupilco, Estado de México, a la Subestación Altamirano II, ubicada en ciudad Altamirano, Estado de Guerrero. Se construirán 98,8 [km-Línea]¹ con la instalación de 98,8 [km-Circuito], de acuerdo a los siguientes tramos:

Tramo 1 Línea Aérea: De la SE Volcán Gordo al PI 18.

Este tramo se construirá de forma aérea, desde el marco de remate de la SE VOLCÁN GORDO hasta el PI 18, se construirá con torres autoportadas² y un poste troncocónico de transición para dos circuitos (98,0 [km-Línea]) con ACSR/AS 795 por fase y la instalación de dos cables de guarda: uno del tipo AAS 7#8 y Cable de Guarda con Fibras Ópticas.

Tramo 2 Línea Subterránea: Del PI 18 al PI 21.

Este tramo se construirá de forma subterránea, desde la estructura de transición aéreo – subterráneo, hasta el marco de remate de la SE ALTAMIRANO II, donde se instalarán terminales tipo pedestal³ para realizar la transición subterráneo – aéreo.

Se construirán 0,80 [km-Línea], con cable de potencia tipo XLPE, conductor de cobre y sección transversal de 1.000,0 [mm²] por fase, incluyendo sus accesorios – empalmes y terminales-.

La Obra Civil de los Bancos de Ductos (instalados por medio de zanja a cielo abierto) y Registros (Deflexión, Empalme y Transición) de esta Obra, se construirán para dos circuitos, incluyendo la instalación de un cable dieléctrico con fibras ópticas integradas (CDFO).

¹ Unidad que corresponde a un kilómetro de Línea de Transmisión medido en sentido horizontal, tomando en cuenta todos los componentes y cantidad de circuitos que intervienen.

² Estas torres por su geometría y diseño, son capaces de soportar su propio peso y las fuerzas ejercidas por los cables conductores y de guarda.

³ Definición de terminal tipo pedestal

Parámetros Eléctricos:

Tensión de transmisión entre fases (nominal del sistema)	115 [kV]
Tensión máxima del sistema	123 [kV]
Frecuencia nominal	60 [Hz]

Configuración Física

Tramo 1 (Línea aérea):

Disposición de fases en el espacio	Vertical
------------------------------------	----------

Tramo 2 (Línea subterránea):

Cantidad de circuitos	2
Cantidad de circuitos por tender	1
Disposición de fases en banco de ductos	Triangular
Sistema de puesta a tierra de pantallas metálicas de los cables de potencia	Por conexiones especiales (Single Point Especial ⁵)

2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La trayectoria de la línea de transmisión inicia en el marco de la SE VOLCÁN GORDO misma que se localiza al SURESTE de la Cabecera Municipal de Tejupilco Hidalgo, y al NOROESTE del poblado El Rodeo, Estado de México y termina en el marco de remate de la SE ALTAMIRANO II, la cual se ubica al SURESTE de Ciudad Altamirano (Cabecera Municipal), Gro (Véase Anexo 1: "Localización General de Trayectoria").

⁵ La conexión de las pantallas metálicas evitará que se induzca una tensión en la pantalla cercana a la del conductor. Lo cual podría provocar choques eléctricos al personal. Single Point se refiere a que las conexiones se realizan en un solo punto, los tipos de conexión de pantallas de los cables se describen en el apartado 2.12.3 Diseño del Sistema de Puesta a Tierra para el Tramo Subterráneo

El proyecto esta situado dentro de una región sísmica de gran importancia en México, denominada⁶ Zona Sísmica "C", que entre otros, abarca los estados de Guerrero y Estado de México, los cuáles, poseen un coeficiente sísmico "c" con un valor de 0.64 [1], que sería de gran utilidad, si se realizará un análisis de estructuras por sismo.

2.1.1. Datos geográficos y meteorológicos

Temperaturas⁷:

Máxima	42,0 [°C]
Media	27,0 [°C]
Mínima	12,0 [°C]

Considerar presencia de hielo	No
Considerar presencia de nieve	No

Altitud [msnm]:

Máxima	1.600,00
Mínima	250,00

Presiones de viento en cables⁸ [Pa]:

Reducida	65,72 [Pa]
Máxima	303,20 [Pa]

⁶ Según el Manual de Diseño de Obras Civiles, de la Comisión Federal de Electricidad.

⁷ Los valores de temperatura fueron obtenidos de fuentes estadísticamente consistentes que corresponden a la estación u observatorio meteorológico más cercano, por lo que, son condiciones representativas de la zona y no necesariamente del sitio preciso de la instalación.

⁸ El cálculo de presiones de viento, se describe en el Capítulo IV.

La configuración de las estructuras se refiere a la cantidad de circuitos que soporta y del arreglo de fases en el espacio. Las configuraciones típicas son horizontales, verticales y en delta.

En la línea Volcán Gordo- Altamirano II la configuración de arreglo de fases en el espacio será en forma vertical.

2.1.1. Planos y Croquis

Plano de localización general de Trayectoria

Este plano Muestra la ruta geográfica que seguirá la línea de transmisión, desde su punto de inicio (SE Volcán Gordo) hasta el punto final (SE Altamirano II).

Detalle en planta y perfil de llegadas, salidas y entronques

Llegadas y salidas

Estos documentos sirven como referencia para definir las llegadas y salidas de las líneas de transmisión, así como los tipos de estructuras y su ubicación con respecto a las bahías asignadas al proyecto en las subestaciones.

Para la obra denominada "LT Volcán Gordo – Altamirano II" se tienen los siguientes planos:

- DETALLE DE TRAYECTORIA EN PLANTA (Anexo 2)
- DETALLE DE LLEGADA A LA SE ALTAMIRANO II (Anexo 4)
- DETALLE DE SALIDA EN LA SE VOLCAN GORDO (Anexo 3)

2.2. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

2.2.1. Estructuras

Las estructuras de soporte son las encargadas de sujetar, con ayuda de sus accesorios, al cable conductor. Representan una parte importante del costo total de la Línea. Su diseño considera las tensiones mecánicas aplicadas a los cables conductores y cables de guarda, distancias dieléctricas y libramientos mínimos, los cuales dependen del nivel de tensión de cada línea.

Para el caso particular de este proyecto se utilizarán dos tipos principales de estructuras de soporte, torres autoportadas y postes troncocónicos de acero galvanizado de dos circuitos para 115 [kV], un conductor/fase.

2.2.1.1. TORRES AUTOSOPORTADAS

Son estructuras formadas por un enrejado de acero, que por su geometría y diseño son capaces de soportar su propio peso y las fuerzas ejercidas por los cables conductores y de guarda.

Este tipo de estructuras son las más utilizadas en las líneas de transmisión aéreas debido a su fácil aplicación en cualquier tipo de terreno. Se pueden diseñar para diversas configuraciones de varios circuitos con diferentes disposiciones de fases en el espacio; resultan ser el diseño más económico aún en casos de requerimientos de torres de gran altura.

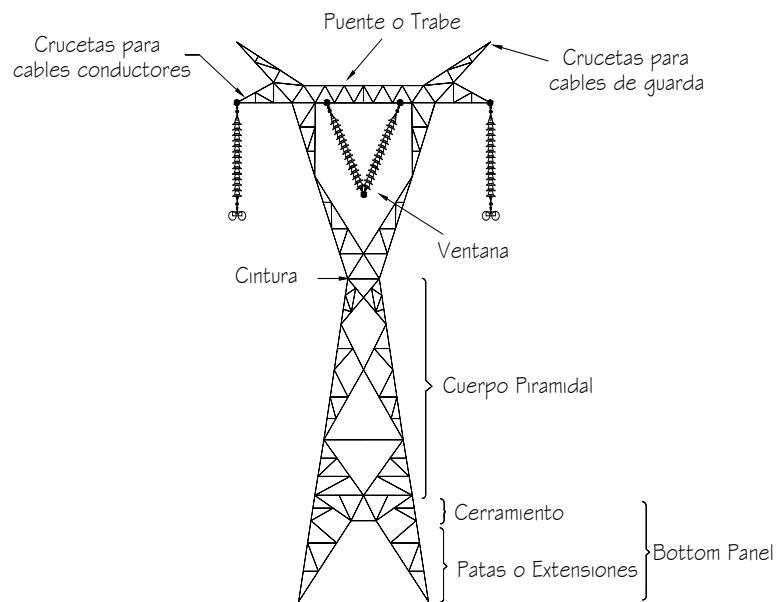


Figura 3: Partes que conforman una torre autoportada

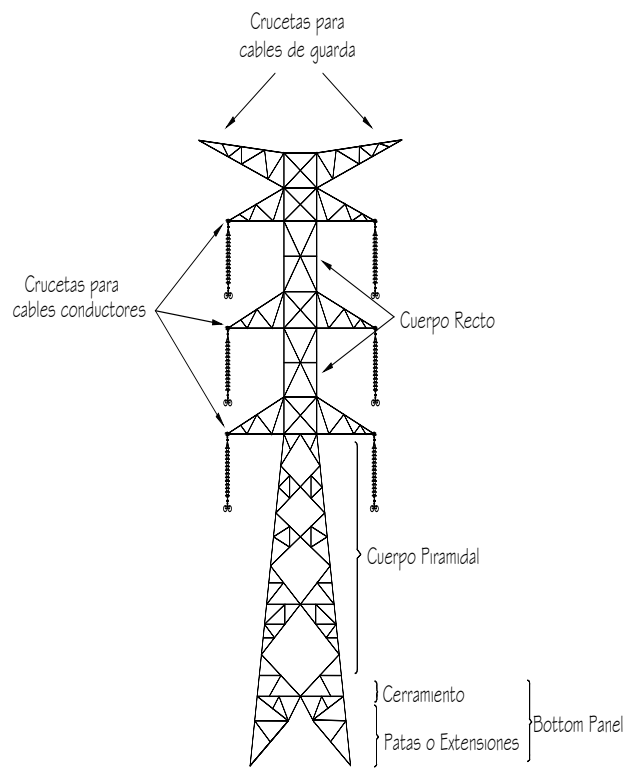


Figura 4: Partes que conforman una torre autosoportada

2.2.1.2. POSTES TRONCOCÓNICOS

Son estructuras conformadas por secciones cónicas de acero, de apariencia esbelta (Figura 5), frecuentemente usados en zonas urbanas y suburbanas donde los derechos de vía son estrechos y solo es posible el uso de claros interpostales cortos.

También son utilizados como estructuras compactas; incluyendo el empleo de crucetas aisladas. Este tipo de estructuras minimizan el impacto visual de las instalaciones. Son útiles para niveles de tensión eléctrica a partir de los 115 [kV]. Con estos tipos de estructuras es posible alcanzar alturas relativamente altas para el enganche de los cables.

Otro tipo, son los “postes de transición” los cuales realizan transiciones de cable aéreo a cable aislados de potencia.

Las partes principales que conforman a un poste troncocónico son las siguientes:

- Tapa
- Brazos o crucetas
- Cañas
- Escalones
- Placa bases

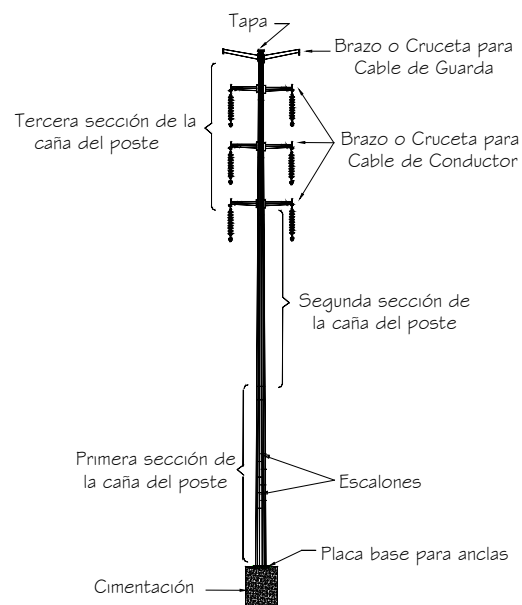


Figura 5: Partes que conforman un poste troncocónico

Se requiere un poste troncocónico para efectuar la transición aérea – subterránea, a ubicar en el punto de inflexión 18.

En la siguiente tabla se muestran los tipos de estructuras a utilizar en la obra, con sus respectivos usos mecánicos (Ang/CMH/CV), conforme a la "ESPECIFICACIÓN PARA DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS CPTT – DDLT - 001/02 Junio 2009". (Anexos 7, 8,9,10 y 11).

- **Deflexión:** Es el ángulo de cambio de dirección en la trayectoria de una Línea de Transmisión.
- **Claro Medio Horizontal:** Es el valor obtenido de la semisuma de los claros adyacentes a la estructura de referencia.
- **Claro Vertical:** Es el valor de la distancia horizontal existente entre los dos puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura de referencia.

TIPO DE ESTRUCTURA	USO	DEFLEXIÓN [°]	CLARO MEDIO HORIZONTAL [m]	CLARO VERTICAL [m]	ALTITUD [msnm]
E71A21	SUSPENSIÓN	0	450	500	DE 1500 A 2500
E71G21	SUSPENSIÓN	3	750	1500	
E71X21	DEFLEXIÓN	30	450	750	
E71W21	DEFLEXIÓN	90	400	1300	
	REMATE	25	300	550	
1216DMP	DEFLEXIÓN	60	165	180	
	REMATE	0	165	180	
1219DMP	DEFLEXIÓN	90	165	180	
1216TCE	TRANSICION	60	160	280	

Todas las estructuras deben contar con sistema de conexión a tierra, utilizando cable de acero con recubrimiento de cobre soldado de sección transversal de 46,44 [mm].

Lo anterior de acuerdo a la Especificación CFE-00J00-52 "Red de tierra para estructuras de Líneas de Transmisión de 69 a 400 kV".

Ingeniería de Estructuras

Para determinar la localización de estructuras en un arreglo de un conductor ACSR/AS 795 [kcmil] por fase, se debe considerar las siguientes categorías, descritas en el punto 8.1 INGENIERÍA DE LAS ESTRUCTURAS de la ESPECIFICACIÓN PARA DISEÑO DE LÍNEAS DE TRASMISIÓN AEREAS CPTT-DDLT-001/02:

Estructuras de deflexión	Estructuras que en puntos de inflexión de líneas, soportan temporalmente una tensión desigual debido a la rotura de conductores de una fase.
Estructuras de Remate	Estructuras que soportan permanentemente de un solo lado el jalado de todos los conductores
Estructuras de Suspensión	Estructuras cuya característica es soportar las cargas verticales y la presión del viento, actuando perpendicularmente con respecto a la dirección de la trayectoria de la línea.
Estructuras de Tensión	Son las estructuras de Remate ó Deflexión.

2.2.2. Derecho de vía

Es la franja de terreno que se ubica a lo largo de una línea aérea, cuyo eje coincide con el eje central longitudinal de las estructuras. De esta forma se puede asegurar la correcta operación de la línea . Es necesario que se disponga del área bajo las líneas para proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de los conductores, evitando así posibles accidentes.

La determinación del derecho de vía varía de acuerdo a los siguientes factores:

- Tensión eléctrica nominal
- Calibre del conductor
- Magnitud de la presión de viento
- Tipo de estructura
- Zona y altitud respecto al nivel del mar en que se ubique la línea.

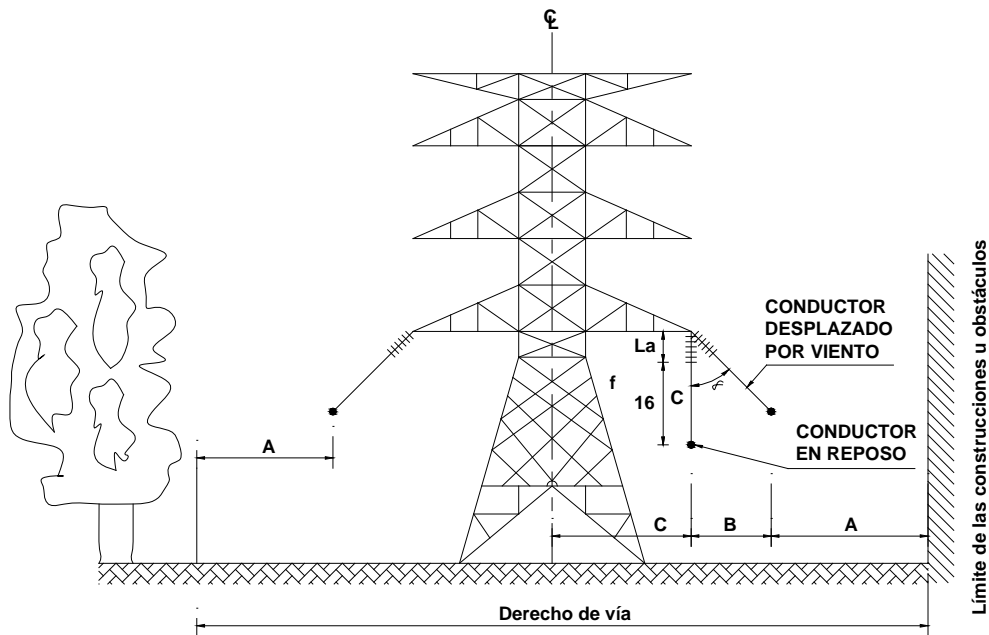


Figura 6: Integración del derecho de vía

Donde:

- A = Separación horizontal mínima de seguridad.
- B = Proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores.
- C = Distancia del eje de la estructura al conductor externo en reposo.
- L_a = Longitud oscilante de la cadena de aisladores
- F_{16°C} = Flecha final 16 [°C]

2.2.2.1. Cálculo del derecho de vía

Se realizó de acuerdo a la Norma de Referencia NRF – 014 – CFE – 2004, “DERECHO DE VÍA” .

Datos de la línea de transmisión:

	Tipo de estructura	E71A21
1	Conductor por fase ASCR/AS	795 [kCM]
φ_c	Diámetro del conductor	0,02111 [m]
w_c	Tensión superficial unitaria	16,24 [N/m]
$f_{16^\circ C}$	Flecha final a 16 °C	12,497 [m]
PV	Presión de viento	284 [Pa]
CMH	Claro Medio Horizontal	450 [m]
CV	Claro Vertical	500 [m]
W_a	Peso de la cadena de aisladores	324 [N]
L_a	Longitud de la cadena de aisladores	1,612 [m]
	Altitud	1.600[msnm]

El ancho de derecho de vía de una Línea de Transmisión se determina con la siguiente expresión:

$$\text{Ancho de derecho de vía} = 2(A + B + C) [m]$$

De la tabla 2 de la NRF-014, se obtiene $A = 2,346 [m]$, considerando un incremento del 2% por la altitud y $C = 3,61 [m]$.

La proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores (B) se calcula a partir de:

$$B = (L_a + f_{1\epsilon^2 C}) \tan \alpha$$

Donde:

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(CMH)(PV)(K1)(\phi_c)}{(CV)(K2)(w_c) + (0,5)(w_a)}$$

Es decir:

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(450)(284)(1)(0,02111)}{(500)(1)(16,24) + (0,5)(324)}$$

$$\alpha = 18,042^\circ$$

Por tanto:

$$B = (1,612 + 12,49) \tan(18,042)$$

$$B = 4,566$$

Finalmente el ancho del derecho de vía es = $21,001 [m]$

2.3. CONDUCTOR AÉREO

En el proceso del diseño de líneas, la decisión más crítica a menudo involucra el número de conductores por fase, ya que generalmente comprende el 20% o 30% del costo total de la línea. En Líneas de Transmisión, puede haber hasta cuatro conductores por fase en cada circuito eléctrico.

Los conductores generalmente comprenden el 20% o 30% del costo total de la línea. La selección de las estructuras depende de los conductores seleccionados, sus propiedades físicas, mecánicas y dimensionales, como máxima flecha, número de conductores por fase, presencia de hielo, así como de las condiciones de temperatura del lugar..

El tipo más común de conductor desnudo, es el cable que consiste en hilos de aluminio que cubren el centro de acero. Este conductor es llamado conductor de aluminio y acero reforzado (ACSR). Más del 80% de las líneas de transmisión alrededor del mundo están construidas con ACSR.

En México el cable más usado es el ACSR/AS, cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero con recubrimiento de aluminio soldado⁹.

Para este proyecto se requiere la utilización de cable conductor ACSR/AS 795 "DRAKE" en los tramos aéreos. El cable debe cumplir con las características señaladas en la Especificación "CABLE DE ALUMINIO CON CABLEADO CONCÉNTRICO Y NÚCLEO DE ALAMBRES DE ACERO RECUBIERTO DE ALUMINIO SOLDADO (ACSR/AS)" Especificación CFE - E0000-18, Febrero 2010.

Existen diversos factores que intervienen al determinar el tipo de conductor que debe emplearse:

1. Condiciones climatológicas
2. Niveles de corrosión
3. Tipo de terreno
4. Capacidad de conducción eléctrica (Ampacidad)
5. Pérdidas de energía

Estas pueden ser de diferentes tipos, entre las más importantes se encuentran: pérdidas por dispersión, por efecto Joule, por efecto piel, o efecto corona (serán despreciables, ya que es un bajo nivel de tensión).

6. Caída de tensión
7. Resistencia mecánica del conductor

⁹ Debido a problemas de corrosión que se han presentado algunas líneas.

2.3.1. Características Técnicas del Conductor

Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante (Véase ANEXO 12):

Calibre, material y nombre	795 KCM, ACSR/AS, "DRAKE/AS" 26 Hilos de AL y 7 Hilos de acero recubiertos de aluminio soldado
Diámetro exterior del cable	27,96 [mm]
Área nominal de la sección transversal	468,43 [mm ²]
Peso aproximado	1.549 $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
Carga de ruptura	136 [kN]
Módulo de elasticidad inicial	534,98X10 ³ $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
Módulo de elasticidad final	715,65X10 ³ $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
Coefficiente de dilatación lineal inicial	17,40X10 ⁻⁶ $\left[\frac{1}{^{\circ}C}\right]$
Coefficiente de dilatación lineal final	18,82X10 ⁻⁶ $\left[\frac{1}{^{\circ}C}\right]$
Corriente a 60 [Hz]	900 [A]
Resistencia eléctrica a 20 [°C] y 60 [Hz]	0,0716 $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$
Radio medio geométrico a 60 [Hz]	11,37 [mm]

2.4. CABLE DE POTENCIA

Un cable de potencia es un conductor trenzado (cable conductor simple) con una capa aislante, una envoltura metálica para fines electrostáticos y en el exterior una funda de polietileno para protección mecánica.

La función primordial de un cable de potencia es transmitir energía eléctrica a una corriente y tensión determinada durante cierto periodo de tiempo. Por ello, cada uno de sus elementos que lo conforman debe estar diseñado para soportar el efecto combinado producido por estos parámetros.

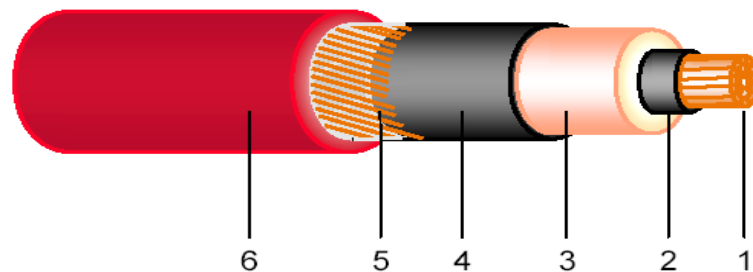


Figura 7: Elementos de un Cable de Potencia

Elementos constitutivos de un cable de potencia:

1. Conductor
2. Pantalla semiconductora sobre el conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla semiconductora sobre el aislamiento
5. Pantalla metálica
6. Cubierta general: de Polietileno de alta densidad

CONDUCTOR

Es el elemento del cable que sirve para transmitir la corriente eléctrica durante la operación del sistema, a su vez, soporta las tensiones y esfuerzos mecánicos sufridos durante el tendido e instalación.

El conductor puede ser de cobre o aluminio, siendo el cobre el que posee mayor capacidad de conducción de corriente.

PANTALLAS ELÉCTRICAS

Las pantallas eléctricas se aplican en los cables de potencia con el fin de confinar en forma adecuada el campo eléctrico a la masa de aislamiento del cable.

Existen pantallas para dos elementos constitutivos del cable:

a) Pantalla sobre el conductor

La función básica es obtener una superficie equipotencial uniforme, a la cual las líneas de fuerza del campo eléctrico sean perpendiculares¹⁰. A su vez, evitan la ionización en los límites entre el conductor y el aislamiento, pues sin la existencia de ésta, se podrían producir pequeñas burbujas de aire que al estar sujetas a una diferencia de potencial provocarían un deterioro al aislamiento.

b) Pantallas sobre el aislamiento

Sus funciones son:

- Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento¹¹.
- Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme¹²
- Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

Se subdividen en:

- 1) Pantalla semiconductor
- 2) Pantalla metálica

AISLAMIENTO

Es el elemento que soporta las diferentes tensiones aplicadas:

- Voltaje nominal del sistema
- Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas
- Sobretensiones producidas por maniobras de interruptores

CUBIERTA GENERAL (o exterior)

Su función es proteger al cable de los agentes externos del medio ambiente que lo rodea (corrosión), tanto en operación, como en la instalación.

Los principales materiales para su fabricación pueden ser:

¹⁰ Evitan concentraciones de esfuerzos eléctricos que se presentan en los intersticios de un conductor cableado a consecuencia de la forma de hilos.

¹¹ Los cables de potencia están sometidos a esfuerzos eléctricos radiales, tangenciales y longitudinales, los cuales se incrementarán si en el aislamiento el campo eléctrico no se distribuye uniformemente.

¹² Si la capacitancia no es uniforme, se producirá una variación en la impedancia. Así mismo, la máxima capacitancia ayudará a reducir las ondas de sobretensión, que en caso contrario viajarían a través del cable produciendo reflexiones en los puntos de variación de impedancia.

- Cubiertas Termoplásticas: las más usadas son de PVC (Policloruro de Vinilo) y Polietileno de alta y baja densidad.
- Cubiertas Elastómericas: fabricadas con Neopreno y Polietileno Clorado (CPE)
-

En los anexos 17 y 18 se describen las propiedades y aplicaciones para cada material de las cubiertas.

El cable de potencia utilizado será de cobre con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE), con sección transversal de 1000 [mm²] para 115 [kV]. El material de cada uno de sus componentes y sus diámetros se describe a continuación (Véase también anexo 13) .

2.4.1. Características Técnicas del Cable de Potencia

Conductor	Cobre, 38,7 [mm].
Semiconductora interna	Capa extruida de cobre.
Aislamiento	XLPE, 71,7 [mm], con Gradiente Eléctrico de 6 [kV/mm].
Pantalla Semiconductora	Extruida de cobre.
Protección longitudinal al agua	Cinta hinchable conductora.
Pantalla Metálica	Hilos de cobre en hélice, con contraespira de cobre. Formación 29 hilos de cobre de diámetro 2,61 [mm ²]. Contraespira de cinta de cobre de 25,4 [mm] de ancho y espesor 0,127 [mm].
Protección radial al agua y diámetro	Cinta longitudinal de aluminio de 0,2 [mm], solapada y adherida a la cubierta.
Cubierta exterior	Polietileno de alta densidad (PEAD) con un espesor de 5 [mm].

Resistencia eléctrica del conductor a 20 [°C] (c.c.)	0,0176	$\left[\frac{\Omega}{km} \right]$
Tensión nominal simple, U ₀	64	[kV]
Tensión nominal entre fases, U	115	[kV]
Tensión máxima entre fases U _m	123	[kV]
Tensión a impulsos, U _p	550	[kV _p]
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente	90	[°C]

Temperatura máxima admisible en el conductor en condiciones de sobrecarga	130	[°C]
Temperatura máxima admisible en régimen de cortocircuito	250	[°C]
Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 [s]	142	[kA]
Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 0,25 [s]	22	[kA]

2.4.2. Conformación del Sistema de Cables de Potencia

La planeación de la conformación de un sistema de cables de potencia está en función del eje de trayectoria de Línea de Transmisión (acorde al PLANO GENERAL DE TRAYECTORIA), considerando los siguientes factores:

- La existencia de las instalaciones subterráneas y superficiales existentes.
- Tensiones mecánicas de jalado máximas permisibles, esfuerzos de compresión (presiones laterales) y radios mínimos de curvatura a que se someterá el cable de potencia.
- Cumplir con las profundidades y distancias mínimas en cruzamiento con instalaciones existentes.

2.5. CABLE DE GUARDA

La función del cable de guarda es blindar a las Líneas de Transmisión contra descargas atmosféricas directas (rayos). Los cables de guarda proporcionan una trayectoria física para drenar, hacia el sistema de tierras, la corriente eléctrica de las descargas incidentes.

2.5.1. Características Técnicas¹³:

Calibre, material y nombre	Cable de guarda 7#8 AAS
Diámetro	9,78 [mm]
Peso unitario	3,83 $\left[\frac{N}{m}\right]$
Tensión de ruptura	70887,06 [N]
Módulo de elasticidad inicial	148621,50 $\left[\frac{N}{mm^2}\right]$
Módulo de elasticidad final	158617,89 $\left[\frac{N}{mm^2}\right]$

2.6. CABLE DE GUARDA CON FIBRAS ÓPTICAS INTEGRADAS (CGFO)

Actualmente los cables de guarda tienen usos adicionales a la protección, son un medio muy importante de comunicación, ya que se les ha incorporado fibra óptica, herramienta usada para la comunicación y control del propio sistema eléctrico. Este cable debe cumplir con las características señaladas en la Especificación "CABLE DE GUARDA CON FIBRAS ÓPTICAS Y ACCESORIOS" Especificación CFE - E0000-21, Enero 2011.

En el proyecto se usarán cables de guarda con fibras ópticas integradas y sin ellas.

¹³ De acuerdo a la especificación CFE E0000-22.

2.6.1. Características Técnicas:

Datos obtenidos de la ficha técnica proporcionada por el fabricante (Véase anexo 15).

Calibre, material y nombre	Cable de Guarda con Fibras Ópticas (CGFO)
Diámetro	14,65 [mm]
Peso unitario	4,44 [N/m]
Tensión de ruptura	78000,00 [N]
Módulo de elasticidad	11000,00 [N/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal inicial	$1,68 \times 10^{-5} [1/^\circ\text{C}]$
Coefficiente de dilatación lineal final	$1,68 \times 10^{-5} [1/^\circ\text{C}]$

2.7. CABLE DIELECTRICO CON FIBRAS ÓPTICAS INTEGRADAS (CDFO)

Se requiere de un cable dieléctrico con fibras ópticas integradas (CDFO), con sus correspondientes cajas de empalme, herrajes, y accesorios necesarios para instalarlo y canalizarlo por los registros y bancos de ductos, iniciando desde la caja de interconexión óptica del cuarto de control de la SE ALTAMIRANO II, para terminar en la transición subterráneo – aérea, donde será necesario instalar una caja de empalme óptico de CDFO a cable de guarda con fibras ópticas CGFO. Sus características técnicas se describen en el anexo 16.

2.8. AISLADORES Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.8.1. Aisladores

En líneas de transmisión, el aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores tierra, se obtiene por medio de las cadenas de aisladores.

La función de los aisladores es, como su nombre lo indica, aislar eléctricamente al conductor de la torre, manteniendo el espaciado mínimo línea – estructura.

En conjunto con los cables de guarda, también protegen a las Líneas de Transmisión, soportando las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas y por maniobras¹⁴, sin que se forme una trayectoria conductora (arco eléctrico).

La mayoría de los aisladores son fabricados de vidrio templado, porcelana, y plásticos o resinas poliméricas. En cuanto a la selección de los aisladores se deben considerar cargas mecánicas, como peso de los materiales y condiciones climatológicas (viento y carga de hielo).

Los aisladores deben cumplir con las características especificadas en la Norma de Referencia NRF – 018 – CFE, 2004, “Aisladores tipo suspensión de porcelana o de vidrio templado”.

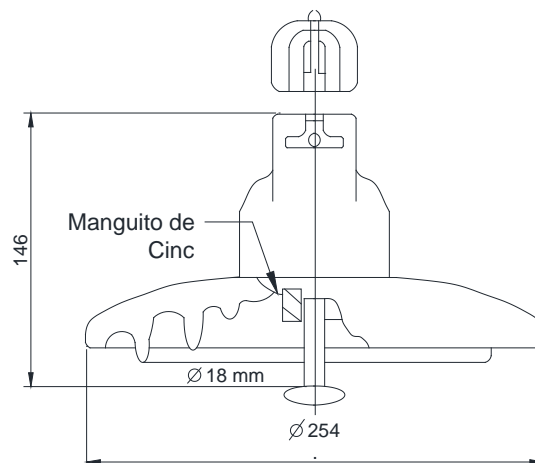


Figura 8: Aislador estándar

Para la determinación del número de aisladores, así como el tipo, se realizan estudios de coordinación de aislamiento.

¹⁴ Se refieren a sobretensiones de fase a tierra, o fase a fase debidas a una específica maniobra de interruptores, falla, etc.

2.8.2. Coordinación de Aislamiento

Se refiere a la selección de la rigidez dieléctrica del equipo e instalación, en relación a la tensión de operación y sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las condiciones de servicio en el medio ambiente y las características de los dispositivos de protección, para reducir la probabilidad de que los esfuerzos dieléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento o afectar la continuidad del servicio.

2.8.2.1. Cálculo de Coordinación de Aislamiento

Realizado de acuerdo a la Especificación CFE – L0000 – 06, Julio 1991. "Coordinación de aislamiento". Y a la "Guía de aplicación de Coordinación de aislamiento", CFE – L0000 – 41. Febrero 1995.

Datos de la instalación

Tensión nominal de operación	115 [kV]
Tensión máxima de diseño	123 [kV]
Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo NBAI ¹⁵	550 [kV]
Nivel de contaminación ¹⁶	Ligera
Factor de distancia de fuga ¹⁷	16 [mm/kV]
Altitud media	1600,00 [msnm]
Temperatura ambiente promedio	42 [°C]

La Línea se ubica en una zona de contaminación ligera, por tanto se usará aislador tipo normal (descripción corta 25SVC111C o 25SPC111C¹⁸).

Descripción corta	Tipo de material	Diámetro [mm]	Altura [m]	Resistencia Electromecánica [kN]	Distancia de fuga (dfa) [mm]
25SVC111C	Vidrio	254	0,146	111	292
25SPC111C	Porcelana				

¹⁵ Valor obtenido de la Tabla 4. Niveles de aislamiento normalizados para equipo de la Categoría I. (CFE – L0000 – 06, Julio 1991).

¹⁶ Valor obtenido de la Tabla 6. Niveles de contaminación. (CFE – L0000 – 06, Julio 1991).

¹⁷ Valor obtenido de la Tabla 7. Relación entre el nivel de contaminación y el factor de distancia de fuga mínima específica. (CFE – L0000 – 06, Julio 1991).

¹⁸ La descripción corta del aislador se refiere a una serie de 10 caracteres alfanuméricos como máximo. Donde:

- 25: Diámetro del esbozo en [cm].
- S: Tipo suspensión.
- V, P: Material (vidrio o porcelana).
- C: Tipo de acoplamiento calavera.
- 111: Resistencia mecánica en [KN].
- C: Corrosión.

Cálculo de aisladores por distancia de fuga

Utilizaremos la siguiente expresión para calcular la distancia de fuga:

$$d_{ft} = 20 \left[\frac{mm}{kV} \right] \times 123[kV] = 2460 [mm]$$

Por lo tanto el número de aisladores es:

$$\# \text{ de aisladores} = \frac{d_{ft}}{d_{fa}} = \frac{2460[mm]}{292[mm]} = 8,42 \approx 9 [\text{aisladores}]$$

La altura del aislador de acuerdo a la tabla es:

$$9 [\text{aisladores}] \times 146 [mm] (\text{altura aislador}) = 1314 + 600 [mm] (\text{herrajes}) = 1914 [mm]$$

Cálculo de aisladores por impulso

Se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$N_A = \frac{d_{ft}}{\text{espaciamiento del aislador}}$$

Donde:

$$d_{ft} = \frac{TCF_{\text{corregida}}}{k [m]}$$

Considerando:

k : gradiente de tensión [kV/m] (Determinado en pruebas de laboratorio) esta en un rango de 500 [kV/m] a 600 [kV/m], para este caso se usara el valor de 550 [kV/m]

$TCF_{\text{corregida}}$: se refiere a la Tensión crítica de flameo corregida por efectos ambientales [kV], que esta en función del Nivel de Aislamiento al Impulso (NBAI) y un factor de corrección, es decir:

$$TCF_{\text{corregida}} = NBAI \left(\frac{b_0}{b} \right)$$

NBAI, de acuerdo a la tabla 5, de la ESPECIFICACIÓN CFE L-0000-06:550 [kV]

La corrección por presión atmosférica proviene de CFE L-0000-06 y se muestra continuación:

$$\left(\frac{b_0}{b}\right) = \text{razón para determinar el coeficiente de corrección}$$

Con:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{H}{8150}}$$

H: altura sobre el nivel de mar [msnm]

Por lo tanto:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{1600}{8150}}$$

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{1600}{8150}}$$

$$\frac{b_0}{b} = 1,2169$$

$$TCF_{\text{corregida}} = NBAI \left[\frac{b_0}{b} \right] = 550(1,2169) = 669,295 \text{ [kV]}$$

$$d_{ft} = \frac{TCF_{\text{corregida}}}{k_3} = \frac{669,295}{550} = 1,2169 \text{ [m]}$$

Por lo tanto, el número de aisladores (N_A) para 115 kV por distancia de fase a tierra es:

$$N_A = \frac{d_{ft}}{\text{espaciamiento del aislador}} = \frac{1,2169}{0,146} = 8,3349 \approx 9 \text{ aisladores}$$

Para este proyecto, se requiere la utilización de aisladores en tensión y en suspensión.

Aislamiento en Tensión:

- Cadena con 9 aisladores tipo normal por cadena, (descripción corta 25SVC111C o 25SPC111C) de 111 [kN] con manguito de zinc.

Aislamiento en Suspensión:

- Cadena de suspensión sencilla en "I" con 8 aisladores tipo normal (descripción corta 25SVC111C o 25SPC111C) de 111 [kN] con manguito de zinc.
- Cadena en "V" con 16 aisladores tipo normal (descripción corta 25SVC111C o 25SPC111C) de 111 [kN] con manguito de zinc.

2.9.HERRAJES

Son dispositivos que se utilizan en Líneas de Transmisión para sujetar los cables a las estructuras, para unir dos cables o bien para protegerlos por daños causados por factores externos. Podemos mencionar como ejemplo: cruceros, cadenas de aisladores, grapas de suspensión¹⁹, remates preformados, empalmes preformados, contrapesos, amortiguadores, pernos, tuercas, contratuercas, etc.

Es necesario hacer una correcta selección de herrajes, ya que estos deben garantizar el ensamble de cada uno de los elementos de los conjuntos, tanto para cables conductores como para cables de guarda.

Los herrajes deben cumplir con lo establecido en la Norma de Referencia "Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensiones de 115 kv a 400 kv" NRF – 043 – CFE – 2004, también deben soportar los esfuerzos mecánicos. Como requerimiento de operación de la línea, el diseño de los herrajes debe ser libre de efecto Corona.

Para este proyecto se requiere de herrajes para cable conductor, para cable de guarda con fibras ópticas, y para cables de guarda sin fibras ópticas.

El herraje para el cable conductor debe tener la capacidad mínima de 111 [kN] para las cadenas de tensión en suspensión.

Para el caso del cable de guarda sin fibra óptica, los herrajes deben tener la capacidad mínima de 80 [kN] para conjuntos de suspensión, y del 95% de la tensión de ruptura del cable de guarda tipo AAS 7#8, para los conjuntos de tensión.

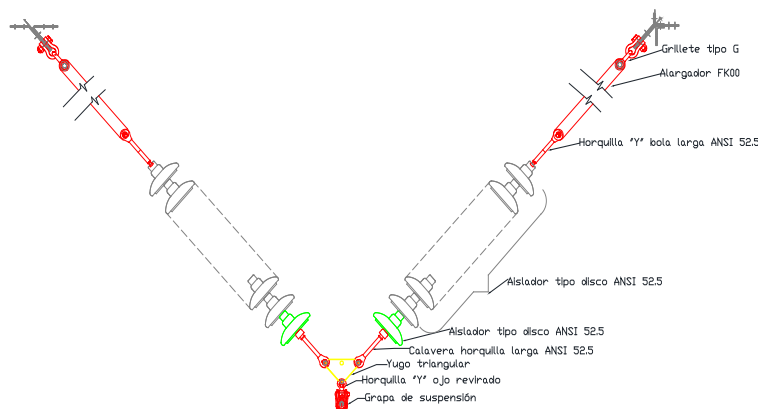


Figura 9: Partes que conforman un conjunto de herrajes de suspensión en "V" para torre de suspensión

¹⁹ Su función es soportar, sin permitir deslizamiento ni daño al cable, una carga desbalanceada mínima equivalente del 20% de la carga de ruptura del cable que sujetan.

2.10. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

2.10.1. Términos ambientales

Es política de CFE la protección ambiental en todas las actividades que desarrolla, evitando o reduciendo en la medida de lo posible los impactos que de ellas se deriven. De acuerdo a las Especificaciones ambientales generales para el diseño y construcción de Líneas de Transmisión, Abril 2004.

Por esta razón para cada proyecto existen especificaciones ambientales particulares, a continuación se mencionan los aspectos esenciales que aplican para la obra denominada "LT Volcan Gordo-Altamirano II".

Etapas del proyecto:

1. Preparación del sitio

Impacto ambiental: **deforestación**

Causada por: las actividades de apertura de áreas para hincado y armado de estructuras, apertura de brecha de maniobra y patrullaje.

2. Preparación del sitio y construcción

Impacto ambiental:

- **Contaminación del suelo**

Causado por: el uso de vehículos de maquinaria y equipo se traducen en compactación del suelo y remoción de materia orgánica.

- **Contaminación atmosférica**

Causado por: emisiones de maquinaria, equipo y vehículos.

- **Generación de ruido**

Causado por: generación de ruido consecuencia de la operación de maquinaria, equipo y vehículos y la presencia humana, se espera una afectación en la distribución local de la fauna.

- **Afectación de especies en estatus**

Causado por: actividades que requieren de desmonte permanente, como apertura de áreas para el hincado y armado de estructuras, apertura de brechas y áreas de tensado de cable. Se podrían afectar algunas especies con estatus de protección.

- **Perdida del hábitat**

Causado por: actividades de apertura de áreas para hincado y armado de estructuras, apertura de brechas y áreas de tensado de cables que producen la pérdida de hábitat que podría traducirse en la búsqueda de otros y por ende en la distribución espacial de los organismos.

- **Cambios en el paisaje**

Causado por: actividades de apertura de áreas para hincado y armado de estructuras, apertura de brechas y áreas de tensado de cables, se afectan las condiciones paisajísticas debido a los cambios en los elementos existentes antes del proyecto.

2.10.2. Levantamiento topográfico

El levantamiento topográfico se refiere al conjunto de operaciones y medios, puestos en práctica para determinar las posiciones de puntos del terreno y su representación en un plano. De acuerdo a la Especificación para Levantamiento Topográfico de Líneas de Transmisión (CPTT-DSS-001/05).

La base del levantamiento topográfico del eje de una línea de transmisión, es la trayectoria analizada, evaluada y seleccionada por la CFE.

Se debe ejecutar dentro de una franja de 50 [m] a cada lado del eje de la línea, con estación total topográfica.

Está constituido por los siguientes documentos:

1. Plano de localización general de la trayectoria.
2. Planos de planta y perfil.
3. Detalles de salidas, llegadas y enlaces.
4. Detalles de cruzamiento y vías de comunicación.

2.10.3. Datos meteorológicos

Para el diseño de Líneas de Transmisión aéreas es de suma importancia conocer las variables climatológicas de temperatura (mínima, media promedio y máxima), presencia de niebla, hielo o nieve y máxima precipitación pluvial del mes en 24 horas.

Es importante también señalar las bases de datos de normales climatológicas²⁰ por entidad federativa o ciudad que nos informan el nombre, coordenadas de localización, altitud sobre el nivel del mar, años que abarca el periodo de fenómenos ocurridos, temperaturas, humedad, precipitación, presión, viento y fenómenos especiales. De los cuales, para llevar a cabo el diseño de una línea de transmisión aérea, en términos mecánicos, son las temperaturas y los días con hielo los de mayor relevancia.

²⁰ Se refiere a datos climatológicos de un lugar, como temperatura media, temperatura máxima, temperatura mínima, etc.

DATOS GEOGRÁFICOS

Con ellos es posible identificar características particulares del terreno, que podrían generar consideraciones especiales en el diseño de cimentaciones en las estructuras, datos de las curvas de nivel y zonas potenciales de contaminación; que servirían para determinar las características del aislamiento.

VELOCIDADES REGIONALES

Se refiere a la máxima velocidad media probable que puede ocurrir en un periodo de recurrencia, es decir, mapas de 200, 50 y 10 años, en una zona o región determinada del territorio nacional.

2.10.4. Estudios de Geotécnica

Determinan las propiedades mecánicas, hidráulicas e ingenieriles de materiales de la corteza terrestre, su objetivo es investigar el suelo, las rocas y por debajo de la superficie para determinar sus propiedades y diseñar las cimentaciones adecuadas.

En líneas de transmisión, los estudios de geotécnica proporcionan información necesaria para determinar el tipo de cimentación que se requiere en cada estructura.

Este estudio se hace de acuerdo con la especificación CFE – C0000 – 43 “ESTUDIOS GEOTÉCNICOS PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”, Octubre 2005.

2.11. SISTEMA DE TIERRAS

El sistema de puesta a tierra es el conjunto de elementos que sirven para drenar la corriente de descarga atmosférica o de falla.

Resistividad del Subsuelo

Es una forma práctica, aunque indirecta, de valorar las características y condiciones de conducción eléctrica del subsuelo, está en función del tipo, compactación, contenido de humedad y sales solubles en los estratos. Es el inverso de la conductividad eléctrica.

Medición de la Resistividad del Subsuelo

Se requiere, una vez determinada la posición de las estructuras y sus cimentaciones la medición de la resistividad del subsuelo según el Método de Wenner²², basándose en la especificación CFE – 00J00 – 52 “RED DE PUESTA A TIERRA PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS DE 69 kV a 400 kV EN CONSTRUCCIÓN”, Mayo 2011.

La medición de resistividad del suelo se realiza para cada estructura, considerando su centro como el punto base en el sentido de la línea representado en la (Figura 10).

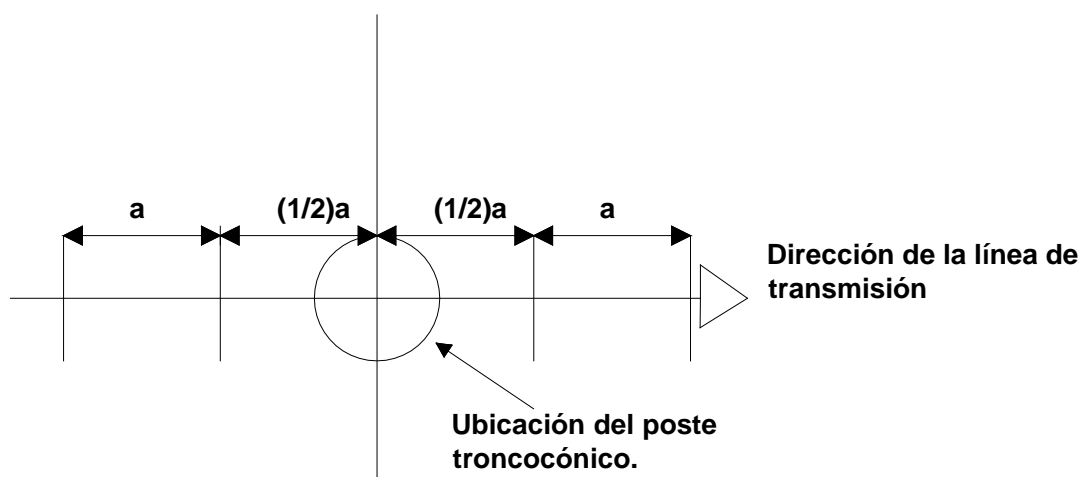


Figura 10: Arreglo para la medición de resistividad aparente del subsuelo por el método de “Wenner” en líneas aéreas en construcción

²² También llamado método de los cuatro electrodos.

2.11.1. Diseño del Sistema de Puesta a Tierra para el Tramo Aéreo

Los sistemas de tierras se encargan de reducir o evitar las sobretensiones en los conjuntos aislantes, reduciendo a su vez, las probabilidades de interrupción del servicio, daños en las instalaciones y lo más importante, evitar daño físico a las personas o animales en las inmediaciones de las torres.

Para líneas de transmisión aéreas, el sistema de tierras incluye:

- ✓ **Hilos de guarda:** Es un cable generalmente de acero que protege a la línea de transmisión de descargas atmosféricas.
- ✓ **Colas de rata:** Conductor de unión entre el hilo de guarda y la estructura.
- ✓ **Estructura:** Es la unidad principal que soporta los aisladores, conductores y accesorios de una línea de transmisión.
- ✓ **Bajante:** Es un conductor metálico que conecta al hilo de guarda con la red de puesta a tierra.
- ✓ **Red de puesta a tierra:** Conjunto de electrodos verticales y horizontales enterrados, encargados de drenar a tierra las corrientes, es un punto de conexión seguro de aterrizamiento para el personal durante maniobras con líneas energizadas o desenergizadas.
- ✓ **Tierra natural o relleno:** puede estar constituido de material producto de excavación o de banco de préstamo de origen orgánico, su función es disminuir la resistividad alrededor de los electrodos para lograr una resistencia baja de puesta a tierra.
- ✓ **Conectores:** Elementos utilizados para unir dos partes metálicas de la red de puesta a tierra, de tal manera que se garantice el contacto permanente entre ellas.

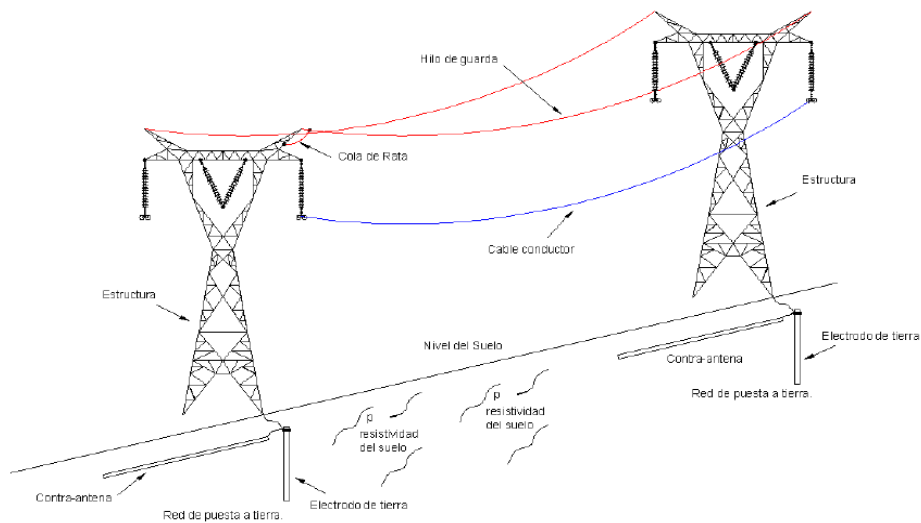


Figura 11: Sistema de Puesta a Tierra de una Línea de Transmisión

2.11.1.1. Cálculo del sistema de tierras para el proyecto LT Volcán Gordo – Altamirano II

La realización del diseño de los sistemas de tierra, se efectúa a partir de la medición de la resistividad de los sitios donde se instalarán las estructuras.

La propuesta general de sistemas de tierra para torres y postes de líneas de transmisión se muestra en las figuras 12 y 13.

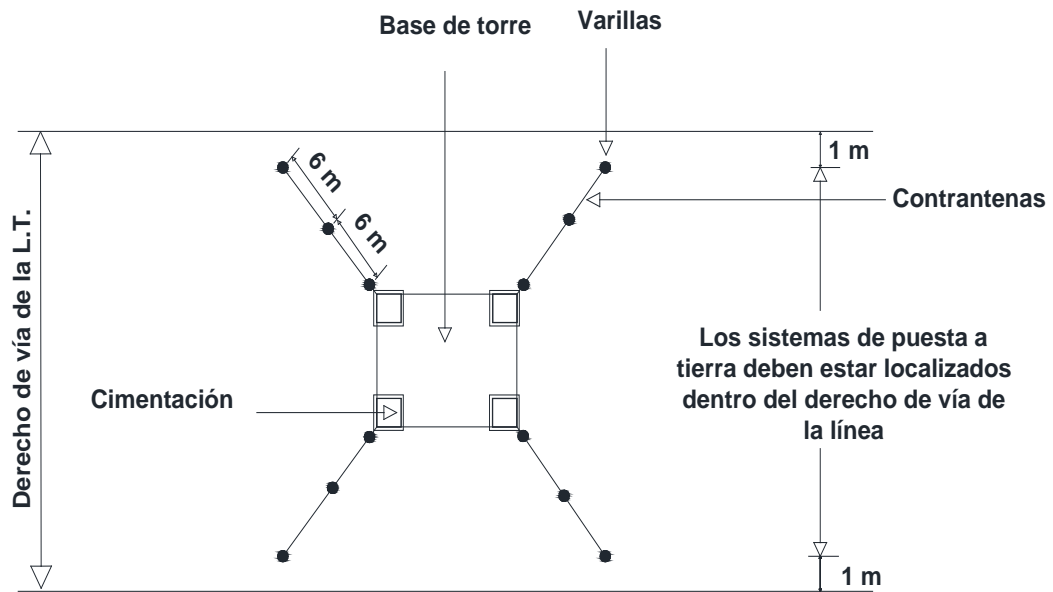


Figura 12: Sistema de puesta a tierra para estructura auto soportada de línea de transmisión con terreno que tenga una resistividad de diseño en un intervalo de $301 \Omega \cdot m$ a $500 \Omega \cdot m$

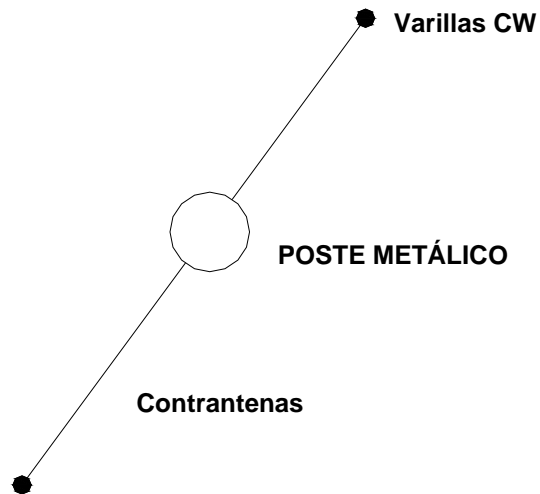


Figura 13: Esquema de instalación de contra-antenas y varillas en torres

2.11.1.1.1. Electrodo de puesta a tierra

La resistencia que proporciona una varilla vertical está dada por la siguiente ecuación:

$$R_V = \frac{\rho}{2\pi L_V} \left[\ln\left(\frac{4L_V}{a_V}\right) - 1 \right] \dots\dots (1)$$

Donde:

R_V = Resistencia del sistema con una varilla, en $[\Omega]$.

ρ = Resistividad del terreno, en $[\Omega]$.

L_V = Longitud de la varilla, en [m].

a_V = Radio de la varilla, en [m].

La siguiente figura muestra la disposición del electrodo, cuyo valor de puesta a tierra se determina conforme la ecuación anterior:

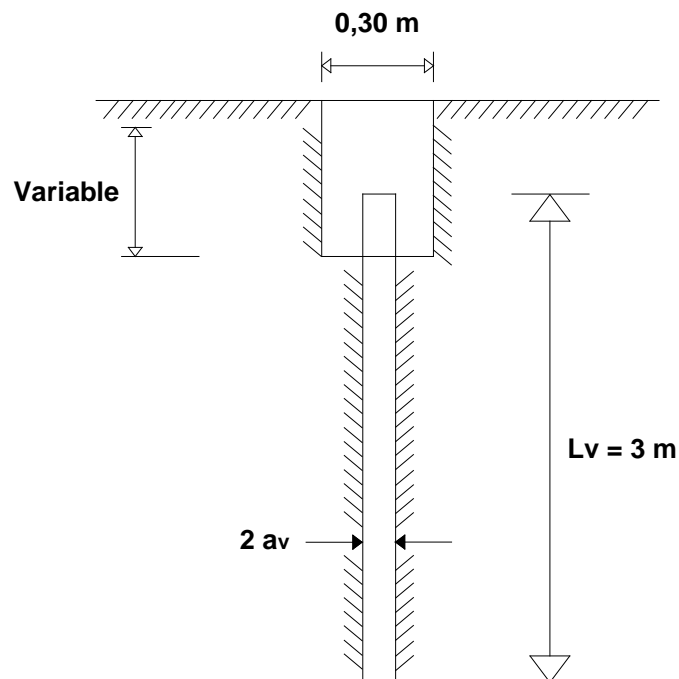


Figura 14: Esquema de un electrodo de puesta a tierra tipo varilla CW, vertical

Para varillas de uso común (3,00 x 16 mm), la ecuación (1) se transforma en:

$$R_V = \frac{\rho}{(2)(\pi)(3,00)} \left[\ln \left(\frac{(4)(3,00)}{0,008} \right) - 1 \right] = \frac{\rho}{2,9857} \dots\dots (2)$$

Para el caso en estudio, torre No. 6, la resistividad óhmica es de 361,91 [Ω -m].

La resistencia que proporciona una sola varilla de este tipo, se calcula de acuerdo a la ecuación (2):

$$R_V = \frac{361,91}{2,9857} = 121,21 [\Omega]$$

2.11.1.1.2. Contra-antenas

Para contra-antenas, el valor de la resistencia esta dado por la ecuación siguiente:

$$R_C = \frac{\rho}{(\pi)(L_C)} \left[\ln \left(\frac{(2)(L_C)}{a_C} \right) - 1 \right] \dots\dots (3)$$

Donde:

R_C = resistencia del sistema de contra-antena, en [Ω].

R = resistividad del terreno, en [Ω m].

L_C = longitud de la contra-antena, en [Ω].

a_C = radio de la contra-antena, en[m].

La figura 14 muestra la disposición en corte vertical, de la contra-antena.

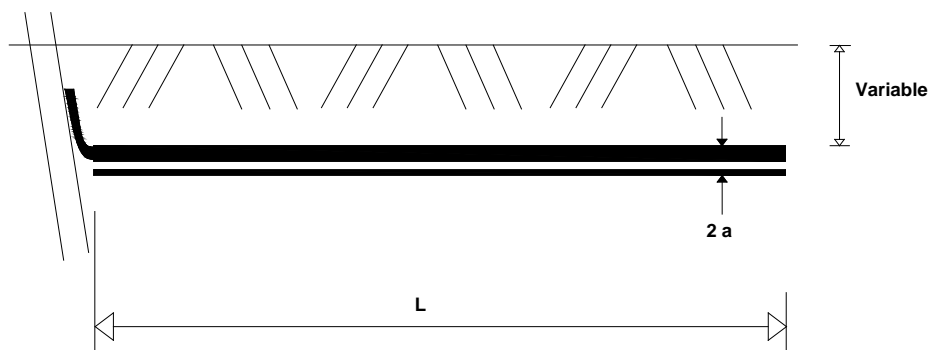


Figura 15: Esquema de un electrodo tipo contra-antena

Para una contra-antena de 30 [m] de longitud de cable de acero con recubrimiento de cobre soldado (diámetro de 6.543 mm) y resistividad del terreno de 361.91 [Ω -m], la resistencia que proporciona es:

$$R_C = \frac{361,91}{(\pi)(30)} \left[\ln\left(\frac{(2)(30)}{0,00871/2}\right) - 1 \right] = 32,675 [\Omega] \dots\dots (4)$$

2.11.2. Conformación del Sistema de Tierras

En general para un sistema de tierras que considere la instalación de contra-antenas y varillas en conexión paralelo, la ecuación resultante del sistema es:

$$R_{PT} = \frac{1}{\frac{N_C}{R_C} + \frac{N_V}{R_V}} \dots\dots (4)$$

Donde:

R_{PT} = Resistencia de puesta a tierra especificada.

N_C = Número de contra-antenas.

R_C = Resistencia que proporciona la contra-antena (ecuación 3).

N_V = Número de varillas CW.

R_V = Resistencia que proporciona una varilla (ecuación 1)

Sustituyendo en la ecuación (4) los valores de R_V y R_C de las ecuaciones (1) y (3) y resolviendo el denominador se obtiene:

$$R_{PT} = \frac{\frac{\rho}{(\pi)(\pi)(L_V)} \left[\ln\left(\frac{4L_V}{a_V}\right) - 1 \right] \cdot \frac{\rho}{(\pi)(L_C)} \left[\ln\left(\frac{(\pi)(L_C)}{a_C}\right) - 1 \right]}{\frac{N_C \rho}{(\pi)(\pi)(L_V)} \left[\ln\left(\frac{4L_V}{a_V}\right) - 1 \right] + \frac{N_V \rho}{(\pi)(L_C)} \left[\ln\left(\frac{(\pi)(L_C)}{a_C}\right) - 1 \right]} \dots\dots (5)$$

Reduciendo:

$$R_{PT} = \frac{\rho \left[\ln\left(\frac{4L_V}{a_V}\right) - 1 \right] \cdot \left[\ln\left(\frac{(\pi)(L_C)}{a_C}\right) - 1 \right]}{\pi \left[N_C \cdot L_C \left[\ln\left(\frac{4L_V}{a_V}\right) - 1 \right] + 2 \cdot N_V \cdot L_V \left[\ln\left(\frac{(\pi)(L_C)}{a_C}\right) - 1 \right] \right]} \dots\dots (6)$$

Para el caso particular de la LT Volcán Gordo- Altamirano II se tiene que:

- ✓ Las contra-antenas serán de cable de acero con recubrimiento de cobre soldado (30 ACS No. 9) de sección 46,44 [mm²] y diámetro 8,71 [mm].
- ✓ Para el caso de las torres se utilizan cuatro antenas en longitudes múltiples de 6 [m].
- ✓ Los electrodos son varillas de acero con recubrimiento de cobre electrolítico, de longitud 3,00 [m] y diámetro 16 [mm].

El diseño del sistema de tierras para cada estructura se realiza, a partir del conocimiento del valor de ρ_d^{24} , el cual se sustituye en las ecuaciones (7) u (8) anteriores, dando lugar a varias soluciones del sistema de tierras que pueden cumplir con los valores de resistencia óhmica de 10 [Ω]²⁵ en torres y 30 [Ω] en postes troncocónicos.

2.11.3. Instalación del sistema de tierras

Las contra-antenas del sistema de tierras seleccionado, se debe instalar en zanjas de 0,30 [m] de ancho y con la profundidad indicada a continuación:

Profundidad [m]	Tipo de terreno
0,80	No cultivable
1,50	De cultivo
0,40	Rocoso

2.11.4. Diseño del Sistema de Puesta a Tierra para el Tramo Subterráneo

En líneas de transmisión subterráneas, el sistema de tierras incluye:

- Pantalla metálica: puede estar conectada en uno, dos, o más puntos, dependiendo del sistema de cables y su diseño.
- Empalmes aterrizados
- Apartarrayos en el paso aéreo - subterráneo
- Cable de puesta a tierra

2.11.4.1. CONEXIONES DE LA PANTALLA DEL CABLE

Los cables disponen de una pantalla metálica sobre las que se inducen tensiones, dependiendo del sistema de conexión a tierra de estas pantallas, pueden aparecer corrientes inducidas que disminuyen la capacidad de transmisión de corriente del cable, o bien aparecen tensiones inducidas que pueden alcanzar valores peligrosos para el personal que opere en la zona o para el sistema de cables.

A continuación se describen los distintos sistemas de conexión a tierra de las pantallas de los cables:

²⁴ Resistividad recomendada de diseño (ρ_d), la cual es el promedio aritmético de los valores máximo y mínimo de las mediciones realizadas.

²⁵ La CFE ha establecido como valor máximo de la resistencia de puesta a tierra en los sitios de las torres, 10 [Ω].

2.11.4.1.1. Conexión en un extremo (Single-Point)

Este tipo de conexión se aplica en aquellas líneas donde, siendo su longitud pequeña (el tendido debe realizarse en uno, o a lo sumo dos tramos), es necesario aprovechar al máximo la capacidad de conducción de corriente del conductor sin las limitaciones que provocan las corrientes de pantalla.

En este tipo de conexión, dependiendo de si la línea se tiende en un solo tramo (Figura 15) o en dos (Figura 16), las pantallas de los cables se conectan a tierra de la siguiente manera:

- **Un solo tramo**

Se conecta rígidamente a tierra la pantalla en un solo extremo de la línea, conectando el otro extremo a tierra a través de descargadores de tensiones.

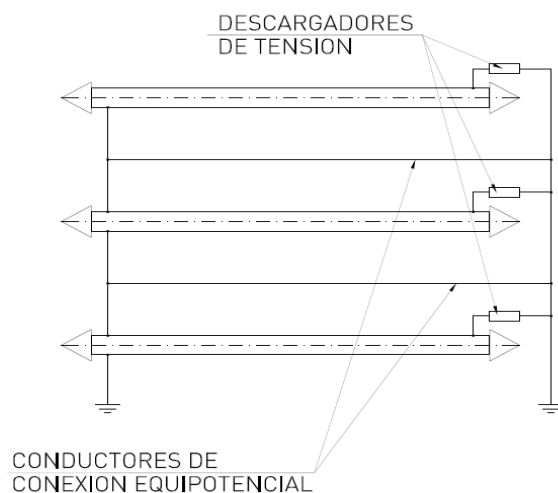


Figura 16: Esquema de conexión de pantallas tipo Single Point de un tramo

- **Dos tramos**

Cuando debido a la longitud de la línea, esta no puede ser tendida en un solo tramo y sea necesaria la realización de un empalme intermedio, las pantallas se conectarán rígidamente a tierra en el empalme, conectando ambos extremos a tierra a través de descargadores de tensiones.

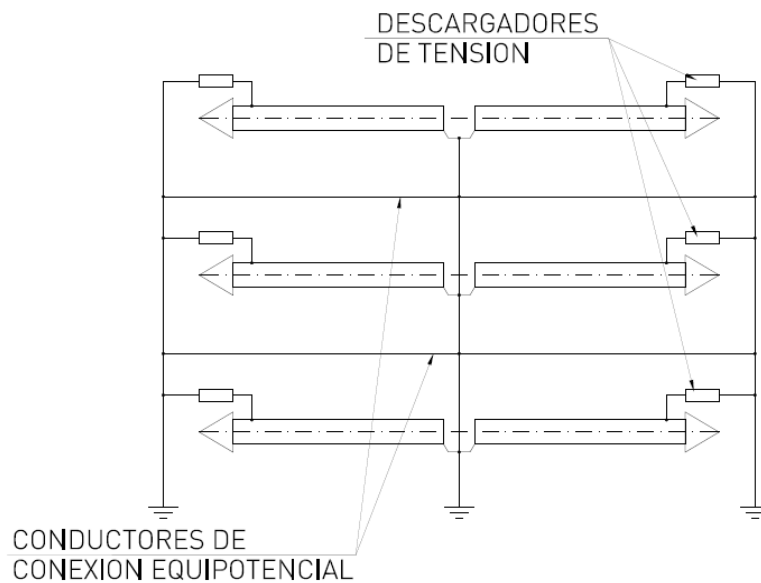


Figura 17: Esquema de conexión de pantallas tipo Single Point de dos tramos

Para el mismo valor de tensión inducida, en el extremo de la pantalla no conectada a tierra, la disposición en dos tramos permite cubrir el doble de longitud que el de un tramo al conectar las pantallas a tierra en la mitad de la longitud del cable dejando los dos extremos abiertos.

Cuando la longitud sea mayor y se quiera utilizar este sistema se pueden seccionar las pantallas en múltiples tramos, encadenando "n" veces la configuración "Single Point" de forma que la tensión inducida en servicio continuo en cada extremo no puesto a tierra se mantenga por debajo de los límites de seguridad, garantizando una tensión de contacto aplicada igual o inferior a 50 V.

Ventajas:

- ✓ Elimina la corriente de circulación inducida en la pantalla
- ✓ Elimina las pérdidas en la pantalla
- ✓ Maximiza la capacidad de transporte del conductor.

Se debe considerar que en el extremo no puesto a tierra aparecerán tensiones inducidas, cuyo valor, en condiciones normales de servicio y para la corriente máxima admisible por el cable, no debe sobrepasar el valor de 150 V.

Asimismo, en dicho extremo se instalarán descargadores de tensiones entre la pantalla y tierra, de forma que las sobretensiones inducidas en las pantallas ante fenómenos transitorios (o de maniobra) no provoquen daños en la cubierta del cable.

2.11.4.1.2. Conexión Crossbonding

Este tipo de conexión se aplica en líneas de gran longitud, cuando sean necesarios dos o más empalmes intermedios, y donde se requiera eliminar las corrientes de pantalla.

Consiste en interrumpir las pantallas y transponerlas ordenadamente, aprovechando los puntos de empalme de los cables, para neutralizar la tensión inducida en el total de tres tramos consecutivos, (con longitudes sensiblemente iguales) y poniendo a tierra ambos extremos de la línea, resultando una corriente de pantalla despreciable. En los puntos donde se realiza la transposición de pantallas se deben instalar unas cajas de conexión provistas de descargadores de tensiones.

La longitud máxima aproximada de los tramos se sitúa en torno a los 500 [m], por tanto, se procurará que el número de tramos en que resulte dividida sea tres o múltiplo de tres (de longitudes sensiblemente iguales).

La tensión inducida en las pantallas es máxima en los empalmes intermedios de transposición, no debiendo sobrepasar los 150 [V] en condiciones normales de servicio y para la máxima corriente admisible por el conductor.

Existen dos sistemas de conexión crossbonding:

- **Crossbonding seccionado:**

Consiste en dividir la longitud total de la línea en secciones independientes (constituidas por tres tramos elementales) conectadas en serie, de forma que en la unión entre dos secciones, y en los extremos de la línea, las pantallas se conectan rígidamente a tierra, y en los empalmes intermedios de cada sección se realiza la permutación de fases y pantallas (Figura 18).

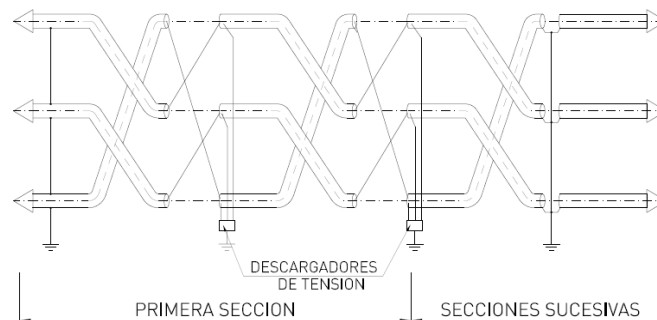


Figura 18: Esquema de Conexión de Pantallas Crossbonding Seccionado

La tensión inducida en tres tramos consecutivos de pantallas, condiciones normales de operación, en configuración triángulo equilátero, es nula, por ser la suma de tres tensiones iguales desfasadas 120° , por tanto, no hay corrientes de circulación por las pantallas.

Ventajas:

- ✓ La tensión entre pantalla y tierra en ambos extremos es nula.
- ✓ La tensión máxima inducida en un circuito de pantallas será tres veces inferior en comparación con una configuración Single-Point de la misma longitud²⁶.

En caso de alguna falla, la corriente circulará por las tres pantallas de los cables, debido a la conexión rígida a tierra en los extremos de cada sección.

• **Crossbonding continuo:**

Consiste en permutar, tanto las pantallas como las fases, en cada empalme intermedio a lo largo de la longitud total de la línea y conectar las pantallas rígidamente a tierra en los extremos de ésta.

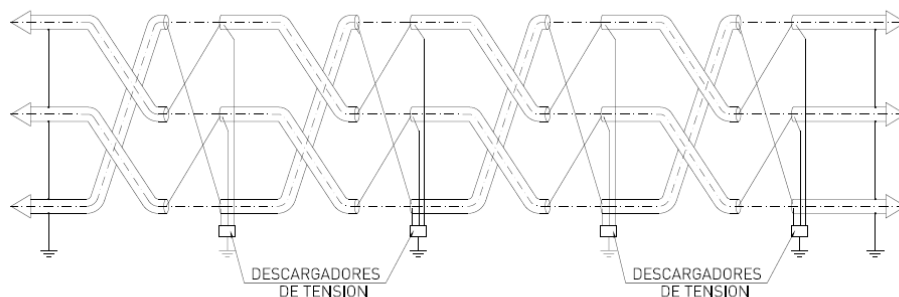


Figura 19: Esquema de Conexión de Pantallas Crossbonding Continuo

Ventajas:

- ✓ La corriente de circulación por las pantallas motivada por el hecho de que los tramos elementales no sean de la misma longitud se atenúa a medida que el sistema disponga de muchos tramos, ya que los desequilibrios tienden a compensarse, disminuyendo las pérdidas asociadas.
- ✓ Se puede utilizar este sistema sin necesidad de que el número de tramos sea múltiplo de 3, se usa cualquier número de tramos a partir de 2.
- ✓ Cuando el número de tramos no es múltiplo de 3 la tensión inducida en un circuito de pantallas es la correspondiente a uno de los tramos.

²⁶ Debido al efecto de compensación de campo magnético por la circulación de corriente por las pantallas puestas a tierra, las tensiones inducidas en caso de cortocircuito sobre otros cables que discurren paralelos son mucho menores que para una disposición en Single-Point, motivo por el cual este sistema de conexión es preferible a un sistema en Single-Point con n tramos.

2.11.4.1.3. Conexión en ambos extremos (Both Ends)

La aplicación de este tipo de conexión se reduce a líneas de poca longitud (el tendido generalmente se realiza en un solo tramo), en donde, la disminución en la capacidad de conducción de corriente debido a la corriente de pantalla se asuma en el diseño de la línea.

En este tipo de conexión (Figura 17), las pantallas de los cables son continuas y se conectan a tierra en ambos extremos de la línea. En caso de precisarse grandes longitudes, se dispondrá de puestas a tierra intermedias en alguno de los empalmes.

Ventajas:

- ✓ En condiciones normales de operación, las tensiones de las pantallas entre sí y respecto de tierra son pequeñas y la tensión de contacto entre sus extremos es nula, por lo que no aparecen tensiones inducidas en las pantallas que pudieran llegar a ser peligrosas.
- ✓ Si ocurre una falla, se inducirá una tensión en la pantalla, debido al acoplamiento con el conductor y por tanto, una corriente a través de la pantalla y las puestas a tierra de ambos extremos. La circulación de dicha corriente por las pantallas reducirá la tensión inducida a lo largo de éstas.

Se debe considerar que en este tipo de conexión se producirán pérdidas, calentamiento del cable y entonces, la disminución en la capacidad de conducción de corriente.

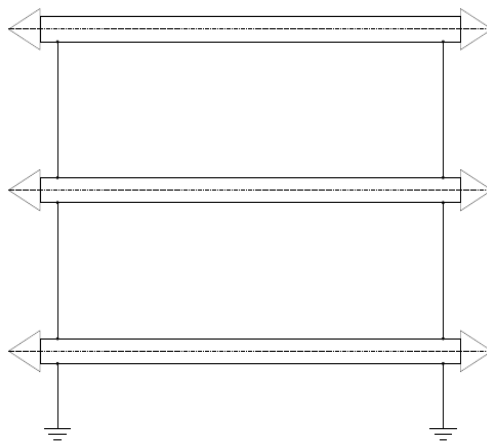


Figura 20: Esquema de conexión de pantallas de tipo Both-Ends

La elección entre un tipo u otro de conexión dependerá de las características de la línea y sus requerimientos específicos, para nuestro caso de interés, la conexión de las pantallas se hará en un solo punto (Single Point) y en un solo tramo, debido a su corta longitud, la cuál no presenta empalmes, y a su gran importancia en la conducción de corriente.

Capítulo III: Parámetros Eléctricos

3.1. OBJETIVO Y UTILIDAD DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

La línea de transmisión es un elemento principal dentro de las redes eléctricas, en conjunto dichos elementos constituyen las arterias a través de las cuales fluye la energía eléctrica, desde centros de generación hasta los lugares de consumo.

En nuestro caso particular, la línea Volcán Gordo- Altamirano, transmite energía en corriente alterna, posee un tramo aéreo y otro subterráneo, el objetivo de este capítulo es representar el comportamiento de la línea a través de un modelo matemático.

3.1.1. Definición de parámetros eléctricos

Una línea de transmisión posee cuatro parámetros que definen su comportamiento dentro de un sistema de potencia:

- ✓ Resistencia
- ✓ Inductancia
- ✓ Capacitancia
- ✓ Conductancia

Este último parámetro se presenta entre dos conductores o entre conductores y tierra. En una línea aérea, éste se desprecia debido a que cambia constantemente, la conductancia es producto de la fuga en los aisladores, la cual a su vez varía de acuerdo a las condiciones atmosféricas y a las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores.

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

Resistencia eléctrica

Es la propiedad que poseen los materiales a oponerse al paso de la corriente eléctrica. Todos los materiales conocidos presentan esta propiedad.

Cuatro factores afectan la resistencia metálica de los conductores:

- ✓ Longitud
- ✓ Área o sección transversal
- ✓ Material del conductor
- ✓ Temperatura

Inductancia

Se define como el cociente entre la caída de tensión a lo largo de la línea, V , a la tasa de cambio de la corriente, I , que circula por el conductor:

$$V = L \frac{di}{dt}$$

Capacitancia

La capacitancia de una Línea de Transmisión es resultado de la diferencia de potencial entre los conductores, que provoca que se comporten como un capacitor, donde los conductores son las placas y el dieléctrico es el aire. Para líneas largas (mayores de 80 km de longitud), la capacitancia toma una gran importancia en el análisis.

Dicho parámetro eléctrico afecta: la caída de voltaje, la eficiencia y el factor de potencia de la línea.

La capacitancia de una línea de dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencial entre ellos, en términos de longitud se define como:

$$C = \frac{q}{v} \text{ [F/m]}$$

Donde q es la carga sobre la línea en Coulombs [C] por metro y v es la diferencia de potencial. entre los conductores en Volts.

Inicialmente se desarrolla el modelo de los parámetros serie y posteriormente, se obtienen los correspondientes al efecto en derivación.

3.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL CABLE DE POTENCIA

Para poder modelar cables de potencia se requiere determinar los parámetros eléctricos a partir de sus características físicas y eléctricas.

El cálculo de los parámetros se hará bajo las siguientes consideraciones:

- Se despreciarán las pérdidas en los dieléctricos
- La permeabilidad del conductor es constante
- El cable es longitudinalmente uniforme

Lo anterior se justifica por el hecho de que el aislamiento es polimérico (XLPE, PE, EPR, PVC, etc.) los cuáles se caracterizan por tener bajas pérdidas dieléctricas²⁷.

IMPEDANCIA SERIE

La impedancia serie (Z) se origina por el campo magnético que circula a través del conductor, la pantalla conductora y el aislamiento, así como por la corriente que circula en los conductores.

Para llegar a la impedancia final de la alineación subterránea es necesario considerar las impedancias propias de cada cable, las mutuas y su retorno por tierra.

Inicialmente se describe la impedancia propia del cable, que se conforma por la suma de 6 magnitudes, descritas a continuación, las cuáles resultan de la interacción del campo eléctrico y magnético entre el núcleo, la pantalla metálica y el aislamiento del cable, considerando el retorno por tierra.

z_1 : Impedancia interna del conductor central

z_2 : Impedancia debida al flujo magnético en la parte interior del aislamiento

z_3 : Impedancia interna en la pantalla

z_4 : Impedancia mutua de la pantalla metálica

z_5 : Impedancia externa en la pantalla

z_6 : Impedancia debida al flujo magnético en la parte exterior del aislamiento

²⁷ Se describe, en la sección de Ampacidad, el cálculo de pérdidas en el dieléctrico.

Definidas por las siguientes expresiones:

$$z_1 = \frac{\rho_N m_1}{2\pi r_1} \coth(0,777 m_1 r_1) + \frac{0,356 \rho_N}{\pi r_1^2} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_3 = \frac{\rho_P m_2}{2\pi r_2} \coth[m_2(r_3 - r_2)] - \frac{\rho_P}{2\pi r_2 (r_3 + r_2)} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_4 = \frac{\rho_P m_2}{2\pi(r_3 + r_2)} \operatorname{csch}[m_2(r_3 - r_2)] \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_5 = \frac{\rho_N m_2}{2\pi r_3} \coth[m_2(r_3 - r_2)] - \frac{\rho_N}{2\pi r_3 (r_3 + r_2)} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Donde:

$$m_1 = \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_N}}$$

$$m_2 = \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_P}}$$

μ_{Aislante} : permeabilidad del aislante

μ_0 : permeabilidad relativa = $4\pi \times 10^{-7}$

ρ_N : resistividad del núcleo del cables

ρ_P : resistividad de la pantalla conductora

Con r_1 el radio del conductor central y r_2 el radio sobre el aislamiento.

La impedancia originada por la variación del campo magnético en el aislamiento es:

$$z_2 = j\omega \frac{\mu_{\text{aislante}}}{2\pi} \ln \frac{r_2}{r_1} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_6 = j\omega \frac{\mu_{\text{aislante}}}{2\pi} \ln \frac{r_4}{r_3} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

r_3 : Radio exterior de la pantalla metálica

r_4 : radio exterior de la cubierta

Impedancia propia del conductor central:

Se define por la siguiente expresión:

$$Z_{cc} = z_1 + z_2 + z_3 + z_6 - 2z_4$$

Impedancia propia del aislamiento:

$$Z_{cs} = z_5 + z_6 - z_4$$

Impedancia propia de la pantalla metálica:

$$Z_{ss} = z_5 + z_6$$

Calculadas estas magnitudes se puede construir la matriz de impedancias interiores del sistema:

$$Z_{cablesinterior} = \begin{bmatrix} Z_{cc} & 0 & 0 & Z_{cs} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{cc} & 0 & 0 & Z_{cs} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{cc} & 0 & 0 & Z_{cs} \\ Z_{cs} & 0 & 0 & Z_{ss} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{cs} & 0 & 0 & Z_{ss} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{cs} & 0 & 0 & Z_{ss} \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Para considerar el retorno por tierra, deben calcularse las impedancias mutuas entre cada uno de los cables del sistema. La siguiente figura muestra un modelo del arreglo de cables y las regiones involucradas en el análisis.

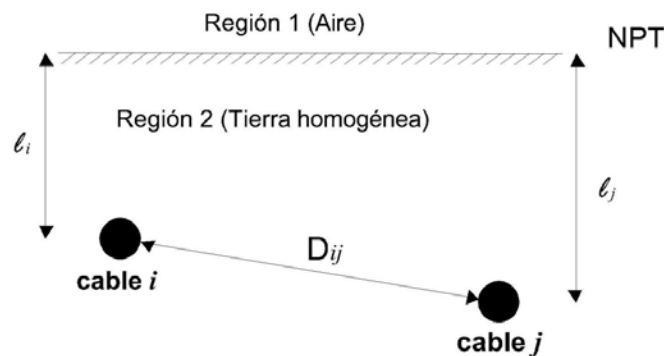


Figura 21: Arreglo de cables subterráneos

La impedancia de retorno por tierra para el cable i es:

$$\bar{Z}_{Tpropio} = \frac{j\omega\mu}{2\pi} \left(-\ln \frac{\gamma m_t r_4}{2} + \frac{1}{2} - \frac{4}{3} m_t l_j \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

La impedancia mutua entre lo cable i y j se define por medio de la siguiente expresión: propia del cable j se expresa como:

$$\bar{Z}_{Tmutuaij} = \frac{j\omega\mu}{2\pi} \left(-\ln \frac{\gamma m_t D_{ij}}{2} + \frac{1}{2} - \frac{2}{3} m_t h_{ij} \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Donde:

γ : constante de Euler

l_j : profundidad del cable j

D_{ij} : distancia entre los cables i y j

$h_{ij} = \frac{h_i + h_j}{2}$: profundidad promedio de los cables

μ : permeabilidad relativa del suelo

r_4 : radio externo del cable

Las impedancias de retorno por tierra conforman la matriz de impedancias exteriores del sistema, descrita a continuación:

$$Z_{cablesExterior} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{Tpropio1} & \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tmutua13} & \bar{Z}_{Tpropio1} & \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tmutua13} \\ \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tpropio2} & \bar{Z}_{Tmutua23} & \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tpropio2} & \bar{Z}_{Tmutua23} \\ \bar{Z}_{Tmutua13} & \bar{Z}_{Tmutua23} & \bar{Z}_{Tpropio3} & \bar{Z}_{Tmutua13} & \bar{Z}_{Tmutua23} & \bar{Z}_{Tpropio3} \\ \bar{Z}_{Tpropio1} & \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tmutua13} & \bar{Z}_{Tpropio1} & \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tmutua13} \\ \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tpropio2} & \bar{Z}_{Tmutua23} & \bar{Z}_{Tmutua12} & \bar{Z}_{Tpropio2} & \bar{Z}_{Tmutua23} \\ \bar{Z}_{Tmutua13} & \bar{Z}_{Tmutua23} & \bar{Z}_{Tpropio3} & \bar{Z}_{Tmutua13} & \bar{Z}_{Tmutua23} & \bar{Z}_{Tpropio3} \end{bmatrix}$$

Entonces, se suman ambas matrices, para poder integrar el retorno por tierra:

$$Z_w = Z_{cablesinterior} + Z_{cablesExterior}$$

De la matriz Z_w se obtienen cuatro submatrices de orden 3x3.

$$Z_{w1} = \begin{bmatrix} Z_{w11} & Z_{w12} & Z_{w13} \\ Z_{w21} & Z_{w22} & Z_{w23} \\ Z_{31} & Z_{w32} & Z_{w33} \end{bmatrix}$$

$$Z_{w2} = \begin{bmatrix} Z_{w14} & Z_{w15} & Z_{w16} \\ Z_{w24} & Z_{w25} & Z_{w26} \\ Z_{w34} & Z_{w35} & Z_{w36} \end{bmatrix}$$

$$Z_{w3} = \begin{bmatrix} Z_{w41} & Z_{w42} & Z_{w43} \\ Z_{w51} & Z_{w52} & Z_{w53} \\ Z_{61} & Z_{w62} & Z_{w63} \end{bmatrix}$$

$$Z_{w4} = \begin{bmatrix} Z_{w44} & Z_{w45} & Z_{w46} \\ Z_{w54} & Z_{w55} & Z_{w56} \\ Z_{w64} & Z_{w65} & Z_{w66} \end{bmatrix}$$

Finalmente se puede obtener la matriz de fases, a través de la siguiente transformación matricial:

$$Z_{abc} = Z_{w1} - [Z_{w2} * (inv Z_{w4}) * Z_{w3}]$$

ADMITANCIA EN DERIVACIÓN

La admitancia propia por unidad de longitud se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\bar{Y} = j\omega C = j\omega \epsilon_0 \epsilon_r \frac{2\pi}{\ln(r_2/r_1)} \left[\frac{S}{m} \right]$$

Donde:

ϵ_r : permitividad relativa del aislamiento

Esta admitancia se obtiene considerando que el campo eléctrico está confinado a la región del aislamiento. Este hecho se justifica por que la pantalla metálica del cable se aterriza para brindar seguridad, lo que implica que el campo eléctrico se distribuye únicamente en el aislamiento. A su vez, debido a que la pantalla se aterriza no existen acoplamientos mutuos capacitivos en las diferentes fases.

3.3. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

Para llevar la matriz de fases a secuencia negativa y cero, se multiplicará por la siguiente matriz:

$$T_s = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$Z_{120} = Z_{abc} * T_s$$

Para realizar algunos procedimientos definidos anteriormente, será necesario analizar, primeramente, el comportamiento térmico-eléctrico de la línea subterránea, y así conocer su capacidad de conducción de corriente, como se describe a continuación.

3.4. AMPACIDAD

La Ampacidad es la capacidad de transmisión de energía eléctrica, expresada en Amperes [A].

El principal factor a considerar en el cálculo de ampacidad, en cables de potencia es la transferencia de calor.

El calor generado en el conductor, en el aislamiento y en la pantalla metálica debe ser disipado al medio ambiente a través de las resistencias térmicas del cable y del medio que lo rodea. A su vez, el calor que se puede generar está limitado por la temperatura máxima que pueda soportar el conductor, evitando que el aislamiento se degrade aceleradamente.

3.4.1. Metodología

Esta metodología tiene como base el procedimiento, y valores de referencia descritos en la Norma Internacional IEC 60287 "Calculation of the current rating on electric cables", Parte 1 y 228.

Cabe mencionar que la transmisión de energía eléctrica a través de un conductor se puede reflejar en un comportamiento térmico, donde se generan pérdidas en los diferentes componentes (elementos del cable, tuberías y el medio que los circunda) las cuales son transformadas en energía calorífica. La evacuación de este calor está en función de la construcción del cable y del medio en el que se encuentra tendido.

Las diferentes resistencias térmicas de las capas constituyentes del cable y del medio que le rodea son las que limitan la potencia a transportar por el conductor.

²⁸ Las formulas mostradas incluyen algunas variaciones debidas al Factor de Carga Diaria al que se ven sometidos los cables.

La Norma IEC 60287-1-1, nos dice que la Capacidad de Conducción de Corriente (Ampacidad) en cables aislados está dada por la siguiente expresión (numeral 1.4.1.1 "Cables para Corriente Alterna - cables enterrados en donde el desecamiento del suelo exterior no ocurre, o cables en aire"), para estado estable:

$$I = \sqrt{\frac{(\Delta\theta) - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} [A]$$

Donde:

I: Corriente eléctrica que fluye a través del conductor [A] (r.m.s. eficaz)

$\Delta\theta$: Diferencia de temperatura entre el conductor y la temperatura ambiente [°C] (medio que lo circunda - terreno-)

W_d : Pérdidas dieléctricas en el aislamiento alrededor del conductor por unidad de longitud [W/m].

T_1 : Resistencia térmica entre el conductor y la pantalla metálica por unidad de longitud [°C·m/W].

T_2 : Resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura [°C·m/W]

T_3 : Resistencia térmica de la cubierta exterior por unidad de longitud [°C·m/W]

T_4 : Resistencia térmica entre la superficie exterior del cable y el medio que lo rodea [°C·m/W];

Esta última resistencia se compone por: $T_4 = T_4' + T_4'' + T_4'''$ donde cada una de estas sub-resistencias térmicas corresponden al cable y el ducto: aire- + propia de ducto + resistencia térmica externa al ducto - terreno o medio circundante.

n: Número de conductores con circulación de corriente dentro del cable.

R: Resistencia del conductor a la corriente alterna por unidad de longitud a la máxima temperatura de operación [Ω /m].

λ_1 : Relación de pérdidas del conductor y la pantalla metálica (incluyendo el total de conductores)

λ_2 : Relación de pérdidas de la pantalla metálica y la armadura (incluyendo el total de cables)

De la expresión anterior se puede concluir que la ampacidad de un sistema subterráneo de cables es función de la capacidad que tiene la instalación para extraer el calor que genera el cable y de disiparlo al medio ambiente. Por lo que de forma general es un efecto de transferencias de calor.

Se debe considerar que el calor generado en el conductor debe ser evacuado a través de las diferentes capas que componen al cable, las cuales a su vez tienen diferentes resistencias térmicas.

Es de vital importancia tomar en cuenta que los distintos elementos que componen al cable poseen diferentes temperaturas de funcionamiento que no pueden ser excedidas, ya que podría producirse un envejecimiento prematuro en el cable.

Si se realiza una analogía con un sistema térmico, se tiene:

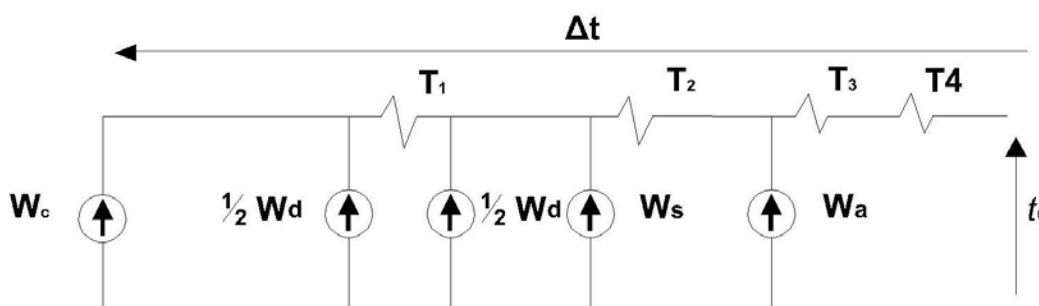
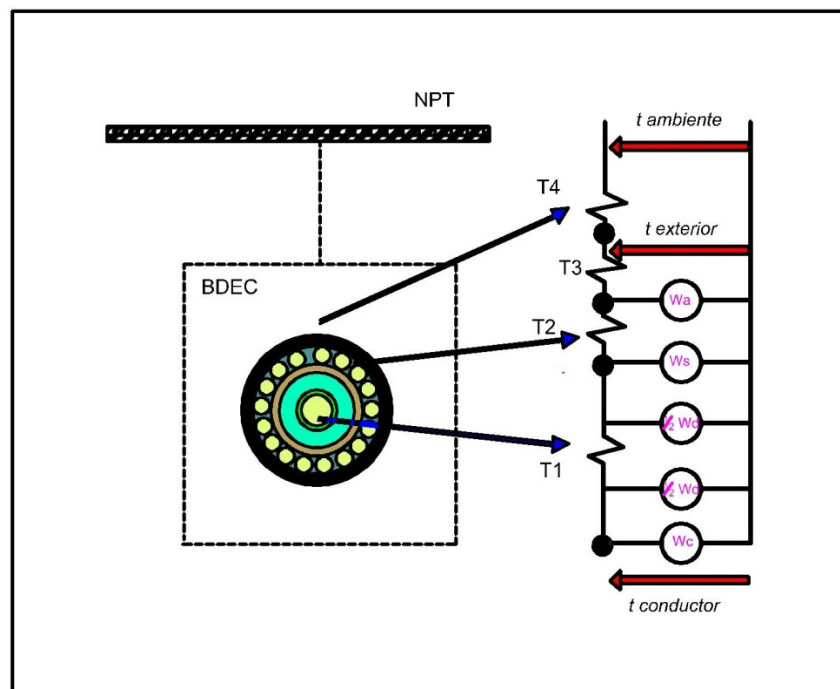


Figura 22: Circuito Equivalente Térmico

Derivado de la Figura 22, la diferencia de Temperatura ($\Delta\theta$) que existe entre el cable y el medio que lo rodea a él, es:

$$\Delta\theta = \left(W_c + \frac{1}{2}W_d\right)T_1 + (W_c + W_d + W_s)T_2 + (W_c + W_d + W_s + W_a)(T_3 + T_4)$$

$$W_s = \lambda_1 W_c$$

$$W_a = \lambda_2 W_c$$

$$W_c = R_{ac} I^2$$

Donde:

Ws: pérdidas dieléctricas en la cubierta exterior por unidad de longitud [W/m]

Wa: pérdidas dieléctricas en la armadura por unidad de longitud [W/m]

Entonces, la corriente que circula a través del conductor del cable esta dada por la siguiente ecuación²⁹:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d \left(\frac{1}{2}T_1 + T_2 + T_3 + T_4\right)}{RT_1 + R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}}$$

Considerando los siguientes factores:

Resistencia del conductor en corriente directa

Se calcula con base a la Norma IEC 60287-1-1 numeral 2.1:

$$R = R'(1 + y_s + y_p) \left[\frac{\Omega}{m}\right]$$

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[\frac{\Omega}{m}\right]$$

Donde:

R' : resistencia del conductor a la corriente directa por unidad de longitud a la máxima temperatura de operación [Ω/m]

ys: factor debido al efecto piel en el conductor (efecto skin)

²⁹ Misma ecuación que la indicada en la Norma IEC 60287-1-1. (En estado estable).

yp: factor debido al efecto de proximidad en el conductor

R0: resistencia del conductor a la corriente directa por unidad de longitud a 20 °C de temperatura [Ω/m]

α_{20} : máxima temperatura de operación en [°C] a la que se desea obtener el valor de la resistencia

Para llevar la resistencia del conductor a la corriente directa, pero a 90 °C, se aplica la siguiente ecuación:

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R = R' (1 + y_s + y_p) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Resistencia del Conductor (R) a la Corriente Alterna:

La resistencia en corriente alterna está en función de varios factores:

- Resistencia a corriente continua
- Frecuencia
- Diámetro y la naturaleza del metal conductor
- Distancia entre ejes de los mismos

La obtención de este parámetro se calcula en base a la ecuación anterior, pero se requiere calcular los factores (y_s y y_p), los cuáles se obtienen de la aplicación de las ecuaciones indicadas en el numeral 2.1.2 y 2.1.4 de la Norma IEC 60 287-1-1.

Los dos factores (y_s y y_p), pueden ser interpretados como un porcentaje de incremento de la resistencia en corriente continua del conductor para una temperatura dada y una frecuencia determinada.

$$y_s = \frac{x_s^2}{192 + (0.8x_s^2)}$$

Donde :

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} (10^{-7}) k_s$$

$$y_p = \frac{x_p^2}{192 + (0.8x_p^2)} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{x_p^2}{192 + (0.8x_p^2)} + 0.27} \right]$$

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} (10^{-7}) k_p$$

Considerando:

k_s : factor obtenido de la Tabla 2 de la Norma IEC 60287-1-1

f: frecuencia del sistema= 60 [Hz]

k_p : factor obtenido de la Tabla 2 de la Norma IEC 60287-1-1

d_c : diámetro del conductor=

s: distancia entre ejes de conductores (adyacentes)

El factor debido al efecto piel (y_s) se refiere a una modificación de la distribución del flujo de corriente en el conductor debido al efecto del campo magnético interno.

El factor debido al efecto de proximidad (y_p), corresponde a una modificación en el reparto de corriente en el conductor, originada por las corrientes inducidas por el campo magnético de los diferentes alambres de los conductores (adyacentes) y por los propios conductores. Este fenómeno es atribuido al paralelismo de hilos de los conductores.

Pérdidas en el Dieléctrico

Las pérdidas dieléctricas por unidad de longitud en cada conductor se describen por la fórmula para cables de corriente alterna indicada en el numeral 2.2 de la Norma IEC 60287-1-1:

$$W_d = \omega C U_0^2 \tan \delta \left[\frac{W}{m} \right]$$

Donde:

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln \left(\frac{D_i}{d_{ci}} \right)} 10X^{-9}$$

ϵ : Constante de la permitividad relativa del aislamiento, obtenida de la Tabla 3 IEC 60287-1-1

$\tan \delta$: Factor de pérdidas para el aislamiento, obtenido de la Tabla 3 de IEC 60287-1-1

D_i : Diámetro exterior del aislamiento, excluyendo la pantalla semiconductor [mm]

d_{ci} : Diámetro del conductor, incluyendo la pantalla semiconductor [mm]

ω : Frecuencia angular ($2\pi f$) [1/s]

C: capacitancia del cable por unidad de longitud [F/m]

U0: tensión de fase – tierra [V]

Pérdidas en la Pantalla Metálica (Factor λ_1)

Los cables de alta tensión llevan pantallas metálicas continuas de aluminio, plomo o cobre, las cuales, al aterrizar se someten a tensiones inducidas que a su vez genera pérdidas en el cable.

Para el análisis y el cálculo del Factor de Pérdidas en la Pantalla Metálica (λ_1) se considera la siguiente ecuación:

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1''$$

Donde:

λ_1' : Factor de pérdidas debido a la circulación de corrientes

λ_1'' : Factor debido a las corrientes de Foucault "Eddy"

De acuerdo a la ecuación, las pérdidas son solamente para el conductor, no se consideran las trayectorias de retorno por tierra.

La razón de pérdidas por corrientes circulares (λ_1') estará en función del tipo de aterrizaje en las pantallas y la razón de pérdidas por corrientes de Foucault (λ_1'') solo existe cuando la pantalla metálica del cable cubre la circunferencia completa del cable.

En conexiones tipo Single Point, el Factor de las Pérdidas por la Circulación de Corrientes (λ_1') se desprecia, por tanto para el cálculo del factor de pérdidas debido a las corrientes de Foucault se considera lo siguiente:

$$\lambda_1' = 0$$

$$\lambda_1'' = \frac{R_s}{R} \left[g_s \lambda_0 (1 + \Delta_1 + \Delta_2) + \frac{(\beta_1 t_s)^4}{12 \times 10^{12}} \right]$$

$$g_s = 1 + \left(\frac{t_s}{D_s} \right)^{1,74} (\beta_1 t_s 10^{-3} - 1,6)$$

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{4\pi\omega}{10^7 \rho_s}}$$

Donde:

R_s : Resistencia de la pantalla metálica por unidad de longitud a la máxima temperatura de operación [Ω/m]

ω : Frecuencia angular

R: Resistencia del conductor a la corriente alterna por unidad de longitud a la máxima temperatura [Ω/m]

ρ_s : Resistividad eléctrica del material de la pantalla metálica a 20°C [Ωm]

D_s : Diámetro exterior de la pantalla metálica [mm]

t_s : espesor de la pantalla [mm]

d: diámetro medio de la pantalla [mm]

Para cables con pantallas de cobre o plomo el término ωs puede ser sustituido por la unidad y el siguiente término puede ser despreciado:

$$\frac{(\beta_1 t_s)^4}{12 \times 10^{12}} \approx 0$$

Para el cable a utilizar, se pueden utilizar las siguientes expresiones:

$$\lambda_0 = 3 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^2$$

$$\Delta_1 = (1,14m^{2,45} + 0,33) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(0,92m+1,66)}$$

$$\Delta_2 = 0$$

Si el término descrito a continuación es menor o igual a 0.1, entonces los términos Δ_1 y Δ_2 se pueden despreciar.

$$m = \frac{\omega}{R_s} 10^{-7}$$

La Resistencia de la Pantalla Metálica (R_s) se calcula usando las siguientes expresiones:

$$A_s = \left(\frac{\pi}{4} \right) (D_s^2 - D_s'^2) [mm^2]$$

$$A_s' = A_s (0,001)^2 [mm^2]$$

De la Tabla 1 de la Norma IEC 60287-1-1, se obtienen los valores de resistividad (ρ) y el coeficiente de temperatura (α_{20}) para 20 [°C].

$$R_{os}' = \frac{\rho_s}{AS} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \alpha_{20} [^{\circ}C]$$

Se debe considerar que la Resistencia de la pantalla se encuentra una temperatura menor que a la del conductor, se aproxima a un 10% menos (θ_s).

Resistencias Térmicas Interiores al Cable (T1 , T2 y T3):

Las Resistencias Térmicas (Tn) se oponen al paso del calor generado por el conductor, en este proceso intervienen solo elementos no metálicos como:

Aislamiento del cable

Cubierta exterior del cable

Medio que está en contacto con el cable (aire ó terreno)

Ductos ó tuberías

Medio que circunda a los cables (bancos de ductos y terreno).

La mayoría de los cables y sus componentes son de forma cilíndrica, esta es la razón por la cual la Resistencia Térmica se desarrolla para un cilindro de material sólido, en términos de la longitud de este cilindro, se tiene la siguiente expresión:

$$R_t = \frac{\rho_t}{2\pi L} \ln \left(\frac{d_e}{d_i} \right) \left[\frac{^{\circ}C}{W} \right]$$

Y por unidad de longitud:

$$R_{\alpha} = \frac{\rho_t}{2\pi} \ln \left(\frac{d_e}{d_i} \right) \left[\frac{^{\circ}Cm}{W} \right]$$

Donde:

R_t : Resistencia térmica del cilindro [°C/W]

R_{α} : Resistencia térmica del cilindro por unidad de longitud [°Cm/W]

ρ_t : Resistividad térmica del material sólido del cilindro [°Cm/W]

L: Longitud del cilindro [m]

d_e : Diámetro exterior del cilindro [mm]

d_i : Diámetro interior del cilindro [mm]

e: Espesor del material [mm]

S : Área de la sección transversal del material [mm²]

Resistencia Térmica del Aislamiento (T_1):

De acuerdo a la Norma IEC 60287-2-1, del numeral 2.1.1.1:

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_1}{d_e} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Donde:

ρ_T : Resistividad térmica del aislamiento [Km/W] (de la tabla 1 de IEC 60287-2-1).

d_e : Diámetro exterior del conductor [mm].

t_1 : Espesor del aislamiento entre el conductor y el aislamiento [mm].

Si existen pantallas semiconductoras sobre el conductor y sobre el aislamiento, estas se deben considerar como parte del espesor del aislamiento (t_1).

La Resistencia Térmica entre la pantalla metálica y su armadura (T_2) no se calcula, debido a que el cable en estudio no posee armadura, por tanto $T_2 = 0$.

Resistencia Térmica de la Cubierta Exterior (T_3)

Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_3 = \frac{n_c \rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_2}{d_e} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

ρ_T : Resistividad de la cubierta exterior [Km/W] (de la tabla 1 de IEC 60287-2-1)

d_e : Diámetro exterior de la cubierta exterior [mm]

t_2 : Espesor de la cubierta exterior [mm]

n_c : Número de cables que transmiten energía bajo la cubierta (en cables monopolares es igual a 1)

Resistencia Térmica Exterior al Cable (T_4)

La Resistencia Térmica (T_4) se refiere a los elementos que se encuentran a partir de la superficie del cable hasta el medio que los rodea. Para nuestro caso, será el aire dentro del ducto donde se encuentra el cable, la resistencia del banco de ductos de concreto y finalmente el terreno natural circundante.

Se compone de la suma de tres resistencias, de acuerdo al numeral 2.3.7 de IEC 62087-2-1 para Cables dentro de Ductos o Tubos, se tiene:

$$T_4 = T_{4'} + T''_{4'} + T'''_{4'} \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Donde:

$T_{4'}$: resistencia térmica del espacio de aire entre la superficie del cable y el ducto [Km/W].

$T''_{4'}$: resistencia térmica propia del ducto [Km/W]³⁰

$T'''_{4'}$: resistencia térmica externa al ducto [Km/W]

En el numeral, antes citado, se dice que para Cables Enterrados (sin tocarse entre sí) se considera la aplicación del principio de superposición, es decir, se supone a cada cable como una fuente de calor y que esta fuente no perturba el flujo térmico de los otros cables.

Al inicio de este apartado se definió la Ampacidad como función del calor alcanzado por el cable dentro de banco de ductos para los dos circuitos³¹.

Resistencia Térmica del Medio dentro del Ducto

Se obtienen con la siguiente expresión³²:

$$T'_{4'} = \frac{U}{1 + 0,01(V + Y + \theta_m)D_e} \left[\frac{^{\circ}Cm}{W} \right]$$

Donde:

D_e : Diámetro exterior de la cubierta exterior del cable [mm]

U, V, Y : Constantes depende la instalación, se obtienen de la Tabla 4 de la Norma IEC 60287-2-1.

³⁰ Para tubos metálicos se desprecia la resistencia.

³¹ Solo se tenderá un circuito, pero el diseño es para dos circuitos.

³² De acuerdo al numeral 2.2.7.1 de la Norma IEC 60287-2-1, esta ecuación se utiliza para cables con diámetros exteriores entre 25 y 100 [mm].

θ_m : Temperatura del medio que se encuentra dentro del ducto³³

Se supone una temperatura del medio-aire dentro del ducto entre 7 y 10 [°C] a la de la pantalla metálica.

Resistencia Térmica del ducto

Definida por la siguiente expresión:

$$T''_4 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[\frac{D_o}{D_d} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Considerando:

ρ_T : Resistividad térmica del material del ducto [Km/W] (se obtiene de la Tabla 1 de la IEC 60287-2-1)

D_o : Diámetro exterior del ducto [mm]

D_d : Diámetro interior del ducto [mm]

Resistencia Térmica externa al banco de ductos (T''''_4)

Se refiere a la resistencia térmica que se encuentra entre el banco de ductos y el medio en el que se encuentra.

Para realizar el cálculo, primero se determina el radio equivalente del banco de ductos mediante la siguiente ecuación:

$$\ln(r_b) = \frac{1}{2} \left(\frac{x}{y} \right) \left(\frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \ln \left(1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \ln \left(\frac{x}{2} \right)$$

Donde:

x : Ancho del banco de ductos

y : Altura del banco de ductos

La relación (x/y) solo aplica para:

$$\text{relación} \left(\frac{y}{x} \right) = \left(\frac{1778}{1256} \right) < 3$$

³³ Se supone un valor inicialmente, posteriormente se repite el cálculo con un valor modificado en base a los resultados obtenidos.

La resistencia térmica necesita un término de corrección, definido por la siguiente ecuación:

$$\frac{N}{2\pi} (\rho_e - \rho_c) \ln(u + \sqrt{u^2 - 1})$$

$$u = \frac{LG}{r_b}$$

Considerando:

N: Número de ductos, cables o grupos de cables en el banco de ductos

ρ_e : Resistividad térmica del terreno alrededor del banco de ductos [Km/W]

ρ_c : Resistividad térmica del banco de ductos [Km/W]

LG: Profundidad de enterramiento al centro del banco [m]

$$Crth = \frac{N}{2\pi} (\rho_e - \rho_c) \ln(u + \sqrt{u^2 - 1})$$

Entonces T_4'''' :

$$T_4''' = \frac{\rho_e}{2\pi} \left[\ln \left[(us' + \sqrt{us'^2 - 1}) \left[\left(\frac{dsp'}{dsp} \right) \left(\frac{dsr'}{dsr} \right) \left(\frac{dst'}{dst} \right) \left(\frac{dsu'}{dsu} \right) \left(\frac{dsv'}{dsv} \right) \right] \right] \right]$$

Donde:

$$us' = \frac{2L}{D_0}$$

Capacidad de Conducción de Corriente (Ampacidad)

A partir de la primera ecuación descrita en este apartado, se tiene la diferencia de temperaturas entre el ambiente que rodea al banco de ductos y la temperatura máxima permisible en el aislamiento:

$$\Delta\theta = T_{max} - T_{amb}$$

3.4.2. Cálculo de Ampacidad

Se considerará un Banco de Ductos instalado dentro de una Zanja a Cielo Abierto, de acuerdo a la Figura 22.

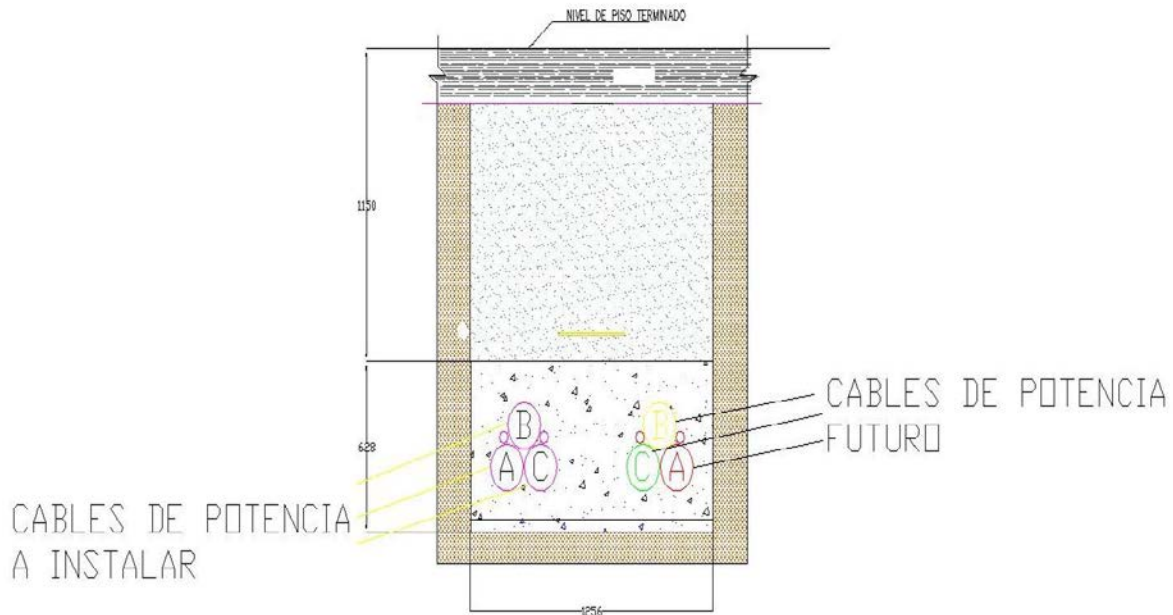


Figura 22: Conformación del Banco de Ductos

La línea está diseñada para la instalación de dos circuitos, aunque por el momento solo se instale un solo circuito, con Cable de Potencia tipo XLPE para 115 kV ($U_m = 123$), con conductor de cobre "Cu" (milliken_4 segmentos), pantalla metálica de Cobre y cubierta exterior de polietileno de alta densidad (PEAD).

DATOS DEL CABLE DE POTENCIA:

Diámetro del conductor: d_c 38,7 [mm]

Diámetro sobre el semiconductor interno: d_{ci} 42,7 [mm]

Diámetro sobre el aislamiento: D_i 71,7 [mm]

Diámetro medio de la pantalla metálica: d 71,827[mm]

Diámetro interior o bajo la pantalla metálica: D_s 71,7 [mm]

Diámetro exterior de la pantalla metálica: D_s 71,954 [mm]

Espesor de la pantalla metálica: t_s 0,127 [mm]

Diámetro interior de la cubierta: D_a 82,1 [mm]

Espesor de la cubierta: t_2 5 [mm]

Diámetro total exterior: D_e 92,1 [mm]

Resistencia térmica del aislamiento: ρ_{Tins} 3,5 [K-m/W]

Resistencia térmica de la cubierta exterior del cable: ρ_{Tsh} 3,5 [K-m/W]

Temperatura máxima en el aislamiento, bajo condiciones normales de operación: T_{max90} [°C]

DATOS DEL BANCO DE DUCTOS:

Distancia entre ejes de conductores o cables: s 239 [mm]

6 Tubos de polietileno corrugado: D_d 152,4 [mm] D_o 176 [mm]

Resistividad térmica del tubo corrugado de polietileno: ρ_{Ttub} 3,5 [K-m/W]

Distancia desde la superficie del terreno hasta el eje del cable bajo estudio o de referencia:

L 1.388 [mm]

Resistencia térmica del terreno circundante al banco: ρ_e 1,3 [K-m/W]

Resistencia térmica del banco de ductos (concreto): ρ_c 1,24 [K-m/W]

Número de cables con carga dentro del banco: N 6 cables

Número de conductores activos que transmiten energía bajo la cubierta (monopolar):

n_c 1 cables

Profundidad al centro del banco de ductos: L_G 1300 [mm]

Lado más corto (alto) del banco de ductos: x 1256 [mm]

Lado más largo (ancho) del banco de ductos: y 1778 [mm]

Temperatura ambiente exterior, que rodea al banco de ductos (del terreno circundante):

T_{amb} 25 [°C]

DATOS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA PANTALLA METÁLICA DEL CABLE:
Sistema de Puesta a Tierra: por medio de conexiones especiales (Single Point)

Frecuencia: $f = 60$ [Hz]

$$\text{Tensión fase-tierra: } U_o = \frac{115000}{\sqrt{3}} = 66\,395,28 \text{ [V]}$$

Resistencia del conductor a la corriente directa:

De la Tabla 2 de la IEC 60228, para un conductor de cobre y de 1000 mm² de sección transversal el valor de la resistencia a la corriente directa a 20 °C, es:

$$R_0: 0,0176 \text{ [}\Omega/\text{Km]} = 17,6 \times 10^{-6} \text{ [}\Omega/\text{m]} \quad \text{a } 20^\circ\text{C en CD}$$

Para llevar la resistencia del conductor a la corriente directa a 90 °C, se aplica la siguiente ecuación:

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R = R' (1 + \gamma_s + \gamma_p) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R' = R_0 [1 + \alpha_{20} (\theta - 20)] \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

De la tabla 1 de la Norma IEC 60287-1-1

$$\alpha_{20}: 3,93 \times 10^{-3}$$

$$\theta: 90^\circ\text{C}$$

$$R' = 17,6^{-6} [1 + 3,93 \times 10^{-3} (90 - 20)] \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R' = 22,441 \times 10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Resistencia del Conductor (R) a la Corriente Alterna:

De la tabla 2, IEC 60287-1-1 (proximity effect),:

Considerando:

$$k_s = 0,435$$

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

$$k_p = 0,37$$

$$s = 176 \text{ [mm]}$$

$$d_c = 38,7 \text{ [mm]}$$

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} (10^{-7}) k_p = \frac{8\pi(60)}{22,441 \times 10^{-6}} (10^{-7}) 0,37$$

$$x_p^2 = 2,4862$$

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + (0,8x_p^4)} \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + (0,8x_p^4)} + 0,27} \right]$$

$$y_p = \frac{(2,4862)^2}{192 + (0,8(2,4862)^2)} \left(\frac{38,7}{176}\right)^2 \left[0,312 \left(\frac{38,7}{176}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{(2,4862)^2}{192 + (0,8(2,4862)^2)} + 0,27} \right]$$

$$y_p = 5,9641 \times 10^{-3}$$

Entonces la resistencia del conductor a la corriente alterna a 90 [°C] es:

$$R = R' \left((1 + y_s + y_p) \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right] = (22,441 \times 10^{-6} (1 + 42,96 \times 10^{-3} + 5,9641 \times 10^{-3})) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R = 23,5378 \times 10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Pérdidas en el Dieléctrico

Las pérdidas dieléctricas por unidad de longitud en cada conductor, se obtienen aplicando las siguientes expresiones:

$$\omega = 376,99 \left[\frac{1}{s} \right]$$

$$D_i = 71,7 \text{ [mm]}$$

$$d_{ci} = 42,7 \text{ [mm]}$$

$\tan \delta = 0,001$ (De la tabla 3 de IEC 60287 – 1 – 1)

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \ln \left(\frac{D_i}{d_{ci}} \right)} 10X^{-9} = \frac{2,5}{18 \ln \left(\frac{71,7}{42,7} \right)} 10X^{-9} = 267,974X10^{-12} \left[\frac{F}{m} \right]$$

$$W_d = (376,99)(267,974X10^{-12})(66395,28)^2(0,001) \left[\frac{W}{m} \right]$$

$$W_d = 0,449 \left[\frac{W}{m} \right] \quad \text{a } 90 [^{\circ}\text{C}] \text{ en CA a } 60 [\text{Hz}]$$

Pérdidas en la Pantalla Metálica (Factor λ_1)

Considerando la expresión la Resistencia de la Pantalla Metálica (R_s) :

$$A_s = \left(\frac{\pi}{4} \right) (D_s^2 - D_s'^2)$$

$$D_s = 71,954 \text{ [mm]}$$

$$D_s' = 71,7 \text{ [mm]}$$

$$A_s = \left(\frac{\pi}{4} \right) (71,954^2 - 71,7^2) = 28,6576 \text{ [mm}^2\text{]}$$

$$A_s' = A_s(0,001)^2$$

$$A_s' = 28,6576(0,001)^2 = 28,6557X10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

De la Tabla 1 de la Norma IEC 60287-1-1:

$$\rho_s = 1,7241X10^{-8} \text{ [\Omega m]}$$

$$\alpha_{20s} = 3,93X10^{-3} \text{ [K]}$$

$$R_{os}' = \frac{\rho_s}{A_s}$$

$$R_{os}' = \frac{1,7241X10^{-8}}{28,6557X10^{-6}} = 0,60166X10^{-3} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \text{ a } 20[^{\circ}\text{C}]$$

La Resistencia de la pantalla esta a una temperatura aproximada:

$$\%difcs = 10\%$$

$$\theta_s = 81[^\circ C]$$

Entonces, la Resistencia de la pantalla metálica es:

$$R_s = R'_{os} [1 + [\alpha_{20s}(\theta_s - 20)]]$$

$$R_s = 6,0166 \times 10^{-4} [1 + [3,93 \times 10^{-3}(81 - 20)]] = 745,8959 \times 10^{-6} [\Omega m] \text{ a } 81^\circ C$$

Para el realizar el cálculo de las pérdidas, se requiere determinar inicialmente si $m < 0,1$:

$$m = \frac{\omega}{R_s} 10^{-7}$$

$$m = \frac{376,99}{745,8959 \times 10^{-6}} 10^{-7} = 0,05054$$

Como $m < 0,1$, entonces Δ_1 y Δ_2 serán despreciados:

$$\lambda_0 = 3 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^2 = 3 \left(\frac{(0,05054)^2}{1 + (0,05054)^2} \right) \left(\frac{71,827}{2(176)} \right)^2$$

$$\lambda_0 = 3,1825 \times 10^{-4}$$

$$\Delta_1 = 0$$

$$\Delta_2 = 0$$

Entonces se tiene:

$$\lambda_1'' = \left(\frac{R_s}{R} \right) \left[[g_s \lambda_0 (1 + \Delta_1 + \Delta_2)] + \left[\frac{(\beta_1 t_s)^4}{12 \times 10^{12}} \right] \right]$$

$$\lambda_1'' = \left(\frac{745,8959 \times 10^{-6}}{23,5378 \times 10^{-6}} \right) \left[[1(3,1825 \times 10^{-4})(1 + 0 + 0)] + [0] \right]$$

$$\lambda_1'' = 10,085 \times 10^{-3}$$

Finalmente, la Razón de Pérdidas o calor generado, en la Pantalla Metálica es:

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1''$$

$$\lambda_1 = 0 + 10,085 \times 10^{-3}$$

$$\lambda_1 = 10,085 \times 10^{-3} \left[\frac{W}{m} \right]$$

Resistencias Térmicas Interiores al Cable (T_1 , T_2 y T_3)

Resistencia Térmica del Aislamiento (T_1):

De acuerdo a la Norma IEC 60287-2-1, del numeral 2.1.1.1 :

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_1}{d_c} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Donde:

$$\rho_T = 3,5 \text{ [Km/W]}$$

$$d_c = 42,7 \text{ [mm]}$$

$$t_1 = 16,5 \text{ [mm]}$$

$$T_1 = \frac{3,5}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2(16,5)}{42,7} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$T_1 = 0,3189 \left[\frac{Km}{W} \right] = 318,9508 \times 10^{-3} \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$T_2 = 0 \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Resistencia Térmica de la Cubierta Exterior (T_3)

Definida por la siguiente expresión:

$$T_3 = \frac{n_c \rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_2}{d_g} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$\rho_T = 3,5 \left[\frac{Km}{W} \right]]$$

$$d_s = 92,1 \text{ [mm]}$$

$$t_2 = 5 \text{ [mm]}$$

$$n_c = 1$$

$$T_3 = \frac{3,5}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2(5)}{92,1} \right]$$

$$T_3 = 0,05741 \left[\frac{Km}{W} \right] = 57,418 \times 10^{-3} \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Resistencia Térmica Exterior al Cable (T_4)

Resistencia Térmica del Medio dentro del Ducto

$$T'_4 = \frac{U}{1 + 0,01(V + Y + \theta_m)D_s} \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Donde:

$$D_s = 92,1 \text{ [mm]}$$

Para banco de ductos encofrados en concreto:

$$U = 5,2$$

$$V = 1,1$$

$$Y = 0,011$$

$$\theta_s = 81 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\theta_m = 81 - 9 = 72 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Entonces:

$$T'_4 = \frac{5,2}{1 + 0,01(1,1 + 0,011 + 72)92,1} = 0,07609$$

$$T'_4 = 76,0954 \times 10^{-3} \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Resistencia Térmica del ducto

$$T''_4 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[\frac{D_o}{D_d} \right] \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Donde:

$$\rho_T = 3,5 \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$D_o = 17634 \text{ [mm]}$$

$$D_d = 152,4 \text{ [mm]}$$

$$T''_4 = \frac{3,5}{2\pi} \ln \left[\frac{176}{152,4} \right] = 0,0802 \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$T''_4 = 80,200 \times 10^{-3} \left[\frac{Km}{W} \right]$$

Resistencia Térmica externa al banco de ductos (T''_4):

La relación (x/y) aplica:

x: Ancho del banco de ductos = 1256 [m]

y: Altura del banco de ductos = 1778 [m]

$$\text{relación} \left(\frac{y}{x} \right) = \left(\frac{1778}{1256} \right) < 3$$

Por tanto se tiene:

$$\ln(r_b) = \frac{1}{2} \left(\frac{x}{y} \right) \left(\frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \ln \left(1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \ln \left(\frac{x}{2} \right)$$

$$\ln(r_b) = \frac{1}{2} \left(\frac{1256}{1778} \right) \left(\frac{4}{\pi} - \frac{1256}{1778} \right) \ln \left(1 + \frac{(1778)^2}{(1256)^2} \right) + \ln \left(\frac{1256}{2} \right)$$

$$\ln(r_b) = 6,66275$$

$$r_b = 782,7022 \text{ [mm]}$$

³⁴ Diámetros de acuerdo a la Especificación para la construcción del Banco de Concreto utilizando Ductos Corrugados (CFE/LTS-DPC/260500, Diciembre 2003).

Término de corrección:

$$N = 6$$

$$\rho_e = 1,3 \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$\rho_c = 3,5 \left[\frac{Km}{W} \right]$$

$$LG = 1,30 [m]$$

$$u = \frac{1,30}{0,7827} = 1,6609$$

Entonces:

$$Crth = \frac{N}{2\pi} (\rho_e - \rho_c) \ln(u + \sqrt{u^2 - 1})$$

$$Crth = \frac{6}{2\pi} (1,3 - 3,5) \ln(1,6609 + \sqrt{1,6609^2 - 1})$$

$$Crth = 93,5356 \times 10^{-3}$$

Para el cable de referencia, las distancias a considerar son:

$$D_e = 92,1 [mm]$$

$$D_0 = 176 [mm]$$

$$L = 1388 [mm]$$

Considerando el Método de imágenes reflejadas, se obtienen las siguientes distancias:

$$dsp' = 3557 [mm]$$

$$dsr' = 3343 [mm]$$

$$dst' = 3620 [mm]$$

$$dsu' = 3444 [mm]$$

$$dsv' = 3675 [mm]$$

Distancias entre cable y los adyacentes:

$$dsp = 239 \text{ [mm]}$$

$$dsr = 239 \text{ [mm]}$$

$$dst = 717 \text{ [mm]}$$

$$dsu = 862 \text{ [mm]}$$

$$dsv = 956 \text{ [mm]}$$

$$us' = \frac{2L}{D_0} = \frac{2(1388)}{176} = 15,7727$$

Por tanto T_4''' :

$$T_4''' = \frac{1,3}{2\pi} \left[\ln \left[\left(15,7727 + \sqrt{(15,7727)^2 - 1} \right) \left[\left(\frac{3557}{239} \right) \left(\frac{3343}{239} \right) \left(\frac{3620}{717} \right) \left(\frac{3444}{862} \right) \left(\frac{3675}{956} \right) \right] \right] \right]$$

$$T_4''' = 3,135 \left[\left[\frac{\text{Km}}{\text{W}} \right] \right]$$

Finalmente la Resistencia Térmica exterior al cable es:

$$T_4 = T_4 + T_4'' + T_4''' \left[\frac{\text{Km}}{\text{W}} \right]$$

$$T_4 = 76,0954 \times 10^{-3} + 80,200 \times 10^{-3} + 3,135$$

$$\mathbf{T_4 = 3,29912 \text{ [Km/W]}}$$

Capacidad de Conducción de Corriente (Ampacidad)

$$T_{max}: 90 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$T_{amb}: 25 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\Delta\theta = T_{max} - T_{amb}$$

$$\Delta\theta = 65 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

nc: número de conductores activos dentro del cable = 1

$$I = \sqrt{\frac{(\Delta\theta) - [W_d[(0,5T_1) + (T_2 + T_3 + T_4)]]}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} [A]$$

$$I = \sqrt{\frac{(65) - [0,449[0,5(0,3189) + 1(0 + 0,05741 + 3,29912)]]}{(25,5378 \times 10^{-6})(0,3189) + (25,5378 \times 10^{-6})(1 + 0,01008)(0) + (25,5378 \times 10^{-6})(1 + 0,01008 + 0)(0,05741 + 3,29912)}} [A]$$

$$I = 894,446 [A]$$

3.5. CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL CABLE DE POTENCIA

Datos del cable:

Resistencia del conductor a la corriente alterna a 90 [°C] = $23,5378 \times 10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$

Radio del conductor: $r_1 = 0,01935$ [m]

Radio sobre el aislamiento: $r_2 = 0,03555$ [m]

Radio exterior de la pantalla metálica: $r_3 = 0,035977$ [m]

Radio exterior de la cubierta: $r_4 = 0,04605$ [m]

Resistividad del cobre (en núcleo y pantalla) : $\rho_P = \rho_N = 1,72 \times 10^{-8} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$

Separación y profundidad de los cables:

Profundidad del cable de la fase 1: 1,388 [m]

Profundidad del cable de la fase 2: 1,564 [m]

Profundidad del cable de la fase 3: 1,564 [m]

Separación entre las fases 1 y 2: 0,176 [m]

Separación entre las fases 1 y 3: 0,176 [m]

Separación entre las fases 2 y 3: 0,176 [m]

f = 60 [Hz]

Impedancia del cable 1:

Se inicia calculando las magnitudes z_2 y z_6 que se producen por el flujo magnético en el aislamiento:

$$z_2 = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_2}{r_1}$$

$$z_2 = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{r_2}{r_1} = \frac{(2\pi)(60)3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \ln \frac{0,03555}{0,01935}$$

$$z_2 = j1,3758 \times 10^{-4} [\Omega/m]$$

$$z_6 = j\omega \frac{\mu_{aislante}}{2\pi} \ln \frac{r_4}{r_3} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_6 = j \frac{(2\pi)(60)3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \ln \frac{0.04605}{0.035977} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_6 = j5,5835 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Para el conductor central y la pantalla se considera:

$$m_1 = 117,35 + j117,35 = m_2$$

Se tiene:

$$z_1 = \frac{\rho_N m_1}{2\pi r_1} \coth(0,777 m_1 r_1) + \frac{0,356 \rho_N}{\pi r_1^2} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_1 = \frac{(1,7210^{-8})(117,35 + j117,35)}{2\pi(0,01935)} \coth(0,777(117,35 + j117,35)(0,01935)) + \frac{0,356(1,7210^{-8})}{\pi(0,01935)^2} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_1 = 2,0578 \times 10^{-5} + j1,6069 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_3 = \frac{\rho_P m_2}{2\pi r_2} \coth[m_2(r_3 - r_2)] - \frac{\rho_P}{2\pi r_2 (r_3 + r_2)} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_3 = \frac{(1,7210^{-8})(117,35 + j117,35)}{2\pi(0,03555)} \coth[(117,35 + j117,35)(0,035977 - 0,03555)] - \frac{1,7210^{-8}}{2\pi(0,03555)(0,035977 + 0,03555)} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_3 = 1,7928 \times 10^{-4} + j3,0181 \times 10^{-7} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_4 = \frac{\rho_P m_2}{2\pi(r_3 + r_2)} \operatorname{csch}[m_2(r_3 - r_2)]$$

$$z_4 = \frac{(1,7210^{-8})(117,35 + j117,35)}{2\pi(0,035977 + 0,03555)} \operatorname{csch}[117,35 + j117,35(0,035977 - 0,03555)]$$

$$z_4 = 4.9352 \times 10^{-6} + j4.4786 \times 10^{-6} \text{ } [\Omega/m]$$

$$z_5 = \frac{\rho_N m_2}{2\pi r_3} \operatorname{coth}[m_2(r_3 - r_2)] - \frac{\rho_N}{2\pi r_3 (r_3 + r_2)} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_5 = \frac{(1,7210^{-8})(117,35 + j117,35)}{2\pi(0,035977)} \operatorname{coth}[(117,35 + j117,35)(0,035977 - 0,03555)] - \frac{(1,7210^{-8})}{2\pi(0,035977)(0,035977 + 0,03555)} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$z_5 = 1.7716 \times 10^{-4} + j2.9823 \times 10^{-7} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Impedancia propia del conductor central:

Se define por la siguiente expresión:

$$Z_{cc} = z_1 + z_2 + z_3 + z_6 - 2z_4$$

$$Z_{cc} = 1.8999 \times 10^{-4} + 2.0083 \times 10^{-4} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Impedancia propia del aislamiento:

$$Z_{ca} = z_5 + z_6 - z_4$$

$$Z_{ca} = 1.7222 \times 10^{-4} + j5.1655 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Impedancia propia de la pantalla metálica:

$$Z_{ss} = z_5 + z_6$$

$$Z_{ss} = 1.7716 \times 10^{-4} + j5.6133 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Matriz de impedancias interiores del sistema:

$$Z_{\text{cablesinterior}} = 1 \times 10^{-7} \begin{bmatrix} 0,18999 + j0,20083 & 0 & 0 & 0,17222 + j0,051655 & 0 & 0 \\ 0 & 0,18999 + j0,20083 & 0 & 0 & 0,17222 + j0,051655 & 0 \\ 0 & 0 & 0,18999 + j0,20083 & 0 & 0 & 0,17222 + j0,051655 \\ 0,17222 + j0,051655 & 0 & 0 & 0,17716 + j0,56133 & 0 & 0 \\ 0 & 0,17222 + j0,051655 & 0 & 0 & 0,17716 + j0,56133 & 0 \\ 0 & 0 & 0,17222 + j0,051655 & 0 & 0 & 0,17716 + j0,56133 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Impedancia propia de retorno por tierra para el cable 1:

$$m_t = 0,0034 + j0,0034$$

$$l_1 = 1,388 \text{ [m]}$$

$$\gamma = 0,577215$$

$$r_4 = 0,04605 \text{ [m]}$$

$$\rho = 20$$

$$\mu = 3,3$$

$$\bar{Z}_{Tpropio} = \frac{j\omega\mu}{2\pi} \left(-\ln \frac{\gamma m_t r_4}{2} + \frac{1}{2} - \frac{4}{3} m_t l_j \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tpropio1} = \frac{j2\pi(60)3,3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \left(-\ln \frac{(0,57721)(0,0034 + j0,0034)(0,04605)}{2} + \frac{1}{2} - \frac{4}{3} (0,0034 + j0,0034)(1,388) \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tpropio1} = 0,0025 - j0,0002 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Para las fases dos y tres (que se encuentran a la misma profundidad) se calculará de la misma forma:

$$l_2 = 1,564 \text{ [m]}$$

$$\bar{Z}_{Tpropio2} = \frac{j2\pi(60)3,3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \left(-\ln \frac{(0,57721)(0,0034 + j0,0034)(0,04605)}{2} + \frac{1}{2} - \frac{4}{3} (0,0034 + j0,0034)(1,564) \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tpropio2} = 0,0025 - j0,0002 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tpropio3} = 0,0025 - j0,0002 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Impedancia mutua entre los cables 1 y 2:

$D_{12} = 0,176 [m]$: distancia entre los cables i y j

$$h_{12} = \frac{h_i + h_j}{2} = \frac{1,388 + 1,564}{2} = 1,476 : \text{profundidad promedio de los cables}$$

$\mu = 3,3$ del suelo = 3,3

$$\bar{Z}_{Tmutua12} = \frac{j2\pi(60)3,3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \left(-\ln \frac{(0,57721)(0,0034 + j0,0034)(0,176)}{2} + \frac{1}{2} - \frac{2}{3} \left((0,0034 + j0,0034) \right) (1,476) \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tmutua12} = 0,0022 - j0,0002 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Para las fases 2 y 3:

$D_{ij} = 0,176 [m]$ distancia entre los cables i y j

$$h_{23} = \frac{h_2 + h_3}{2} = \frac{1,564 + 1,564}{2} = 1,564 : \text{profundidad promedio de los cables}$$

$\mu = 3,3$

$$\bar{Z}_{Tmutua23} = \frac{j2\pi(60)3,3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \left(-\ln \frac{(0,57721)(0,0034 + j0,0034)(0,176)}{2} + \frac{1}{2} - \frac{2}{3} \left((0,0034 + j0,0034) \right) (1,564) \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tmutua23} = 0,0022 - j0,0002 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Para las fases 1 y 3:

$D_{13} = 0,176 [m]$ distancia entre los cables i y j

$$h_{13} = \frac{h_1 + h_3}{2} = \frac{1,388 + 1,564}{2} = 1,476 : \text{profundidad promedio de los cables}$$

$\mu = 3,3$

$$\bar{Z}_{Tmutua13} = \frac{j2\pi(60)3,3(4\pi \times 10^{-7})}{2\pi} \left(-\ln \frac{(0,57721)(0,0034 + j0,0034)(0,176)}{2} + \frac{1}{2} \right. \\ \left. - \frac{2}{3} ((0,0034 + j0,0034))(1,476) \right) \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\bar{Z}_{Tmutua13} = 0.0022 - j0.0002 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Por tanto se puede construir la matriz de impedancias exteriores del sistema:

$$Z_{cablesExterior} \\ = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 \\ 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,5 - j0,2 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Para integrar ambas matrices:

$$Z_w = Z_{cablesinterior} + Z_{cablesExterior}$$

$$Z_w = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 2,7 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,7 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 \\ 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

De esta matriz obtenemos:

$$Z_{w1} = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 2,7 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,7 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 \end{bmatrix}$$

$$Z_{w2} = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 \end{bmatrix}$$

$$Z_{w3} = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 \end{bmatrix}$$

$$Z_{w4} = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 & 2,2 - j0,2 \\ 2,2 - j0,2 & 2,2 - j0,2 & 2,7 - j0,1 \end{bmatrix}$$

La matriz de impedancias de fases es:

$$Z_{abc} = Z_{w1} - [Z_{w2} * (inv Z_{w4}) * Z_{w3}]$$

$$Z_{abc} = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 0,0227 + j0,1535 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0227 + j0,1535 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0227 + j0,1535 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Impedancia de la línea de transmisión subterránea:

$$Z = 0,0227 \times 10^{-3} + j0,1535 \times 10^{-3} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Z = 0,01816 + j0,1228 \text{ } [\Omega]$$

Admitancia en paralelo

De acuerdo a la expresión dada, y con la capacitancia calculada en el apartado de Capacitancia se tiene:

$$C = 267,974 \times 10^{-12} \left[\frac{F}{m} \right]$$

$$\bar{Y} = j\omega C = j(2\pi)(60)(267,974 \times 10^{-12}) = 1,01023 \times 10^{-7} \left[\frac{S}{m} \right]$$

$$\bar{Y} = 0,101023 \times 10^{-6} \left[\frac{S}{m} \right]$$

$$\bar{Y} = 8,08184 \times 10^{-5} \text{ } [S]$$

3.5.1. CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

$$Z_{012} = 1 \times 10^{-3} \begin{bmatrix} 0.0227 + j0.1536 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0.0227 + j0.1536 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0.0227 + j0.1746 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

3.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA

Datos:

Tensión nominal 115 [kV]

Longitud 98 [km]

Apoyos Torres autoportadas (Figura 18)

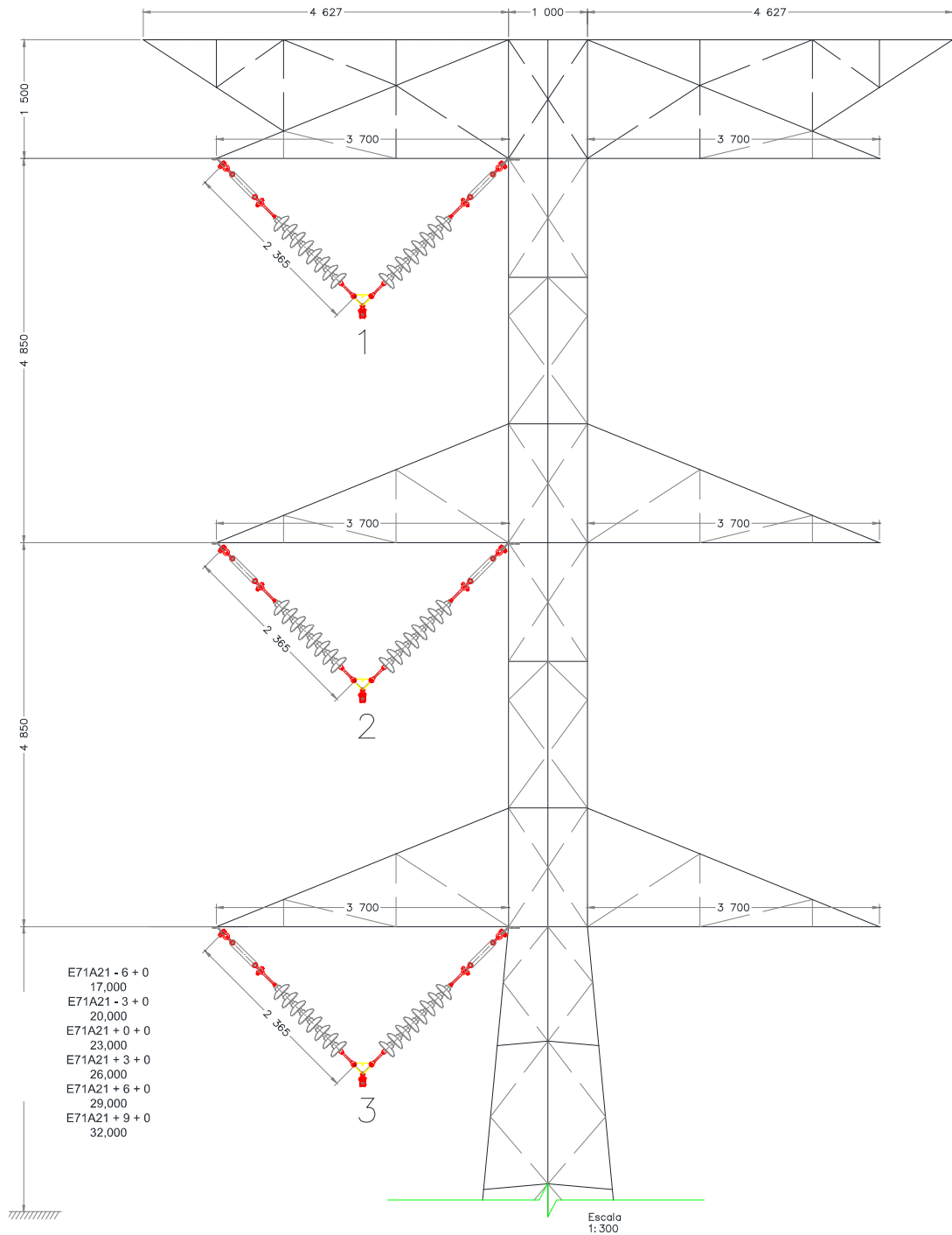


Figura 19: Torre autoportada, dimensiones en [mm]

Cálculo de constantes kilométricas

Resistencia eléctrica:

$$R_k = (R_{20^\circ\text{C}}) \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] = 0,0716 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

Donde:

R_k : Resistencia kilométrica

$R_{20^\circ\text{C}}$: Resistencia del conductor a 20[°C]³⁵

Reactancia de autoinducción

$$X_k = \epsilon_k \omega \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] = \left[0,5 + 4,6 \log \frac{DMG_{123}}{r} \right] 10^{-4} \times 376,99 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

Donde:

X_k : Reactancia de autoinducción

ϵ_k : Coeficiente de autoinducción o inductancia = 0,5 [H/km]

ω : Pulsación de la corriente³⁶

r : Radio del conductor = 13,98 [mm]

DMG_{123} : Distancia media geométrica entre los tres conductores³⁷

$$X_k = \left[0,5 + 4,6 \log \frac{1856,2}{13,98} \right] 10^{-4} \times 376,99 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] = 0,3870 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

Susceptancia:

$$B_k = C_k \omega \left[\frac{\text{S}}{\text{km}} \right] = 2 \left(11,3984 \times 10^{-9} \left[\frac{\text{F}}{\text{km}} \right] \right) (376,99) = 4,2970 \times 10^{-6} \left[\frac{\text{S}}{\text{km}} \right]$$

³⁵ La resistencia de un conductor varía con la temperatura. En los cálculos industriales se utiliza el valor de la resistencia que dan las tablas de datos de los conductores en general es la correspondiente a la temperatura de 20[°C].

³⁶ $\omega = 2\pi f = 2 \times 3.1416 \times 60 = 376,99$

³⁷ Valor obtenido en el cálculo de impedancias de secuencia.

Donde:

C_k : Capacitancia [F/km]

$$C_k = \frac{24,2}{\log \frac{DMG_{123}}{r}} 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right] = \frac{24,2}{\log \frac{1856,2}{13,98}} 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right] = 11,3984 \times 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right]$$

$$C_k = \frac{24,2}{\log \frac{DMG_{123}}{r}} 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right] = \frac{24,2}{\log \frac{1856,2}{13,98}} 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right] = 11,3984 \times 10^{-9} \left[\frac{F}{km} \right]$$

B_k : Susceptancia [S/km]

Impedancia:

$$\bar{Z}_k = 0,0716 \left[\frac{\Omega}{km} \right] + j0,3870 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Admitancia:

$$\bar{Y}_k = j4,2970 \times 10^{-6}$$

Características eléctricas de la línea de 98 [km] de longitud

Resistencia Eléctrica $R = 0,0716 \times 98 = 7,0168[\Omega]$

Reactancia de Autoinducción $X = 0,3870 \times 98 = 37,926[\Omega]$

Susceptancia $B = 4,2970 \times 10^{-6} \times 98 = 4,2110 \times 10^{-4}[S]$

Impedancia $\bar{Z} = 0,3935 \times 98 < 79,51^\circ = 38,563 < 79,51^\circ[\Omega]$

Admitancia $\bar{Y} = 4,2970 \times 10^{-6} \times 98 < 90^\circ = 4,2110 \times 10^{-4} < 90^\circ[S]$

3.6.1. Cálculo de Impedancias de Secuencia

Ubicación de los conductores en la estructura

Circuito 1		
Fase	X	Y
1	-1,850	31,227
2	-1,850	26,377
3	-1,850	21,527

Ubicación de los cables de guarda en la estructura

Cable	X	Y
g_1	-5,127	34,200
g_2	5,127	34,200

Características de la línea de transmisión

Tipo de estructura	E71A21
Tensión nominal	115 [kV]
Numero de circuitos	1
Conductores por fase	1
Frecuencia	60 [Hz]
Resistividad del terreno	361,91 [Ω]
Cables de guarda	2

Características de los conductores

Tipo	795 [kcmil], ACSR/AS, "DRAKE/AS" 26 Hilos de Al y 7 Hilos de acero recubiertos de aluminio soldado
RMG	1,137 [cm]
r_{dc}	0,0716 [Ω /km]
$D_{exterior}$	27,96 [mm]

Características de los cables de guarda

Tipo	Acero galvanizado de 3/8" \varnothing , 7 hilos
RMG	0,332232 [cm]
r_{ac}	3,492106 [Ω /km]
r_{dc}	3,325815 [Ω /km]
$D_{exterior}$	0,9525 [cm]

Cálculo de la profundidad equivalente del regreso por tierra

$$D_e = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}} = 658 \sqrt{\frac{361,91}{60}} = 1616,03 [m]$$

De la figura (torre), se pueden calcular las siguientes distancias:

$$d_{12} = d_{23} = 1,4733 [m]$$

$$d_{13} = 2,9466 [m]$$

$$d_{g_1,1} = 4,0684 [m]$$

$$d_{g_1,2} = 8,3015 [m]$$

$$d_{g_1,3} = 12,9740 [m]$$

$$d_{g_2,1} = 8,0465 [m]$$

$$d_{g_2 2} = 10,8217 \text{ [m]}$$

$$d_{g_2 3} = 14,7145 \text{ [m]}$$

$$d_{g_1 g_2} = 10,254 \text{ [m]}$$

Distancia media geométrica entre los tres conductores:

$$DMG_{123} = \sqrt[3]{d_{12}d_{23}d_{13}} = \sqrt[3]{(1,4733)(1,4733)(2,9466)} = 1,8562 \text{ [m]}$$

Radio medio geométrico del conductor equivalente a los tres conductores:

$$RMG_l = \sqrt[3]{RMG_{conductor}(DMG_{123})^2} = \sqrt[3]{(0,01137)(1,8562)^2} = 0,3396 \text{ [m]}$$

Distancia media geométrica entre los tres conductores y los dos cables de guarda:

$$DMG_{lg} = \sqrt[6]{d_{g_1 1}d_{g_1 2}d_{g_1 3}d_{g_2 1}d_{g_2 2}d_{g_2 3}}$$

$$DMG_{lg} = \sqrt[6]{(4,0684)(8,3015)(12,9740)(8,0465)(10,8217)(14,7145)}$$

$$DMG_{lg} = 9,0827 \text{ [m]}$$

Radio medio geométrico del cable equivalente a los dos cables de guarda

$$RMG_g = \sqrt{RMG_g(d_{g_1 g_2})} = \sqrt{(3,3223 \times 10^{-3})(10,254)} = 0,1845 \text{ [m]}$$

Cálculo de la impedancia de secuencia positiva

$$Z_1 = r_{conductor} + j0,17361 \times \log \frac{DMG_{123}}{RMG_{conductor}} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z_1 = 0,0716 + j0,17361 \times \log \frac{1,8562}{0,01137} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

La impedancia de secuencia positiva³⁸ es:

$$Z_1 = 0,0716 + j0,3866 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Impedancia propia de secuencia cero del grupo de conductores

$$Z'_0 = r_{conductor} + j0,52083 \times \log \frac{DMG_{lg}}{RMG_l} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z'_0 = 0,0716 + j0,52083 \times \log \frac{9,0827}{0,3396} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z'_0 = 0,0716 + j0,7433 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Impedancia propia de secuencia cero de los cables de guarda

$$Z'_{0g} = \frac{1}{2} (3)(r_g) + j0,52083 \times \log \frac{DMG_{lg}}{RMG_g} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z'_{0g} = \frac{1}{2} (3)(3,4921) + j0,52083 \times \log \frac{9,0827}{0,1845} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z'_{0g} = 5,2381 + j0,8813 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Impedancia mutua de secuencia entre el grupo de conductores y los cables de guarda

$$Z_{0m} = 0,17784 + j0,52083 \times \log \frac{D_e}{DMG_{lg}} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z_{0m} = 0,17784 + j0,52083 \times \log \frac{1616,03}{9,0827} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z_{0m} = 0,17784 + j1,1719 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

³⁸ El valor de la impedancia de secuencia positiva es el mismo que la impedancia de la línea calculada anteriormente.

Cálculo de la impedancia de secuencia cero total de la línea de transmisión

$$Z_0 = Z'_0 + \frac{Z'_{0g} \times Z'_{0m}}{Z'_{0g} + Z_{0m}}$$

$$Z_0 = (0,0716 + j0,7433) + \frac{(5,2381 + j0,8813) \times (0,17784 + j1,1719)}{(5,2381 + j0,8813) + (0,17784 + j1,1719)} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

La impedancia de secuencia cero es:

$$Z_0 = 0,44053 + j1,76579 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Capítulo IV: Proyecto Electro-mecánico

PROYECTO SUBTERRÁNEO

4.1. INGENIERÍA DE TENSIONES DE JALADO

Determinar las tensiones máximas de jalado y los esfuerzos de compresión del cable de potencia son esenciales para el diseño de líneas de transmisión efectivas y confiables, reduciendo el número de empalmes y registros.

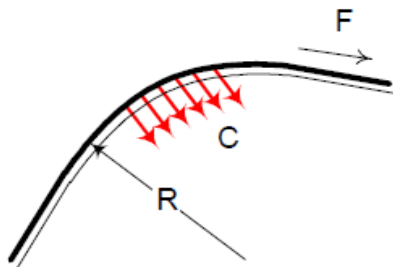
Este cálculo es de suma importancia también para asegurar la calidad de la instalación y evitar problemas durante el funcionamiento del sistema.

4.1.1. Esfuerzos de compresión

Se refiere a los esfuerzos sobre las paredes de los ductos o sobre los dispositivos y accesorios de instalación, también conocidos como presiones laterales, a las que se somete el cable de potencia durante el jalado de éste para ser instalado.

El cálculo de los esfuerzos de compresión se debe realizar mediante las formulas indicadas en la Especificación para Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas, en función de las condiciones de instalación.

Los valores de los esfuerzos de compresión para cables de potencia con pantalla metálica (con alambres de cobre o aluminio) no deben exceder los siguientes valores:



$$C = \frac{F}{R} [daN / m]$$

Figura 20: : Esfuerzo de Compresión

- 700 [daN/m] para cables en ductos.
- 70 [daN] para cables sobre rodillos

4.1.2. Radios mínimos de curvatura

Cuando se instala un cable de potencia es necesario tener especial cuidado con los dobleces o curvas en las trayectorias que presente la línea, ya que éstos deben ser menores al radio mínimo de curvatura para evitar que el aislamiento y pantallas del cable sufran daños.

El radio mínimo de curvatura es el valor mínimo del radio de la curva a la cual se puede doblar un cable durante su instalación.

Se deben determinar con base en las formulas indicadas en la siguiente tabla "Radio mínimo de curvatura para cables de potencia", en función de la cubierta/pantalla metálica del cable de potencia que se requiera.

Radio mínimo de curvatura	Tipo de cable
$25 (d + D) + 5\%$	Cable con cubierta/pantalla metálica a base de plomo, láminas metálicas a base de aluminio o cobre aplicadas longitudinalmente (sobrepuestas, traslapadas o soldadas).
$20 (d + D) + 5\%$	Cable con pantalla metálica a base de alambres de aluminio o cobre.

Donde:

d = diámetro nominal del conductor en [mm].

D = diámetro externo nominal del cable de potencia en [mm].

4.1.3. Máxima Tensión de Jalado

El valor máximo de las tensiones de jalado en cada tramo de cable de potencia, no debe exceder las establecidas en la Especificación para Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas (CPTT-DDLT-001/11).

Material del conductor	Sección transversal del conductor [mm ²]	Tensión máxima de jalado
obre	1000	5 300[daN]

4.1.4. Metodología para el Cálculo de Tensiones de Jalado

El desarrollo de esta sección es de acuerdo a la Especificación para Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas (CPTT-DDLT-001/11).

Se requiere conocer el valor del coeficiente de fricción "k" del lubricante a emplear durante la instalación del cable de potencia, ya que si éste no se considera, el cálculo no se aprobara para construcción.

Se necesitan los siguientes datos del cable:

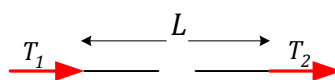
- Peso (P) [kg/m]
- Diámetro Exterior [mm]
- Radio mínimo de curvatura del cable [m]
- Coeficiente de fricción (k) con lubricante

4.1.5. Jalado de cables

Jalados mediante Malla de Acero.

Las siguientes expresiones pueden ser usadas para calcular la tensión de jalado de cables de potencia en tramos rectos y con curvas a lo largo de la trayectoria de la instalación. Cada expresión aplica para una trayectoria en específico.

a) Sin pendiente

$$T_2 = T_1 + PKL$$


Donde:

T_1 : Tensión de entrada [daN]

T_2 : Tensión de salida [daN]

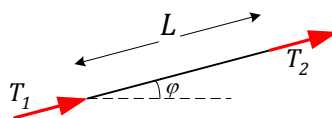
P : Peso del cable [kg/m]

k : Coeficiente de fricción (k)

L : Longitud de una sección recta [m]

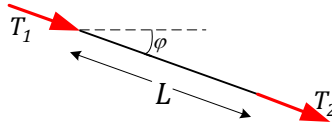
b) Pendiente Ascendente

$$T_2 = T_1 + PL(\sin \varphi + k \cos \varphi)$$



c) Pendiente Descendiente

$$T_2 = T_1 - PL(\sin \varphi - k \cos \varphi)$$



4.2. CÁLCULO DE TENSIONES DE JALADO

Datos del cable:

Cable de potencia de 115 [kV] con aislamiento sólido XLPE, 1000 [mm²], pantalla de hilos de cobre y cubierta de polietileno de alta densidad.

Peso (P) = 15,580 [kg/m]

Diámetro Exterior: 92,1 [mm]

Radio mínimo de curvatura del cable: 2,7468 [m]

Coefficiente de fricción (k): 0,14 (con lubricante)

Radio mínimo de curvatura

En este proyecto, el cable de potencia a utilizar es con pantalla metálica está constituida por hilos de cobre, por tanto se utiliza la siguiente expresión:

$$20 (d + D) + 5\%$$

$$\text{Con: } d = 38,7 \text{ [mm]}$$

$$D = 92,1 \text{ [mm]}$$

$$\text{Radio mínimo de curvatura} = 20 (38,7 + 92,1) + 5\% = 2616 + 130,8$$

$$\text{Radio mínimo de curvatura} = 2746,8 \text{ [mm]} = 2,7468 \text{ [m]}$$

Tensión máxima de Jalado = 5.300 [daN]

Jalado de cables

1. Del km 0+00 al km 0+050 se tiene una trayectoria sin pendiente, por tanto se utilizara la siguiente expresión:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$$T_1: 0 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 50 \text{ [m]}$

$$T_2 = 0 + (15,580)(0,14)(50)$$

$$T_2 = 109,06 \text{ [daN]}$$

2. Para el km 0+050 al km 0+060 existe una trayectoria con pendiente descendiente:

$$T_2 = T_1 - PL(\sin \varphi - k \cos \varphi) \text{ [daN]}$$

$T_1: 109,06 \text{ [daN]}$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 10 \text{ [m]}$

$\varphi: 5,71059^\circ$

$$T_2 = 109,06 - (15,580)(10)(\sin(5,71059^\circ) - (0,14) \cos(5,71059^\circ)) \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 115,228 \text{ [daN]}$$

3. Del tramo del km 0+60 al km 0+130 la trayectoria es sin pendiente, por tanto se utilizara la siguiente expresión:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$T_1: 115,228 \text{ [daN]}$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 70 \text{ [m]}$

$$T_2 = 115,228 + (15,580)(0,14)(70)$$

$$T_2 = 267,912 \text{ [daN]}$$

4. Del km 0+130 al km 0+140 se tiene una trayectoria con pendiente descendiente, entonces:

$$T_2 = T_1 - PL(\sin \varphi - k \cos \varphi) \text{ [daN]}$$

$T_1: 267,912 \text{ [daN]}$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 10 \text{ [m]}$

$$\varphi: 5,71059^\circ$$

$$T_2 = 267,912 - (15,580)(10)[\sin(5,71059^\circ) - 0,14 \cos(5,71059^\circ)] \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 274,113 \text{ [daN]}$$

5. Para el tramo del km 0+140 al km 0+160 la trayectoria no tiene pendiente:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$$T_1: 274,113 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 20 \text{ [m]}$$

$$T_2 = 274,113 + (15,580)(0,14)(20) \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 317,737 \text{ [daN]}$$

6. Del km 0+160 al km 0+180 se tiene una trayectoria ascendente, por tanto se utilizara la siguiente ecuación:

$$T_2 = T_1 + PL(\sin \varphi + k \cos \varphi) \text{ [daN]}$$

$$T_1: 317,737 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 20 \text{ [m]}$$

$$\varphi: 5,71059^\circ$$

$$T_2 = 317,737 + (15,580)(20)[\sin(5,71059^\circ) + 0,14 \cos(5,71059^\circ)] \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 392,1487 \text{ [daN]}$$

7. Del km 0+180 al km 0+200 la trayectoria tiene una pendiente descendiente:

$$T_2 = T_1 - PL(\sin \varphi - k \cos \varphi) \text{ [daN]}$$

$$T_1: 392,1487 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 20\text{[m]}$

$\varphi: 5,71059^\circ$

$$T_2 = 392,1478 - (15,580)(20)[\sin(5,71059^\circ) - 0,14 \cos(5,71059^\circ)] \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 404,549 \text{ [daN]}$$

8. Para el tramo del km 0+200 al km 0+240 la trayectoria es completamente horizontal:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$T_1: 404,549 \text{ [daN]}$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 40 \text{ [m]}$

$$T_2 = 404,459 + (15,580)(0,14)(40)$$

$$T_2 = 491,707 \text{ [daN]}$$

9. En el tramo del km 0+240 al km 0+300 se tiene una pendiente ascendente:

$$T_2 = T_1 + PL(\sin \varphi + k \cos \varphi) \text{ [daN]}$$

$T_1: 491,707 \text{ [daN]}$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$

$k: 0,14$

$L: 60 \text{ [m]}$

$\varphi: 3,8141^\circ$

$$T_2 = 491,707 + (15,580)(60)[\sin(3,8141^\circ) + 0,14 \cos(3,8141^\circ)] \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 684,4724 \text{ [daN]}$$

10. Para el km 0+300 al km 0+400 no existe pendiente, se utiliza la siguiente expresión:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$$T_1: 684,4724 \text{ [daN]}$$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 100 \text{ [m]}$$

$$T_2 = 684,4724 + (15,580)(0,14)(100) \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 902,5924 \text{ [daN]}$$

11. Del km 0+400 al km 0+410 la trayectoria tiene una pendiente descendente:

$$T_2 = T_1 - PL(\sin \varphi - k \cos \varphi) \text{ [daN]}$$

$$T_1: 902,5924 \text{ [daN]}$$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 10 \text{ [m]}$$

$$\varphi: 21,8014^\circ$$

$$T_2 = 902,5924 - (15,580)(10) [\sin(21,8014^\circ) - 0,14 \cos(21,8014^\circ)] \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 922,8432 \text{ [daN]}$$

12. En el tramo del km 0+410 al km 0+420 la trayectoria es horizontal:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$$T_1: 922,8432 \text{ [daN]}$$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 10 \text{ [m]}$$

$$T_2 = 922,8432 + (15,580)(0,14)(10)$$

$$T_2 = 944,6552 \text{ [daN]}$$

13. Del km 0+420 al km 0+450 la trayectoria tiene una pendiente ascendente:

$$T_2 = T_1 + PL(\sin \varphi + k \cos \varphi)[daN]$$

$$T_1: 944,6552 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 30 \text{ [m]}$$

$$\varphi: 7,5946^\circ$$

$$T_2 = 944,6552 + (15,580)(30)(\sin(7,5946^\circ) + 0,14 \cos(7,5946^\circ))[daN]$$

$$T_2 = 1071,29 \text{ [daN]}$$

14. Para el tramo del km 0+450 al km 0+520 la trayectoria no tiene ningún tipo de pendiente:

$$T_2 = T_1 + PkL \text{ [daN]}$$

$$T_1: 1071,29 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 70 \text{ [m]}$$

$$T_2 = 1071,29 + (15,580)(0,14)(70) \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 1223,974 \text{ [daN]}$$

15. A lo largo del km 0+520 al km 0+660 se tiene una pendiente ascendente:

$$T_2 = T_1 + PL(\sin \varphi + k \cos \varphi)[daN]$$

$$T_1: 1223,974 \text{ [daN]}$$

$$T_2: \text{Tensión de salida [daN]}$$

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 140 \text{ [m]}$$

$$\varphi: 6,1155^\circ$$

$$T_2 = 1223,974 + (15,580)(140)[\sin(6,1155^\circ) + 0,14 \cos(6,1155^\circ)] \text{ [daN]}$$

$$T_2 = 1759,966 \text{ [daN]}$$

16. Del km 0+660 al km 0+800 , la trayectoria es horizontal:

$$T_2 = T_1 + PkL$$

$$T_1: 1759,966 \text{ [daN]}$$

T_2 : Tensión de salida [daN]

$$P: 15,580 \text{ [kg/m]}$$

$$k: 0,14$$

$$L: 140 \text{ [m]}$$

$$T_2 = 1759,966 + (15,580)(0,14)(140)$$

$$T_2 = 2065,334 \text{ [daN]}$$

La Tensión de Jalado que se presentará durante la instalación del cable es menor a la Máxima Tensión de Jalado, es decir:

$$T_2 = 2065,334 \text{ [daN]} < 5.300 \text{ [daN]}$$

Por tanto, se concluye que la instalación no presentará ningún riesgo mecánico para el cable de potencia.

4.3. CONFIGURACIÓN DE BANCO DE DUCTOS

El banco de ductos es la canalización formada por dos o más ductos que proporcionan alojamiento y protección a los cables de potencia que componen la Línea de Transmisión Subterránea.

El material del banco de ductos será polietileno de alta densidad debido a sus propiedades mecánicas que posee⁴⁰. Su temperatura de ablandamiento es de 120°C.

Los ductos serán de polietileno de alta densidad, de las siguientes dimensiones que están en función de la tensión del sistema:

	Ducto para cable de potencia de 115 [kV]	Ducto para cable de control liso
	HDPE 6 [in]	HDPE 1 ½ [in] RD-11
Diámetro Exterior	6,92 [in] / 176 [mm]	1,90 [in] / 48,26 [mm]
Diámetro Interior	6 [in] / 152,4 [mm]	1,554 [in] / 38,47 [mm]
Espesor o diámetro nominal	6 [in] / 152,4 [mm]	0,173 [in] / 4,4 [mm]

Se deben respetar las profundidades y distancias mínimas para cruzamiento con las instalaciones subterráneas existentes de acuerdo con la siguiente tabla:

PROFUNDIDADES Y DISTANCIAS MÍNIMAS EN CRUZAMIENTOS CON INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

Profundidad mínima [m]	Para 115 [kV]
Calles	1,00
Avenidas	1,00
Campo de cultivo	1,30
Terrenos de material de escombros	1,50
Rellenos sanitarios	
Escurrideros	

⁴⁰ Dichas propiedades están descritas en el anexo 17.

Suelos tipo II-A ⁴¹ y III ⁴²	0,50
Tubería de agua o drenaje con diámetros mayores a 10 [cm]	1,00
Servicios a casa habitación (drenaje, agua potable, telefonía y comunicaciones) ⁴³	0,50
Tuberías con gas para uso domestico	1,40
Estructuras enterradas con cables de comunicación y telefonía	0,80
Tuberías de gas o combustible con diámetros mayores a 10 [cm] ⁶	1,40
Bancos de ductos con líneas de transmisión subterráneas superiores a 5 [kV] ⁴⁴	0,60
Canales de agua (riego, agua potable o pluvial)	1,00
Arroyos	2,00
Rios y lagunas	
Vías férreas	3,00
Carreteras federales o estatales	2,00
Autopistas de cuota	2,20

⁴¹Suelo tipo II-A, contiene boleos o que por sus características de dureza requiera para su excavación la utilización de barretas o rompedoras. (CFE-CPTT-DDLT-001/11)

⁴² Suelo de material que para su excavación requiere la utilización de explosivos (Tipo III).

⁴³ El cruzamiento del banco de ductos debe ser por debajo de la instalación.

⁴⁴ El banco de ductos con cables de mayor tensión eléctrica debe cruzar por debajo del de menor tensión eléctrica.

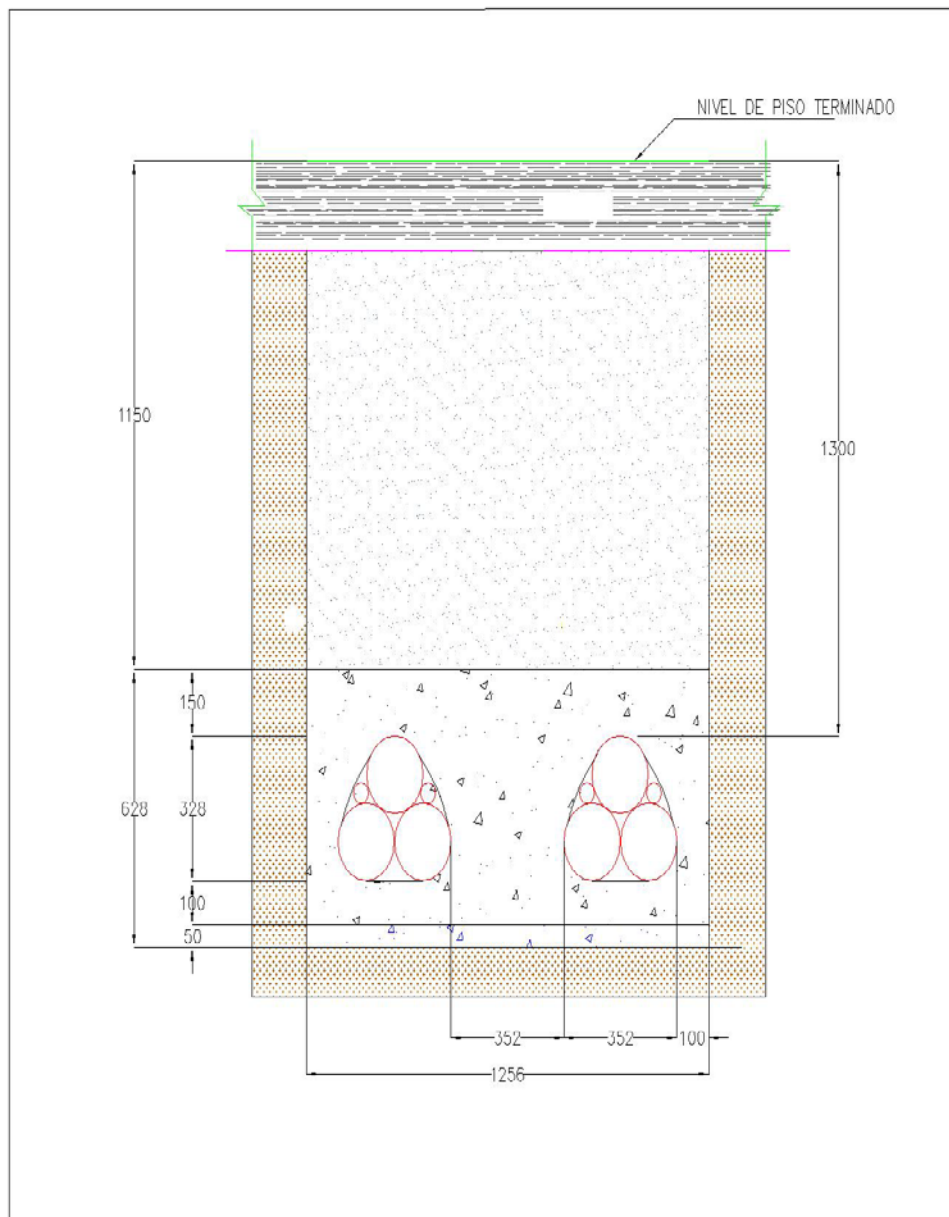


Figura 21: Banco de Ductos Encofrado en Concreto, 2 ctos

PROYECTO AÉREO

4.4. MEMORIA DEL PARÁMETRO PARA CABLE CONDUCTOR

4.4.1. Presiones de viento en estructuras

La ubicación de la Línea de Transmisión definirá la velocidad regional del viento y sus correspondientes presiones.

La metodología de diseño es la siguiente:

Velocidad de diseño V_D es la velocidad a partir de la cual se calculan los efectos del viento sobre la estructura sobre un componente de la misma, la expresión para determinarla esta dada por:

$$V_D = F_T F_\alpha V_R \left[\frac{km}{h} \right]$$

Donde F_T es el factor de topografía del lugar, F_α considera el efecto combinado de las características de exposición locales, el tamaño de la construcción y la variación de la velocidad con la altura su expresión se define a continuación. Y V_R es la velocidad regional que le corresponde al sitio donde se encuentra la estructura.

$$F_\alpha = F_C F_{rz}$$

Donde:

FC: factor que determina la influencia de tamaño de la estructura.

Frz : factor que establece la variación de la velocidad del viento con la altura (z) en función de la rugosidad del terreno

Presión dinámica de base (q_z)

Se refiere a la presión que ejerce el flujo de viento sobre una superficie plana perpendicular a él, cuando el viento actúa sobre un obstáculo y genera presiones sobre su superficie que varían según la velocidad. Se determina por medio de la siguiente expresión:

$$q_z = 0,0000471 G V_D^2$$

Con G que es el factor de corrección por temperatura y altura con respecto al nivel del mar y se obtiene considerando:

$$G = \frac{2,94b}{273 + T} [kPa]$$

Donde:

b : presión barométrica en [kPa]

T : Temperatura ambiente

Presión de viento sobre componentes de la Línea de Transmisión

Para obtener las presiones de viento sobre estructuras y cables de la Línea de Transmisión, es necesario considerar el efecto dinámico del viento a partir de presiones equivalentes, que a su vez, emplean factores de respuesta dinámica⁴⁵.

La presión total en la dirección del viento es:

$$P_z = F_g C_\alpha q_z$$

Donde:

F_g : factor de respuesta dinámica debido a ráfagas [1]

C_α : coeficiente de arrastre, el cual depende de la forma de la estructura [1]

q_z : presión dinámica de base [kPa]

Presiones equivalentes sobre estructuras:

Se definen con la siguiente expresión:

$$P_{ze} = F_{ge} C_{\alpha e} q_z$$

Considerando:

F_{ge} : factor de respuesta dinámica de las estructuras [1]

$C_{\alpha e}$: coeficiente de arrastre de la estructura = 1.8 [1]

q_z : presión dinámica de base [kPa]

Presiones equivalentes sobre los cables:

Se calculan por medio de la siguiente expresión:

$$P_z = 0,6 F_{gc} C_{\alpha c} q_z$$

⁴⁵ Los factores de respuesta dinámica dependen del flujo y de las propiedades dinámicas de cada componente de la estructura.

Donde:

P_z : presión dinámica equivalente a la altura z , que se aplica en forma estática en [kPa]

C_{ac} : coeficiente de arrastre de los cables = 1[1]

q_z : presión dinámica de base a la altura al que se encuentran los cables sobre el terreno [kPa]

F_{gc} : factor de respuesta dinámica de cables

4.4.1.1. Cálculo de Presiones de Viento en Estructuras

Se realizó de acuerdo a la Especificación CFE J 1000-50-2006 Apéndice A "Cálculo de presiones de viento a partir de la velocidad regional".

Procedimiento de solución:

Consideraciones iniciales:

Límite propuesto para tensión inicial en la condición EDT (Tensión diaria):

FR= 22% de la tensión de ruptura (H)

Entonces, la tensión inicial en la condición EDT al 22% de la tensión de ruptura del conductor 795 [kcmil] Drake, será:

$$H = 0,22(136.000[N]) = 29920 [N]$$

1. Flecha en la condición EDT:
Por el método de la parábola:

$$F = w$$

2. Velocidad de diseño (V_D):

$$V_D = F_T F_a V_R$$

Donde:

F_T : factor de topografía = 1⁴⁶

⁴⁶ Factor topográfico local. Para sitios normales y estructura tipo A (tabla A1 de la Especificación CFE J 1000-50-2006).

F_{α} : factor de exposición, se obtiene con la siguiente expresión:

$$F_{\alpha} = F_C F_{rz}$$

Donde:

F_C : para nuestro caso particular será de 1.47

F_{rz} :

Se tienen una altura de 21 [m], entonces se tiene z:

$$z = \frac{2h}{3} = \frac{(2)(21)}{3} = 14[m]$$

δ : es la altura gradiente = 315 [m]

α : exponente que determina la forma de la variación de la velocidad de viento con la altura =0,128 [1]⁴⁸

Si $10 < z < \delta$, entonces:

$$F_{rz} = 1,56 \left[\frac{z}{\delta} \right]^{\alpha}$$

$$F_{rz} = 1,56 \left[\frac{14}{315} \right]^{0,128} = 1,04723 [1]$$

Se tiene:

$$F_{\alpha} = (1)(1,04723) = 1,04723[1]$$

VR : velocidad regional del viento correspondiente al tramo de línea en estudio en [km/h]

De acuerdo al "Manual de Diseño de Obras Civiles" tabla A.1. "Velocidades regionales de las ciudades más importantes" en Toluca, Edo. de México⁴⁹.

VR10años= 109 [km/h]

VR50años= 120 [km/h]

Para la velocidad regional de viento máxima, se considera el periodo de retorno de 50 años y en lo que se refiere a la velocidad regional de viento reducida (VR) se considera la mitad de la velocidad regional de viento correspondiente a un periodo de retorno de 10 años.

⁴⁷ Tipo A, estructuras que siempre se usan en las LT's.

⁴⁸ Tipo A, estructuras de uso frecuente en las LT's.

⁴⁹ Toluca es el sitio promedio más cercano a la línea.

Aplicando la ecuación general para ambos casos:

$$V_{Dm\acute{a}x} = (1)(1,04723)(120) = 125,66 \left[\frac{km}{h} \right]$$

$$V_{Dreducida} = (1)(1,04723) \left(\frac{109}{2} \right) = 57,07 \left[\frac{km}{h} \right]$$

3. Cálculo de la presión dinámica de base (q_z)

$$q_z = 0,0000471GV_D^2$$

Considerar:

G: factor de corrección por temperatura y altura con respecto al nivel del mar [1]

$$G = \frac{2,94b}{273 + T} \text{ [kPa]}$$

Donde:

b: en este caso particular, se usará una altitud de 1000 [msnm], y $b = 89,92$ [kPa]

T: es la temperatura, para el primer caso es la temperatura media = 27 [°C] y para el segundo se utiliza la temperatura mínima = 12 [°C]

$$G_{temp.media} = \frac{2,94(89,92)}{273 + 27} \text{ [kPa]} = 0,88216 \text{ [kPa]}$$

$$G_{temp.reducida} = \frac{2,94(89,92)}{273 + 12} \text{ [kPa]} = 0,9275 \text{ [kPa]}$$

V_D : velocidad de diseño [km/h]

q_z : es la presión dinámica de base a una altura "z" sobre el nivel de terreno en [kPa].

$$q_{zm\acute{a}x} = 0,0000471(0,88216)(125,66)^2 = 0,6560 \text{ [kPa]}$$

$$q_{zreducida} = 0,0000471(0,9275)(57,07)^2 = 0,1422 \text{ [kPa]}$$

4.4.2. Presión de viento sobre componentes de la Línea de Transmisión

Presión total:

$$P_z = F_g C_{\alpha} q_z$$

4.4.2.1. Cálculo de presiones equivalentes sobre estructuras de soporte

$$P_{ze} = F_{ge} C_{\alpha e} q_z$$

Considerando:

Factor de respuesta dinámica de estructuras de soporte, el cuál, ayuda a corregir el valor de la presión de viento, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$F_{ge} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12,86\sqrt{K} \left(\frac{10}{h_0} \right)^{\alpha'} \left(\frac{1}{1 + 0,563 \frac{h_0}{L_s}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

Donde:

K: factor de rugosidad de terreno [1] = 0,0065

α' : factor de variación de potencia [1] = 0,164

L_s : escala de turbulencia del viento [m] = 63,70 [m]

h_0 : altura de referencia de la estructura [m], debe tomarse como 2/3 de h, 14 [m].

g_z : factor ráfaga, variable según la altura "z". Se calcula con la siguiente expresión:

$$g_z = \left(\frac{1 - \left\{ 0,6226 \left[\kappa \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{3}{3600} \right) \right\}}{1 - \left\{ 0,6226 \left[\kappa \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{600}{3600} \right) \right\}} \right)$$

Donde:

κ, η, ξ dependen de la turbulencia y de la rugosidad del terreno del sitio.

$$\kappa = 0,382[1]$$

$$\eta = -0,054$$

$$\xi = 0,265$$

δ : es la altura gradiente = 315 [m]

$$g_z = \frac{1 - \left\{ 0,6226 \left[0,382 \left(\frac{14}{315} \right)^{-0,054} - 0,265 \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{3}{3600} \right) \right\}}{1 - \left\{ 0,6226 \left[0,382 \left(\frac{14}{315} \right)^{-0,054} - 0,265 \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{600}{3600} \right) \right\}}$$
$$g_z = 1,34516 [1]$$

Sustituyendo:

$$F_{g^e} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12,86\sqrt{K} \left(\frac{10}{h_0} \right)^{\alpha'} \left(\frac{1}{1 + 0,563 \frac{h_0}{L_s}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

$$F_{g^e} = \frac{1}{1,345^2} \left[1 + 12,86\sqrt{0,0065} \left(\frac{10}{14} \right)^{0,164} \left(\frac{1}{1 + 0,563 \frac{14}{63,70}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

$$F_{g^e} = 1,05725 [1]$$

Por tanto, las presiones equivalentes sobre estructuras de soporte son:

$$P_{ze} = F_{gs} C_{ae} q_z$$

$$P_{zem\acute{a}x} = (1,05725)(1,8)(0,6560) = 1,2484 [kPa]$$

$$P_{zereducida} = (1,05725)(1,8)(0,1422) = 0,2706 [kPa]$$

$$P_{zem\acute{a}x} = 1,2484 [kPa] \left[\frac{1000}{9,80665} \right] = 127,342 \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

$$P_{zereducida} = 0,2706 [kPa] \left[\frac{1000}{9,80665} \right] = 27,5935 \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

4.4.2.2. Cálculo de presiones equivalentes del viento sobre los cables

$$P_z = 0,6 F_{gc} C_{ac} q_z$$

Donde:

P_z : [kPa]

$C_{ac} = 1[1]$

q_z : [kPa]

F_{gc} : factor de respuesta dinámica de cables, que se calcula con la siguiente expresión:

$$F_{gc} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12,86 \sqrt{K} \left(\frac{10}{z} \right)^{\alpha'} \left(\frac{1}{1 + 0,8 \frac{L}{L_s}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

Donde:

L: es el claro libre entre apoyos del tramo en consideración = 400 [m]

K: factor de rugosidad del terreno = 0,0065

α' : factor de variación de potencia = 0,0164

z = 14 [m]

L_s : escala de turbulencia del viento = 63,70 [m]

g_z : factor ráfaga [1], se calcula con la siguiente expresión:

$$g_z = \left(\frac{1 - \left\{ 0,6226 \left[\kappa \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{3}{3600} \right) \right\}}{1 - \left\{ 0,6226 \left[\kappa \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{600}{3600} \right) \right\}} \right)$$

Donde:

κ, η, ξ dependen de la turbulencia y de la rugosidad del terreno del sitio.

$$\kappa = 0.382$$

$$\eta = -0.054$$

$$\xi = 0.265$$

$$\delta = 315 \text{ [m]}.$$

$$g_z = \left(\frac{1 - \left\{ 0,6226 \left[0,382 \left(\frac{14}{315} \right)^{-0,054} - 0,265 \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{3}{3600} \right) \right\}}{1 - \left\{ 0,6226 \left[0,382 \left(\frac{14}{315} \right)^{-0,054} - 0,265 \right]^{1,2716} \ln \left(\frac{600}{3600} \right) \right\}} \right)$$

$$g_z = 1,34539 \text{ [1]}$$

Sustituyendo en F_{gc} :

$$F_{gc} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12,86 \sqrt{K} \left(\frac{10}{z} \right)^{\alpha'} \left(\frac{1}{1 + 0,8 \frac{L}{L_S}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

$$F_{gc} = \frac{1}{1,34539^2} \left[1 + 12,68 \sqrt{0,0065} \left(\frac{10}{14} \right)^{0,164} \left(\frac{1}{1 + 0,8 \frac{400}{63,70}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]$$

$$F_{gc} = 0,77033$$

Por tanto, las presiones equivalentes del viento sobre los cables son:

$$P_z = 0,6 F_{gc} C_{az} q_z$$

$$P_{zcm\acute{a}x} = 0,6(0,77033)(1)(0,6560) = 0,30320 \text{ [kPa]}$$

$$P_{zcreducida} = 0,6(0,77033)(1)(0,1422) = 0,06572 \text{ [kPa]}$$

$$P_{zcm\acute{a}x} = 0,30320 \text{ [kPa]} \left[\frac{1000}{9,80665} \right] = 30,9177 \text{ } \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

$$P_{zcreducida} = 0,06572 \text{ [kPa]} \left[\frac{1000}{9,80665} \right] = 6,70157 \text{ } \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

4.3. Flechas y Tensiones

Las Líneas de Transmisión están constituidas por cables conductores, los cuales estarán sometidos a una serie de cargas cuando están instalados en las estructuras. Las influencias atmosféricas determinan el comportamiento mecánico de los cables, modificando la tensión mecánica que se les dio cuando se tensaron, estas son principalmente:

- *Las variaciones de la temperatura ambiente*, que por efecto de contracción o dilatación alteran la longitud de éstos, haciéndola mayor o menor.
 - ✓ Si la temperatura aumenta, la longitud del cable se alarga (aumentando su flecha) y su tensión mecánica disminuye.
 - ✓ Si la temperatura disminuye, la longitud del cable disminuye (disminuyendo su flecha) y su tensión mecánica aumenta.
- *La fuerza que ejerce el viento sobre los conductores*, que actúa como una sobrecarga, ya que al sumarse con el propio peso del cable hace que el efecto sea el de un aumento aparente de dicho peso.
- *La fuerza que ejerce la escarcha (hielo) sobre los conductores*, supone otra sobrecarga, de acción vertical, que se superpone al peso propio del cable, ésta condición solo se aplica a zonas geográficas de baja temperatura.

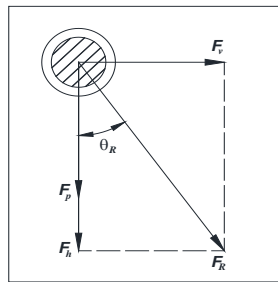


Figura 22: Fuerza resultante sobre un conductor, debida al peso propio, al peso del hielo y la fuerza ejercida por el viento

4.3.1. Hipótesis de carga mecánica para diseño de Líneas de Transmisión

Las hipótesis de carga son las condiciones ambientales y de operación bajo las cuales funcionará la Línea de Transmisión. Estas hipótesis son diferentes para cada región, incluso de un mismo país, ya que las condiciones ambientales que prevalecen en cierta región son diferentes a las existentes en otra región.

Para este proyecto se usarán las hipótesis de cargas empleadas por la Comisión Federal de Electricidad para el diseño de Líneas de Transmisión que se establecen en la "ESPECIFICACIÓN PARA DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS". CPTT-DDLT-001/02, mismas que se enlistan a continuación.

Hipótesis	Consideraciones básicas				
	Temperatura de diseño [°C]	Presión de viento [Pa]	% de Tensión de ruptura máxima	Sobrecarga de hielo en [mm]	Condición de cable
H1. Tensión diaria EDS	Media anual	0	22	0	Final después de la carga máxima
H2. Flecha máxima	Máxima ⁵⁰	0	22	0	Final después del creep a 10 años
H3. Viento máximo	Coincidente al viento máximo	Presión de viento máxima	33	0	Inicial por carga máxima
H4. Flecha mínima	Mínima ⁵¹	0	33	0	Final después de carga máxima
H5. Viento reducido	Mínima ⁵	Presión de viento reducido	33	5	Inicial por carga máxima
H6. Balanceo de cables	16	⁵²	22	0	Final después de carga
H7. Condición de rayo	15	41,2	--	0	Final después del creep a 10 años

4.3.2. Cálculo de flechas y tensiones en los cables

Estructuras:

Suspensión

E71A22 0°/450/500

E71G21 3°/750/1500

⁵⁰ La temperatura máxima de diseño se debe determinar en función del rango térmico de la Línea.

⁵¹ Temperatura mínima registrada en la trayectoria, pero no mayor a -10°C.

⁵² La presión de viento para la hipótesis de balanceo de cables debe ser:

- 285 [Pa] para zonas expuestas y rurales
- 187 [Pa] para zonas urbanas y protegidas

Tensión:

E71X22 30°/450/750

E71W22 90°/400/1300
Rem 25°/300/550

Distancia básica de conductor a piso torres (nivel +0+0) = 21,00 [m]

Libramiento mínimo por voltaje (50°C)= 7,00 [m]

DATOS DE LOS CABLES

	Conductor	C. de guarda	CGFO
Material	ACSR/AS	AAS	AAS
Denominación del conductor	DRAKE	AAS 7 No. 8	CGFO 36F
Diámetro d [mm]	28,14	9,78	13,60
Área de la sección S [mm ²]	468,51	58,56	79,00
Masa del cable m[kg/m]	1,522	0,3896	0,453
Modulo de elasticidad final E[kg/mm ²]	7554,53	16500	12344,54
Coefficiente de dilatación lineal final [1/°C]	0,0000189	0,000013	0,0000168
Resistencia a la ruptura UTS [kg]	13863	7226	7135,57

HIPÓTESIS DE CARGA EN LA TRAYECTORIA

	Temperatura °C	Presión del viento [Pa]	Espesor de hielo [mm]	Máxima tensión Permitida conductor [kg]	Máxima tensión Permitida HG	Máxima tensión Permitida CGFO
H1. Tensión diaria (EDS)	27	0	0	3049,86	1350	1350
H2. Flecha máxima	50	0	0	3049,86	1350	1350
H3. Viento máximo	22	303,20	0	4565	1350	1350
H4. Flecha mínima	-10	0	0	4565	1350	1350
H5. Viento reducido	27	65,72	5	4565	1350	1350
H6. Balanceo de cables	16	285	0	3049,86	1350	1350
H7. Condición de rayo	15	41,2	0	-----	-----	----

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$T_f = t \cdot S \quad \dots\dots\dots (1)$$

donde:

S = Sección transversal del cable [mm²]

t = Positiva y real solución de la siguiente ecuación

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0 \quad \dots\dots\dots (2)$$

En la cual:

$$a = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{R_i}^2}{24 \cdot T_i^2} + \alpha \cdot E (T_f - T_i) - \frac{T_i}{S} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$b = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{R_f}^2}{24 \cdot S^2} \quad \dots\dots\dots (4)$$

considerando:

E = módulo de elasticidad, [kg/mm²]

A = claro base, [m]

α = coeficiente de dilatación lineal [1/°C]

F_{R_i}, F_{R_f} = fuerzas resultantes de cargas sobre el cable, [kg/m]

T_i, T_f = temperatura, [°C]

T_i, T_f = tensión horizontal, [kg]

Los índices i y f indican los estados hipotéticos inicial y final.

CÁLCULO DE PARÁMETROS DEL CONDUCTOR ANTES DE LA DEFORMACIÓN POR “CREEP”

1. Estado de carga diaria H1 (EDS)

Después de analizar por separado los estados hipotéticos a los cuáles está sujeto el conductor en la Línea de Transmisión, esta debe significar un porcentaje sobre la Tensión de Ruptura no mayor al 22%, cuidando que las tensiones derivadas en el resto de las hipótesis no rebasen a su vez las limitaciones impuestas.

A continuación se determinan los valores de tensión, parámetro y flecha respecto al estado de carga diaria H1, para el claro equivalente de 400 metros, utilizando el método de la "ecuación de cambio de estado".

Características de la condición inicial:

Tensión: $0,1757^{53} \times 13863 \text{ [kg]} = 2435,7291 \text{ [kg]}$

$$P = \frac{T_i}{W_c} = \frac{2435,7291 \text{ [kg]}}{1,522 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]} = 1600,3476 \text{ [m]}$$

Temperatura = 27 [°C]

Parámetro = 1600,3476 [m]

Viento = 0 [kg/m²]

Hielo = 0 [mm]

Para un claro, A= 400 [m], se tiene:

$$A \leq \frac{Par}{2}$$

$$400 \leq \frac{1600,34}{2}$$

Entonces, la flecha se calcula con la siguiente expresión:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1600,3476)}$$

Donde:

f = flecha

A= claro base

P= Parámetro

$$f = 12,4972 \text{ [m]}$$

⁵³ Se toma el 17,57% de la Tensión de ruptura.

2. Estado de carga: Flecha Máxima (H2)

CONDICIONES	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL
	ESTADO DE CARGA DIARIA	ESTADO DE FLECHA MÁXIMA
TENSION [kg]	$T_i = 2435,7291$	$T_f = \text{POR CALCULAR}$
TEMPERATURA [°C]	$t_i = 27$	$t_f = 50$
VIENTO [kg/m ²]	$P_{vi} = 0$	$P_{vf} = 0$
ESPESOR DE HIELO [mm]	$e_i = 0$	$e_f = 0$
CLARO REGLA [m]	$A = 400$	$A = 400$

Las resultantes de fuerzas inicial y final sobre el cable:

$$F_R = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + (F_v)^2}$$

Donde:

F_R : Fuerza resultante

F_p : Fuerza debido al peso propio del cable = 1,522 [kg/m]

F_h : Fuerza debido al peso del hielo acumulado = 0 [kg/m]

F_v : Fuerza ejercida por el viento sobre el conductor

$$F_v = P_v[(\phi_c) + 2e]$$

Donde:

P_v : presión de viento [Pa] o [kg/m²]

ϕ_c : diámetro del conductor [m]

e : espesor de hielo [mm]

$$F_{vi} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{vf} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{R_i} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{R_f} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

De la ecuación (3), obtenemos el valor del coeficiente a:

$$a = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{R_i}^2}{24 \cdot T_i^2} + \alpha \cdot E (\tau_f - \tau_i) - \frac{T_i}{S}$$

$$a = (7554,53) \frac{400^2(1,522^2)}{24(2435,729)^2} + (0,0000189(7554,53)(50 - 27)) - \frac{2435,729}{468,51} \\ = 17,749$$

Sustituyendo valores en la ecuación (4), obtenemos el valor del coeficiente b:

$$b = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{R_f}^2}{24 \cdot S^2}$$

$$b = 7554,53 \cdot \frac{400^2 \cdot 1,522^2}{24 \cdot 468,51^2} = 531,506$$

Ahora, se puede resolver la ecuación de tercer grado con los valores de a y b:

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0$$

$$t^3 + 17,749t^2 - 531,506 = 0$$

Resolviendo, se obtiene:

$$t = 4,85 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Tensión en las condiciones finales.

De la ecuación (1):

$$T_f = t \cdot S = 4,85 \times 468,51 = 2272,2735 [kg]$$

Parámetro condiciones finales:

$$P_f = \frac{T_f}{F_{Rf}} = \frac{2272,2735}{1,522} = 1492,9523 \text{ [m]}$$

Flecha condiciones finales:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1492,9523)} = 13,3962 \text{ [m]}$$

$$f = 13,3962 \text{ [m]}$$

3. Estado de carga: Viento Máximo: H3

CONDICIONES	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL
	ESTADO DE CARGA DIARIA	ESTADO DE VIENTO MÁXIMO
TENSIÓN [kg]	$T_i = 2435,7291 \text{ [kg]}$	$T_f = \text{POR CALCULAR}$
TEMPERATURA [°C]	$t_i = 27$	$t_f = 22$
VIENTO [kg/m ²]	$P_{vi} = 0$	$P_{vf} = 30,9177$
ESPESOR DE HIELO [mm]	$e_i = 0$	$e_f = 0$
CLARO REGLA [m]	$A = 400$	$A = 400$

Las resultantes de fuerzas inicial y final sobre el cable son:

$$F_R = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + (F_v)^2}$$

Donde:

F_R : Fuerza resultante

$F_p = 1,522 \text{ [kg/m]}$

$F_h = 0 \text{ [kg/m]}$

$F_v = P_v[(\phi_c) + 2e]$

Donde:

$$P_{vi}: 0 \text{ [kg/m}^2\text{]}$$

$$P_{vf}: 30,9177 \text{ [kg/m}^2\text{]}$$

$$\varphi_c: 0,028 \text{ [m]}$$

$$e : 0 \text{ [mm]}$$

$$F_{vi} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{vf} = 30,9177 \left[\frac{kg}{m^2} \right] [(0,028[m]) + 2(0)] = 0,8656 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Ri} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Rf} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0,8656)^2} = 1,7509 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$T_f = t \cdot S \dots\dots\dots (1)$$

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0 \dots\dots\dots (2)$$

Considerar:

$$a = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Ri}^2}{24 \cdot T_i^2} + \alpha \cdot E (\tau_f - \tau_i) - \frac{T_i}{S}$$

$$b = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Rf}^2}{24 \cdot S^2} \dots\dots\dots (4)$$

Los índices i y f indican los estados hipotéticos inicial y final.

$$E = 7554,53 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$A = 400 \text{ [m]}$$

$$\alpha = 0,0000189 \text{ [1/}^\circ\text{C]}$$

$$F_{Ri} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Rf} = 1,7509 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$\tau_i = 27[^\circ\text{C}]$$

$$\tau_f = 22[^\circ\text{C}]$$

$$T_i = 2435,72 \text{ [kg]}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (3), obtenemos el valor del coeficiente a :

$$a = 7554,53 \frac{400^2 \times 1,522^2}{24(2435,72^2)} + 0,0000189(7554,53)(22 - 27) - \frac{2435,72}{468,51}$$

$$a = 13,7520$$

Tomando los valores obtenidos, para la ecuación (4) se tiene valor del coeficiente b :

$$b = 7554,53 \frac{400^2(1,7509^2)}{24(468,51)^2}$$

$$b = 703,398$$

Con los valores de a y b se obtiene:

$$t^3 + 13,752 \cdot t^2 - 703,398 = 0$$

Resolviendo:

$$t = 5,9718 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Tensión en condiciones finales, de la ecuación (1):

$$T_f = t \cdot S = (5,9718) \cdot (468,51) = 2797,84 \text{ [kg]}$$

Parámetro condiciones finales:

$$P_f = \frac{T_f}{F_{Rf}} = \frac{2797,84}{1,7509} = 1597,9439 \text{ [m]}$$

Flecha condiciones finales:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1597,9439)} = 12,5160 \text{ [m]}$$

4. Estado de carga: Flecha Mínima H4

CONDICIONES	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL
	ESTADO DE CARGA DIARIA	ESTADO DE FLECHA MÍNIMA
TENSION [kg]	$T_i = 2435,7291 \text{ [kg]}$	$T_f = \text{POR CALCULAR}$
TEMPERATURA [°C]	$\tau_i = 27$	$\tau_f = -10$
VIENTO [kg/m ²]	$P_{vi} = 0$	$P_{vf} = 0$
ESPESOR DE HIELO [m]	$e_i = 0$	$e_f = 0$
CLARO REGLA [m]	$A = 400$	$A = 400$

Las resultantes de fuerzas:

$$F_R = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + (F_v)^2}$$

F_R : Fuerza resultante

$$F_p = 1,522 \text{ [kg/m]}$$

$$F_h = 0 \text{ [kg/m]}$$

$$F_v = P_v[(\phi_c) + 2e]$$

Teniendo los siguientes valores:

$$P_v: 0 \text{ [Pa] o [kg/m}^2\text{]}$$

$$\phi_c = 0,028 \text{ [m]}$$

$$e : 0 \text{ [mm]}$$

$$F_{vi} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{vf} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{Ri} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Rf} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$T_f = t \cdot S$$

Para los coeficientes de la ecuación de tercer grado:

$$E = 7554,53 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$A = 400 \text{ [m]}$$

$$\alpha = 0,0000189 \text{ [1/}^\circ\text{C]}$$

$$F_{Ri} = F_{Rf} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$\tau_i = 27 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\tau_f = -10 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$T_i = [2435,72\text{kg}]$$

Coefficiente a:

$$a = 7554,53 \frac{400^2 \cdot 1,522^2}{24 \cdot 2435,72^2} + 0,0000189(7554,53)(-10 - 27) - \frac{2435,72}{468,51}$$

$$a = 9,1831$$

Sustituyendo valores en la ecuación (4), obtenemos el valor del coeficiente b:

$$b = 7554,53 \frac{400^2(1,522^2)}{24(468,51)^2}$$

$$b = 531,5055$$

Con los valores de a y b se tiene:

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0$$

$$t^3 + 9,1831 \cdot t^2 - 531,505 = 0$$

Resolviendo:

$$t = 5,9302 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Tensión condiciones finales. De ecuación (1):

$$T_f = t \cdot S = (5,9302) \cdot (468,51) = 2778,35 [kg]$$

Parámetro condiciones finales:

$$P_f = \frac{T_f}{F_{Rf}} = \frac{2778,35}{1,522} = 1825,4651 [m]$$

Flecha condiciones finales:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1825,4651)} = 10,9561 [m]$$

5. Estado de carga: Viento Reducido H5

CONDICIONES	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL
	ESTADO DE CARGA DIARIA	ESTADO DE VIENTO REDUCIDO
TENSIÓN [kg]	$T_i = 2435,7291$	$T_f = \text{POR CALCULAR}$
TEMPERATURA [°C]	$t_i = 27$	$t_f = 27$
VIENTO [kg/m ²]	$P_{vi} = 0$	$P_{vf} = 6,70$
ESPESOR DE HIELO [m]	$e_i = 0$	$e_f = 0,005$
CLARO REGLA [m]	$A = 400$	$A = 400$

Las resultantes de fuerzas sobre el cable:

$$F_R = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + (F_v)^2}$$

$$F_p = 1,522 \text{ [kg/m]}$$

$$F_h = 0,61803 \text{ [kg/m]}$$

$$F_v = P_v [(\phi_c) + 2e]$$

Donde:

$$P_v = 6,70 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

$$\phi_c: 0,028 \text{ [m]}$$

$$e : 0 \text{ [m]}$$

$$F_{vi} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{vf} = 6,70 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right] [(0,028 \text{ [m]}) + 2(0,005)] = 0,2546 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$F_{Ri} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$F_{Rf} = \sqrt{(1,522 + 0,61803)^2 + (0,2546)^2} = 2,1551 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$T_f = t \cdot S$$

Para la cual:

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0$$

$$a = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Ri}^2}{24 \cdot T_i^2} + \alpha \cdot E (\tau_f - \tau_i) - \frac{T_i}{S} \quad b = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Rf}^2}{24 \cdot S^2}$$

$$E = 7554,53 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$A = 400 \text{ [m]}$$

$$\alpha = 0,0000189 \text{ [1/}^\circ\text{C]}$$

$$F_{Ri} = 1,522 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$F_{Rf} = 2,1551 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$\tau_i = 27$$

$$\tau_f = 27$$

$$T_i = 2435,72$$

Sustituyendo valores:

$$a = 7554,53 \frac{400^2 \cdot 1,522^2}{24 \cdot 2435,72^2} + 0,0000189(7554,53)(27 - 27) - \frac{2435,72}{468,51}$$

$$a = 14,4659$$

Coefficiente b:

$$b = 7554,53 \frac{400^2(2,1551^2)}{24(468,51)^2}$$

$$b = 1065,64$$

Se resuelve la ecuación:

$$t^3 + 14,4659t^2 - 1065,64 = 0$$

$$t = 7,039 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Tensión condiciones finales. De ecuación (1):

$$T_f = t \cdot S = (7,039) \cdot (468,51) = 3297,84 [kg]$$

Parámetro condiciones finales:

$$P_f = \frac{T_f}{F_{Rf}} = \frac{3297,84}{2,1551} = 1530,2491 [m]$$

Flecha condiciones finales:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1530,2491)} = 13,0697 [m]$$

6. Estado de Carga: Balanceo de Cables H6

CONDICIONES	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL
	ESTADO DE CARGA DIARIA	ESTADO DE BAL. DE CABLES
TENSIÓN [kg]	$T_i = 2435,7291$	$T_f = \text{POR CALCULAR}$
TEMPERATURA [°C]	$\tau_i = 27$	$\tau_f = 16$
VIENTO [kg/m ²]	$P_{v_i} = 0$	$P_{v_f} = 29,06$
ESPESOR DE HIELO [m]	$e_i = 0$	$e_f = 0$
CLARO REGLA [m]	$A = 400$	$A = 400$

Fuerzas inicial y final sobre el cable:

$$F_R = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + (F_v)^2}$$

Donde:

$$F_p = 1,522 \text{ [kg/m]}$$

$$F_h = 0 \text{ [kg/m]}$$

$$F_v = P_v [(\phi_c) + 2e]$$

$$P_v = 29,06$$

$$\phi_c = 0,028 \text{ [m]}$$

$$e = 0 \text{ [mm]}$$

$$F_{v_i} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{v_f} = 29,06 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right] [(0,028[\text{m}]) + 2(0)] = 0,81368 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$F_{R_i} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$F_{Rf} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0,8136)^2} = 1,7258 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$T_f = t \cdot S$$

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0$$

En la cual:

$$a = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Ri}^2}{24 \cdot T_i^2} + \alpha \cdot E (\tau_f - \tau_i) - \frac{T_i}{S}$$

$$E = 7554,53 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$A = 400 \text{ [m]}$$

$$\alpha = 0,0000189 \text{ [1/}^\circ\text{C]}$$

$$F_{Ri} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Rf} = 1,7258 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$\tau_i = 27 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\tau_f = 16 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$T_i = 2435,72 \text{ [kg]}$$

Sustituyendo valores:

$$a = 7554,53 \frac{400^2 \cdot 1,522^2}{24 \cdot 2435,72^2} + 0,0000189(7554,53)(16 - 27) - \frac{2435,72}{468,51}$$

$$a = 12,895$$

Ahora se obtiene el valor del coeficiente b :

$$b = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Rf}^2}{24 \cdot S^2}$$

$$b = 7554,53 \frac{400^2(1,7258^2)}{24(468,51)^2}$$

$$b = 683,3754$$

Para la ecuación de tercer grado:

$$t^3 + 12,895t^2 - 683,3754 = 0$$

Resolviendo:

$$t = 6,01 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

Tensión condiciones finales. De ecuación (1):

$$T_f = t \cdot S = (6,01) \cdot (468,51) = 2815,745 [kg]$$

Parámetro condiciones finales:

$$P_f = \frac{T_f}{F_{Rf}} = \frac{2815,745}{1,728} = 1629,4821 [m]$$

Flecha condiciones finales:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1629,4821)} = 12,2738 [m]$$

7. Estado de carga: Condición de Rayo (H7)

CONDICIONES	ESTADO INICIAL	ESTADO FINAL
	ESTADO DE CARGA DIARIA	ESTADO DE RAYO
TENSIÓN [kg]	$T_i = 2435,7291$	$T_f = \text{POR CALCULAR}$
TEMPERATURA [°C]	$\tau_i = 27$	$\tau_f = 15$
VIENTO [kg/m ²]	$P_{vi} = 0$	$P_{vf} = 4,20$
ESPESOR DE HIELO [m]	$e_i = 0$	$e_f = 0$
CLARO REGLA [m]	$A = 400$	$A = 400$

Las fuerzas inicial y final sobre el cable:

$$F_R = \sqrt{(F_p + F_h)^2 + (F_v)^2}$$

Con:

$$F_p = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_h = 0 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_v = P_v [(\phi_c) + 2e]$$

$$P_v = 4,2 \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

$$\phi_c = 0,028 [m]$$

$$e = 0 [mm]$$

$$F_{vi} = 0[(0,028) + 2(0)] = 0$$

$$F_{vf} = 4,2 \left[\frac{kg}{m^2} \right] [(0,028[m]) + 2(0)] = 0,1176 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Ri} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0)^2} = 1,522 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

$$F_{Rf} = \sqrt{(1,522 + 0)^2 + (0,1176)^2} = 1,5265 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$T_f = t \cdot S$$

Con t definida por:

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0$$

Considerando:

$$a = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{Ri}^2}{24 \cdot T_i^2} + \alpha \cdot E (\tau_f - \tau_i) - \frac{T_i}{S}$$

$$E = 7554,53 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$A = 400 \text{ [m]}$$

$$\alpha = 0,0000189 \text{ [1/}^\circ\text{C]}$$

$$F_{R_i} = 1,522 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$F_{R_f} = 1,5265 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

$$\tau_i = 27 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\tau_f = 15 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$T_i = 2435,72 \text{ [kg]}$$

Sustituyendo:

$$a = 7554,53 \frac{400^2 \cdot 1,522^2}{24 \cdot 2435,72^2} + 0,0000189(7554,53)(15 - 27) - \frac{2435,72}{468,51}$$

$$a = 12,752$$

Calculando el coeficiente b:

$$b = E \cdot \frac{A^2 \cdot F_{R_f}^2}{24 \cdot S^2}$$

$$b = 7554,53 \frac{400^2(1,5625^2)}{24(468,51)^2}$$

$$b = 560,1682$$

Entonces:

$$t^3 + a \cdot t^2 - b = 0$$

$$t^3 + 12,752 \cdot t^2 - 560,1682 = 0$$

Resolviendo se tiene:

$$t = 5,5346 \left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

Tensión condiciones finales. De ecuación (1):

$$T_f = t \cdot S = (5,5346) \cdot (468,51) = 2593,01754 \text{ [kg]}$$

Parámetro condiciones finales:

$$P_f = \frac{T_f}{F_{Rf}} = \frac{2593,0154}{1,5625} = 1659,52 \text{ [m]}$$

Flecha condiciones finales:

$$f = \frac{A^2}{8P} = \frac{(400)^2}{8(1659,52)} = 12,0516 \text{ [m]}$$

RESUMEN DE LOS SIETE ESTADOS DE CARGA ANALIZADOS

CONCEPTO	UNIDADES	CONDICION DE CARGA						
		H1 (EDS)	H2 (FLECHA MÁXIMA)	H3 (VTO. MÁXIMO)	H4 (FLECHA MÍNIMA)	H5 (VTO. REDUCIDO)	H6 (BAL. CABLE)	H7 (RAYO)
TENSIÓN	kg	2435,72	2272,27	2797,84	2778,35	3297,84	2815,7	2593,01
TEMPERATURA	°C	27	50	22	12	27	16	15
VIENTO	kg/m ²	0	0	30,9177	0	6,70	29,06	4,20
HIELO	mm	0	0	0	0	5	0	0
PARÁMETRO	m	1600,34	1492,95	1597,94	1825,465	1530,249	1629,4	1659,52
FLECHA	m	12,497	13,396	12,516	10,9561	13,0697	12,273	12,0516

El resultado del cálculo de flechas y tensiones se aplica para el tendido y tensado de los cables, y para el cálculo de la plantilla.

4.3.3. Localización de Estructuras

4.3.3.1. CÁLCULO DE LA PLANTILLA

Para la localización gráfica de estructuras, es necesario, utilizar la plantilla de curvas de flechas que determina, gráficamente en un plano de perfil topográfico de la trayectoria, la localización y altura de las estructuras, pues a través de ésta es posible:

- ✓ Mantener el libramiento a tierra adecuado, lo mismo que el libramiento en cruzamientos.
- ✓ Prever el balanceo excesivo de los aisladores y el tiro en alto en las estructuras.
- ✓ El uso adecuado de las limitaciones mecánicas de las estructuras de soporte.
- ✓ Lograr economía en el diseño.

La plantilla se construye con las flechas finales obtenidas por medio de un cálculo de flechas y tensiones, según el conductor que se trate y en las condiciones de carga que se requieran.

Las graficas de la plantilla dependen principalmente del cable conductor, el voltaje nominal y las estructuras.

El cálculo de la plantilla consiste en graficar el comportamiento del cable a diferentes condiciones de operación, así como diferentes niveles de estructuras.

Principalmente se tiene dos condiciones de operación extremas: curva caliente y curva fría como mínimo.

- *Curva fría o curva de flechas mínimas verticales.*

Se elabora para una temperatura de -10 [°C] sin sobrecargas y para condiciones de flecha inicial. Ésta curva se utiliza para revisar el tiro en alto de las estructuras (tensión vertical) y el balanceo en la cadena de aisladores.

- *Curva caliente o curva de flechas máximas verticales.*

Se elabora para temperatura de 50 [°C] sin sobrecargas y la grafica representa la máxima elongación del conductor, máxima flecha.

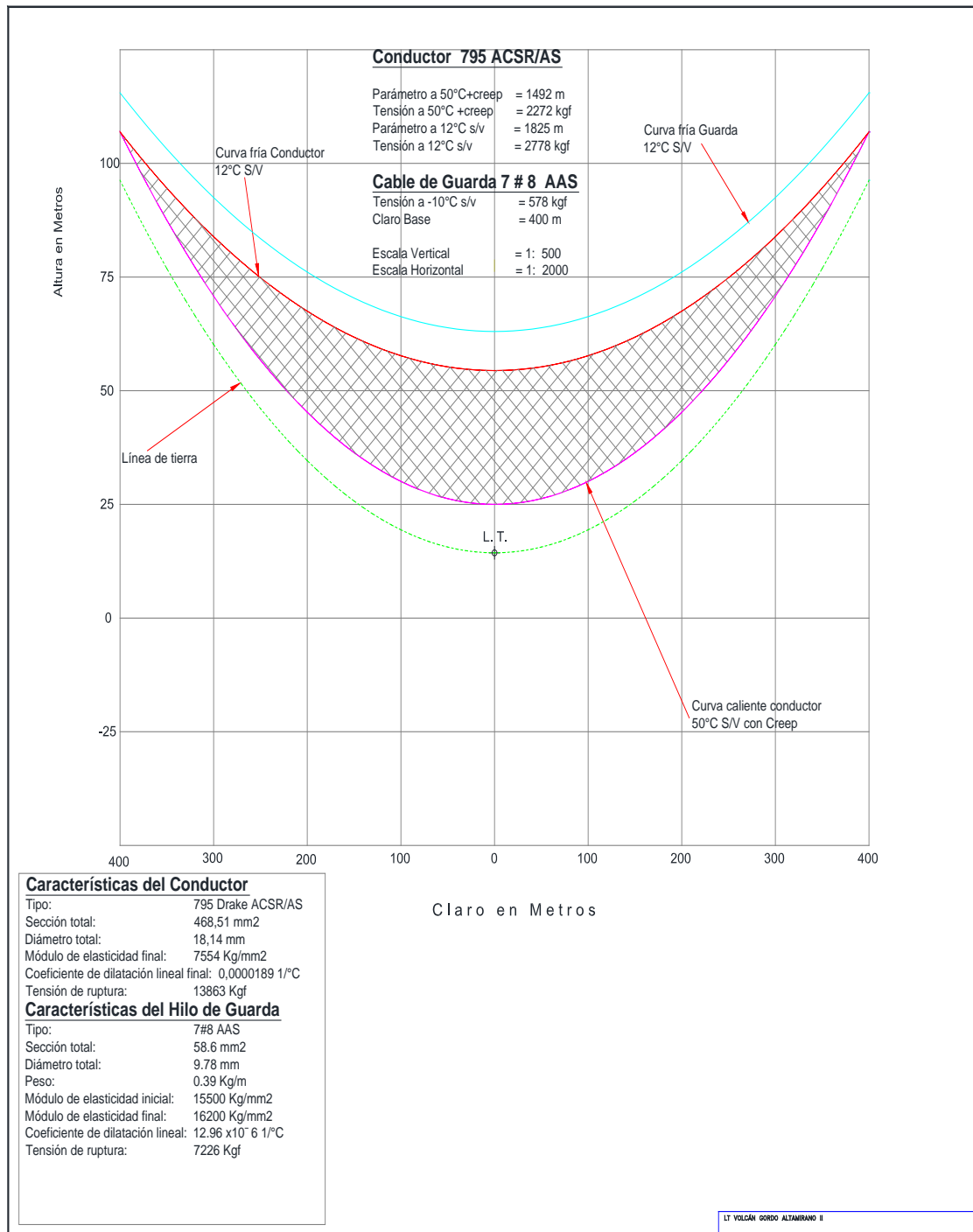


Figura 23: Plantilla de curvas de localización 115 [kV], Drake

4.3.3.2. DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS

Una vez realizados el cálculo de flechas y tensiones y cálculo de la plantilla, se realiza la distribución de estructuras, al realizar esta actividad es necesario lograr la ubicación óptima de las estructuras en el levantamiento topográfico, teniendo presente los siguientes factores:

1. Lograr las mayores distancias interpostales con las estructuras más ligeras.
2. En zonas de cultivo y bosques instalar el menor número de estructuras posibles y dejar libramiento suficiente para evitar daño en los cultivos. Después de efectuada la localización de estructuras en el levantamiento Topográfico, se obtiene para cada una de ellas la siguiente información:
 - a) Tipo y altura de la estructura
 - b) Claro horizontal
 - c) Claro vertical
 - d) Claro efectivo
 - e) Número de estructura
 - f) Ángulo de deflexión
 - g) Ubicación de las torres en metros
 - h) Cruzamientos

Para absorber desniveles del terreno, es necesario instalar módulos de distinta longitud en cada una de las patas de la estructura. Estos módulos llamados extensiones, permiten lograr el empotramiento necesario en cada una de las cimentaciones, sin afectar la altura de la estructura.

Los datos obtenidos se registran en los documentos llamados Hojas de distribución de Estructuras (Anexo 22).

CONCLUSIONES

El objetivo de esta investigación nace de atender una necesidad: transmitir energía eléctrica a gran distancia y a un bajo costo, describiendo los conceptos generales necesarios en el diseño de una Línea de Transmisión.

El diseño y construcción de una línea es una tarea interdisciplinaria, es decir, involucra distintas ramas de estudio como son: Ingeniería Civil, Mecánica y Geomática, Ecología, Sociología, entre otras. Para llevar a cabo un proyecto de esta magnitud, es necesario contar con especialistas en cada tema y considerar todas las ventajas, desventajas y consecuencias que traerá consigo dicha construcción

A lo largo de esta Tesis, se ha logrado definir las características y requerimientos necesarios en el diseño básico de una Línea de Transmisión, partiendo de las necesidades mencionadas por el POISE, el cuál estima la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

Se han desarrollado los parámetros eléctricos de una Línea de Transmisión y su modelo matemático, que representarán su comportamiento dentro del sistema y una futura coordinación de protecciones. A su vez, se describieron los elementos que constituyen a una línea, tanto aérea como subterránea y una posible selección de cada uno de ellos, en función de sus características técnicas y las necesidades del proyecto

En el último capítulo se trataron los parámetros mecánicos, que son de vital importancia en el diseño, pues asegurarán el correcto funcionamiento de la línea, referido a las tensiones y cargas que se presenten, en las estructuras y los cables, durante su instalación y vida útil.

La filosofía es diseñar cada elemento de la línea de una forma segura y eficaz.

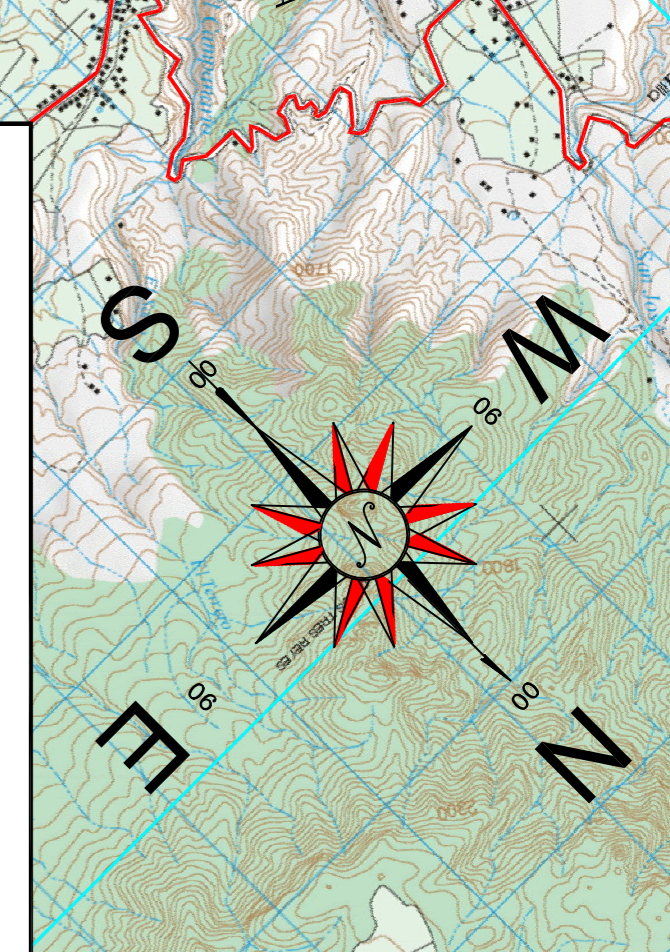
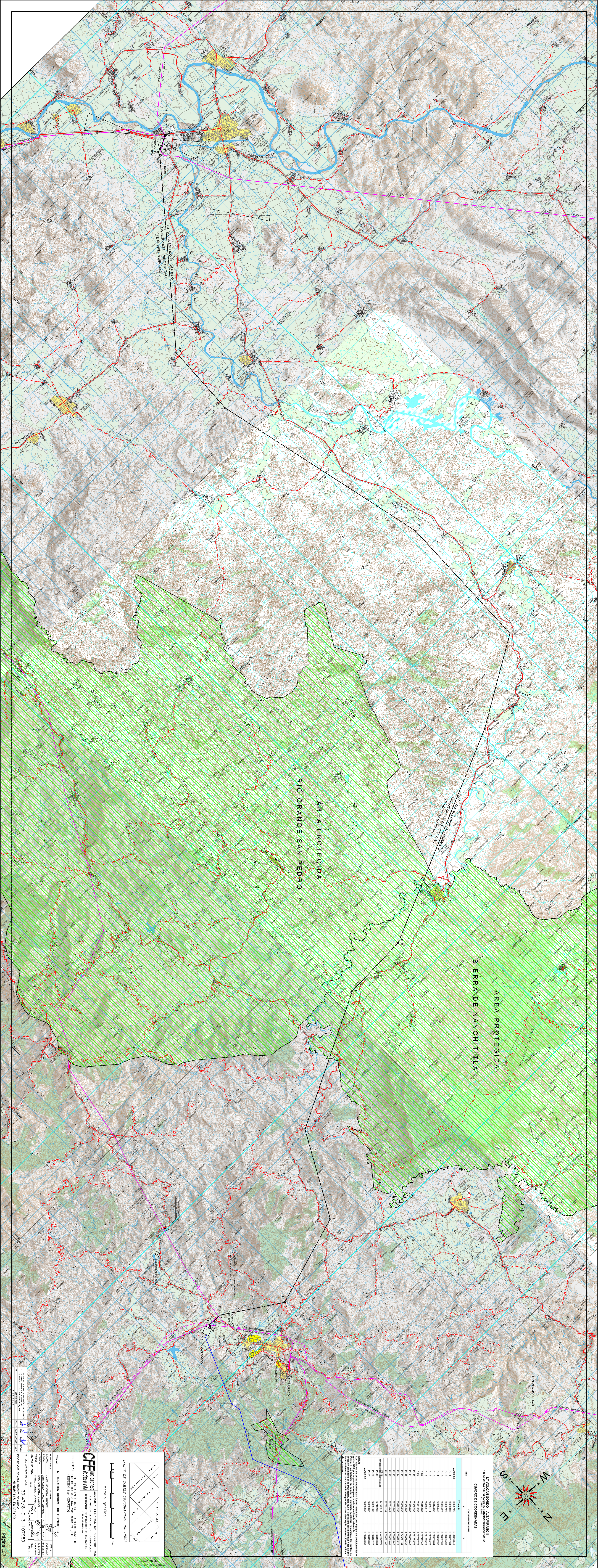
El Proyecto "Línea de Transmisión Volcán Gordo – Altamirano" se encuentra actualmente en construcción.

ABREVIATURAS

AAS	Cable de Acero recubierto de aluminio soldado.
ACC	Área de Control Central
ASCR/AS	Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de alambres de acero recubierto de aluminio soldado
Ang	Ángulo
CDFO	Cable Dieléctrico con Fibras Ópticas
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CGFO	Cable de Guarda con Fibras Ópticas
CMH	Claro Medio Horizontal
CV	Claro Vertical
kV	Kilo Volts
kcmil	Kilo circular mil
LT	Línea de Transmisión
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MVA	Mega Volts-Amperes
NBAI	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso
NPT	Nivel de Piso Terminado
OPF	Análisis de flujos de potencia óptimo
PI	Punto de Inflexión
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
SE	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

SIN	Sistema interconectado Nacional
XLPE	Aislamiento de Polietileno de cadena cruzada, utilizado en cables de potencia
ZMCM	Zona Metropolitana de la Ciudad de México

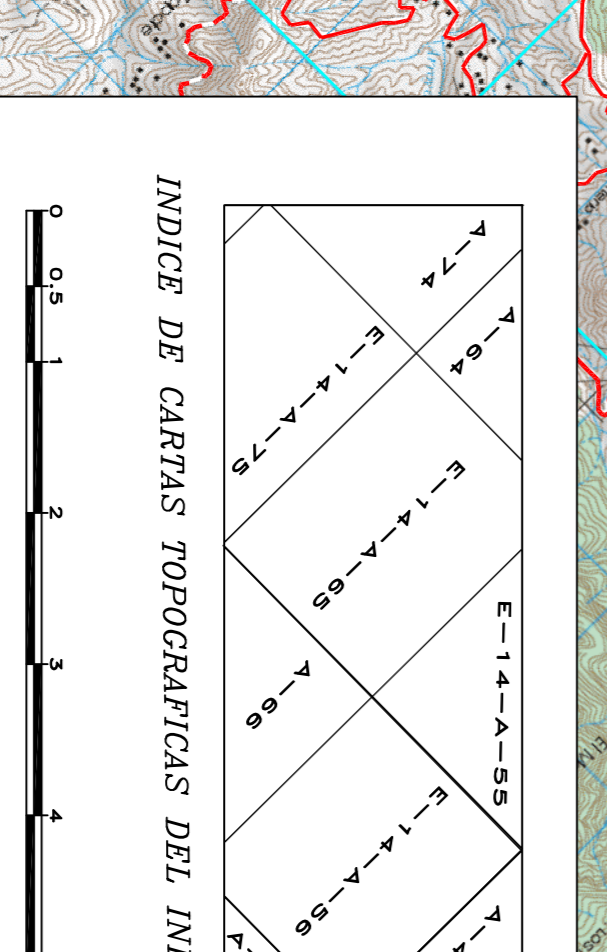
ANEXOS



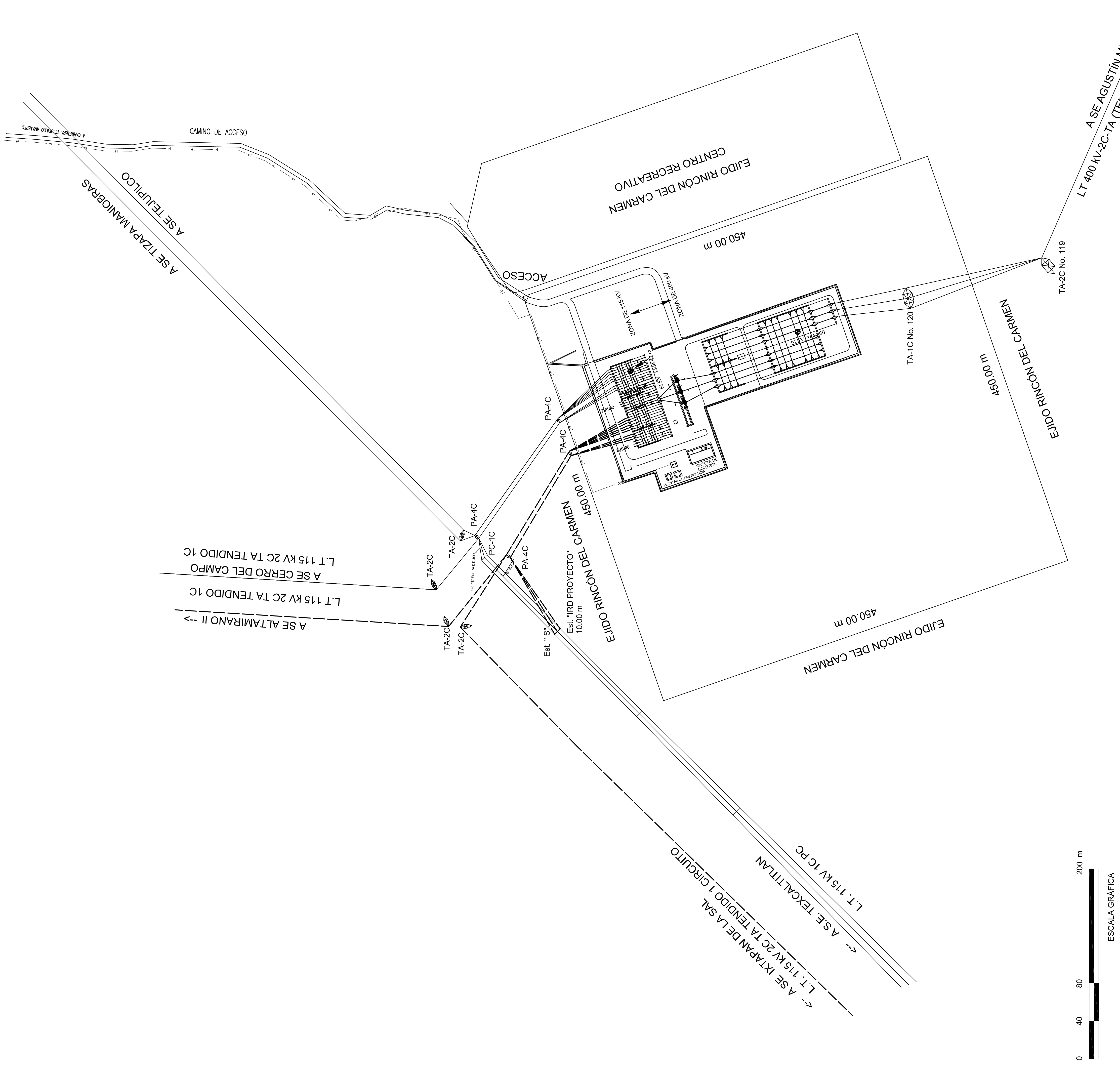
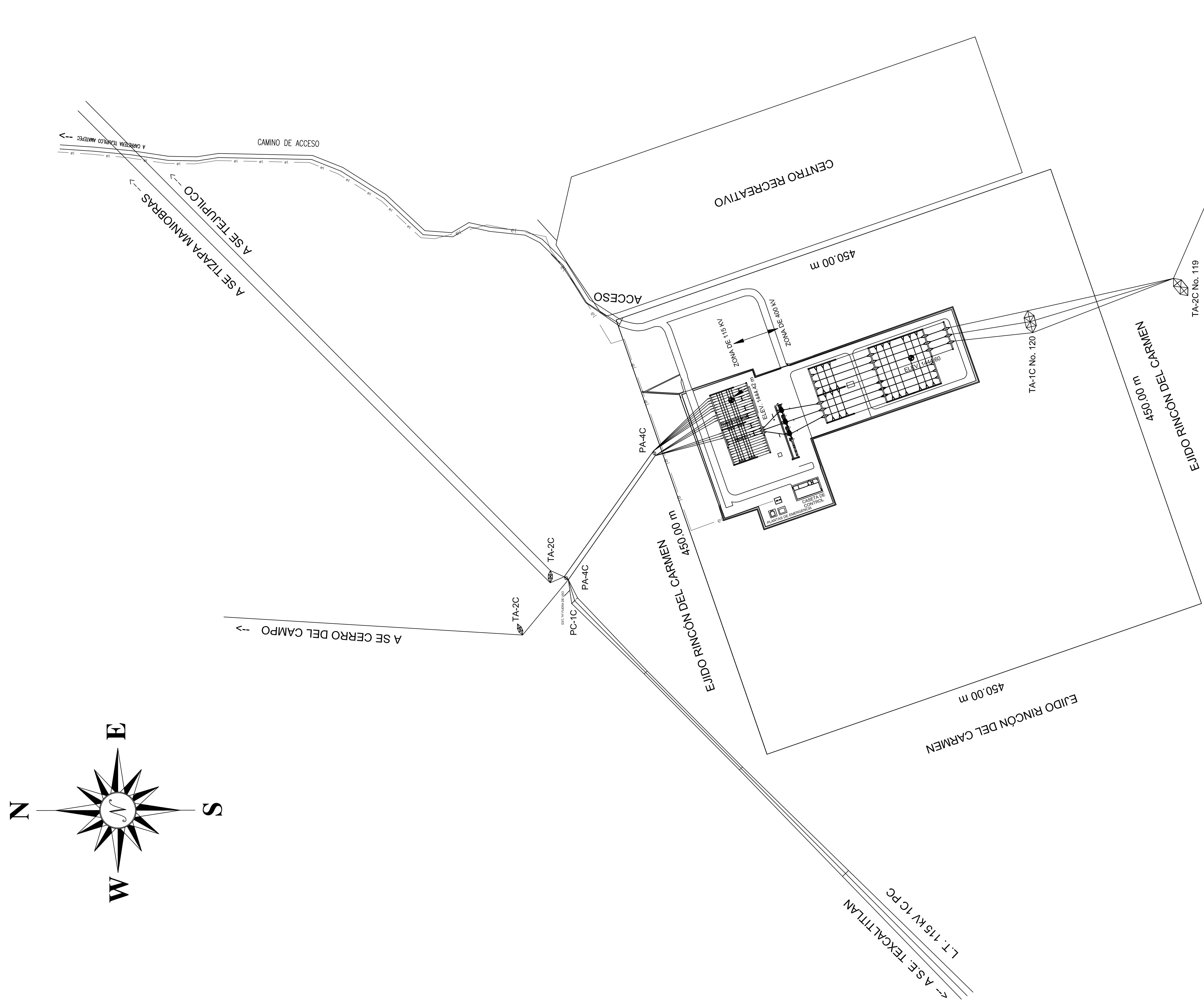
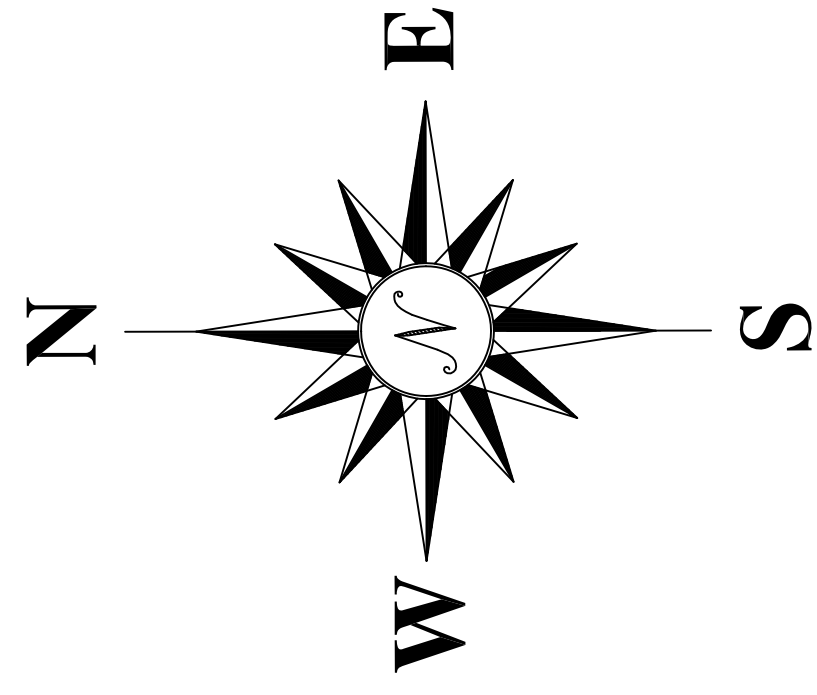
LT JOAQUIN GORDO - ALTAMIRANO II
 118.6x28.83 Km² de terreno, terreno primero cuadrante
 CUADRO DE COORDENADAS

NUM.	X	Y
ZONA 14		
11.1	200000.00	210000.00
11.2	200000.00	210000.00
11.3	200000.00	210000.00
11.4	200000.00	210000.00
11.5	200000.00	210000.00
11.6	200000.00	210000.00
11.7	200000.00	210000.00
11.8	200000.00	210000.00
11.9	200000.00	210000.00
11.10	200000.00	210000.00
11.11	200000.00	210000.00
11.12	200000.00	210000.00
11.13	200000.00	210000.00
11.14	200000.00	210000.00
11.15	200000.00	210000.00
11.16	200000.00	210000.00
11.17	200000.00	210000.00
11.18	200000.00	210000.00
11.19	200000.00	210000.00
11.20	200000.00	210000.00
11.21	200000.00	210000.00
11.22	200000.00	210000.00
11.23	200000.00	210000.00
11.24	200000.00	210000.00
11.25	200000.00	210000.00
11.26	200000.00	210000.00
11.27	200000.00	210000.00
11.28	200000.00	210000.00
11.29	200000.00	210000.00
11.30	200000.00	210000.00
11.31	200000.00	210000.00
11.32	200000.00	210000.00
11.33	200000.00	210000.00
11.34	200000.00	210000.00
11.35	200000.00	210000.00
11.36	200000.00	210000.00
11.37	200000.00	210000.00
11.38	200000.00	210000.00
11.39	200000.00	210000.00
11.40	200000.00	210000.00
11.41	200000.00	210000.00
11.42	200000.00	210000.00
11.43	200000.00	210000.00
11.44	200000.00	210000.00
11.45	200000.00	210000.00
11.46	200000.00	210000.00
11.47	200000.00	210000.00
11.48	200000.00	210000.00
11.49	200000.00	210000.00
11.50	200000.00	210000.00
11.51	200000.00	210000.00
11.52	200000.00	210000.00
11.53	200000.00	210000.00
11.54	200000.00	210000.00
11.55	200000.00	210000.00
11.56	200000.00	210000.00
11.57	200000.00	210000.00
11.58	200000.00	210000.00
11.59	200000.00	210000.00
11.60	200000.00	210000.00
11.61	200000.00	210000.00
11.62	200000.00	210000.00
11.63	200000.00	210000.00
11.64	200000.00	210000.00
11.65	200000.00	210000.00
11.66	200000.00	210000.00
11.67	200000.00	210000.00
11.68	200000.00	210000.00
11.69	200000.00	210000.00
11.70	200000.00	210000.00
11.71	200000.00	210000.00
11.72	200000.00	210000.00
11.73	200000.00	210000.00
11.74	200000.00	210000.00
11.75	200000.00	210000.00
11.76	200000.00	210000.00
11.77	200000.00	210000.00
11.78	200000.00	210000.00
11.79	200000.00	210000.00
11.80	200000.00	210000.00
11.81	200000.00	210000.00
11.82	200000.00	210000.00
11.83	200000.00	210000.00
11.84	200000.00	210000.00
11.85	200000.00	210000.00
11.86	200000.00	210000.00
11.87	200000.00	210000.00
11.88	200000.00	210000.00
11.89	200000.00	210000.00
11.90	200000.00	210000.00
11.91	200000.00	210000.00
11.92	200000.00	210000.00
11.93	200000.00	210000.00
11.94	200000.00	210000.00
11.95	200000.00	210000.00
11.96	200000.00	210000.00
11.97	200000.00	210000.00
11.98	200000.00	210000.00
11.99	200000.00	210000.00
12.00	200000.00	210000.00

NOTA: Este es un documento que contiene información de carácter confidencial y no debe ser divulgado sin el consentimiento de la CFE. Toda reproducción o uso no autorizado de este documento será sancionado de acuerdo con lo establecido en el artículo 179 de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.



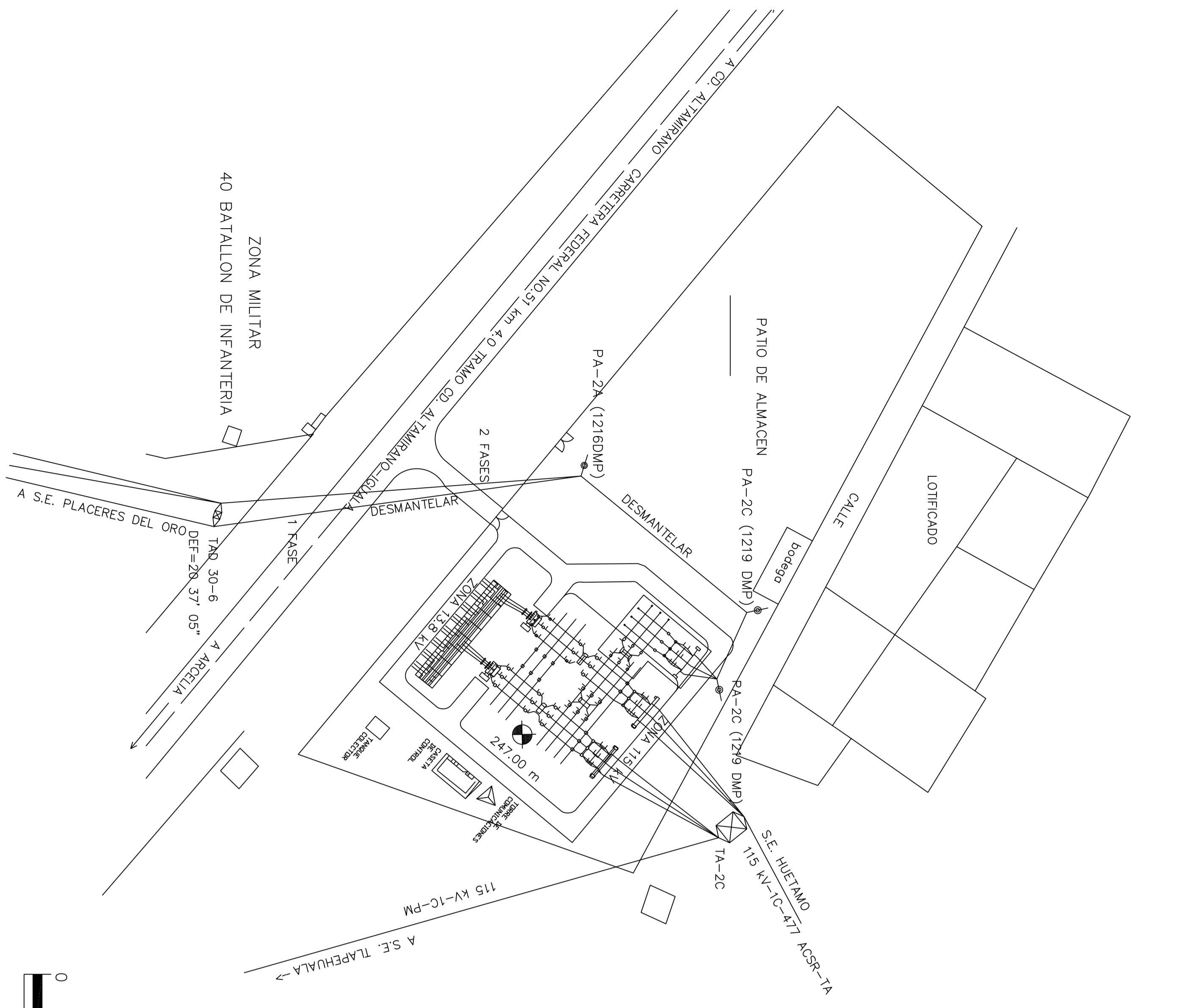
CFE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 PROYECTO 118.6x28.83 Km² de terreno, terreno primero cuadrante (terreno sin censar)
 TÍTULO LOCALIZACIÓN GENERAL DE TRANSPORTES
 RESPONSABLE: JUAN CARLOS GARCÍA
 ELABORADO POR: JUAN CARLOS GARCÍA
 REVISADO POR: JUAN CARLOS GARCÍA
 APROBADO POR: JUAN CARLOS GARCÍA
 No. DEL DISEÑO DE CAD: 39.4/7-8-C-3-10/989
 IDENTIFICACIÓN DE COORDENADAS: 15101551001



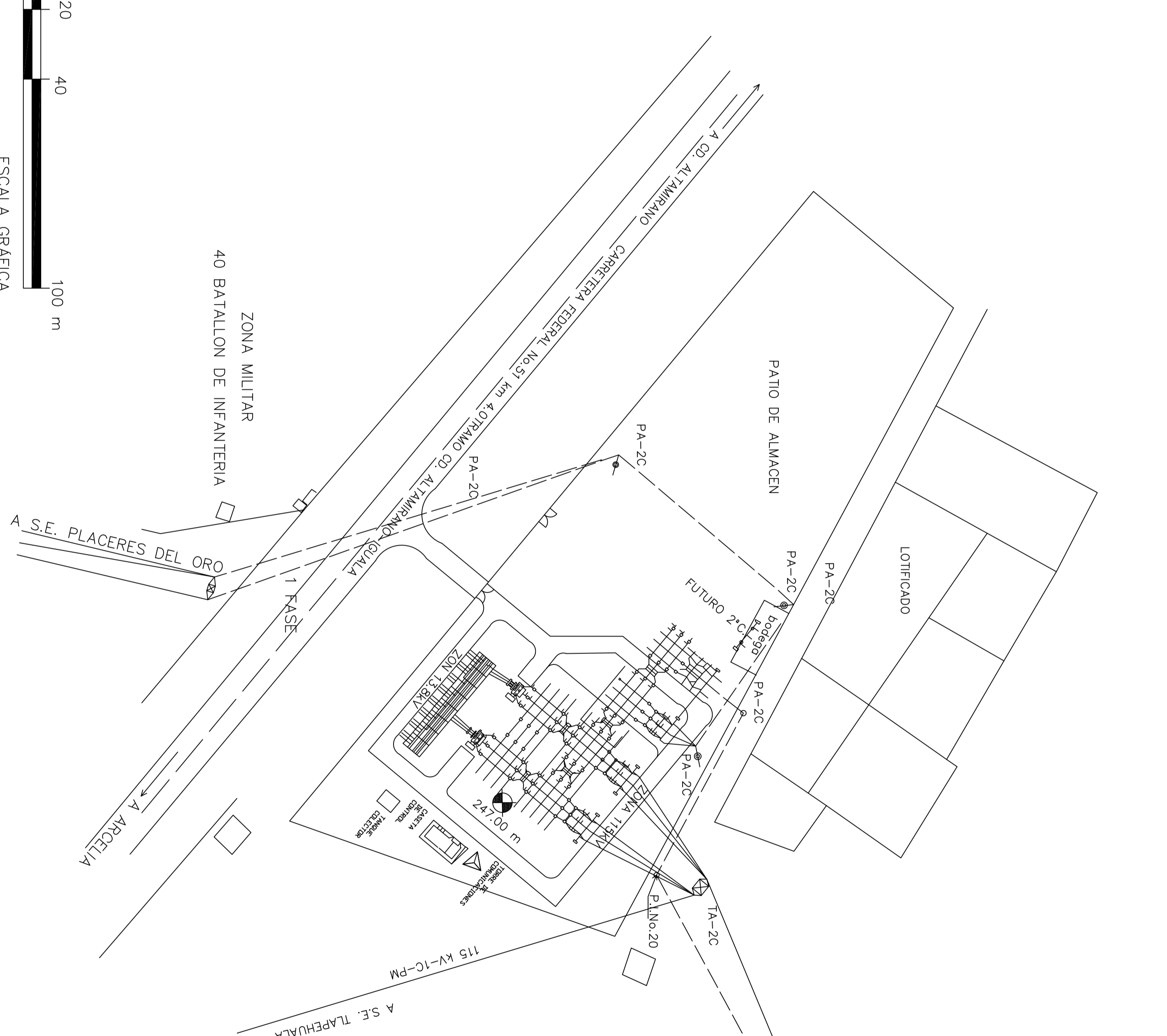
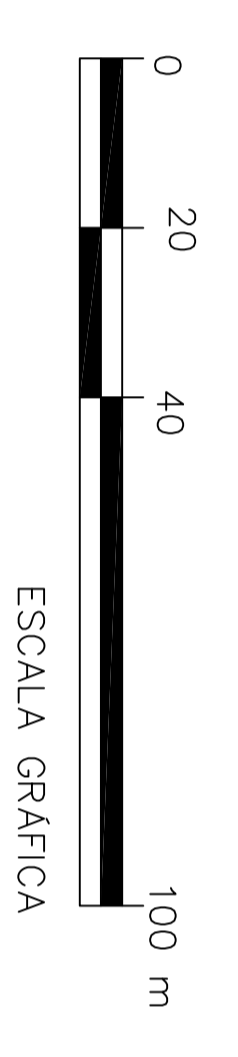
PROYECTO

SIMBOLOGÍA:

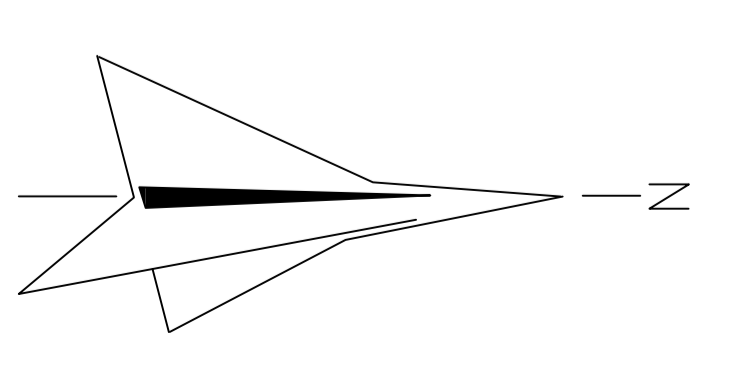
- ACTUAL
- - - PROYECTO



ACTUAL



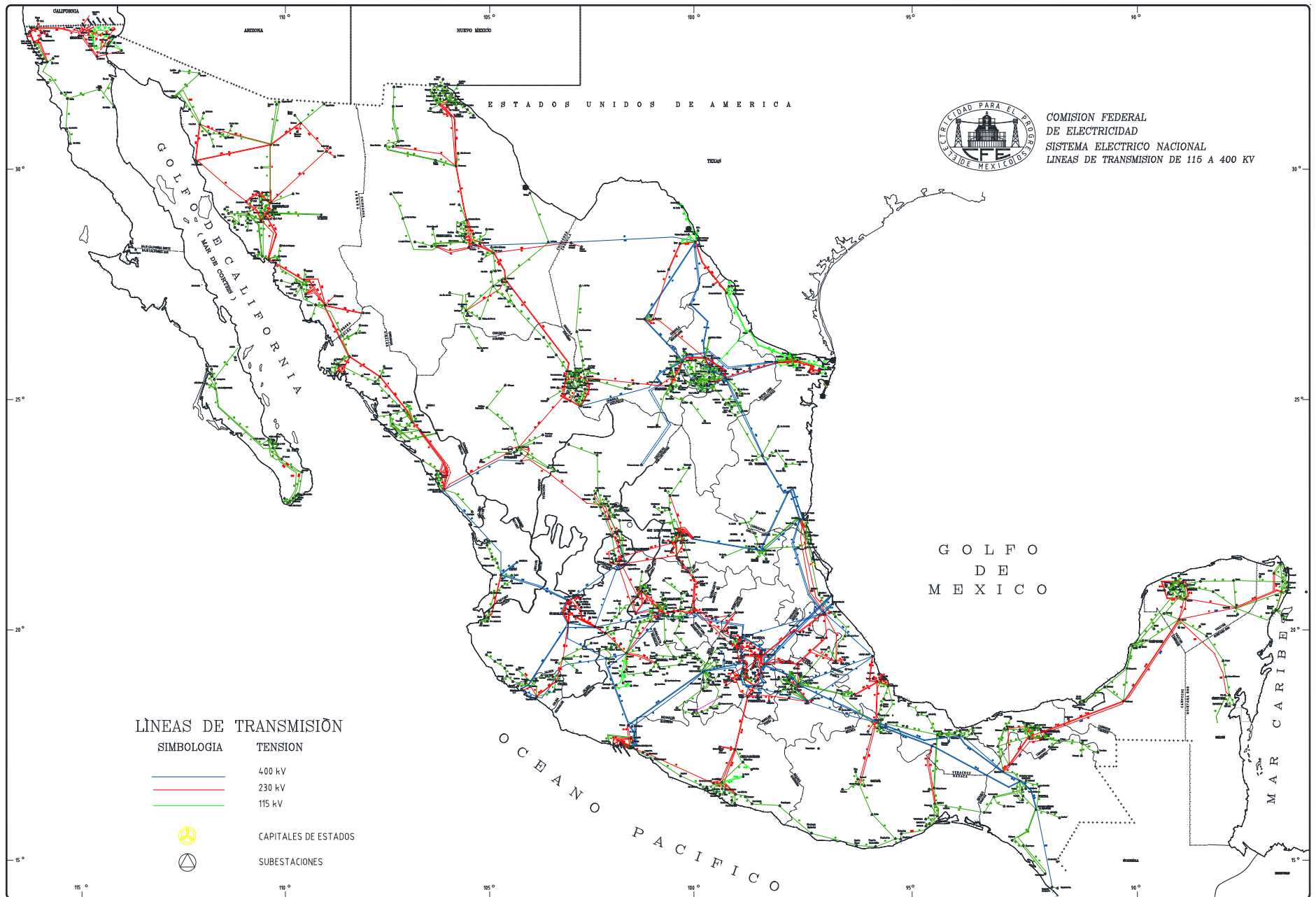
PROYECTO

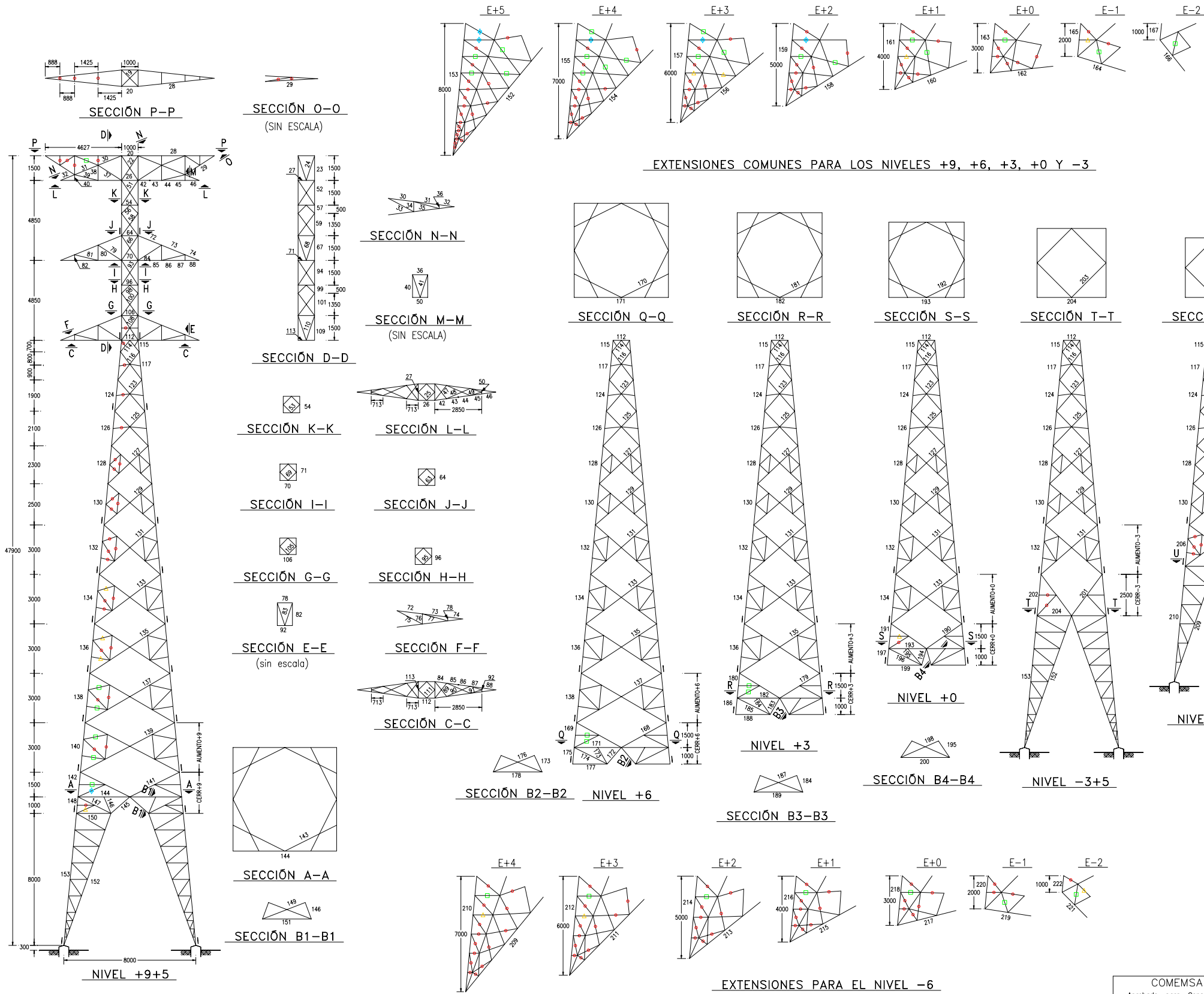


SIMBOLOGIA
 — ACTUAL
 - - - PROYECTO

S.E. ALTAMIRANO II

ANEXO 2: PLANO DE CONEXIÓN ELÉCTRICA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN PUNTOS DE LLEGADA Y SALIDA, EN MÉXICO.





GRUPO	PERFIL	TORNILLO	TIPO DE CONEXION
183	L 38.1	4.8 S	12.7
184	L 38.1	4.0 S	12.7
185	L 63.5	4.8 S	15.9
186	L 101.6	7.9 H	15.9
187	L 50.8	4.8 S	12.7
188	L 63.5	4.8 S	12.7
189	L 63.5	4.8 S	12.7
190	L 50.8	4.8 S	15.9
191	L 101.6	7.9 H	15.9
192	L 50.8	4.8 S	12.7
193	L 50.8	4.8 S	15.9
194	L 38.1	4.0 S	12.7
195	L 38.1	4.0 S	12.7
196	L 101.6	7.9 H	15.9
197	L 50.8	4.8 S	12.7
198	L 50.8	4.8 S	12.7
199	L 44.5	4.8 S	12.7
200	L 50.8	4.8 S	12.7
201	L 50.8	4.8 S	12.7
202	L 101.6	7.9 H	15.9
203	L 50.8	4.8 S	12.7
204	L 50.8	4.8 S	12.7
205	L 50.8	4.8 S	12.7
206	L 101.6	7.9 H	15.9
207	L 50.8	4.8 S	12.7
208	L 50.8	4.8 S	12.7
209	L 101.6	7.9 H	15.9
210	L 101.6	7.9 H	15.9
211	L 50.8	4.8 S	12.7
212	L 50.8	4.8 S	12.7
213	L 50.8	4.8 S	12.7
214	L 101.6	7.9 H	15.9
215	L 50.8	4.8 S	12.7
216	L 101.6	7.9 H	15.9
217	L 50.8	4.8 S	12.7
218	L 50.8	4.8 S	12.7
219	L 50.8	4.8 S	12.7
220	L 101.6	7.9 H	15.9
221	L 44.5	4.8 S	12.7
222	L 101.6	7.9 H	15.9

GRUPO	PERFIL	TORNILLO	TIPO DE CONEXION
19	L 38.1	4.0 S	12.7
20	L 50.8	4.8 S	15.9
21	L 38.1	4.0 S	12.7
22	L 88.9	4.8 S	12.7
23	L 76.2	4.8 S	15.9
24	L 38.1	4.0 S	12.7
25	L 38.1	4.0 S	12.7
26	L 44.5	4.8 S	15.9
27	L 38.1	4.0 S	12.7
28	L 38.1	4.0 S	12.7
29	L 44.5	4.8 S	15.9
30	L 50.8	4.8 S	12.7
31	L 50.8	4.8 S	12.7
32	L 50.8	4.8 S	12.7
33	L 50.8	4.8 S	12.7
34	L 38.1	4.0 S	12.7
35	L 44.5	4.8 S	12.7
36	L 44.5	4.8 S	15.9
37	L 38.1	4.0 S	12.7
38	L 38.1	4.0 S	12.7
39	L 44.5	4.8 S	12.7
40	L 38.1	4.0 S	12.7
41	L 38.1	4.0 S	12.7
42	L 63.5	4.8 S	15.9
43	L 63.5	4.8 S	15.9
44	L 63.5	4.8 S	15.9
45	L 63.5	4.8 S	15.9
46	L 50.8	4.8 S	15.9
47	L 38.1	4.0 S	12.7
48	L 38.1	4.0 S	12.7
49	L 44.5	4.8 S	12.7
50	L 50.8	4.8 S	12.7
51	L 38.1	4.0 S	12.7
52	L 38.1	4.0 S	12.7
53	L 38.1	4.0 S	12.7
54	L 44.5	4.8 S	12.7
55	L 44.5	4.8 S	15.9
56	L 38.1	4.0 S	12.7
57	L 88.9	4.8 S	12.7
58	L 38.1	4.0 S	12.7
59	L 38.1	4.0 S	12.7
60	L 50.8	4.8 S	15.9
61	L 44.5	4.8 S	12.7
62	L 44.5	4.8 S	12.7
63	L 38.1	4.0 S	12.7
64	L 44.5	4.8 S	12.7
65	L 38.1	4.0 S	12.7
66	L 38.1	4.0 S	12.7
67	L 38.1	4.0 S	12.7
68	L 38.1	4.0 S	12.7
69	L 38.1	4.0 S	12.7
70	L 44.5	4.8 S	12.7
71	L 44.5	4.8 S	12.7
72	L 50.8	4.8 S	12.7
73	L 50.8	4.8 S	12.7
74	L 50.8	4.8 S	12.7
75	L 50.8	4.8 S	12.7
76	L 38.1	4.0 S	12.7
77	L 38.1	4.0 S	12.7
78	L 38.1	4.0 S	12.7
79	L 38.1	4.0 S	12.7
80	L 38.1	4.0 S	12.7
81	L 44.5	4.8 S	12.7
82	L 38.1	4.0 S	12.7
83	L 38.1	4.0 S	12.7
84	L 63.5	4.8 S	15.9
85	L 63.5	4.8 S	15.9
86	L 63.5	4.8 S	15.9
87	L 63.5	4.8 S	15.9
88	L 63.5	4.8 S	15.9
89	L 38.1	4.0 S	12.7
90	L 38.1	4.0 S	12.7
91	L 44.5	4.8 S	12.7
92	L 63.5	4.8 S	12.7
93	L 50.8	4.8 S	15.9
94	L 38.1	4.0 S	12.7
95	L 38.1	4.0 S	12.7
96	L 38.1	4.0 S	12.7
97	L 38.1	4.0 S	12.7
98	L 38.1	4.0 S	12.7
99	L 44.5	4.8 S	12.7
100	L 38.1	4.0 S	12.7
101	L 88.9	4.8 S	12.7
102	L 38.1	4.0 S	12.7
103	L 50.8	4.8 S	15.9
104	L 50.8	4.8 S	15.9
105	L 50.8	4.8 S	15.9
106	L 50.8	4.8 S	15.9
107	L 88.9	4.8 S	15.9
108	L 50.8	4.8 S	15.9
109	L 88.9	4.8 S	15.9
110	L 76.2	4.8 S	15.9
111	L 38.1	4.0 S	12.7
112	L 50.8	4.8 S	15.9
113	L 50.8	4.8 S	15.9
114	L 50.8	4.8 S	15.9
115	L 101.6	7.9 H	15.9
116	L 63.5	4.8 S	15.9
117	L 101.6	7.9 H	15.9
118	L 63.5	4.8 S	15.9
119	L 63.5	4.8 S	15.9
120	L 101.6	7.9 H	15.9
121	L 101.6	7.9 H	15.9
122	L 101.6	7.9 H	15.9
123	L 63.5	4.8 S	15.9
124	L 101.6	7.9 H	15.9
125	L 50.8	4.8 S	15.9
126	L 50.8	4.8 S	15.9
127	L 50.8	4.8 S	15.9
128	L 50.8	4.8 S	15.9
129	L 50.8	4.8 S	15.9
130	L 50.8	4.8 S	15.9
131	L 50.8	4.8 S	15.9
132	L 50.8	4.8 S	15.9
133	L 50.8	4.8 S	15.9
134	L 101.6	7.9 H	15.9
135	L 50.8	4.8 S	15.9
136	L 101.6	7.9 H	15.9
137	L 101.6	7.9 H	15.9
138	L 101.6	7.9 H	15.9
139	L 63.5	4.8 S	15.9
140	L 101.6	7.9 H	15.9
141	L 101.6	7.9 H	15.9
142	L 101.6	7.9 H	15.9
143	L 63.5	4.8 S	12.7
144	L 63.5	4.8 S	12.7
145	L 44.5	4.8 S	12.7
146	L 38.1	4.0 S	12.7
147	L 63.5	4.8 S	15.9
148	L 101.6	7.9 H	15.9
149	L 50.8	4.8 S	12.7
150	L 50.8	4.8 S	12.7
151	L 50.8	4.8 S	12.7
152	L 63.5	4.8 S	15.9
153	L 101.6	7.9 H	15.9
154	L 63.5	4.8 S	15.9
155	L 101.6	7.9 H	15.9
156	L 63.5	4.8 S	15.9
157	L 101.6	7.9 H	15.9
158	L 63.5	4.8 S	15.9
159	L 101.6	7.9 H	15.9
160	L 63.5	4.8 S	15.9
161	L 101.6	7.9 H	15.9
162	L 76.2	4.8 S	15.9
163	L 101.6	7.9 H	15.9
164	L 76.2	4.8 S	15.9
165	L 101.6	7.9 H	15.9
166	L 63.5	4.8 S	15.9
167	L 101.6	7.9 H	15.9
168	L 50.8	4.8 S	15.9
169	L 101.6	7.9 H	15.9
170	L 63.5	4.8 S	12.7
171	L 63.5	4.8 S	15.9
172	L 38.1	4.0 S	12.7
173	L 38.1	4.0 S	12.7
174	L 63.5	4.8 S	15.9
175	L 101.6	7.9 H	15.9
176	L 50.8	4.8 S	12.7
177	L 63.5	4.8 S	12.7
178	L 50.8	4.8 S	12.7
179	L 50.8	4.8 S	15.9
180	L 101.6	7.9 H	15.9
181	L 50.8	4.8 S	12.7
182	L 50.8	4.8 S	15.9

SIMBOLOGÍA	
	L 38.1 x 4.0 S
	L 38.1 x 4.8 S
	L 44.5 x 4.8 S
	L 50.8 x 4.8 S

E71A21SD.DWG	DIMENSIONES GENERALES Y DISTANCIAS ELÉCTRICAS
NÚMERO DE PARTE	REFERENCIAS

NOTAS	
1. PERFILES CON MARCA "S": ACERO ASTM A36/A36M-1991	4. TIPO DE CONEXIÓN: S = CORTANTE SIMPLE D = CORTANTE DOBLE
2. PERFILES CON MARCA "H": ACERO ASTM A572/A572M-1992 GR 50	5. CONSIDERAR TORNILLOS $\phi = 12.7$ mm PARA CONEXIÓN DE REDUNDANTES
3. TORNILLOS TIPO O ASTM A394 REV. A-1992	

PROHIBIDA SU REPRODUCCION TOTAL O PARCIAL,
PROPIEDAD DE: COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
NOMBRE DEL ARCHIVO DE ESTE DIBUJO:
E71A21PCB.DWG

SÍMBOLO	#TALADRO	#TORNILLO						
0	PARA CONSTRUCCIÓN							
No.	DESCRIPCIÓN	EJECUTÓ	REVISÓ	APROBÓ	FECHA			

COMEMSA
Aprobado para Construcción
Aprobó
Coordinador de Proyecto
27-Sep-04

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN
COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

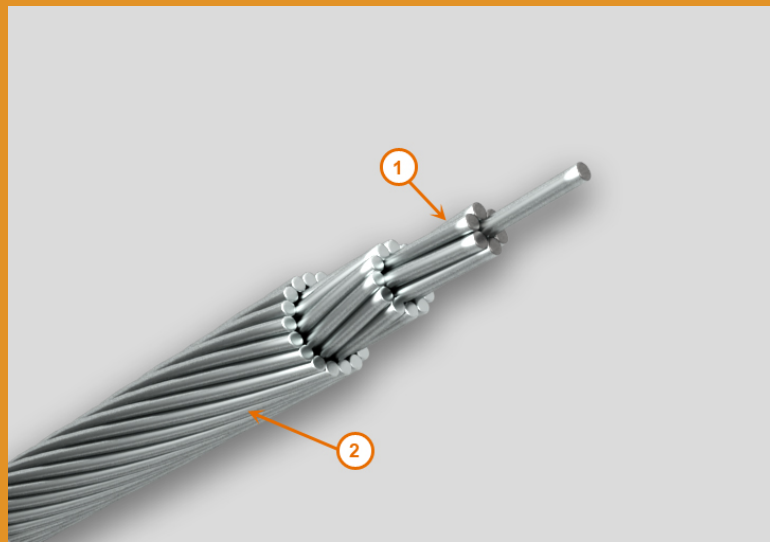
PROYECTO: NORMALIZACIÓN DE L. T.

TÍTULO: PLANO DE CUERPO BÁSICO Y DISEÑO TORRE: E71A21 CÓDIGO: GF
USO DE DISEÑO: 0/450/500/ 160 KM/H

EJECUTÓ:	NOMBRE:	FIRMA:	FECHA:
REVISÓ:	EDUARDO ESPEJEL VALDES		MAY/00
VERIFICÓ:			
VALIDO:			
NÚMERO DE OBRA	ESCALA	ACOTACIONES EN	HOJA:
No. DEL ARCHIVO DE C.F.E.	1:125	milímetros	1 DE 1

IDENTIFICADOR DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD:

CABLE DE ALUMINIO CON NUCLEO DE ACERO Y RECUBRIMIENTO DE ALUMINIO SOLDADO TIPO ACSR-AS



Descripción:

1. Núcleo de alambres de acero recubiertos de aluminio.
2. Conductor formado por alambres de aluminio duro en capas concéntricas.

Propósito:

- Acometida
- Circuitos de distribución
- Circuitos de subtransmisión
- Circuitos de transmisión

Propiedades:

- Bajo peso
- Excelente resistencia a ambientes salobres
- Excelente resistencia a la corrosión
- Excelente resistencia a la tensión mecánica
- Fácil de instalar

Características Especiales:

- Se obtienen claros interpostales mayores respecto a líneas que utilizan cables de cobre o aluminio debido a su refuerzo de acero.
- Gracias a su recubrimiento de aluminio soldado en el núcleo, le permite resistir mejor los efectos de la corrosión.

Normas:

- CFE E0000-18

Temperatura:

- normal 75°C

Tipo de Instalación:

- Aéreo

Certificado de calidad:

- Sistema de calidad ISO 9001:2008 certificado por Underwriters Laboratories (UL)

Certificación Productos:

- Constancia de Aceptación de Prototipos. LAPEM-CFE
- Constancia de Calificación de Proveedor.

LAPEM-CFE

Otros datos para pedido:

- Cable ACSR/AS de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero con recubrimiento de aluminio soldado, fabricado de acuerdo a especificación CFE E0000-18, calibre ó área de la sección transversal, designación, número de alambres de aluminio, número de alambres de acero con recubrimiento de aluminio soldado, peso de cada tramo en kilogramos, peso total de la orden y número de producto.

CABLE DE ALUMINIO CON NUCLEO DE ACERO Y RECUBRIMIENTO DE ALUMINIO SOLDADO TIPO ACSR-AS



Número de producto	Calibre (AWG-kcmil)	Área de la sección transversal acero (mm ²)	Área de la sección transversal aluminio (mm ²)	Número de alambres de aluminio	Número de alambres de acero	Peso de los alambres de acero (kg/km)	Peso de los alambres de aluminio (kg/km)	Diámetro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Tramo	Carga de ruptura (kN)
260001019A	1/0	8,92	53,48	6	1	60	145	10,05	205	CARRETE	*	19,00
26000101AA	3/0	14,17	85,03	6	1	95	231	12,67	326	CARRETE	*	28,00
26000101CA	266.8	22,02	135,19	26	7	148	371	16,17	518	CARRETE	*	48,00
260001038A	336.4	27,72	170,46	26	7	186	469	18,18	654	CARRETE	*	60,00
26000101EA	477	39,33	241,70	26	7	264	665	21,66	927	CARRETE	*	84,00
26000101FA	795	65,60	402,83	26	7	441	1 108	27,96	1 544	CARRETE	*	136,00
26000101GA	900	59,12	456,04	54	7	397	1 256	29,35	1 650	CARRETE	*	138,00
26000101HA	1113	39,03	563,96	45	7	262	1 557	31,81	1 814	CARRETE	*	130,00

Notas:

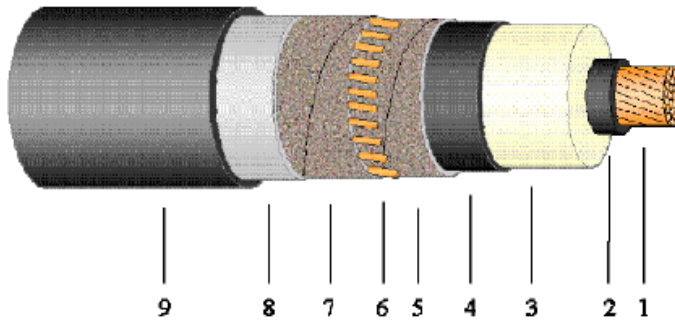
Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

Para construcciones diferentes a las indicadas, favor de consultar a nuestro departamento de asesoría técnica.

* El producto no es de stock. Se puede entregar en diferentes tramos o según norma de fabricación.

1 CABLE DE POTENCIA

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE VOLTALENE H COMPOSITE 1x1000 115 kV



Sección	:	1 x 1000 mm ²
Tensión	:	115 kV
Norma	:	IEC 60840 -2004
Código	:	20094.574

1	Conductor: Cuerda redonda compactada de hilos de cobre, obturada longitudinalmente al agua. Diámetro nominal = 38,7 mm
2	Semiconductora interna: Capa extrusionada de material conductor. Diámetro nominal= 42,7 mm.
3	Aislamiento: Polietileno reticulado, XLPE. Espesor nominal=14,5 mm. Diámetro=71,7 mm. Gradiente eléctrico= 6 kV/mm
4	Semiconductora externa: Capa extrusionada de material conductor
5	Protección longitudinal al agua: Cinta hinchable conductora
6	Pantalla metálica: Hilos de cobre en hélice, con contraespira de cobre. Formación 29 hilos de Cobre de diámetro 2,61 mm ² . Contraespira de cinta de cobre de 25,4 mm de ancho y espesor 0,127 mm., con espaciado entre vueltas de 150%.
7	Protección longitudinal al agua: Cinta hinchable conductora
10	Protección radial al agua: Cinta longitudinal de aluminio de 0,2 mm, solapada y adherida a la cubierta.
11	Cubierta exterior: Polietileno de alta densidad, PEAD, color negro. Espesor nominal= 5 mm, incluye una capa exterior semiconductora para la realización de la prueba de cubierta según IEC 60840 (p.15.1)

Peso aproximado	:	15.580 kg/km
Diámetro exterior	:	92,1 mm

Nota: las dimensiones dadas en esta hoja están sujetas a las tolerancias de fabricación.

Características técnicas

Resistencia eléctrica del conductor a 20°C c.c.	0,0176	Ω/km
Tensión nominal simple, U_0	64	kV
Tensión nominal entre fases, U	115	kV
Tensión máxima entre fases, U_m	123	kV
Tensión a impulsos, U_p	550	kVp
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente	90	°C
Temperatura máxima admisible en el conductor en condiciones de sobrecarga.	130	°C
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito	250	°C
Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 seg	142	kA
Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 0,25 seg.	22	kA

Ensayos**Ensayos de recepción en fábrica**

Los ensayos a realizar una vez finalizada la fabricación del cable serán de acuerdo con la norma IEC 60840 2004.

CABLES DE GUARDA	ESPECIFICACIÓN CFE E0000-22
-------------------------	--

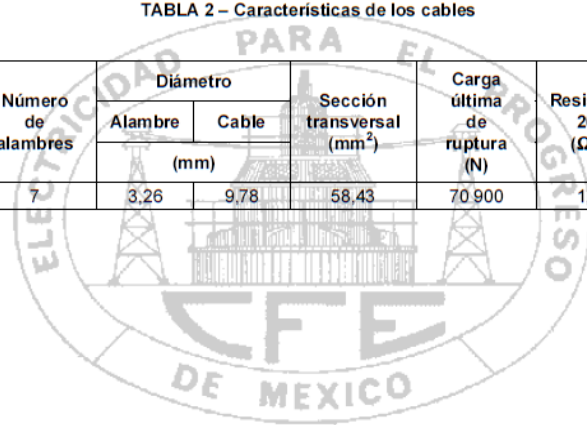
3 de 3

TABLA 1 – Valores de ruptura y elongación

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

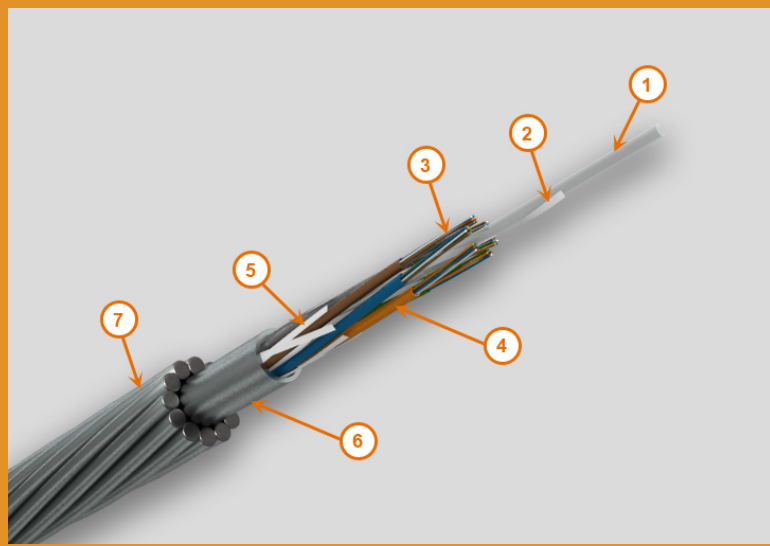
TABLA 2 – Características de los cables

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



870804	Rev	020503									
--------	-----	--------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

CABLE DE GUARDA CON FIBRAS OPTICAS TIPO OPGW, 36 FIBRAS MONOMODO.



Descripción:

- 1.- Elemento central dieléctrico.
- 2.- Hilo para bloqueo contra penetración de agua.
- 3.- Fibras opticas monomodo identificadas por color.
- 4.- Seis tubos termoplásticos rellenos contra agua y con 6 fibras en cada uno.
- 5.- Hilos para bloqueo contra penetración de agua.
- 6.- Tubo de aluminio.
- 7.- Alambres de acero recubiertos con aluminio.

Propósito:

- Sistemas de puesta a tierra y descargas atmosféricas

Propiedades:

- Excelente estabilidad dimensional
- Excelente resistencia a la tensión mecánica
- Excelente resistencia mecánica

Características Especiales:

- - Temperatura de operación de -40°C hasta + 70°C.
- - Robustez mecánica y conductividad eléctrica para cumplir con la función de hilo de guarda.
- - Fibras para operar espectro desde 1 280 nm hasta 1 625 nm.
- - Tramos con longitud nominal de 6 300 m, 4 400 m o de acuerdo a la orden. Con tolerancia de +- 2%.
- - Coeficiente de dilatación lineal; 1,55x10-5/°C.

- Atenuación máxima

- dB/Km - nm
- 0.35 - 1310
- 0.35 - 1383
- 0.24 - 1490

- 0.20 - 1550

- 0.23 - 1625

Normas:

- CFE E0000-21

Tipo de Instalación:

- Aéreo

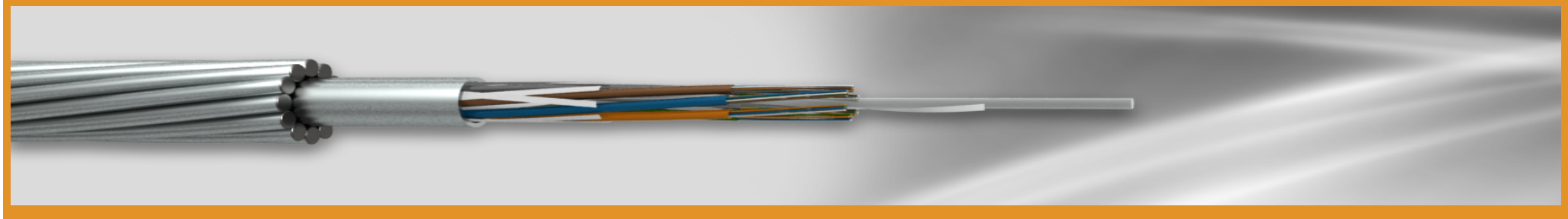
Certificación Productos:

- Constancia de Aceptación de Prototipos. LAPEM-CFE
- Constancia de Calificación de Proveedor. LAPEM-CFE

Otros datos para pedido:

- Cable óptico de guarda OPGW con 36 fibras monomodo, bajo norma CFE E0000-21, longitud de tramos, longitud total de pedido y número de producto.

CABLE DE GUARDA CON FIBRAS OPTICAS TIPO OPGW, 36 FIBRAS MONOMODO.



Número de producto	Diámetro exterior nominal (mm)	Peso nominal del cable (kg/km)	Empaque	Carga de ruptura (kN)	Corriente de corto circuito del cable kA2s	Tensión máxima de instalación del cable KN	Modulo de elasticidad del cable Gpa	Velocidad de corrosión del cable a 2016 HORAS g/(m2*año)	con cero dispersión (o) nm	Pendiente de dispersión So PS/(nm2*km)	Coefficiente de PMD ps/km1/2	de corte en cable (c) nm	Revestimiento: diámetro	Revestimiento: ovalidad	Concentricidad μ m: núcleo	Concentricidad μ m: recubrimiento
6919803610CF	14,65	585	CARRETE	78,00	65,00	12	110,00	200	1310 - 1324	<0.092	18	18	125 \pm 0.7 μ m	0.7%	0.5	12

Notas:

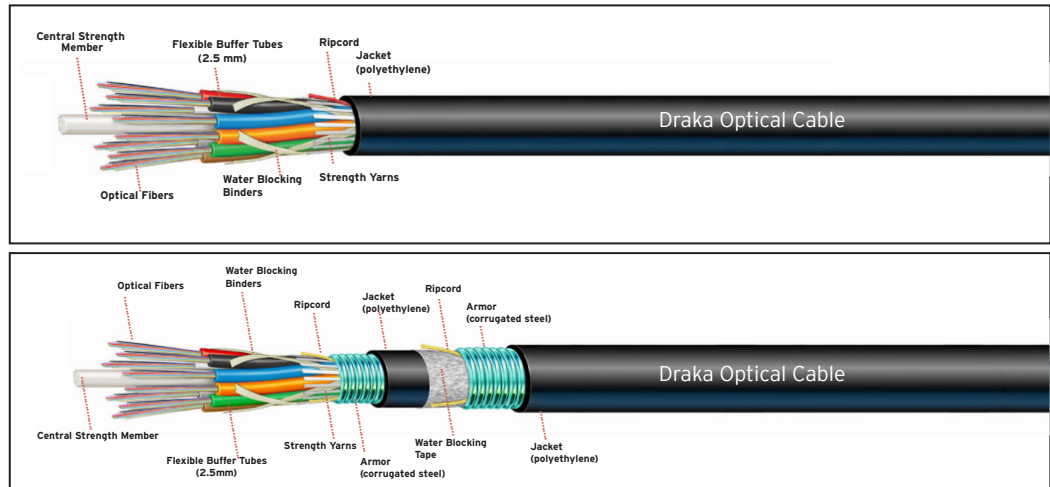
Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.

Para construcciones diferentes a las indicadas, favor de consultar a nuestro departamento de asesoría técnica.

* El producto no es de stock. Se puede entregar en diferentes tramos o según norma de fabricación.

ezPREP® | Loose Tube

Loose Tube Cable (2.5mm)



Product Snapshot

Applications	Multi-purpose Outdoor - Aerial Lashed, Duct, Direct Buried
Constructions	Dielectric, Armored, Double Armored, Dual Jacket
Fiber Count	4 to 432 fibers in Color-coded Buffer Tubes
Fiber Types	Single-mode (ESMF, BendBright®, BendBright-XS, NZDSF-LA, TeraLight®) / Multimode / Hybrid
Options	Steel Central Member / 22 or 24 AWG Copper Pair(s) / 16 AWG Tonewire
Other Versions	Central / Heavy Duty / Indoor-Outdoor / Gel-Free
Performance	ICEA640, RUS 7 CFR 1755 (RUS Listed), Telcordia GR-20, and IEC 60794-3-11

Versatile multi-purpose fiber cable; robust performance and simple loose tube access & prep.

Draka's popular ezPREP Loose Tube cables provide versatile performance for aerial lashed, duct, and direct buried installations. These cables combine adhesive armor, flexible tubes, swellable dry water-blocking, and exclusive ColorLock® fiber coating to make ezPREP the easiest loose tube cables to access and prep - preferred by installers 3:1 over other brands.

Features & Benefits

Easy Cable Entry & Preparation

- Adhesive bond armor greatly improves mid-entry
- Ripcord speeds cable entry & outer jacket removal
- Dry core swellable binders speed cable prep

Flexible Routing & Termination

- Up to 20' buffer tube storage length supports multi-vendor FTTx pedestals, closures & cabinets
- 2.5 mm flexible buffer tubes simplify routing & splicing prep
- Available with BendBright, BendBright-XS, and BendBright Elite bend-tolerant single-mode fiber

(Continued on next page)

Content may be subject to change without notification

RUS
Listed

DS015 11/11/2011-V4

Value Innovation for your Next Generation Access Network

Draka Communications Americas
2512 Penny Road | Claremont | North Carolina 28610-0039
800.879.9862 | International 828.459.8895 | sales@drakaamericas.com

Features & Benefits (cont.)

Multi-purpose Installation & Use

- Suitable for aerial lashed, duct, & direct buried installation
- Small diameter & light weight extend installation length
- Optional corrugated steel tape armor provides mechanical protection & rodent resistance

Reliable Lifetime Performance

- Exclusive ColorLock fiber coating (single-mode) for permanent embedded color & lifetime performance
- Proven water-blocking with swellable core elements & gel-filled buffer tubes
- Guaranteed standards-based performance

Dielectric (Non-Armored)

(ETH1JKT)

Fiber Count	# of Buffer Tubes	Diameter inches (mm)	Approximate Cable Weight lb/kft (kg/km)	Bend Radius Load inches (cm)	Bend Radius No Load inches (cm)
4 to 60	5	0.39 (9.8)	46 (69)	8 (20)	4 (10)
62 to 72	6	0.41 (10.3)	55 (81)	8 (21)	4 (11)
74 to 84	7	0.44 (11.1)	61 (91)	9 (22)	4 (11)
86 to 96	8	0.47 (11.9)	71 (105)	9 (24)	5 (12)
98 to 108	9	0.51 (13.0)	81 (121)	10 (26)	5 (13)
110 to 120	10	0.54 (13.6)	88 (131)	11 (27)	5 (14)
122 to 132	11	0.57 (14.5)	104 (155)	11 (29)	6 (14)
134 to 144	12	0.61 (15.4)	117 (174)	12 (31)	6 (16)
146 to 216	18	0.61 (15.4)	120 (179)	12 (31)	6 (16)
218 to 264	22	0.67 (17.0)	143 (212)	13 (34)	7 (17)
266 to 288	24	0.71 (18.0)	162 (240)	14 (36)	7 (18)
290 to 432	36	0.80 (20.4)	210 (313)	16 (41)	8 (21)

Single Jacket Armored (SP)

(ETH1A1J)

Fiber Count	# of Buffer Tubes	Diameter inches (mm)	Approximate Cable Weight lb/kft (kg/km)	Bend Radius Load inches (cm)	Bend Radius No Load inches (cm)
4 to 60	5	0.45 (11.5)	92 (137)	9 (23)	5 (11)
62 to 72	6	0.48 (12.3)	101 (157)	10 (25)	5 (12)
74 to 84	7	0.53 (13.5)	108 (160)	11 (27)	5 (14)
86 to 96	8	0.56 (14.3)	121 (180)	11 (29)	6 (14)
98 to 108	9	0.60 (15.3)	138 (206)	12 (31)	6 (15)
110 to 120	10	0.61 (15.5)	150 (223)	12 (31)	6 (16)
122 to 132	11	0.65 (16.6)	161 (240)	13 (33)	7 (17)
134 to 144	12	0.69 (17.6)	188 (280)	14 (35)	7 (18)
146 to 216	18	0.69 (17.6)	183 (272)	14 (35)	7 (18)
218 to 264	22	0.75 (19.1)	205 (305)	15 (38)	8 (19)
266 to 288	24	0.79 (20.1)	224 (334)	16 (40)	8 (20)
290 to 432	36	0.89 (22.7)	277 (412)	18 (46)	9 (23)

Value Innovation for your Next Generation Access Network

Draka Communications Americas

2512 Penny Road | Claremont | North Carolina 28610-0039

800.879.9862 | International 828.459.8895 | sales@drakaamericas.com

Double Jacket Armored (PSP)
(ETH1A2J)

Fiber Count	# of Buffer Tubes	Diameter inches (mm)	Approximate Cable Weight lb/kft (kg/km)	Bend Radius Load inches (cm)	Bend Radius No Load inches (cm)
4 to 60	5	0.51 (13.0)	111 (165)	10 (26)	5 (13)
62 to 72	6	0.55 (14.0)	121 (180)	11 (28)	5 (14)
74 to 84	7	0.56 (14.3)	128 (191)	11 (29)	6 (14)
86 to 96	8	0.60 (15.3)	143 (212)	12 (31)	6 (15)
98 to 108	9	0.63 (16.1)	161 (240)	13 (32)	6 (16)
110 to 120	10	0.66 (16.8)	174 (259)	13 (34)	7 (17)
122 to 132	11	0.69 (17.6)	187 (278)	14 (35)	7 (18)
134 to 144	12	0.74 (18.9)	210 (312)	15 (38)	7 (19)
146 to 216	18	0.74 (18.9)	210 (312)	15 (38)	7 (19)
218 to 264	22	0.79 (20.1)	235 (349)	16 (40)	8 (20)
266 to 288	24	0.83 (21.1)	255 (380)	17 (42)	8 (21)
290 to 432	36	0.94 (23.9)	312 (464)	19 (48)	9 (24)

Dielectric Double Jacket (PDP)
(ETHNA2J)

Fiber Count	# of Buffer Tubes	Diameter inches (mm)	Approximate Cable Weight lb/kft (kg/km)	Bend Radius Load inches (cm)	Bend Radius No Load inches (cm)
4 to 60	5	0.46 (11.7)	68 (101)	9 (23)	5 (12)
62 to 72	6	0.48 (12.2)	78 (116)	10 (25)	5 (12)
74 to 84	7	0.51 (13.0)	86 (127)	10 (26)	5 (13)
86 to 96	8	0.54 (13.8)	97 (144)	11 (28)	5 (14)
98 to 108	9	0.58 (14.8)	112 (167)	12 (30)	6 (15)
110 to 120	10	0.61 (15.4)	121 (180)	12 (31)	6 (15)
122 to 132	11	0.64 (16.3)	135 (201)	13 (33)	7 (16)
134 to 144	12	0.67 (17.1)	145 (216)	13 (34)	7 (17)
146 to 216	18	0.67 (17.1)	154 (228)	13 (34)	7 (17)
218 to 264	22	0.74 (18.7)	179 (266)	15 (37)	7 (19)
266 to 288	24	0.78 (19.8)	200 (298)	16 (40)	8 (20)

Double Jacket Double Armored (SPSP)
(ETH2A2J)

Fiber Count	# of Buffer Tubes	Diameter inches (mm)	Approximate Cable Weight lb/kft (kg/km)	Bend Radius Load inches (cm)	Bend Radius No Load inches (cm)
4 to 60	5	0.64 (16.3)	186 (277)	13 (33)	6 (16)
62 to 72	6	0.67 (17.1)	198 (295)	13 (34)	7 (17)
74 to 84	7	0.72 (18.3)	207 (308)	14 (37)	7 (18)
86 to 96	8	0.75 (19.1)	231 (344)	15 (38)	8 (19)
98 to 108	9	0.79 (20.1)	250 (372)	16 (40)	8 (20)
110 to 120	10	0.80 (20.4)	265 (394)	16 (41)	8 (20)
122 to 132	11	0.84 (21.4)	290 (432)	17 (43)	8 (21)
134 to 144	12	0.88 (22.4)	325 (483)	18 (45)	9 (22)
146 to 216	18	0.88 (22.4)	317 (472)	18 (45)	9 (22)
218 to 264	22	0.94 (23.9)	353 (525)	19 (48)	9 (24)
266 to 288	24	0.98 (24.9)	384 (571)	20 (50)	10 (25)

Value Innovation for your Next Generation Access Network

Draka Communications Americas
 2512 Penny Road | Claremont | North Carolina 28610-0039
 800.879.9862 | International 828.459.8895 | sales@drakaamericas.com

Triple Jacket Double Armored (PSPSP)
(ETH2A3J)

Fiber Count	# of Buffer Tubes	Diameter inches (mm)	Approximate Cable Weight lb/kft (kg/km)	Bend Radius Load inches (cm)	Bend Radius No Load inches (cm)
4 to 60	5	0.70 (17.8)	218 (325)	14 (36)	7 (18)
62 to 72	6	0.73 (18.6)	232 (345)	15 (37)	7 (19)
74 to 84	7	0.78 (19.9)	249 (370)	15 (38)	8 (19)
86 to 96	8	0.79 (20.1)	270 (402)	16 (40)	8 (20)
98 to 108	9	0.82 (20.9)	297 (442)	16 (42)	8 (21)
110 to 120	10	0.85 (21.7)	320 (476)	17 (43)	9 (22)
122 to 132	11	0.88 (22.4)	347 (516)	18 (45)	9 (22)
134 to 144	12	0.83 (23.7)	379 (564)	19 (47)	9 (24)
146 to 216	18	0.93 (23.7)	379 (564)	19 (47)	9 (24)
218 to 264	22	0.98 (25.0)	417 (620)	20 (50)	10 (25)
266 to 288	24	1.02 (26.0)	446 (663)	20 (52)	10 (26)

Installation

- Maximum installation load 600 lbf (2670 N)
- Maximum operation load 180 lbf (800 N)

Temperature Range

- Shipping and Storage -40° F to +167° F (-40° C to +75° C)
- Installation -22° F to +140° F (-30° C to +60° C)
- Operation -40° F to +158° F (-40° C to +70° C)

Buffer Tube Color Code

Position	Base Color	Position	Base Color and Stripe	Position	Base Color and Stripe
1	Blue	13	Blue with Black Stripe	25	Blue with Red Stripe
2	Orange	14	Orange with Black Stripe	26	Orange with Red Stripe
3	Green	15	Green with Black Stripe	27	Green with Red Stripe
4	Brown	16	Brown with Black Stripe	28	Brown with Red Stripe
5	Slate	17	Slate with Black Stripe	29	Slate with Red Stripe
6	White	18	White with Black Stripe	30	White with Red Stripe
7	Red	19	Red with Black Stripe	31	Red with Yellow Stripe
8	Black	20	Black with Yellow Stripe	32	Black with Red Stripe
9	Yellow	21	Yellow with Black Stripe	33	Yellow with Red Stripe
10	Violet	22	Violet with Black Stripe	34	Violet with Red Stripe
11	Rose	23	Rose with Black Stripe	35	Rose with Red Stripe
12	Aqua	24	Aqua with Black Stripe	36	Aqua with Red Stripe

Value Innovation for your Next Generation Access Network

Draka Communications Americas
 2512 Penny Road | Claremont | North Carolina 28610-0039
 800.879.9862 | International 828.459.8895 | sales@drakaamericas.com

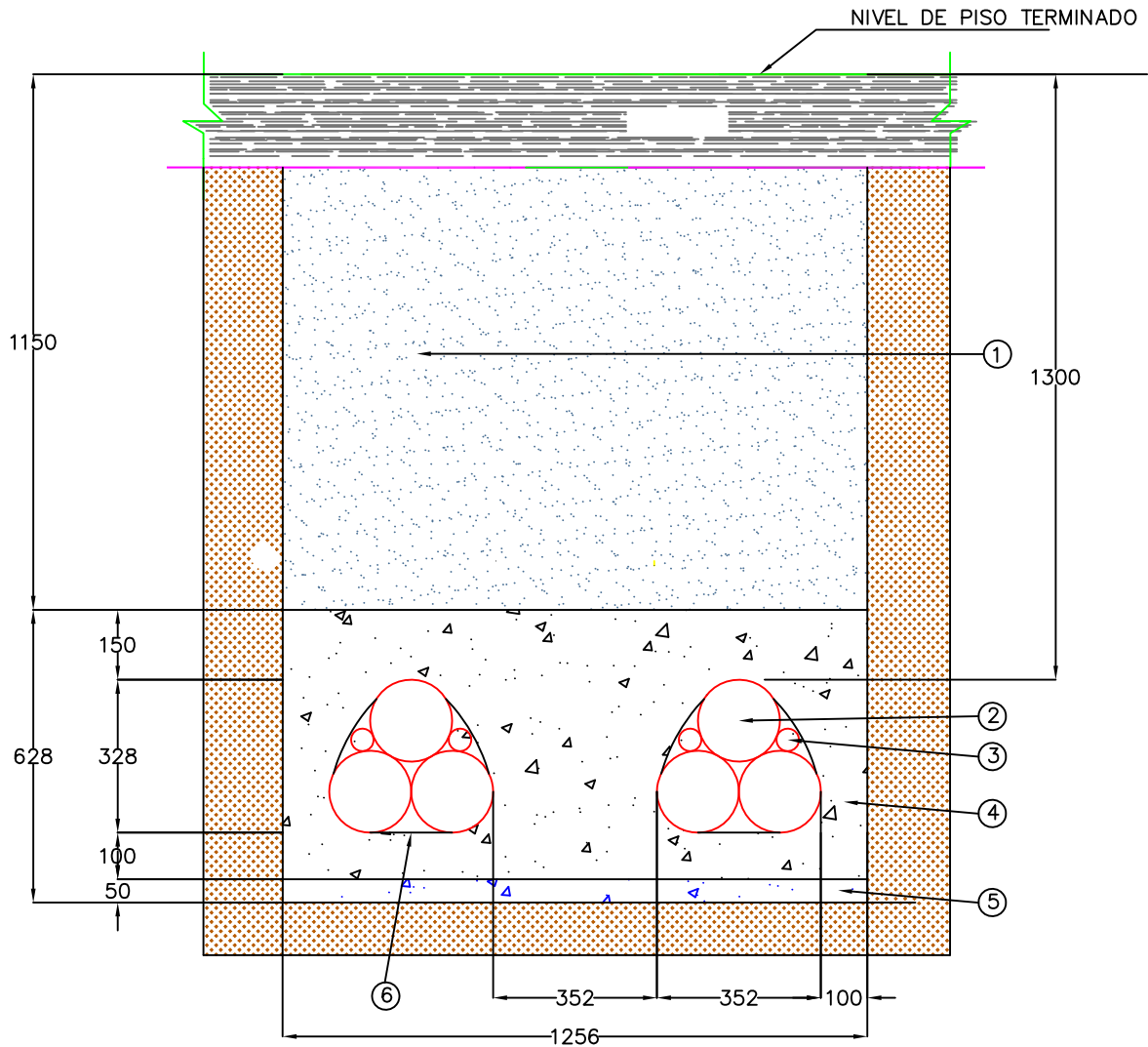
ANEXO 17: PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

Características	PVC	Poliétileno baja densidad	Poliétileno alta densidad	Neopreno	Poliétileno clorosulfonado CP (Hypalon) y Poliétileno Clorado CPE	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	-
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	-
Resistencia a la intemperie	MB	E+	E+	B	E+	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
- Sulfúrico al 30%	E	E	E	R	R	E
- Sulfúrico al 3%	E	E	E	R	R	E
- Nítrico al 10%	R	E	E	R	R	M
- Clorhídrico al 10%	B	E	E	R	R	R
- Fosfórico al 10%	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
- Hidróxido de sodio al 10%	E	E	E	M	R	B
- Carbonato de sodio al 2%	B	E	E	R	R	B
- Cloruro de sodio al 10%	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
- Acetona	M	B	B	B	B	E
- Tetracloruro de carbono	B	B	B	M	M	E
- Aceites	E	B	B	B	B	E
- Gasolina	B	B	B	B	B	E
- Creosota	R	B	B	M	M	--
Límites de temperatura de operación (°C)						
- Mínimo	-55	-60	-60	-30	-30	
- Máximo	+75	+75	+75	+90	+105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3

E ≡ Excelente **MB** ≡ Muy buena **B** ≡ Buena **R** ≡ Regular **M** ≡ Mala +Solo en color negro, contenido negro de humo

ANEXO 18: APLICACIONES DE LAS CUBIERTAS

Cubierta	Principales aplicaciones
PVC	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables para uso general ✓ Cables para interiores y exteriores ✓ Cables en donde se requieran condiciones de resistencia al incendio
Polietileno baja densidad	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables a la intemperie ✓ Cubierta sobre el plomo
Polietileno alta densidad	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables a la intemperie, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión ✓ Cubierta sobre el plomo, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión
Neopreno	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables flexibles ✓ Cables para minas
Polietileno clorosulfonado CP (Hypalon) y Polietileno Clorado CPE	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables flexibles de alta calidad ✓ Cables para aplicaciones en industrias en donde estén presentes diversos agentes químicos
Plomo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables con aislamiento de papel impregnado ✓ Cables para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas

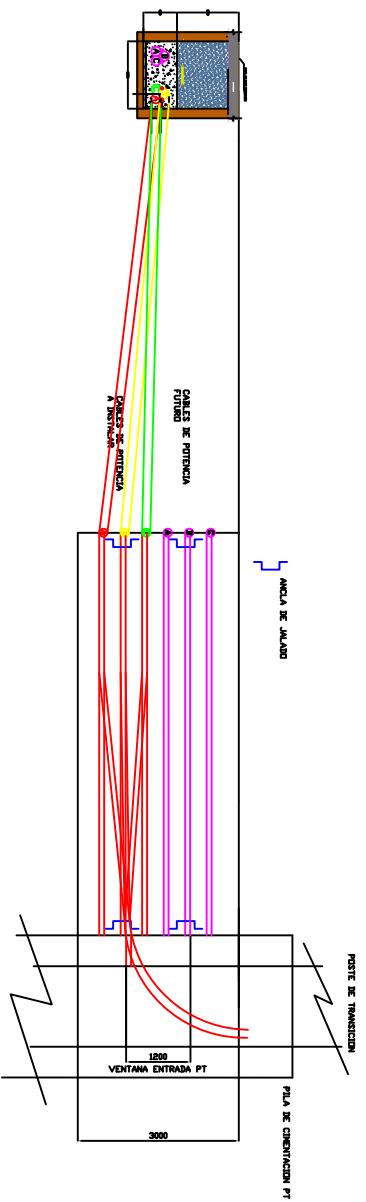
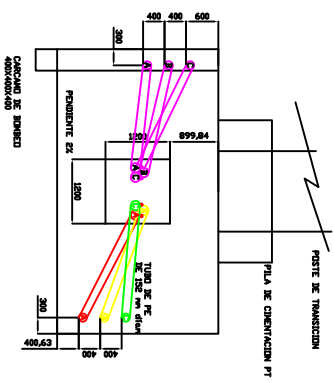
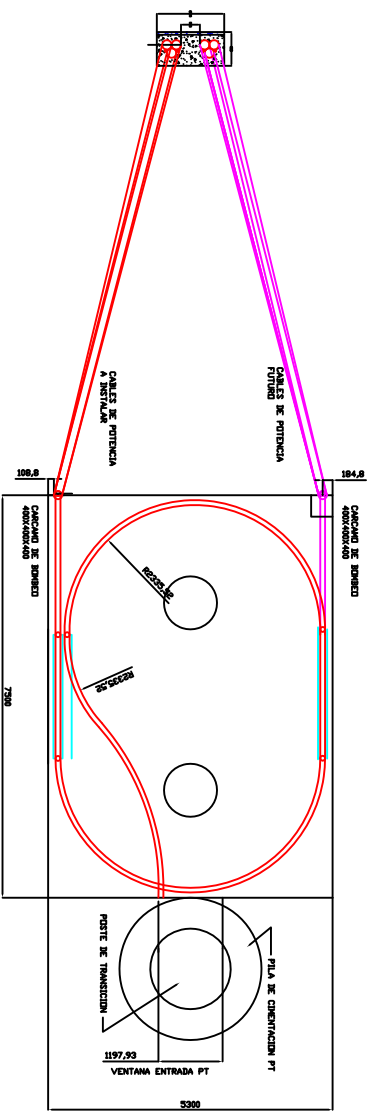


NOTAS:

- 1.- RELLENO MATERIAL COMPACTADO LIBRE DE PIEDRAS (95 % MINIMO)
 - 2.- DUCTO DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD CORRUGADO DE 152.4 mm DE Ø
 - 3.- DUCTO DE POLIETILENO DE ALTA DENSIDAD LISO DE 50.8 mm DE Ø PARA ALOJAR NEUTRO, FIBRA OPTICA U OTRO SERVICIO
 - 4.- RELLENO DE CONCRETO CON $f'c=9.81$ MPa
 - 5.- PLANTILLA DE CONCRETO CON $f'c=9.81$ MPa
 - 6.- CINTA AVISO DE PELIGRO
- 6.- FLEJE PLASTICO PARA SUJETAR LOS DUCTOS Y DAR LA CONFIGURACIÓN DE TEBOL

L.T. VOLCAN GORDO-ALTAMIRANO		
TITULO : PLANO DE LA CONFORMACION DEL BANCO DE DUCTOS		
ESCALA: SIN	ACOTACIONES EN: mm	HOJA: 1 DE 1







ANEXO 22: LISTA DE DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS

LT VOLCAN GORDO - ALTAMIRANO II

			LT VOLCÁN GORDO - ALTAMIRANO										
			RESUMEN DE TORRES, POSTES Y EXTENSIONES										
TIPO DE TORRE	NIVEL	CANTIDAD	TOTAL POR TIPO	EXTENSIONES								PESO UNITARIO [kg]	PESO TOTAL [kg]
				-2	-1	+0	+1	+2	+3	+4	+5		
E71A21	-6	17	17	0	16	39	9	4	0	0	0	5,237	89,029
	-3	16										5,646	90,336
	+0	14										6,472	90,608
	+3	22	66	2	31	146	51	27	6	4	1	6,987	153,714
	+6	7										7,651	53,557
	+9	7										8,364	58,548
											TOTAL E71A21		
											TOTAL GALV.	535,792	
E71G21	-6	11										5969	65,659
	-3	4										7097	28,388
	+0	16	100	18	52	165	75	37	23	15	15	7348	117,568
	+3	12										8124	97,488
	+6	18										8852	159,336
	+9	39										9733	379,587
											TOTAL E71G21		
												848,026	
E71X21	-6	0										6427	0
	-3	2										7281	14,562
	+0	3	11	4	10	11	7	8	1	0	3	8057	24,171
	+3	4										8902	35,608
	+6	2										10032	20,064
	+9	0										10859	0
											TOTAL E71X21		
											TOTAL GALV	94,405	
E71W21	-6	5										9232	46,160
	-3	8										10560	84,480
	+0	3	31	4	16	60	18	12	7	5	2	11643	34,929
	+3	4										12790	51,160
	+6	6										14143	84,858
	+9	5										15350	76,750
											TOTAL E71W21		
											TOTAL GALV.	378,337	
1216TCE	-6	0											0
	-3	0											0
	+0	0	1										0
	+3	0											0
	+6	1										24990	24,990
	+9	0											0
											TOTAL 1216TCE		
											TOTAL GALV.	24,990	

	NUMERO TOTAL DE ESTRUCTURAS	226		PESO TOTAL GALV.	1,856,560 kg
				PESO TOTAL GALV.	24,990 kg

BIBLIOGRAFÍA

1. Programa de Obras e inversiones del Sector Eléctrico, 2010-2024, Subdirección de Programación, CFE, México.
2. Especificación "Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas", CPTT-DDLT-001/02, CFE, México, Junio de 2009.
3. Especificación para Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas (CPTT-DDLT-001/11)
4. Especificación "Cable de Aluminio con Cableado Concéntrico y Núcleo de Alambres de Acero recubierto de Aluminio Soldado (ACSR/AS)", E0000-18, CFE, México, Febrero 2010.
5. Especificación "Cables de Potencia para 69 kV a 138 kV con Aislamiento de XLP", CFE E-0000-17, CFE, México, Septiembre de 2003.
6. Especificación "Cable de Guarda con Fibras Ópticas y Accesorios", E0000-21, CFE, México, Enero 2011.
7. Especificación "Levantamiento Topográfico de Líneas de Transmisión", CPTT-DSS-001/05, CFE, México, 2005.
8. Especificación "Estudios Geotécnicos para Estructuras de Líneas de Transmisión" C0000-43, CFE, México, Octubre 2005.
9. Especificación "Red de tierra para estructuras de Líneas de Transmisión de 69 a 400 kV", CFE-00J00-52, Mayo 2011, México.
10. Especificación "Coordinación de aislamiento", L0000 – 06, México, Julio 1991.
11. Guía de aplicación de Coordinación de aislamiento", CFE – L0000 – 41. Febrero 1995.
12. Catálogo de Torres: 400, 230 y 115 [kV], Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación, México, 5ª Edición.
13. "Manual de Diseño de Obras Civiles, Diseño por Viento", Comisión Federal de Electricidad, 1993.
14. Norma de Referencia, "DERECHO DE VÍA", NRF – 014 – CFE – 2004, CFE, México, 2004.
15. Norma de Referencia "Aisladores tipo suspensión de porcelana o de vidrio templado", NRF – 018 – CFE, 2004, CFE, México, 2004.
16. Norma de Referencia "Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensiones de 115 kv a 400 kv", NRF – 043 – CFE – 2004, CFE, México, 2004.
17. Norma Mexicana "Coordinación de Aislamiento", ANCE, México, 2008.
18. Norma Mexicana, "Conductores – Cables de Cobre Cableado Concéntricos para Usos Electricos", NMX-J-012-ANCE-2002, ANCE, México, 2002.
19. Norma Internacional IEC 60287 "Calculation of the current rating on electric cables"
20. BENATO Roberto, PAOLUCCI Antonio, "EHV AC Undergrounding Electrical Power, Performance and Planing", Italia, 2010.

-
21. THUE William, "Electrical Power Cable Engineering", Marcel Dekker Inc., Washington, DC, USA, 1999.
 22. TOVAR José Horacio, "Fundamentos del Área" CFE- Instituto Tecnológico de Morelia, 2005.
 23. "Cables de Energía, Manual de Selección", Condumex, México, 2002.
 24. DE LEÓN Francisco, "Calculation of Underground Cable Ampacity", CYME Internayional T&D, Quebec, Canada, 2005.
 25. "Electric Power Engineering Hamdbook, PowerSystems" CRS Press, 2ª Eidción, Florida, USA, 2007.