



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INCLUYENDO
COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA (D-FACTS)

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
LAURA JAQUELINE SANTANDER HERNÁNDEZ

TUTOR PRINCIPAL
CESAR ÁNGELES CAMACHO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. diciembre 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Maya Ortiz Paul Rolando
Secretario: Dr. Sandoval Rodríguez Gonzalo
1er. Vocal: Dr. Ángeles Camacho César
2do Vocal: Dr. Castro González Luis Miguel
3er. Vocal: M.C. Raymundo Flores Moreno

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. César Ángeles Camacho

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

A mi mamá, Clara Hernández por ser mi mejor amiga, por regalarme todas tus mañanas, por tu apoyo incondicional, consejos y amor.

A mi papá, Julian Santander por tu paciencia, comprensión y apoyo siempre.

Al Dr. Cesar Ángeles Camacho, tutor de esta tesis, por su orientación y apoyo incondicional en este proyecto. Se ha ganado mi lealtad y admiración.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas y en especial al M.I. Raymundo Flores Moreno, por su comprensión y apoyo durante mis estudios de posgrado.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial al Instituto de Ingeniería por el apoyo recibido en el desarrollo de este trabajo.

A mis profesores por el conocimiento transmitido durante mi formación profesional.

A los sinodales de este trabajo, Dr. Paul Maya, Dr. Gonzalo Sandoval, Dr. Luis Miguel Castro por todas las correcciones y sugerencias que permitieron un fortalecimiento de esta investigación.

A mis compañeros y amigos, por los divertidos momentos en el laboratorio y fuera de él.

A todos ustedes, muchas gracias.

RESUMEN

El trabajo de tesis estudia el impacto de incluir dispositivos de compensación distribuidos (D-FACTS, *Distributed Flexible AC Transmission*), en el diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas.

Se presenta una metodología a seguir en el diseño de líneas de transmisión aéreas, los parámetros y variables que intervienen en el proceso, así como la ingeniería básica y de detalle del proyecto electromecánico (caso de estudio de una línea de transmisión real).

Se estudia a fondo la tecnología D-FACTS, y su evolución a través del tiempo, también se abordan temas como son: la clasificación, tipos, características particulares de estos dispositivos y su principal aplicación, entre otros.

El principal interés es la implementación de los D-FACTS en el diseño de nuevas líneas de transmisión; sin embargo también se aborda la modernización de líneas existentes, haciendo referencia a las distancias de localización más adecuadas y otros parámetros. Para comprender el alcance de estos dispositivos se explica cómo impacta el uso de dispositivos de compensación de potencia reactiva en el flujo de potencia de las líneas de transmisión, el control de este flujo y los equipos de compensación que se utilizan actualmente.

Finalmente se presentan las conclusiones del estudio realizado del diseño de una línea de transmisión, así como la validación de los resultados obtenidos con la metodología implementada.

ABSTRACT

This thesis studies the impact of distributed compensation devices (D-FACTS, *Distributed Flexible AC Transmission*) included in the electromechanical design of overhead transmission lines.

It is presented a methodology to be followed in the design of overhead transmission lines, parameters and variables involved in the process as well as the basic and detail of the electromechanical project (study case of a real transmission line).

It scrutinizes the D-FACTS technology, and its evolution over time, issues are also addressed such as classification, types, specific characteristics of these devices and their main application among others.

The main concern is the implementation of the D-FACTS in the design of new transmission lines; however, modernizing existing lines also addresses, referring to distances most appropriate location and other parameters. To understand the scope of these devices explains how compensation affects the flow of power transmission lines, control of the flow and the types of compensation that are currently used.

Finally conclusions study design transmission line and a validation of the results obtained with the present methodology implemented.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS.....	ix
ACRÓNIMOS Y VARIABLES.....	x
DEFINICIONES	xiv
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN.....	16
1.1 INTRODUCCIÓN	16
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivos particulares.....	19
1.3 ANTECEDENTES.....	19
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	21
1.4.1 Pérdidas de energía.....	21
1.5 PUBLICACIONES	22
1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS	23
CAPITULO 2 DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.....	24
2.1 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	26
2.1.1 Estructuras.....	26
2.1.2 Conductor e hilo de guarda	29
2.1.3 Aislamiento	30
2.1.4 Herrajes y accesorios.....	32
2.2 DISEÑO ELECTROMECAÁNICO	33
2.2.1 Derecho de vía.....	33
2.2.2 Presiones de viento.....	33
2.2.3 Flechas y tensiones.....	33
2.2.4 Cargas mecánicas en estructuras	35
2.2.5 Diseño de puesta a tierra	38

2.3	CASO DE ESTUDIO: DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	40
2.3.1	Descripción del proyecto.....	40
2.3.2	Estructuras.....	41
2.3.3	Conductores e hilos de guarda.....	43
2.3.4	Aisladores y herrajes.....	44
2.3.5	Hilo de guarda con fibra óptica y accesorios.....	44
2.3.6	Sistema de puesta a tierra.....	45
2.3.7	Memoria de cálculo de flechas y tensiones para conductor.....	46
CAPITULO 3 TECNOLOGÍA D-FACTS.....		64
3.1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS).....	64
3.2	SISTEMA DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA DISTRIBUIDA (D-FACTS).....	65
3.3	APLICACIONES DE COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA.....	67
3.4	TIPOS DE COMPENSADORES DISTRIBUIDOS.....	67
3.4.1	Impedancia Serie Distribuida (DSI).....	67
3.4.2	Reactor Distribuido Serie (DSR).....	68
3.4.3	Compensador Estático Distribuido Serie (DSSC).....	70
3.4.4	Controlador de Flujo de Potencia Distribuido (DPFC).....	71
3.4.5	Controlador de Flujo de Potencia Dinámico (DFC).....	72
3.4.6	Ventajas de los D-FACTS sobre FACTS.....	73
CAPITULO 4 IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....		75
4.1	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.....	75
4.1.1	Resistencia.....	75
4.1.2	Inductancia.....	76
4.1.3	Reactancia inductiva.....	77
4.1.4	Capacitancia.....	78
4.1.5	Reactancia capacitiva.....	78
4.1.6	Conductancia.....	78
4.2	PRINCIPIO DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA.....	79
4.2.1	FLUJO DE POTENCIA A TRAVÉS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	81
4.3	CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA.....	81

4.4	PRINCIPIO DE COMPENSACIÓN SERIE	82
4.5	IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS D-FACTS EN EL PROYECTO DE DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	86
CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS		92
5.1	CONCLUSIONES	92
5.2	TRABAJOS FUTUROS	92
REFERENCIAS.....		93
APÉNDICE A: SOFTWARE ESPECIALIZADO PLS-CADD		96
APÉNDICE B: CÁLCULO JUSTIFICATIVO DEL CONDUCTOR.....		97

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Metodología para el diseño de líneas de transmisión aéreas.	24
Figura 2.2. Partes que conforman una estructura autosoportada.	27
Figura 2.3. Ángulo de deflexión en trayectoria de línea de transmisión.	28
Figura 2.4. Representación de claro vertical y claro medio horizontal.	28
Figura 2.5. Diferentes configuraciones para conductor ACSR.	29
Figura 2.6. Diseños comerciales de CGFO.	30
Figura 2.7. Aislador estándar tipo suspensión.	31
Figura 2.8. Cadena de aisladores y herrajes instalados en poste.	32
Figura 2.9. Sistema de puesta a tierra de una línea de transmisión.	38
Figura 2.10. Estructura tipo H o terciada formada por postes de concreto (isométrico).	42
Figura 2.11. Topología integral de ruta de FO.	45
Figura 2.12. Sistema de puesta a tierra poste para estructura terciada.	46
Figura 2.13. Estructura de transmisión utilizada en el proyecto.	52
Figura 2.14. Estructura de transmisión utilizada en el proyecto.	53
Figura 3.1. D-FACTS en líneas de transmisión.	65
Figura 3.2. D-FACTS en líneas de transmisión real.	66
Figura 3.3. Dispositivo acoplado en el conductor.	67
Figura 3.4. Circuito esquemático del DSI.	68
Figura 3.5. Circuito esquemático del DSR.	69
Figura 3.6. Dispositivo DSR.	69
Figura 3.7. Circuito esquemático del DSSC.	71
Figura 3.8. Circuito esquemático del DPCF.	72
Figura 3.9. Circuito esquemático del DFC.	73
Figura 4.1. Circuito equivalente de transmisión.	79
Figura 4.2. Diagrama fasorial de tensiones y corriente.	80
Figura 4.3. Circuito equivalente de transmisión incluyendo compensación serie.	82
Figura 4.4. Circuito equivalente de transmisión incluyendo compensación serie (reactancia capacitiva).	84
Figura 4.5. Diagrama fasorial de tensiones y corriente, compensación serie.	84
Figura 4.6. Efecto de la instalación de compensación serie.	85
Figura 4.7. Datos de cargas concentradas.	87
Figura 4.8. Ubicación de cargas concentradas.	88
Figura 4.9. Cargas concentradas de manera gráfica.	88
Figura 4.9. Cargas concentradas de manera gráfica.	89

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 2.1 Hipótesis de diseño</i>	34
<i>Tabla 2.2 Identificadores de carga que afectan a la estructura.</i>	37
<i>Tabla 2.3 Parámetros eléctricos y configuración física.</i>	40
<i>Tabla 2.4 Datos geográficos y meteorológicos.</i>	41
<i>Tabla 2.5 Estructuras a utilizar en el proyecto.</i>	42
<i>Tabla 2.6 Datos técnicos de los conductores.</i>	43
<i>Tabla 2.7 Datos técnicos del hilo de guarda convencional.</i>	43
<i>Tabla 2.8 Datos técnicos del hilo de guarda con fibra óptica.</i>	44
<i>Tabla 2.9 Factor de topografía local</i>	47
<i>Tabla 2.10. Valores de coeficientes.</i>	48
<i>Tabla 2.11. Categoría del terreno.</i>	48
<i>Tabla 2.12. Relación altitud y presión barométrica en [kPa].</i>	49
<i>Tabla 2.13. Factor de variación de potencia, de turbulencia del viento y rugosidad del terreno.</i>	50
<i>Tabla 2.14. Factores κ, η y ξ.</i>	51
<i>Tabla 2.15 Hipótesis de diseño y sus características</i>	54
<i>Tabla 2.16 Condiciones base (iniciales).</i>	58
<i>Tabla 2.17 Condiciones climatológicas.</i>	58
<i>Tabla 2.18 Hipótesis de diseño para el caso particular.</i>	59
<i>Tabla 2.19 Resumen de los siete estados de carga analizados.</i>	61
<i>Tabla 2.20 Comparación de resultados obtenidos.</i>	63
<i>Tabla 4.1 Datos técnicos del dispositivo D-FACTS.</i>	86
<i>Tabla 4.2 Comparación de resultados obtenidos con y sin compensación.</i>	90

ACRÓNIMOS Y VARIABLES

ACRÓNIMOS

AAS	Conductor de acero recubierto de aluminio soldado
ACSR	Conductor de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de alambres de acero
ACSR/AS	Conductor de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de alambres de acero con recubrimiento de aluminio soldado
ASCE	
CFE	Comisión federal de electricidad
CGFO	Cable de guarda con fibras ópticas integradas
CLiC	Current Limiting Conductor
CMH	Claro medio horizontal
CV	Claro vertical
D-FACTS	Sistemas de transmisión flexibles en corriente alterna distribuidos
daN	Decanewton
DFC	Controlador de flujo de potencia dinámico
DPFC	Controlador de flujo de potencia distribuido
DSI	Impedancia serie distribuida
DSR	Reactor distribuido serie
DSSC	Distributed static compensator
EDS	Every day strength
FACTS	Sistemas de transmisión flexibles en corriente alterna
FO	Fibra óptica
HTLS	High temperatura & low sag conductor
HVDC	High voltage current direct
Hz	Hertz
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	
IGBT	Insulated gate bipolar transistor
kPa	Kilo pascales
kV	kilo volts
kCM	kilo circular mil
km-c	Kilómetro circuito
Km-línea	Kilómetro línea

LAPEM	Laboratorio de pruebas equipos y materiales
LT	Línea de transmisión
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MVA	Mega volts ampere
MVA _r	Mega volts ampere reactivos
NRF	Norma de referencia
PI	Punto de inflexión
PIB	Producto interno bruto
PLC	Controlador lógico programable
PLS-CADD	Power line systems computer aided design and drafting
POISE	Programas de obras en inversión del sector eléctrico
PRODECEN	Programa de desarrollo del sector eléctrico nacional
SE	Subestación eléctrica
SEN	Sistema eléctrico nacional
SIN	Sistema interconectado nacional
SSSC	Compensador serie estático síncrono
SSN	Servicio sismológico nacional
UPFC	Controlador de flujo de potencia unificado

VARIABLES

V_{FG}	Sobretensión fase a tierra [kV]
$V_{m,rms}$	Tensión rms máxima del sistema [kV]
V_{FF}	Sobretensión fase a fase [kV]
V_D	Velocidad de diseño [km/h]
F_T	Factor de topografía del lugar [adimensional]
F_α	Factor de exposición [adimensional]
V_R	Velocidad regional [km/h]
z	Altura de la estructura [m]
α	Coefficiente de categoría de terreno [adimensional]
δ	Coefficiente de categoría de terreno [adimensional]
q_z	Presión dinámica de base $[\frac{kN}{m^2}]$
G	Factor de corrección por temperatura [adimensional]
Ω	Presión barométrica [kPa]
τ	Temperatura ambiente [°C]

C_{ac}	Coefficiente de arrastre de los conductores
F_{gc}	Factor de respuesta dinámica de conductores
g_z	Factor de ráfaga
α'	Factor de variación de potencia
L_s	Escala de turbulencia del viento
L	Claro libre entre apoyos del tramo en consideración
κ, η y ξ	Factores que dependen de la turbulencia y de la rugosidad del sitio
δ	Altura gradiente [m]
K	Factor de rugosidad del terreno
f	Flecha [m]
h	Distancia vertical del punto de sujeción del conductor más bajo a tierra [m]
l_s	Libramiento mínimo [m]
A, B, M y N	Parámetros para el cálculo de T_2
S	Claro base [m]
Z_1	Sobrecarga en el cable en condiciones iniciales sin hielo y sin viento [N]
T_1	Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales [N/mm ²]
t_2	Temperatura correspondiente a H_2 [°C]
t_1	Temperatura base a la cual se considera H_1 [°C]
\bar{A}	Sección del conductor [mm ²]
E	Módulo de elasticidad final del conductor [N/mm ²]
γ	Constante gamma [adimensional]
W_c	Peso unitario del conductor [N/m]
α	Coefficiente de dilatación lineal del conductor [1/°C]
T_2	Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales [N/mm ²]
H_2	Tensión buscada [N]
Z_2	Sobrecarga en el conductor en condiciones finales [N]
W_h	Peso del hielo depositado sobre el conductor [N/m]
W_v	Fuerza debida a la presión del viento sobre el conductor [N/m]
P_v	Presión de viento [N/m ²]
P_z	Presión dinámica equivalente a la altura z [kPa]
D_h	Diámetro del espesor de hielo [mm]
D	Diámetro del conductor [mm]
H	Tensión en el conductor [N]

V_h	Volumen del espesor del hielo [mm ³]
ρ_h	Densidad específica del hielo 8.9×10^{-7} [kg/m ³]
H_1	Tensión en condiciones iniciales [N]
P	Parámetro [m]
X_C	Reactancia capacitiva [Ω]
X_L	Reactancia inductiva [Ω]
R	Resistencia efectiva [Ω]
R_{CD}	Resistencia de corriente directa [Ω]
I	Corriente que circula por el conductor [A]
ρ	Resistividad del conductor [Ωm]
l	Longitud del conductor [m]
L	Inductancia [F]
V_S	Tensión eléctrica en el lado de envío [V]
V_r	Tensión eléctrica en el extremo receptor [V]
V_m	Tensión eléctrica a la mitad de la línea de transmisión [V]
P_S	Potencia activa en el extremo de envío [W]
Q_S	Potencia reactiva en el extremo de envío [kVAR]
$P_{m\acute{a}x.}$	Potencia activa máxima [W]
$Q_{m\acute{a}x.}$	Potencia reactiva máxima [kVAR]
S_1	Interruptor electromagnético
S_2	Interruptor electromagnético
S_M	Interruptor electromagnético
S_S	Potencia apartente en el extremo de envío [Ω]
ΔX_{ij}	Reactancia variable [Ω]
X_{ij}	Reactancia de la línea [Ω]
L_{inj}	Inductancia inyectada en la línea [H]
L_f	Valor final de inductancia con todos los módulos DSR activos en la línea [H]
I_0	Valor de arranque de corriente por módulo [A]
$I_{thermal}$	Valor de corriente límite
r	Grado de compensación serie [adimensional]

DEFINICIONES

Aisladores	Dispositivo que no permite el paso de la corriente eléctrica y sirve de soporte mecánico a los conductores.
Amortiguador Stockbridge	Dispositivo que comprende un cable portador con un peso en cada extremo y una grapa atornillada que puede fijarse a un conductor con la intención de amortiguar la vibración eólica.
Ángulo de deflexión	Ángulo de desvío de la dirección de la trayectoria de la línea de transmisión con respecto a la prolongación de su eje longitudinal.
Apantallamiento	Se refiere a la ubicación de hilos de guarda en la parte superior de la estructura para lograr proteger a los conductores de descargas atmosféricas.
Arco eléctrico	Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados al aire libre.
Catenaria	Curva que forma un conductor colgado de dos puntos.
Claro efectivo	Distancia horizontal entre dos soportes consecutivos.
Creep	Alargamiento no elástico que sufren los conductores con el paso del tiempo.
Contingencia	Evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio de manera imprevista o programada.
Derecho de vía	Franja de terreno que se ubica a lo largo de la línea aérea cuyo eje longitudinal coincide con el trazo topográfico de la línea.
Efecto corona	Fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de transmisión y se manifiesta en forma de halo luminosos a su alrededor.
Empalme	Conexión eléctrica y mecánica entre dos conductores.
Entronque	Conjunto de materiales de instalación permanente utilizados para realizar la apertura de una línea de transmisión, con la finalidad de interconectar las subestaciones ubicadas en los extremos con una subestación intermedia.
Esfuerzo mecánico	Los elementos de una estructura deben aguantar, además de su propio peso, otras fuerzas y cargas exteriores que actúan sobre ellos, los cuales pueden ser de diferentes tipos: tracción, compresión, flexión, cortadura y torsión.

Flecha	Distancia vertical máxima entre el segmento que une a los puntos de sujeción del conductor con la catenaria, en un claro efectivo.
Gradiente de tensión	Es la relación que da un campo eléctrico en cualquier punto del aislamiento, en función de la posición de este punto.
Herrajes	Dispositivos que se utilizan para sujetar los conductores a las estructuras, para unir dos conductores o bien para protegerlos de daños causados por factores externos.
Hilo de guarda	Conductores sin tensión que se colocan en la parte más alta en las líneas de transmisión, se conectan a la estructura metálica y sirven principalmente para proteger a los conductores de fase.
Hipótesis de carga	Son las condiciones ambientales y de operación bajo las cuales trabajará la línea de transmisión.
Ionización	Estado de ciertas regiones de la atmósfera transformadas en conductores de la electricidad debido a la presencia de gran cantidad de iones.
Libramiento	Altura mínima entre un conductor y tierra o alguna otra instalación.
Línea de transmisión	Es una estructura material utilizada para dirigir la transmisión de energía en forma de ondas electromagnéticas.
Poste	Elemento que se utiliza para una construcción de tendido eléctrico de forma circular, cuadrada o hexagonal.
Retenida	Elemento que compensa la tensión mecánica de los conductores en la estructura.
Rigidez dieléctrica	Valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor.
Tensión de ruptura	Máxima tensión que puede soportar un material al ser traccionado antes de que la sección transversal sufra daños significativos.
Tensión mecánica	Es la fuerza por unidad de área en el entorno de un punto material sobre la superficie de un cuerpo.
Tensión eléctrica	Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.
Tierra	Punto de referencia cuyo potencial eléctrico es igual a cero.

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México, es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica 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 y a los sistemas Baja California Norte y Baja California Sur que están aislados [1].

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, con la tensión eléctrica, frecuencia y forma de onda definidas en 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 de la energía eléctrica, 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 sistema eléctrico de potencia 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 (SEN).

El sistema eléctrico nacional está conformado por redes eléctricas de transmisión en diferentes niveles de tensión: 400 y 230 (red troncal) [2], 115, 138, 161 y 69 [kV].

Para planear un sistema de transmisión es necesario considerar factores como [1]:

- ✓ La elaboración de un extenso estudio del estado de la red eléctrica para establecer la cantidad y tipos de líneas de transmisión requeridas para una determinada zona geográfica.
- ✓ El análisis del tamaño y la localización de las centrales generadoras y centros de consumo de la energía eléctrica.
- ✓ El análisis de la posibilidad de utilizar enlaces de transmisión existentes.
- ✓ Establecer los niveles de tensión y puntos finales de las líneas de transmisión requeridas.
- ✓ Establecer tipo de estructuras, tipo y calibre del conductor y los conductores encargados del blindaje de las líneas los cuales pueden ser convencionales o con fibras ópticas integradas.

En el diseño de líneas de transmisión mayores a 115 [kV] se deben considerar cada uno de los elementos que componen la línea y su relación mecánica, eléctrica y física.

Los conductores son los encargados de transmitir la energía eléctrica, su capacidad de transmisión depende de los materiales involucrados en su fabricación.

Otro factor importante son los hilos de guarda que se encuentran encargados del blindaje, los cuales proporcionan una trayectoria física que drena, hacia el sistema de puesta a tierra la corriente eléctrica de las descargas atmosféricas que inciden en las estructuras o en los propios conductores. Actualmente la tecnología permite instalar hilos de guarda que sirven para protección, control y comunicaciones mejor conocidos como: hilos de guarda con fibras ópticas integradas (CGFO) [3].

En las líneas se colocan elementos mecánicos que contribuyen a reducir la amplitud de las oscilaciones provocadas por el viento en los conductores e hilos de guarda, evitando fallas por fatiga. Los más utilizados son del tipo *stockbridge*, compuestos por una grapa de sujeción, conductor mensajero y dos contrapesos laterales.

En líneas de transmisión comúnmente mayores de 230 [kV] se usan más de un conductor por fase, para mantenerlos alejados física y eléctricamente uno de otro se usan separadores que son elementos mecánicos, gracias a éstos se evitan daños por fricción o galopeo¹.

Para mantener unidos físicamente y aislados eléctricamente los conductores y las estructuras se cuenta con elementos aisladores, que son componentes que cumplen con ciertos requerimientos eléctricos que, dependiendo del nivel de tensión nominal, deben soportar las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas y por maniobras, sin que se forme una trayectoria conductora sobre la superficie. Mecánicamente los aisladores deben soportar las cargas originadas por viento y hielo sobre el conductor. El buen desempeño de una línea de transmisión depende de un buen estudio de coordinación de aislamiento, esto es calcular el número de aisladores que se van a unir para formar la cadena de aisladores; este estudio depende principalmente de factores como: zona geográfica y nivel de contaminación.

Para sujetar las cadenas de aisladores a la estructura y al conductor se utilizan elementos conocidos como herrajes; la correcta selección de los herrajes debe garantizar el perfecto ensamble de cada uno de los elementos de los conjuntos de tensión y suspensión, tanto para conductores como para hilos de guarda; de igual manera estos elementos deben soportar esfuerzos mecánicos. Como requerimiento de operación de la línea de transmisión, el diseño de los herrajes debe ser libre de efecto corona.

Las estructuras deben soportar las tensiones mecánicas aplicadas a los conductores e hilos de guarda; su diseño considera distancias dieléctricas y libramientos mínimos acordes al nivel de tensión eléctrica de operación. Las estructuras más utilizadas en México son torres de acero autosoportadas, postes troncocónicos de acero y estructuras formadas por postes de madera o concreto. La configuración de las estructuras se refiere a la cantidad de circuitos que soporta y al arreglo de fases en el espacio. Normalmente se usan configuraciones horizontales (las cuales ocupan estructuras de bajo peso),

¹ El galopeo es un movimiento del conductor inducido por el viento, el cual tiene una longitud de onda relativamente corta y frecuencia entre 5 y 100 [Hz]. Se considera vibración de alta frecuencia. Ocurren generalmente para velocidades de viento conocido como viento laminar [4].

verticales (se ocupan estructuras con mínimos anchos de derechos de vía) y en delta (que minimizan pérdidas eléctricas en la línea de transmisión y efectos de campo magnético para estructuras monocircuito) [3].

El blindaje proporcionado por los hilos de guarda y el sistema de conexión a tierra son dependientes entre sí para su adecuado y correcto funcionamiento. Los hilos de guarda captan las descargas atmosféricas, mientras que el sistema de conexión a tierra debe dirigir la energía de la descarga fuera de las partes energizadas con tal de mantener en operación la línea de transmisión sin originar falla. El sistema de puesta a tierra depende de la resistividad del suelo donde se planea colocar las estructuras [5].

Características de las líneas de transmisión:

- ✓ **Tensión nominal del sistema:** es la tensión nominal entre fases a la que debe operar la línea en [kV].
- ✓ **Tensión máxima del sistema:** es la tensión máxima a la que en condiciones normales puede operar la línea en [kV].
- ✓ **Frecuencia nominal:** es el valor de frecuencia en [Hz] a la que en condiciones normales debe operar la línea.²
- ✓ **Longitud:** indica la distancia en kilómetros desde el punto de inicio (normalmente una subestación) hasta el punto de llegada (normalmente otra subestación o un entronque con otra línea existente), ésta depende de la trayectoria de la línea.
- ✓ **Tipo de estructuras:** identifica a la estructura de acuerdo al soporte y material que la conforma y pueden ser: torres autosoportadas o con retenidas, postes troncocónicos, marcos de celosía o estructuras formadas por postes de madera y/o concreto, indicando la cantidad de circuitos que puede alojar la estructura.
- ✓ **Cantidad de circuitos, calibre y cantidad de conductores por fase:** se seleccionan en base a estudios preliminares y considerando los requerimientos de energía del sistema.
- ✓ **Disposición de fases en el espacio:** las configuraciones más típicas son horizontales, verticales y en delta [5].

El sistema eléctrico nacional es una red mallada, no obstante, ante la alta demanda de energía que se presenta sobre todo en ciertas horas del día y épocas del año, es posible que esta red pueda perder cierto margen de confiabilidad ya que algunos elementos como líneas de transmisión o bancos de transformación, alcanzan niveles de carga elevados y comprometen límites de operación; para evitar estos problemas se implementan esquemas de acción remedial como desconectar carga u obligar a la salida de unidades de generación.

En respuesta a tales inconvenientes el desarrollo tecnológico ha dado paso a la integración de elementos de control conocidos como FACTS (Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna), los cuales permiten manipular ciertas variables del sistema a fin de incrementar sus márgenes de confiabilidad en estado estable y transitorio, además de brindar mayor flexibilidad en diferentes condiciones operativas, si partimos del hecho de que los consumidores compran potencia activa y no potencia reactiva [6].

² El valor de frecuencia nominal empleado por la red de transmisión en México es de 60 [Hz].

Los FACTS pueden realizar tareas como control de flujo de potencia para reducir los riesgos ante condiciones de emergencia por medio de la compensación con elementos estáticos, otras aplicaciones son el control de tensión, mejora en la estabilidad, limitación de las corrientes de corto circuito, entre otras aplicaciones relevantes.

Más recientemente han surgido los Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna Distribuida (*D-FACTS*, por sus siglas en inglés “*Distributed Flexible AC Transmission System*”) y son dispositivos de control de flujo de potencia activa. Esta nueva tecnología busca incorporar las herramientas más modernas para convertirlos en módulos pequeños, ligeros y constructivamente fáciles de ensamblar.

Los dispositivos D-FACTS son una mejora de los dispositivos convencionales FACTS, ya que tienen la habilidad de proveer compensación reactiva en ciertas zonas del sistema, donde sea más necesario. Estos dispositivos están sujetos de la línea de transmisión. Otra característica importante de estos dispositivos es que se pueden fabricar para que se comuniquen con otros dispositivos o con el centro de control de manera inalámbrica.

El diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas, los dispositivos D-FACTS, así como el impacto que representa la combinación de éstos es revisado en este trabajo de tesis.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo de tesis es establecer una metodología en el diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas con dispositivos de compensación distribuidos embebidos. El propósito final es mejorar la conducción de potencia a través de líneas eléctricas existentes y de nuevo diseño.

1.2.1 Objetivos particulares

- ✓ Explicar de una manera detallada el trabajo interdisciplinario que representa el proceso de diseñar electromecánicamente una línea de transmisión de energía en México.
- ✓ Entender y desarrollar el funcionamiento de los dispositivos D-FACTS, su desarrollo a través del tiempo, principio de operación, principales aplicaciones y características.
- ✓ Implementar la tecnología D-FACTS en el diseño electromecánico de una línea de transmisión real nueva.

1.3 ANTECEDENTES

La interconexión de sistemas eléctricos de potencia entre diferentes países y estados y actualmente entre diferentes empresas suministradoras, hacen necesario que éstos sean cada vez más robustos. Ante esta necesidad, se requiere construir nuevas líneas de transmisión, las cuales encuentran actualmente dificultades para su realización debido a las preocupaciones por el medio ambiente y el costo de las propiedades afectadas a lo largo del derecho de vía.

Lograr la interconexión de redes eléctricas que anteriormente estaban aisladas del sistema interconectado nacional ha resultado beneficioso, ya que permite suministrar energía eléctrica de una forma más rápida y eficiente en caso de falla. Estas interconexiones podrían verse limitadas por la restricción en la

capacidad de transmisión, dicho de otro modo, que exista una línea que llegue a sus límites de transmisión [1].

Cuando sea factible, el incremento de tensión de la línea de transmisión es una opción viable ya que los costos y tiempos de rehabilitación son menores que los de construcción de nuevas líneas de transmisión.

Las limitaciones térmicas son los requerimientos más comunes que limitan la capacidad de una línea de transmisión, conductor, o transformador para la transmisión de potencia. La resistencia eléctrica de la línea de transmisión se opone al flujo de electrones lo cual produce calor. Las temperaturas reales que ocurren en la línea de transmisión dependen de la corriente y las condiciones climatológicas, como la temperatura y la velocidad del viento, ya que afectan la dispersión del calor del aire. Sin embargo el rango térmico de las líneas de transmisión usualmente es expresado en términos de corriente en lugar de temperaturas reales por facilidad de mediciones.

El tema del control de flujos de potencia real en líneas de transmisión ha sido de gran interés por muchos años. Dado que las redes eléctricas están cambiando con el paso de los años debido a la creciente generación distribuida el control de flujos de potencia es cada vez más complejo, ya que se busca la implementación de lo que se conoce como redes inteligentes.

La eficiencia que se alcance en el control de flujos de potencia en la red, logrará una mejor utilización en las redes existentes al redistribuir los flujos de potencia evitando así sobrecargar líneas de transmisión. El problema del control de flujos de potencia se vuelve más complicado cuando se toma en cuenta que la topología de la red está cambiando continuamente y se debe garantizar la seguridad de la misma ante condiciones de contingencia.

Mejorar el control de flujos de potencia en las redes eléctricas ha sido la principal motivación para estudiar el uso de Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna FACTS. Otro aspecto que se puede mejorar con la implementación de compensación reactiva es la estabilidad transitoria y la estabilidad dinámica, entre otros.

Una variante de la tecnología FACTS es la aplicación de estos dispositivos distribuidos y embebidos en las líneas de transmisión, a la cual se ha llamado Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna Distribuida (*D-FACTS*, "*Distributed Flexible AC Transmission System*").

Los dispositivos D-FACTS tienen la habilidad de proveer compensación reactiva en ciertas zonas del sistema, donde sea más necesario. Estos dispositivos están embebidos a la línea de transmisión y son módulos pequeños. Otra característica importante de estos dispositivos es la comunicación que existe entre ellos.

El control de flujos de potencia en líneas existentes se resuelve usando módulos de *Distributed Static Series Compensator* (DSSC) que pueden ser enganchados en líneas de transmisión, y que pueden ser operados para controlar la impedancia del conductor, siendo éste el primero de una familia de sistemas de transmisión flexible de corriente alterna o dispositivos D-FACTS, los cuales proveen importantes beneficios entre los que se encuentran:

- ✓ Incrementar la capacidad de la línea y el sistema.
- ✓ Incrementar la confiabilidad.

- ✓ Mejorar la utilización de los elementos instalados.
- ✓ Mejorar la operación ante contingencias.
- ✓ Reducir el impacto ambiental.
- ✓ Rápida implementación.

La distribución de la corriente en una red mallada (factor importante para que sea confiable) se rige por la impedancia de la línea. En una red de este tipo, la primera línea que se congestiona, es decir que sobrecarga, limita la capacidad de la red. Al intentar transmitir más potencia a través de la red puede hacer que las líneas fallen³, iniciando una falla en cascada. La situación se vuelve más complicada debido al requerimiento de continuar la operación bajo una condición de contingencia (N-1). La solución convencional ha sido la de equilibrar los flujos de potencia de la red de la mejor forma con ayuda del despacho de generación y el uso apropiado de compensación reactiva.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El crecimiento económico de algunas zonas geográficas ha traído consigo una creciente demanda de energía eléctrica en México y la inversión en la infraestructura de la transmisión ha declinado, de acuerdo a los estudios realizados por CFE (Comisión Federal de Electricidad), proyectado para los siguientes 10 años.

Como lo indica el POISE 2014-2028 [2], el pronóstico de la demanda máxima bruta del Sistema Eléctrico Nacional muestra una tendencia moderada a la alza, similar a la que presenta el Producto Interno Bruto (PIB). Para 2014-2028 se espera una tasa media de 2.9 %, considerando la crisis mundial financiera que ha afectado el consumo nacional esperado [2].

1.4.1 Pérdidas de energía

En el proceso de conducción y comercialización de la energía eléctrica se presentan pérdidas tanto técnicas (por efecto Joule), como no-técnicas (por errores en medición o en facturación y por acciones ilícitas).

En los estudios de planificación se ha considerado el objetivo de reducción de pérdidas indicado en la Estrategia Nacional de Energía, donde se establece como meta alcanzar un nivel global de pérdidas de energía de 8% al 2024⁴ [2].

³ Esto debido a que los conductores se calientan por efecto Joule, incrementando considerablemente su longitud (dado que son metales); lo cual se traduce en un aumento de flecha. Al acercarse el conductor a tierra o a algún elemento debajo de la línea de transmisión se pierden distancias de aislamiento y esto ocasionar la formación de un arco eléctrico.

⁴ Para 2024 la energía asociada a las pérdidas no-técnicas se reduce de 8.7% a 2.5%, de estas últimas se estima que el 87.7% se integrarán a las ventas de energía (facturación) y el 12.3% es energía evitada. Por otra parte, las pérdidas técnicas se disminuirán de 7.9% a 5.5% para alcanzar una reducción de 8% global de energía [2].

Entre las acciones implementadas destacan las modificaciones de los calibres de conductores en líneas de transmisión existentes; así mismo, en el caso de líneas de nuevo diseño se modificó el criterio⁵ para determinar el calibre de conductores en función de su factor de utilización [2].

En el desarrollo de la red transmisión se planea construir 17 323 [km-c] de líneas que van desde 69 a 400 [kV] y se instalarán 45 623 [MVA] de capacidad de transformación en subestaciones, así como 11 529 [MVA_r] en equipo de compensación reactiva [2].

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas áreas del país los centros de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, mediante proyectos que deben justificarse técnica y económicamente.

En la planeación del sector eléctrico, las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazos constituyen un dato fundamental para dimensionar y diseñar de manera óptima la expansión de capacidad de generación y transmisión, a fin de satisfacer con calidad, confiabilidad y estabilidad, las necesidades en materia de energía eléctrica.

Con la incorporación de líneas nuevas a la red, 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 por tanto, reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera.

La implementación de equipos de compensación permitirá reducir las pérdidas de potencia de una forma significativa. Por este motivo es de importancia el estudio de la compensación en el diseño de líneas de transmisión.

Bajo los principios de reducir las pérdidas al máximo y optimizar el uso de la línea de transmisión en estudio, se llevó a cabo el presente trabajo.

1.5 PUBLICACIONES

- Santander-Hernández, Laura J., Ángeles-Camacho, César. Estado del arte de la implementación de dispositivos D-FACTS en líneas de transmisión eléctrica. *Vigésima Octava Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial (RVP-AI, 2015)*. Acapulco (México), 2015.
- Santander-Hernández, Laura J., Ángeles-Camacho, César. Implementación de compensación distribuida en el diseño de líneas de transmisión (D-FACTS). *Trigésima Quinta Convención de Centro América y Panamá (CONCAPAN XXXV)*. Tegucigalpa (Honduras), 2015.

⁵ El criterio anteriormente usado era usar principalmente dos calibres de conductores en todas las líneas de transmisión en México (1113 [kCM] para 400 y 230 [kV], y 795 [kCM] para 115 [kV]). Esto debido a que en caso de contingencia la empresa suministradora puede no contar con tipo y calibre necesario para la sustitución de alguna instalación, lo cual representaría pérdidas económicas importantes.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el Capítulo 1 se presenta la introducción y el estado del arte de los dispositivos de compensación distribuida serie, así como el planteamiento del problema que presenta la implementación de estos dispositivos en el proceso de diseño de líneas de transmisión.

En el Capítulo 2 se presenta la metodología a seguir en el diseño de líneas de transmisión aéreas, los parámetros y variables que intervienen en el proceso, así como la ingeniería básica y de detalle del proyecto electromecánico (caso de estudio de una línea de transmisión real).

En el Capítulo 3 se desarrolla a fondo la tecnología D-FACTS, y su evolución a través del tiempo, también se abordan temas como son: la clasificación, tipos y características particulares de estos dispositivos, su principal aplicación entre otros.

En el Capítulo 4 se explica cómo impacta la compensación en el flujo de potencia de las líneas de transmisión, el control de este flujo, los tipos de compensaciones que se utilizan actualmente y la implementación de los D-FACTS en el diseño, haciendo referencia a las distancias de localización más adecuadas y otros parámetros.

Finalmente se presentan las conclusiones del análisis realizado, en la implementación de compensación distribuida en el diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas.

CAPITULO 2 DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

Las líneas de transmisión son elementos importantes dentro del sistema eléctrico de potencia, en conjunto constituyen las arterias a través de las cuales fluye la energía eléctrica, desde centros de generación hasta los puntos de distribución.

El diseño de las redes de transmisión es un trabajo multidisciplinario, el cual requiere de un análisis detallado de cada uno de los parámetros básicos que la conforman. El objetivo de este capítulo es explicar la realización de la ingeniería electromecánica de las líneas de transmisión. En la Figura 2.1, se muestra el proceso del diseño de líneas de transmisión aéreas.

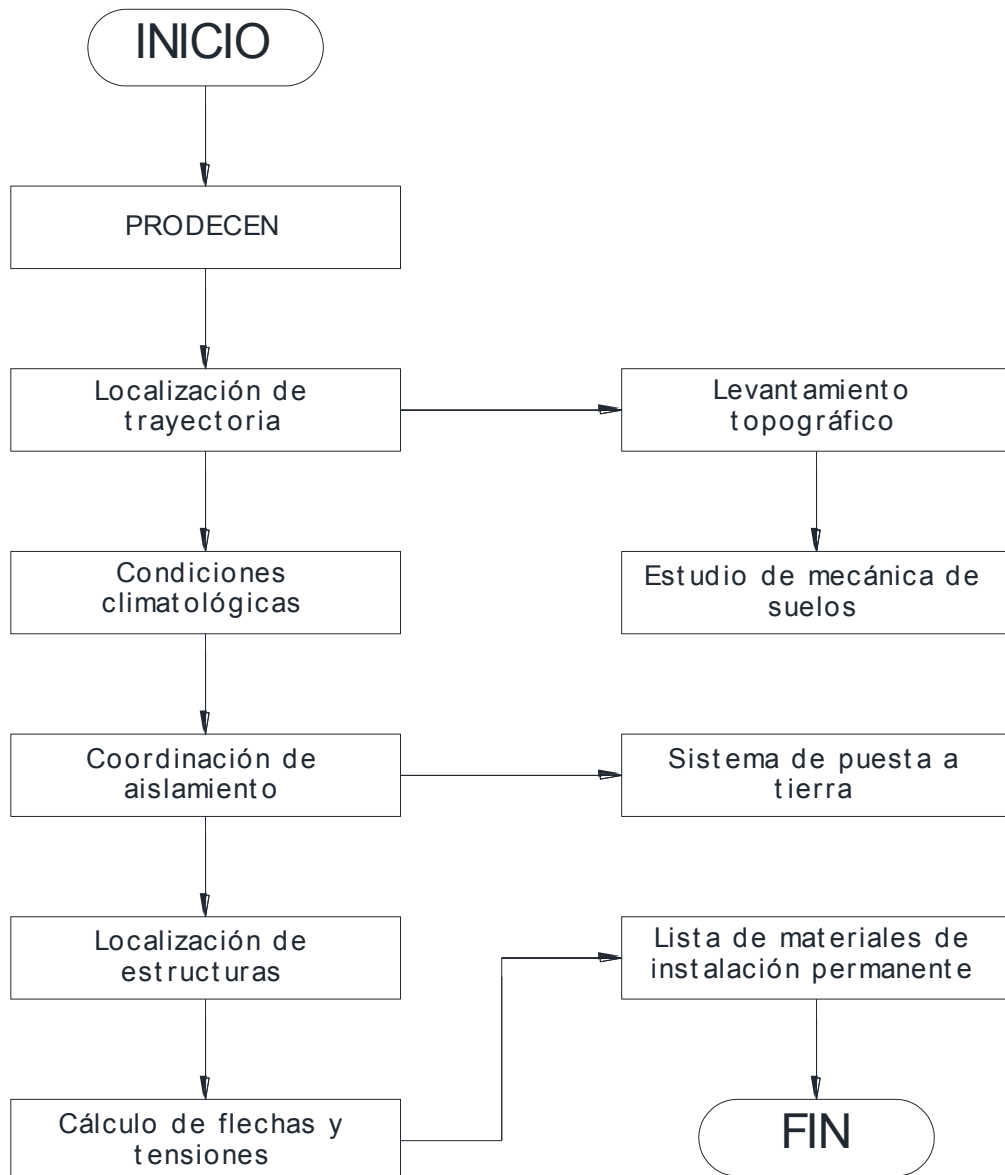


Figura 2.1. Metodología para el diseño de líneas de transmisión aéreas.

PRODECEN

El programa de desarrollo del sector eléctrico nacional (PRODECEN) es el documento de referencia y consulta en materia de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en México.

LOCALIZACIÓN DE TRAYECTORIA

La trayectoria de una línea de transmisión es la ruta geográfica a seguir, desde el punto de inicio hasta el destino final. Para definir la trayectoria a considerar en el diseño es necesario realizar una evaluación de diferentes opciones de trayectorias con la finalidad de seleccionar la más idónea.

LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

Es el conjunto de operaciones y medios, puestos en práctica para determinar las posiciones de puntos de terreno y su representación en un plano. Entre las actividades a realizar: verificar la trayectoria analizada, recopilar información en caso de que existan problemas no previstos. Dibujar en un plano cruzamientos con carreteras, caminos, brechas, puentes, vías férreas, ductos, líneas de transmisión, lagunas, zonas inundables, pantanos, perfiles laterales, ríos, arroyos, tipos de vegetación sembradíos, etc.

ESTUDIO DE MECÁNICA DE SUELOS

Es el estudio donde se muestra lo relativo al conocimiento de las condiciones geotécnicas que regirán la construcción de la línea de transmisión, a efecto de dotar al proyectista del conocimiento técnico y de ciertos factores económicos influyentes que determinarán la fase del procedimiento constructivo.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

Con base en el plano de localización general de trayectoria se detectan y obtienen las poblaciones cercanas a la trayectoria de la línea de transmisión, para realizar una búsqueda en la base de datos climatológicos y así obtener los datos correspondientes para el diseño; variables como temperatura mínima, máxima y promedio de la zona, presencia de hielo o nieve y precipitación pluvial.

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Es el estudio que se hace para conocer el número de aisladores que se requieren en la línea de transmisión, el cual 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.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Es el conjunto de elementos que sirven para proveer una conexión de baja impedancia entre las estructuras de una línea de transmisión y la tierra física.

CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES

Una vez que se han determinado las hipótesis de carga a las cuales trabajará la línea de transmisión se hace el cálculo de flechas y tensiones con la finalidad de: verificar libramientos mínimos, porcentaje de tensión de ruptura de los conductores y la capacidad de tensión mecánica de las estructuras.

LISTA DE MATERIALES DE INSTALACIÓN PERMANENTE

Una vez que se ha hecho el diseño de la línea de transmisión se precede a contar los materiales que se deberán suministrar e instalar en la línea.

2.1 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

2.1.1 Estructuras

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

- a) **Torres autosoportadas:** Son estructuras formadas por celosía⁶, las cuales soportan su propio peso y las fuerzas que ejercen los conductores y accesorios. Se pueden utilizar en cualquier tipo de terreno; en la Figura 2.2 se muestran las partes que la conforman.
- b) **Torres con retenidas:** Son estructuras de celosía que no soportan su propio peso, requieren de alambres anclados al terreno para soportar las fuerzas que ejercen los conductores e hilos de guarda.
- c) **Postes troncocónicos:** Son estructuras formadas por secciones cónicas de acero, son compactos, se usan frecuentemente en zonas urbanas ya que ocupan poco espacio.
- d) **Estructuras formadas por postes de madera o concreto (estructuras H):** Son estructuras formadas por postes de madera o concreto, requieren de alambres anclados al terreno para soportar las fuerzas que ejercen los conductores e hilos de guarda. En la Figura 2.10 se puede observar un ejemplo de este tipo de estructura.

De acuerdo a su función las estructuras son divididas en los siguientes tipos:

- ✓ **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.
- ✓ **Deflexión:** Estructuras que en puntos de inflexión de líneas soportan una tensión desigual debido a la rotura de conductores de una fase.
- ✓ **Remate:** Estructuras que soportan permanentemente de un solo lado el jalado de todos los conductores.

⁶ Enrejado de acero.

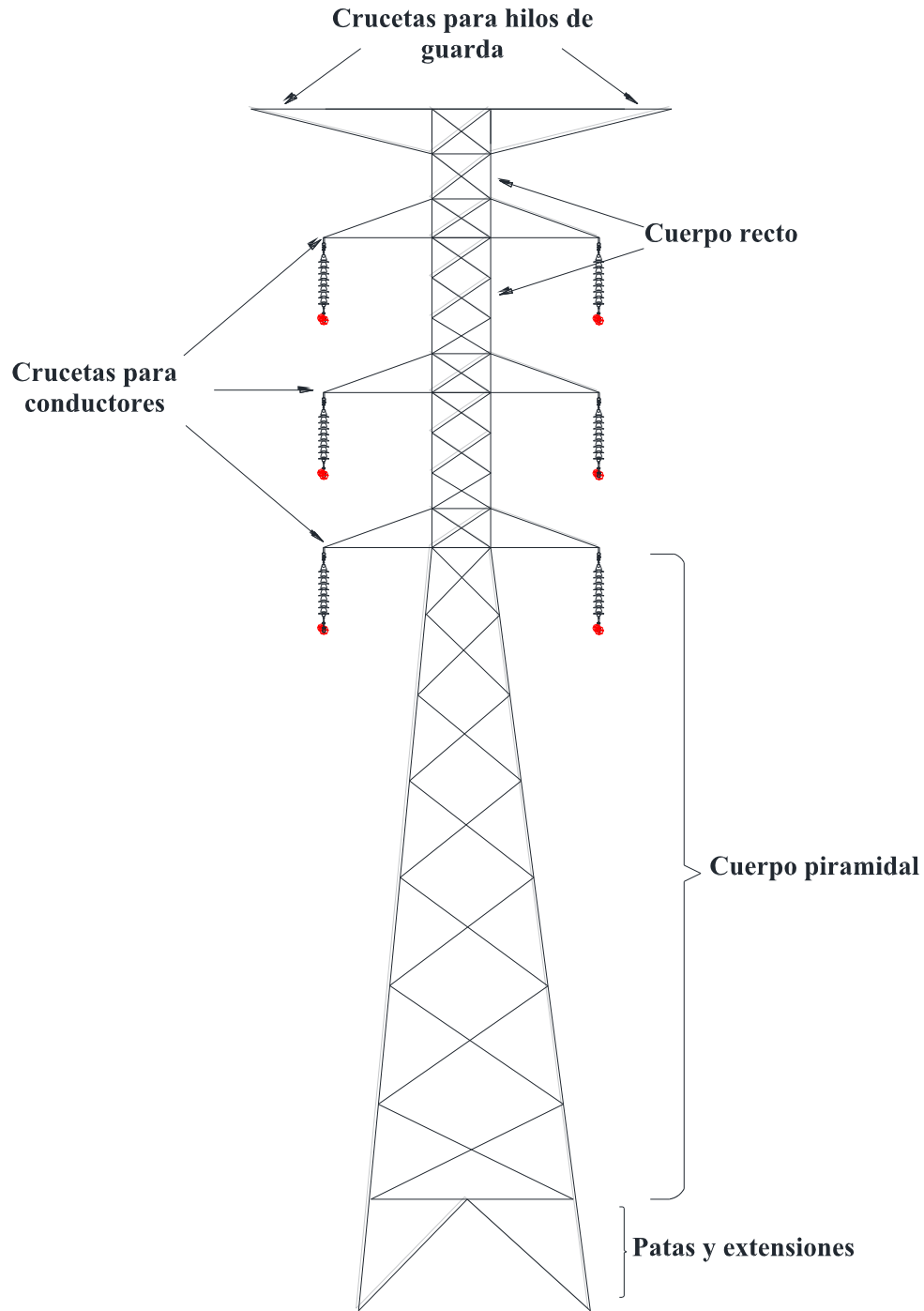


Figura 2.2. Partes que conforman una estructura autoportada.

Uso mecánico de las estructuras:

- **Deflexión:** Es el ángulo de cambio de dirección en la trayectoria de una línea de transmisión. En la Figura 2.3 se puede observar una trayectoria de una línea de transmisión con su respectivo ángulo de deflexión.

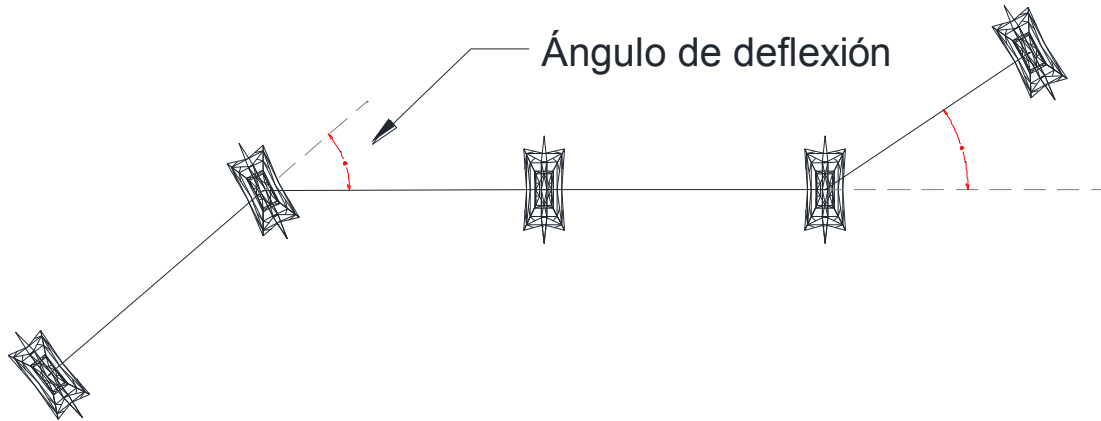


Figura 2.3. Ángulo de deflexión en trayectoria de línea de transmisión.

- **Claro Medio Horizontal:** Es el valor obtenido de la semisuma de los claros adyacentes a la estructura de referencia. Se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$CMH = \frac{S1 + S2}{2} [m] \quad 2.1$$

- **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. En la Figura 2.4 se muestran tres estructuras y la representación del claro vertical y del claro medio horizontal.

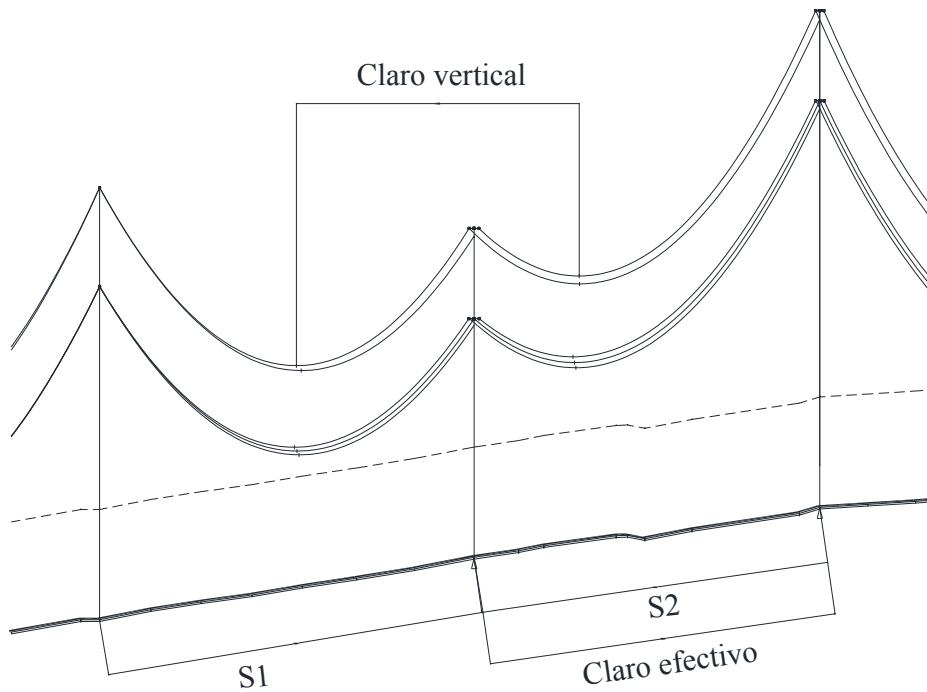


Figura 2.4. Representación de claro vertical y claro medio horizontal.

2.1.2 Conductor e hilo de guarda

El componente principal de una línea de transmisión, es el conductor. Existe una gran variedad de tipos de conductores empleados para la transmisión de energía eléctrica en forma aérea con diferentes características.

En el principio de la transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran principalmente de cobre. Estos han sido reemplazados por conductores de aluminio. El tipo más común de conductor desnudo, es el que consiste en hilos de aluminio que cubren el centro de acero (ACSR); la Figura 2.5 muestra algunas configuraciones de este tipo de conductores.

En México el conductor más usado es el ACSR/AS, conductor de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero con recubrimiento de aluminio soldado. Esto debido a su alta capacidad para soportar esfuerzos mecánicos combinado con la buena conductividad que proporciona [7]. También es una ventaja el hecho de que el conductor de aluminio tenga un mayor diámetro que el de cobre con la misma resistencia.

Con un diámetro mayor, las líneas de flujo eléctrico que se originan en el conductor, se encuentran más separadas en su superficie para la misma tensión eléctrica. Esto significa que hay un menor gradiente de tensión en la superficie del conductor y una menor tendencia a ionizar el aire que rodea el conductor. La ionización produce un efecto indeseable llamado corona [8].

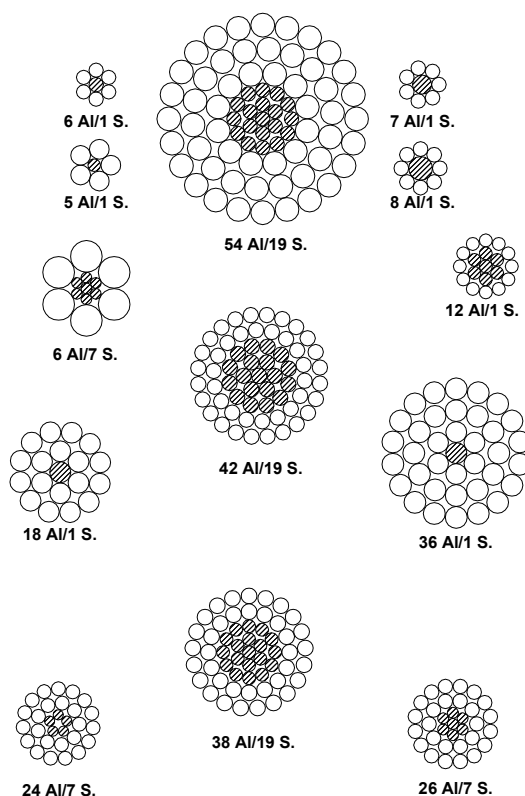


Figura 2.5. Diferentes configuraciones para conductor ACSR.

Actualmente, existe un nuevo tipo de conductores que pueden operar a mayores temperaturas que los convencionales y que transmiten mayores cantidades de potencia a través de los derechos de vía existentes. Los cuales se conocen como HTLS (High temperature & low sag conductor).

Las líneas de transmisión aéreas están expuestas al impacto de descargas atmosféricas por lo que su diseño requiere considerar un sistema de protección, conocido técnicamente como blindaje. Esta es precisamente la función de los hilos de guarda, proporcionar una trayectoria física para drenar hacia el sistema de puesta a tierra la corriente eléctrica de las descargas incidentes.

Actualmente los hilos 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 el control del propio sistema eléctrico. En la

Figura 2.6 se muestran los diseños comerciales de los hilos de guarda con fibras ópticas integradas [8].

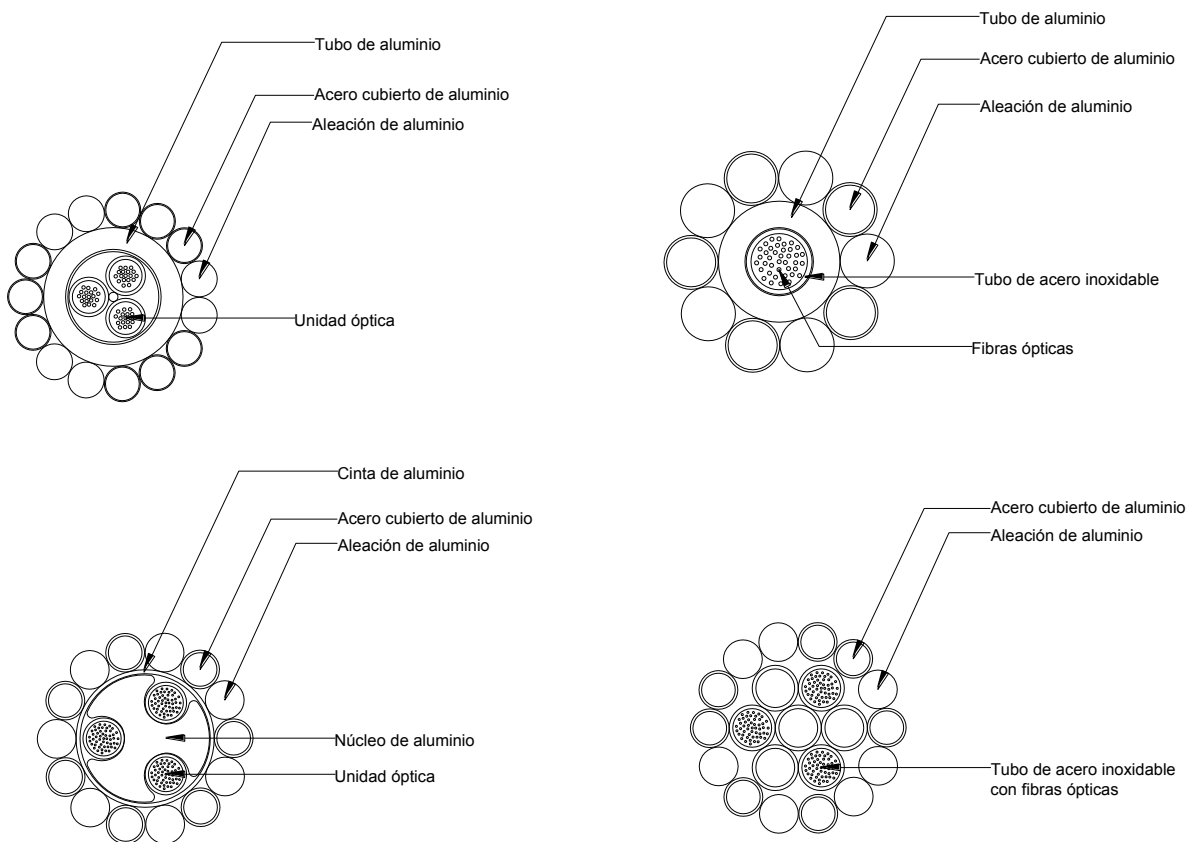


Figura 2.6. Diseños comerciales de CGFO.

2.1.3 Aislamiento

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

aislar eléctricamente al conductor de la estructura manteniendo el espaciado mínimo línea-estructura.

Los aisladores se fabrican principalmente de vidrio y porcelana, como el que se muestra en la Figura 2.7, actualmente también se fabrican aisladores de resinas poliméricas, los cuales consisten en una sola pieza.

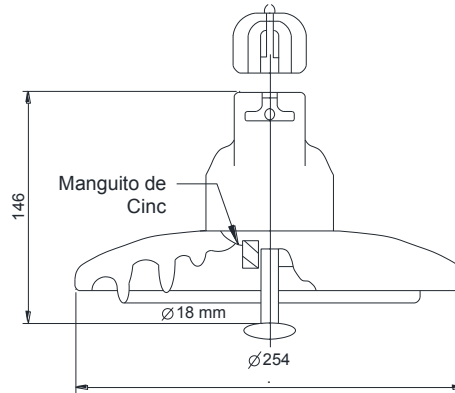


Figura 2.7. Aislador estándar tipo suspensión.

En el diseño de líneas de transmisión se usan dos tipos de aisladores: el de tipo estándar y el tipo niebla. El aislador tipo niebla se usa en zonas con niveles altos de contaminación; este tipo de aislador es más grande que el aislador estándar.

En conjunto con los hilos de guarda, también protege a las líneas de transmisión soportando las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas o por maniobra⁷ sin que se forme una trayectoria conductora (arco eléctrico).

Para conocer el número de aisladores que se requieren se hace un estudio conocido como coordinación de aislamiento, el cual 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.

La coordinación de aislamiento en una línea de transmisión tiene los siguientes objetivos [9]:

1. Diseñar el apantallamiento (número y ubicación de los hilos de guarda) adecuado frente a descargas atmosféricas, que minimice las fallas por ángulo de blindaje.
2. Diseñar el sistema de puesta a tierra de manera que minimice las fallas por flameo inverso.
3. Seleccionar las dimensiones de las cadenas de aisladores para soportar las sobretensiones que se puedan originar por maniobras y por descargas atmosféricas.

⁷ Se refieren a sobretensiones de fase a tierra, o fase a fase debida a una específica maniobra de interruptores, falla etc. Esto toma mayor importancia en niveles mayores a 400 [kV].

4. Dimensionar las distancias en el aire entre conductores, entre conductores y tierra y apoyos.
5. Decidir si será necesario instalar pararrayos, y en caso afirmativo determinar su ubicación y sus valores nominales.

2.1.4 Herrajes y accesorios

Los herrajes son elementos metálicos de fijación, empalme, reparación, separación, amortiguamiento y de protección eléctrica o mecánica, para conductores e hilos de guarda. En la Figura 2.8 se muestra la cadena de aisladores con herrajes y la instalación en el poste. La unión entre los herrajes, aisladores y accesorios se hace a través de articulación mecánica.

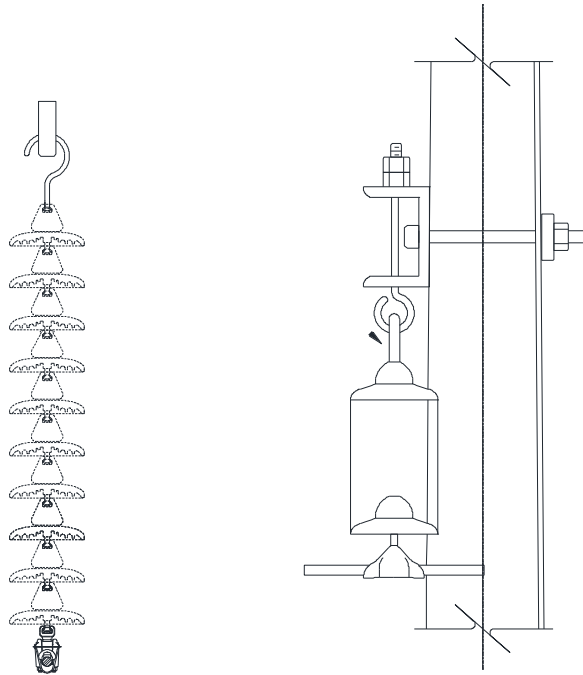


Figura 2.8. Cadena de aisladores y herrajes instalados en poste.

La importancia de los herrajes y conjuntos de herrajes estriba en la función mecánica que transmiten a las estructuras, las fuerzas mecánicas producidas por el propio peso del conductor, por la acción del viento y a los esfuerzos de tracción de los conductores debido a su carga mecánica y a los ángulos de deflexión de la línea de transmisión.

Los herrajes son diseñados para el acoplamiento de elementos y para su mantenimiento con la línea energizada (*hot line*), sin que exista la posibilidad de sufrir daño en sus capacidades mecánicas. Éstos se diseñan contra deslizamientos y sobre apriete. Las capacidades mecánicas de herrajes para conductor están en función de la tensión eléctrica de la línea de transmisión y de la cantidad de conductores por fase [5].

2.2 DISEÑO ELECTROMECAÁNICO

2.2.1 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. 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. De esta forma se puede asegurar la correcta operación de la línea.

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.

2.2.2 Presiones de viento

En el proceso del diseño electromecánico de una línea de transmisión intervienen varios factores, entre los que se encuentran las presiones de viento así como las tensiones a las que estará sometido el conductor a diferentes condiciones de temperatura, viento, presencia de hielo o la combinación de ellas.

En el cálculo de presiones de viento intervienen factores tales como la localización geográfica de la línea de transmisión y la velocidad regional del viento. En México el cálculo de presiones de viento está basado en los conceptos y criterios definidos por las normas IEC 60826 [10] y ASCE-74 [11], pero acondicionados al país.

Sin embargo las especificaciones CFE J1000-50 [12] “Torres para líneas de subtransmisión y transmisión”, presentan la metodología vigente para el cálculo de presiones de viento a partir de la velocidad regional, las cuales están contenidas en el “Manual de diseño de obras civiles: diseño por viento”[5].

2.2.3 Flechas y tensiones

Las líneas de transmisión están constituidas por 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 conductores, 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 conductor se incrementa (aumentando su flecha) y su tensión mecánica disminuye.

- Si la temperatura disminuye, la longitud del conductor se decrementa (disminuyendo su flecha) y su tensión mecánica aumenta.
- ✓ La fuerza que ejerce el viento sobre los conductores actúa como una sobrecarga, ya que al sumarse con el propio peso del conductor, hace que el efecto sea el de un aumento aparente de dicho peso.
- ✓ La fuerza que ejerce el hielo sobre los conductores, supone otra sobrecarga, de acción vertical, que se superpone al peso propio del conductor, esta condición solo se aplica a zonas geográficas de baja temperatura.

El cálculo de flechas y tensiones es el procedimiento para calcular las tensiones sobre el conductor bajo las diferentes hipótesis de carga que modelan el funcionamiento de la línea de transmisión.

a) Hipótesis de carga

Las hipótesis de carga son las condiciones ambientales y de operación bajo las cuales trabajará la línea de transmisión. Éstas son diferentes en cada región donde se planea diseñar la línea. Una vez que se determinan las hipótesis de carga, se procede a calcular las flechas y tensiones de los conductores bajo éstas, con la finalidad de:

- ✓ Verificar libramientos.
- ✓ Verificar límites de tensión mecánica en conductores.
- ✓ Verificar que no se exceda la capacidad de tensión mecánica de las estructuras.

En México las hipótesis de carga utilizadas por Comisión Federal de Electricidad (CFE), el principal proveedor de energía eléctrica, son establecidas en su especificación de diseño siete hipótesis [3], mismas que se enlistan en la *Tabla 2.1*.

Tabla 2.1 Hipótesis de diseño

Hipótesis	Nombre	Descripción
H1	EDS (Every Day Strength)	Es la hipótesis de partida, donde la tensión del conductor en condiciones de temperatura media diaria sin viento y sin hielo.
H2	Flecha máxima	Se analiza para verificar libramientos mínimos, temperatura máxima sin viento y sin hielo incluyendo elongación del conductor por envejecimiento a 10 años (creep).
H3	Viento máximo	La tensión del conductor será máxima (33% de la tensión de ruptura), temperatura coincidente con viento máximo y sin hielo.
H4	Flecha mínima	Permite verificar jalones hacia arriba (uplift) de cadenas de aisladores y estructuras.
H5	Viento reducido	Es la velocidad de viento reducido a corde al 50% de la velocidad regional máxima de la zona para un periodo de retorno de 10 años.
H6	Balaceo de conductores	Verifica distancias de los conductores con respecto a estructuras y perfiles laterales.
H7	Condición de rayo	Permite verificar el paralelismo entre conductores e hilos de guarda.

2.2.4 Cargas mecánicas en estructuras

En el diseño de líneas de transmisión, la carga se define como todo agente que puede llevar a la estructura a un estado límite, lo cual considera las fuerzas generadas por la propia conformación de la estructura, las fuerzas transferidas por los componentes de la línea de transmisión (conductores, aisladores y herrajes), las fuerzas externas generadas por eventos climáticos, así como las fuerzas establecidas por seguridad por la construcción, maniobras y mantenimiento.

Los diferentes efectos que inciden en las estructuras son traducidos en cargas mecánicas. Estas cargas se ponderan y sirven para el análisis y diseño de las estructuras de transmisión.

Dentro del análisis se plantea que las posibilidades de ocurrencia de las diferentes condiciones de cargas mecánicas sean en forma parcial o de efectos combinados. Incluye también, el diagrama de cargas aplicado a torres y postes, en donde se pueden observar las diferentes hipótesis por evaluar, así como los valores representativos de cargas.

a) Clasificación de las cargas empleadas en el diseño de líneas de transmisión

Las cargas pueden clasificarse en las cuatro categorías siguientes:

1. Cargas debidas a eventos climáticos o cualquier carga derivada de dichos eventos, que sean dominantes para la confiabilidad de la línea durante el periodo de vida esperado. Estas cargas pueden dividirse a su vez en:
 - Cargas de viento.
 - Cargas de viento sin hielo.
 - Cargas de hielo con viento.
2. Cargas debidas al peso propio de las estructuras de soporte, conductores e hilos de guarda, aisladores y herrajes.
3. Cargas relacionadas con los requisitos de seguridad (carga de contención de fallas de componentes). Estas cargas tratan principalmente de minimizar las probabilidades de las fallas tipo cascada.
4. Cargas relacionadas con los requisitos de seguridad en el trabajo (construcción, maniobras y mantenimiento).

Las cargas enumeradas del 1 al 4 tratan de evitar fallas en componentes que puedan causar lesiones o incluso pérdidas de vidas humanas, y que pueden presentarse durante los trabajos de construcción y mantenimiento de los componentes de la línea [5].

b) Clasificación de las cargas por su aplicación en un sistema ortogonal⁸

⁸ Se denomina sistema ortogonal a la representación que permite dibujar en diferentes planos la estructura situada en el espacio.

- I. **Cargas verticales:** debidas a la masa propia de los componentes de la línea y por mantenimiento en crucetas y/o brazos de conductor y de guarda.
- II. **Cargas transversales:** debidas a eventos climáticos: viento en estructura, conductores, aisladores y accesorios.
- III. **Cargas longitudinales:** por la tensión mecánica de los conductores y las debidas a rotura de conductores y maniobras de tendido durante la construcción.

c) Cargas a considerar en el diseño de las estructuras

Las cargas a considerar en el análisis y diseño de las estructuras de soporte de líneas de transmisión son:

- a) Cargas que actúan directamente en la torre:
 - a. Masa propia de la torre, de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios.
 - b. Acción de viento sobre el cuerpo de la torre, cadenas de aisladores y herrajes.
 - c. Cargas concentradas por tendido (masa de linieros y equipo, entre otros).
- b) Cargas que transmiten los conductores a la torre:
 - a. Masa propia de los conductores que soporta y en su caso, por la masa de hielo que se acumule en ellos.
 - b. Debidas a la acción de viento actuando sobre los propios conductores, aisladores y herrajes.
 - c. Por tensiones mecánicas en los conductores (proyectadas en las direcciones que produzcan la carga máxima sobre la torre) en función a su máximo uso.

Estos efectos generan esfuerzos mecánicos muy grandes en la estructura, que a su vez transmiten a las cimentaciones [5].

d) Combinaciones de carga

En el diseño de líneas de transmisión aéreas se considera el efecto combinado de cargas probables a ocurrir simultáneamente. Para considerar la incertidumbre con la que se determinan los valores de las fuerzas que intervienen en las combinaciones de cargas, estas últimas se multiplican por factores mayores a uno (denominados factores de carga), cuyos valores aumentan conforme se incrementa grado de incertidumbre [5].

Las cargas se denotan mediante las literales que se muestran en la *Tabla 2.2* [12] y se expresan en [kN].

Tabla 2.2 Identificadores de carga que afectan a la estructura.

IDENTIFICADOR	DESCRIPCIÓN
PE	Carga vertical debida a la masa de la torre y postes.
PA	Carga vertical debida a la masa de las cadenas de aisladores, herrajes y accesorios.
PC	Carga vertical debida a la masa de los conductores e hilos de guarda.
PCH	Carga vertical debida a la masa de los conductores e hilo de guarda y del hielo acumulado en estos cuando aplique.
PVM	Carga vertical debida al personal y su equipo respectivo, aplicadas en las combinaciones de carga donde se hacen maniobras de tendido.
PM	Cargas verticales debidas a mantenimiento.
VA	Carga transversal por viento que actúa sobre las cadenas de aisladores y herrajes.
VC	Carga transversal por viento que actúa sobre los conductores e hilos de guarda.
VCH	Carga transversal por viento reducido que actúa sobre conductores y de guarda en los cuales se ha acumulado hielo.
VE	Carga transversal producida por la acción de viento sobre la torre.
VEH	Carga transversal producida por la acción de viento VM sobre el poste.
FL	Carga longitudinal debida a la tensión en los conductores. Para las condiciones de carga de servicio y de tendido se debe considerar la tensión EDS (Every Day Strength) en conductores, para la condición de carga máxima se debe emplear la tensión obtenida con presiones de viento VM y para la condición máxima con hielo es la tensión aplicando VR y con presencia de hielo en caso de que este exista.
CT	Componente transversal producida por la tensión de los conductores debida a la deflexión de la línea. Para condiciones de carga de servicio y de tendido se debe considerar la tensión EDS (Every Day Strength) en conductores, para la condición de carga máxima se debe emplear la tensión obtenida con presiones de viento VM y para la condición máxima con hielo es la tensión aplicando VR y con presencia de hielo en caso de que este exista.
VM	Velocidad regional máxima de viento asociada a un periodo de retorno de 50 años, en [km/h].
VR	Velocidad reducida de viento, igual al 50% de la velocidad regional máxima de la zona de la línea para un periodo de retorno de 10 años, en [km/h].
FCV	Factor de carga vertical en la utilización de las estructuras igual a 1.5.
FCG	Factor de carga global, para torres de suspensión igual a 1.0; y para torres de deflexión se considera igual a 1.18.

2.2.5 Diseño de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra se encargan de reducir o evitar las sobretensiones en las cadenas de aisladores, reduciendo a su vez las posibilidades 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 estructuras.

Para líneas de transmisión aéreas, el sistema de puesta a tierra incluye:

- ✓ **Hilos de guarda:** Es un conductor generalmente de acero que protege a la línea de transmisión de descargas atmosféricas.
- ✓ **Estructura:** Es la unidad principal que soporta los aisladores, conductores y accesorios de una línea de transmisión.
- ✓ **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 la 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.

Todas las estructuras deben contar con sistema de conexión a tierra, utilizando conductor de acero con recubrimiento de cobre soldado, en la Figura 2.9 [5] se muestra de manera esquemática los componentes que conforman el sistema de puesta a tierra.

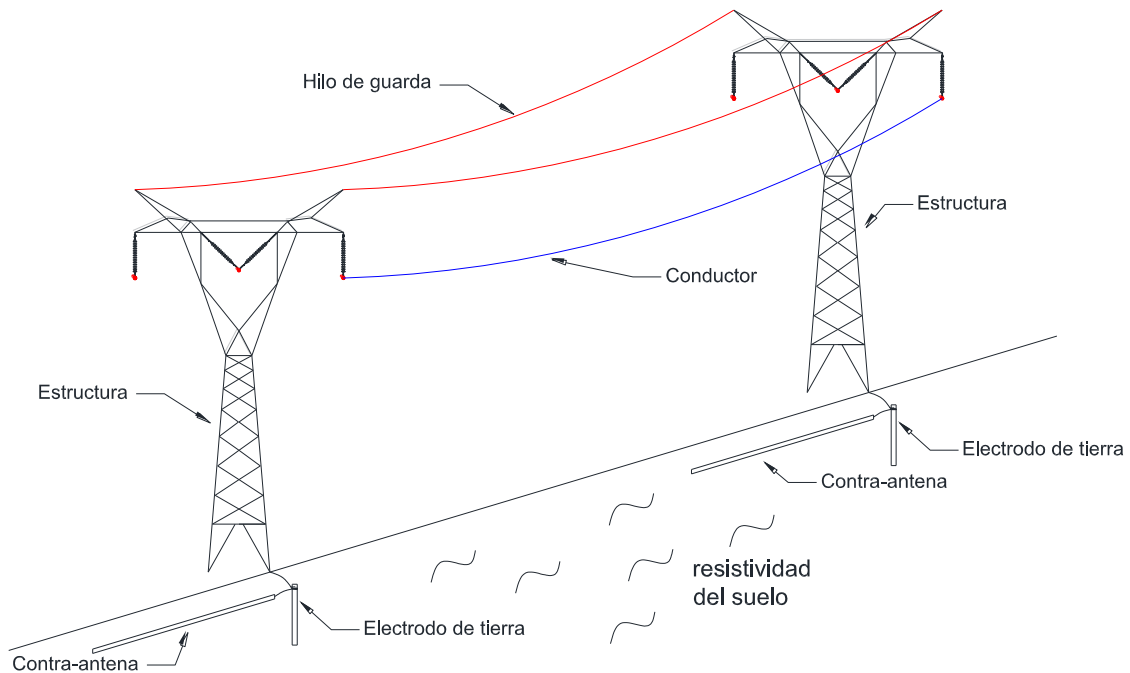


Figura 2.9. Sistema de puesta a tierra de una línea de transmisión.

El aumento del potencial en una estructura de una línea de transmisión que ha sufrido el impacto de una descarga atmosférica, depende de los parámetros de la corriente originada por dicha descarga pero principalmente de la resistencia del sistema de puesta a tierra (o resistencia al pie de la torre). La resistencia al pie de la torre depende del valor de la resistividad del terreno.

a) Resistividad eléctrica del suelo

Es un parámetro utilizado en el diseño de una red de puesta a tierra, su desempeño es influenciado por las características del suelo circundante a los electrodos de tierra. La resistividad eléctrica del suelo influye en el aumento de potencial de torres de líneas de transmisión que reciben la incidencia de descargas atmosféricas. La resistividad eléctrica depende de factores como: tamaño de los granos del material del que está compuesto el suelo, tamaño y forma de los espacios que se encuentran en el suelo, composición química de las sales disueltas en el agua contenida en el suelo, temperatura del suelo y contenido de humedad.

b) Medición de la resistividad del terreno

Para medir la resistividad del terreno se necesita hacer que circule una corriente a través de él. Para esto se requiere de insertar electrodos en el suelo que propicien tal circulación de corriente. El método utilizado es el de los cuatro electrodos (“Método de Wenner”).

c) Sobretensiones en líneas de transmisión

Las sobretensiones se identifican como cualquier tensión transitoria entre fase y tierra o entre fases con un valor de cresta mayor que el valor cresta de la tensión máxima del sistema. Es decir:

$$V_{FG} = V_{m_rms} \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \quad 2.2$$

$$V_{FF} = V_{m_rms} \sqrt{2} \quad 2.3$$

donde:

V_{m_rms} = tensión rms máxima del sistema [kV]

V_{FG} = sobretensión fase a tierra [kV]

V_{FF} = sobretensión fase a fase [kV]

Las sobretensiones transitorias en los sistemas de transmisión se pueden clasificar de acuerdo con su forma y duración en:

- c) Sobretensión temporal.
- d) Sobretensión transitoria.
- e) Forma de onda de tensión normalizada.
- f) Nivel cerámico y densidad de rayos a tierra.

2.3 CASO DE ESTUDIO: DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

2.3.1 Descripción del proyecto

El proyecto describe el diseño de una línea de transmisión aérea nueva que servirá de interconexión entre la subestación de la Central Los Humeros III (Planta Generadora Termoeléctrica) y el punto más cercano de la LT C1-L1 (línea de transmisión eléctrica de 115 [kV]), lo cual de acuerdo al estudio de flujos de potencia realizado se necesita para cubrir la creciente demanda energética del país [2].

La línea posee una longitud de 250 [m]; con una tensión nominal de 115 [kV], tensión máxima de 123 [kV] a una frecuencia de 60 [Hz], la cual se ubica en la Región Oriental del estado de Puebla y Occidental del estado de Veracruz, a 32 [km] al noroeste de la ciudad de Perote, en la comunidad de Chignautla en la *Tabla 2.3* se enlistan los parámetros mencionados y la configuración física de los conductores.

Se construirán 0.250 [km-línea]⁹ con conductor ACSR/AS 477 [kCMIL] “HAWK”, un conductor por fase; con estructuras tipo tercia como las que se muestran en la Figura 2.10 y 2.14; la disposición de fases en el espacio es horizontal. En la *Tabla 2.6* se muestran las características básicas del conductor tipo “hawk”.

Para la selección del tipo y calibre del conductor se analizaron las condiciones en que operará la línea, tales como condiciones climatológicas (en la *Tabla 2.4* se enlistan estas condiciones), nivel de corrosión, tipo de terreno y necesidad de capacidad de carga eléctrica, este cálculo se muestra en el Apéndice B.

De la misma manera se hicieron memorias técnicas para selección de estructuras e hilos de guarda, debido a que este diseño se realizó de forma profesional para la empresa Alstom Grid, por cuestiones de confidencialidad no se incluyen.

Tabla 2.3 Parámetros eléctricos y configuración física.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Tensión de transmisión entre fases (nominal del sistema)	115 [kV]
Tensión máxima	123 [kV]
Frecuencia nominal	60 [Hz]
Disposición de fases en el espacio	Horizontal
Cantidad de circuitos	1
Longitud de la línea	250 [m]
Conductores por fase	1
Tensión de aguante nominal de impulso por rayo de fase a tierra ¹⁰	550 [kV]

⁹ 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.

¹⁰ En base a la Especificación CFE L0000-06 [13] “Coordinación de aislamiento”, Tabla 4.- Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I.

Tabla 2.4 Datos geográficos y meteorológicos.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Altitud máxima	2901 [m.s.n.m]
Altitud mínima	2898 [m.s.n.m]
Temperatura máxima ¹¹	18.2 [°C]
Temperatura media	10.7 [°C]
Temperatura mínima	5.2 [°C]
Presión de viento máxima	13792.5 [Pa]
Presión de viento reducida	8827.2 [Pa]
Zona sísmica	Zona B ¹²
Coefficiente sísmico de terreno	0.30 [g]
Nivel de contaminación	Alta
Tipo de contaminación (salina, industrial, otra)	Industrial
Densidad de descargas atmosféricas	0-2 [rayo/km ² /año]

NOTA: Estos parámetros aplican para el 100% de la línea.

2.3.2 Estructuras

Las estructuras a utilizar en el proyecto son 4 estructuras tipo H “Tercias” con postes de concreto reforzado (con retenidas). En el plano general de trayectoria se hace la distribución de estructuras de acuerdo al uso mecánico de la estructura y al perfil de terreno. En la Tabla 2.5 se enlistan las características de estas estructuras. La Figura 2.10 muestra la estructura tipo H.

Debido a las condiciones de la línea y al perfil de trayectoria, es necesario el uso de estructuras de remate, ver sección 2.1.1 y que en base a la especificación de diseño de CFE en su apartado: Restricciones del proyecto electromecánico, se menciona: “Para el cruzamiento de las líneas de transmisión con vías férreas, autopistas de primer orden y súper carreteras, deben proyectarse estructuras de remate en ambos lados del cruce, cuando exista un punto de deflexión antes del cruzamiento, se debe considerar una estructura de deflexión en este sitio y una estructura de remate en el otro lado del cruce”[3].

¹¹ 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.

¹² La zona B se considera zona intermedia, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. En base al Servicio Sismológico Nacional (SSN) [14].

Tabla 2.5 Estructuras a utilizar en el proyecto.

DESCRIPCIÓN	VALOR
Tipo de estructura	I.R.
Uso	REMATE
Cantidad de circuitos	1
Deflexión [°]	3
Claro medio horizontal[m]	530
Claro vertical [m]	750
Altitud menor o igual a [msnm]	2800

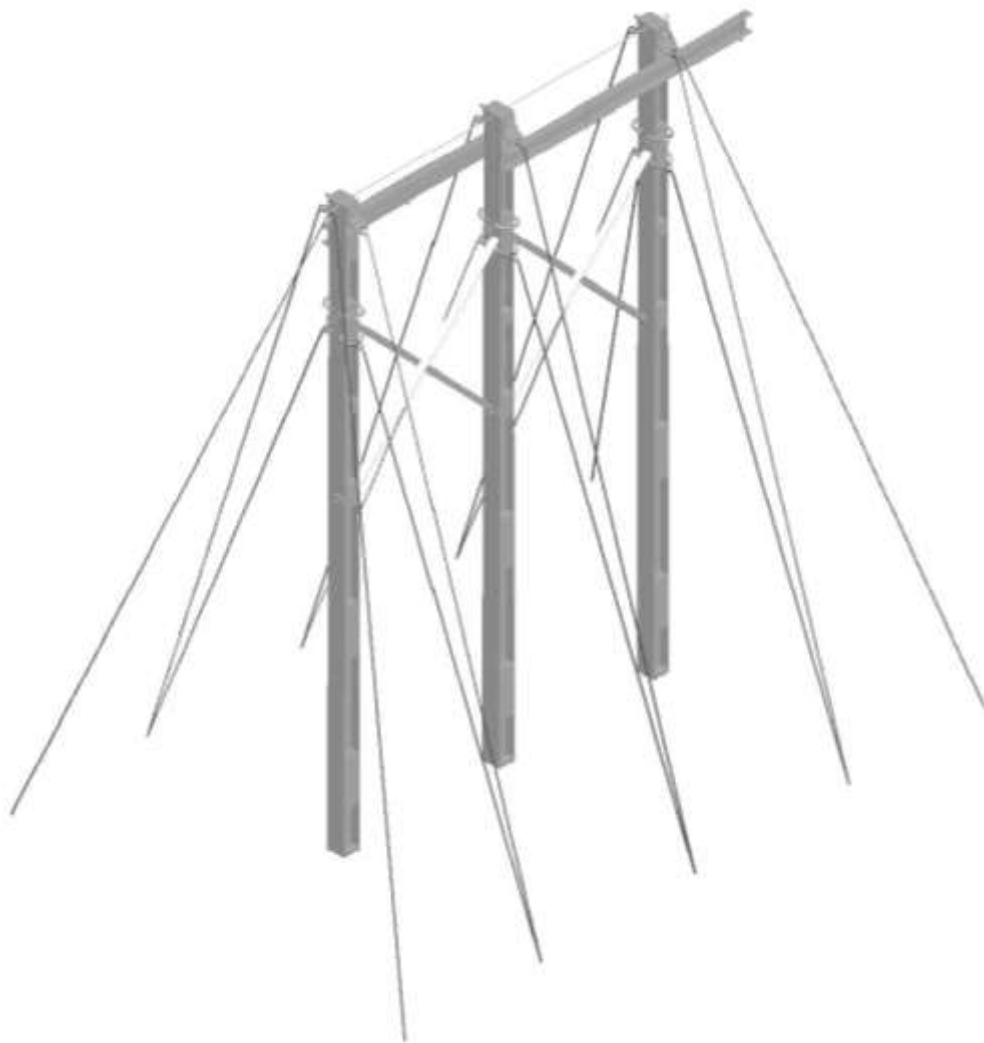


Figura 2.10. Estructura tipo H o terciada formada por postes de concreto (isométrico).

2.3.3 Conductores e hilos de guarda

Las características del conductor e hilos de guarda a implementar se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 2.6 Datos técnicos de los conductores.

CALIBRE, MATERIAL Y NOMBRE	477 [KCM], ACSR/AS, "HAWK" 26 HILOS DE ALUMINIO + 7 HILOS DE ACERO RECUBIERTOS DE ALUMINIO SOLDADO	
Diámetro	21.79	[mm]
Área	273.211	[mm ²]
Peso unitario	9.12	[N/m]
Tensión de ruptura	84028.69	[N]
Módulo de elasticidad inicial	57447.36	[N/mm ²]
Módulo de elasticidad final	75032.7	[N/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal inicial	0.0000175	[1/ °C]
Corriente a 60 [Hz]	900	[A]

La línea de transmisión incluye la instalación de hilo de guarda convencional e hilo de guarda con fibras ópticas integradas el cual se utilizará como medio de comunicación entre subestaciones, en la *Tabla 2.7* y *Tabla 2.8* se enlistan las características básicas de cada uno de ellos.

Tabla 2.7 Datos técnicos del hilo de guarda convencional.

CALIBRE, MATERIAL Y NOMBRE	HILO DE GUARDA 7#8 AAS	
Diámetro	9.78	[mm]
Área	58.560	[mm ²]
Peso unitario	3.83	[N/m]
Tensión de ruptura	70877.25	[N]
Módulo de elasticidad inicial	148621.50	[N/mm ²]
Módulo de elasticidad final	158922	[N/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal inicial	0.000013	[1/ °C]

Tabla 2.8 Datos técnicos del hilo de guarda con fibra óptica.

CALIBRE, MATERIAL Y NOMBRE	HILO DE GUARDA CGFO (36 FIBRAS)	
Diámetro	13.60	[mm]
Área	79	[mm ²]
Peso unitario	4.44	[N/m]
Tensión de ruptura	70000.00	[N]
Módulo de elasticidad inicial	121100.00	[N/mm ²]
Módulo de elasticidad final	121100.00	[N/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal inicial	1.68E-05	[1/ °C]
Coefficiente de dilatación lineal final	1.68E-05	[1/ °C]

2.3.4 Aisladores y herrajes

La línea de transmisión Humeros requiere de aislamiento en tensión y en suspensión, como se indica:

Cálculo basado en el estudio CFE-LAPEM, “Distancias de aislamiento en aires y selección del número de aisladores para estructuras de líneas de transmisión [15].

Aislamiento en tensión: cadena sencilla con 10 aisladores tipo suspensión con descripción corta: 25SVC111C. De acuerdo con la Norma de Referencia NRF-018 [16] “Aisladores tipo suspensión de porcelana o vidrio templado”.

Aislamiento en suspensión: cadena sencilla con 8 aisladores tipo niebla con descripción corta: 32SVC160CC y 1 aislador tipo suspensión con descripción corta: 25SVC111C. De acuerdo con la Norma de Referencia NRF-018 [16] “Aisladores tipo suspensión de porcelana o vidrio templado”.

Herrajes para conductor: Los herrajes cumplen con la capacidad mínima de 111 [kN] para las cadenas de tensión y suspensión. De acuerdo a lo indicado en la Norma de Referencia NRF-043 [17] “Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensión de 115 kV a 400 kV”.

Herrajes para hilo de guarda 7#8: Los herrajes cumplen con la capacidad mínima de 80 [kN] para conjuntos de suspensión; 95% de la tensión de ruptura del hilo de guarda tipo AAS 7#8, para los conjuntos de tensión. De acuerdo a lo indicado en la Norma de Referencia NRF-043 [17] “Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensión de 115 kV a 400 kV”.

2.3.5 Hilo de guarda con fibra óptica y accesorios

El diagrama de alambrado de la fibra óptica se detalla en la Figura 2.11 “Diagrama de alambrado para conductor CGFO”.

Cajas de empalme: Se colocarán 3 cajas de empalme de fibra óptica, la primera en SE Los Humeros III, la segunda a 4.7 [km] aproximadamente y finalmente la tercera en la SE Los Humeros Switcheo. La

ubicación de las cajas de empalme está hecha en base a la dirección y número de fibras que se utilizarán para la comunicación entre plantas de generación.

Herrajes para CGFO: Los herrajes suministrados son los recomendados por el fabricante del CGFO, los herrajes de tensión son de aluminio y/o acero galvanizado por inmersión en caliente.

Los herrajes de suspensión tienen una tensión mecánica máxima de ruptura mayor o igual a la especificada para el CGFO. De acuerdo a lo indicado en la especificación CFE-E0000-21 [18] “Conductor de guarda con fibras ópticas y accesorios”.

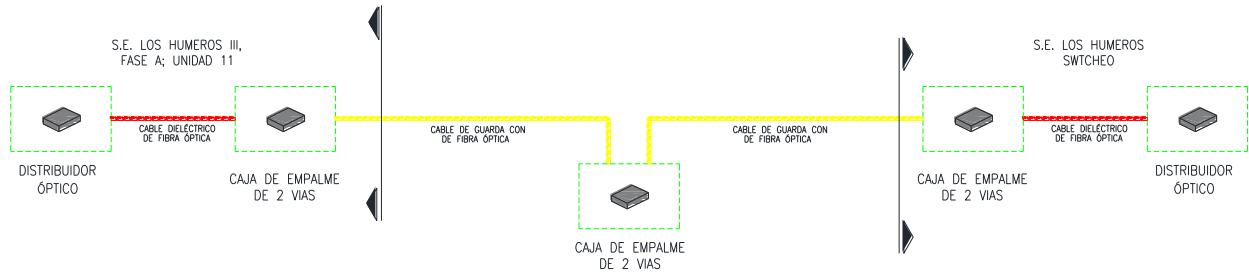


Figura 2.11. Topología integral de ruta de FO.

2.3.6 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra que se implementó en la línea de transmisión Humeros, consiste de 4 electrodos de tierra unidos entre sí en cada uno de los postes que conforma la tercia de la estructura. En la Figura 1.12 se puede observar a detalle los electrodos de tierra y las uniones.

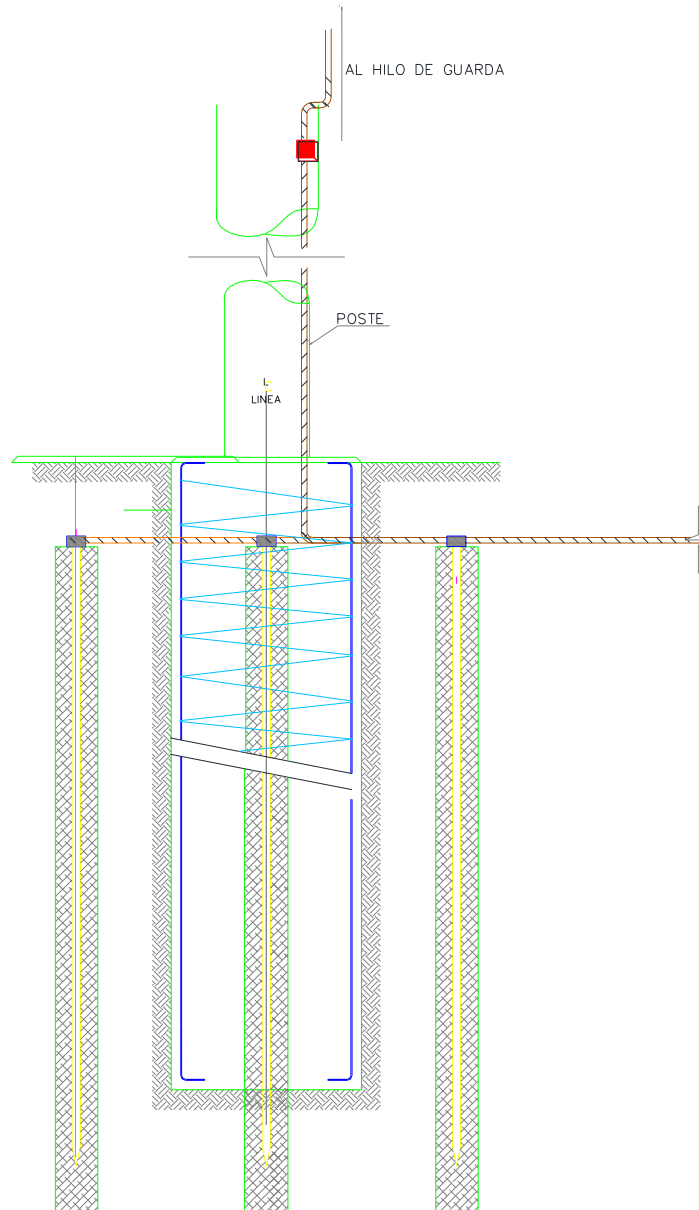


Figura 2.12. Sistema de puesta a tierra poste para estructura terciaria.

2.3.7 Memoria de cálculo de flechas y tensiones para conductor

a) 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 siguiente¹³ [12]:

¹³ La metodología se hace en base a la Especificación CFE J1000-50 [12] “Torres para líneas de transmisión y subtransmisión”. Apéndice B “Cálculo de presiones de viento a partir de la velocidad regional”.

La velocidad de diseño V_D es la velocidad a partir de la cual se calculan los efectos del viento en la estructura o sobre un componente de la misma, la expresión para determinarla está dada por la ecuación 2.4:

$$V_D = F_T F_\alpha V_R \left[\frac{km}{h} \right] \quad 2.4$$

donde F_T es el factor de topografía del lugar ver *Tabla 2.9* [12], para este caso en particular se considerará de 1 debido a las características 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 en las ecuaciones 2.5,2.6,2.7 y V_R es la velocidad regional que le corresponde al sitio donde se encuentra la estructura.

Tabla 2.9 Factor de topografía local

SITIOS	TOPOGRAFÍA	F_T
Protegidos	Base de promontorios y faldas de serranías del lado del sotavento.	0.8
	Valles cerrados.	0.9
Normales	Valles cerrados prácticamente planos, campo abierto, ausencia de cambios topográficos importantes, con pendientes menores de 5 %.	1
Expuestos	Terrenos inclinados con pendientes entre 5 y 10 %, valles abiertos y litorales planos.	1.1
	Cimas de promontorios, colinas y montañas, terrenos con pendientes mayores del 10 %, cañadas cerradas, valles que formen un embudo o cañón e islas.	1.2

El factor de exposición F_α , se obtiene de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$F_\alpha = 1.56 \left[\frac{10}{\delta} \right]^\alpha \quad \text{Si } z \leq 10 \text{ [m]} \quad 2.5$$

$$F_\alpha = 1.56 \left[\frac{z}{\delta} \right]^\alpha \quad \text{Si } z < 10 < \delta \text{ [m]} \quad 2.6$$

$$F_\alpha = 1.56 \quad \text{Si } z \geq 10 \text{ [m]} \quad 2.7$$

Donde z depende de la altura de enganche de los conductores y se calcula con la ecuación 2.8, los coeficientes α y δ se obtienen de la *Tabla 2.10* [12], los cuales dependen de la categoría del terreno en el que estará ubicada la línea de transmisión.

$$z = \frac{2h}{3} \text{ [m]} \quad 2.8$$

$$z = \frac{2(12.5)}{3} = 8.33 \text{ [m]}$$

Tabla 2.10. Valores de coeficientes.

COEFICIENTES	CATEGORIA DEL TERRENO			
	1	2	3	4
α : exponente que determina la forma de la variación de la velocidad del viento con la altura	0.99	0.128	0.156	0.17
δ : altura medida a partir del nivel de terreno de desplante o altura gradiente	245	315	390	455

La clasificación del terreno se hace en base a su rugosidad como se muestra en la *Tabla 2.11* [12].

Tabla 2.11. Categoría del terreno.

CATEGORIA	DESCRIPCIÓN	EJEMPLOS	LIMITACIONES
1	Terreno abierto, prácticamente plano y sin obstrucciones.	Franjas costeras planas, zonas pantanosas, campos aéreos, pastizales y tierras de cultivo sin setos o bardas alrededor superficies nevadas planas.	La longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser 2 000 [m].
2	Terreno plano u ondulado con pocas obstrucciones.	Campos de cultivo o granjas con pocas obstrucciones tales como setos o bardas alrededor, árboles y construcciones dispersas.	Las obstrucciones tienen alturas de 1.5 [m] a 10 [m] en una longitud mínima de 1500 [m].
3	Terreno cubierto por numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas.	Áreas urbanas, suburbanas, o cualquier terreno con numerosas obstrucciones estrechamente espaciadas. El tamaño de las construcciones corresponden al de las casas y viviendas.	Las obstrucciones presentan alturas de 3 [m] a 5 [m], la longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser de 500 [m] a 10 veces la altura de la construcción, la que sea mayor.
4	Terreno con numerosas obstrucciones largas, altas y estrechamente espaciadas	Bosques, centros de grandes ciudades y complejos industriales bien desarrollados.	Por lo menos el 50% de los edificios tienen una altura mayor de 20 [m], las obstrucciones miden de 10 [m] a 30 [m] de altura. La longitud mínima de este tipo de terreno en la dirección del viento debe ser mayor de 400 [m] y/o 10 veces la altura de la construcción.

Por tanto se usa la ecuación 2.5, así:

$$F_{\alpha} = 1.56 \left[\frac{10}{\delta} \right]^{\alpha} = 1.0031 \quad 2.9$$

Se considera una velocidad regional¹⁴ de:

$$V_R = 0.126 \left[\frac{km}{h} \right] \quad 2.10$$

$$V_D = F_T F_{\alpha} V_R = (1.0)(1.0031)(0.126) = 0.126 \cong 0.13 \left[\frac{km}{h} \right] \quad 2.11$$

¹⁴ Datos tomados de las características particulares del proyecto, plasmadas en las bases de licitación del mismo.

Cálculo de la 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:

$$q_z = 0.0000471(G)(V_D^2) \left[\frac{kN}{m^2} \right] \tag{2.12}$$

El factor de 0.0000471 corresponde a un medio de la densidad del aire en condiciones estándar¹⁵, G que es el factor de corrección por temperatura y altura con respecto al nivel del mar y se obtiene considerando la siguiente expresión:

$$G = \frac{2.94 \cdot \Omega}{273 + \tau} \text{ [adimensional]} \tag{2.13}$$

donde:

Ω = Presión barométrica (Ver *Tabla 2.12* [12]) [kPa]

τ = Temperatura ambiente =10.7 [°C]

Tabla 2.12. Relación altitud y presión barométrica en [kPa].

ALTITUD [msnm]	PRESIÓN BAROMÉTRICA [kPa]
0	101.32
500	95.99
1000	89.92
1500	84.66
2000	79.99
2500	75.33
3000	70.66
3500	65.99

Dado que el valor de altitud que se tiene en la línea (2900 [m.s.n.m]) no está dentro de la tabla se recurre a la interpolación:

ALTITUD [msnm]	PRESIÓN BAROMÉTRICA [kPa]
2500	75.33
3000	70.66

Presión barométrica (Ω)= 72.528 [kPa]

¹⁵ $\rho = 1.2255 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ para 15 [°C] al nivel del mar.

$$G = \frac{2.94 \cdot 72.528}{273 + 10.7} = 0.751611 \text{ [adimensional]} \quad 2.14$$

Por lo tanto la presión dinámica de base es:

$$q_z = 0.0000471(G)(V_D^2) = 5.97 \times 10^{-7} \text{ [kN/m}^2\text{]} \quad 2.15$$

Cálculo de presiones equivalentes sobre los conductores

Se calculan con la siguiente expresión:

$$P_z = 0.6(F_{gc})(C_{ac})(q_z) \text{ [kPa]} \quad 2.16$$

donde:

P_z = Presión dinámica equivalente a la altura z , que se aplica en forma estática [kPa].

0.6 = Factor que se aplica en base a las recomendaciones de la Norma IEC 60826 [10].

C_{ac} = Coeficiente de arrastre de los conductores (se toma el valor de 1).

q_z = Presión dinámica de base [kPa].

F_{gc} = Factor de respuesta dinámica de conductores.

Cálculo del factor de respuesta dinámica de conductores

Este factor corrige el valor de la presión de viento para tomar en cuenta las características dinámicas de los conductores y del viento y se calcula con la siguiente expresión:

$$F_{gc} = \frac{1}{g_z^2} \left[1 + 12.86\sqrt{K} \left(\frac{10}{z} \right)^{\alpha'} \left(\frac{1}{1 + 0.8 \frac{L}{L_s}} \right)^{1/2} \right] \quad 2.17$$

donde:

g_z = Factor de ráfaga se calcula de acuerdo a la ecuación 2.18.

α' = Factor de variación de potencia, se toma en función de la *Tabla 2.13*.

L_s = Escala de turbulencia del viento, se toma en función de la *Tabla 2.13*.

K = Factor de rugosidad del terreno, se toma en función de la *Tabla 2.13* [12].

L = Claro libre entre apoyos del tramo en consideración.

Tabla 2.13. Factor de variación de potencia, de turbulencia del viento y rugosidad del terreno.

Tipo de terreno	K	L_s [m]	α'
1	0.0030	72.10	0.121
2	0.0065	63.70	0.164
3	0.0142	53.50	0.216

4	0.0318	44.50	0.262
---	--------	-------	-------

Cálculo del factor ráfaga

El factor de ráfaga es la relación entre la velocidad máxima promediada en dos lapsos de tiempo, el cual debe ser suficientemente largo para que las condiciones del flujo no afecten el valor promedio, se recomienda usar el valor de una hora, y se calcula con la ecuación 2.18.

$$g_z = \left(\frac{1 - \left\{ 0.6226 \left[\kappa \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta - \xi \right]^{1.2716} * \ln \left(\frac{3}{3600} \right) \right\}}{1 \mp \left\{ 0.6226 \left[\kappa \left(\frac{z}{\delta} \right)^\eta \right]^{1.2716} * \ln \left(\frac{600}{3600} \right) \right\}} \right) \quad 2.18$$

donde:

κ , η y ξ = Factores que dependen de la turbulencia y de la rugosidad del sitio, y se toman en base a la *Tabla 2.14* [12].

δ = Altura gradiente [m]

Tabla 2.14. Factores κ , η y ξ .

FACTORES	CATEGORIA DEL TERRENO			
	1	2	3	4
κ	0.391	0.382	0.369	0.363
η	-0.032	-0.054	-0.096	-0.151
ξ	0.295	0.265	0.227	0.195
δ	245	315	390	455

$$P_z = 0.00031 [Pa] \text{ para viento máximo}$$

$$P_z = 0.00008 [Pa] \text{ para viento reducido}$$

Los conductores se ven limitados por su tensión mecánica de ruptura, que es el valor al cual el conductor puede destruirse. Por este motivo, cada una de las hipótesis de diseño trabaja a un porcentaje específico de esta tensión:

- Tensión mecánica máxima en conductores en condición diaria (H1): 22% (ver *Tabla 2.1*)
- Tensión mecánica en conductores en condición de tensión eléctrica máxima: 33% (ver *Tabla 2.1*)

b) Determinación de la flecha en la catenaria por libramiento en terreno plano

En el caso de que la línea se ubique en terreno plano, y con la información de altura de las estructuras se puede calcular el valor de la flecha. La cual contempla el libramiento mínimo requerido a tierra. La flecha

de la catenaria se calcula con la ecuación 2.19. En la Figura 2.13 se pueden observar éstos parámetros.

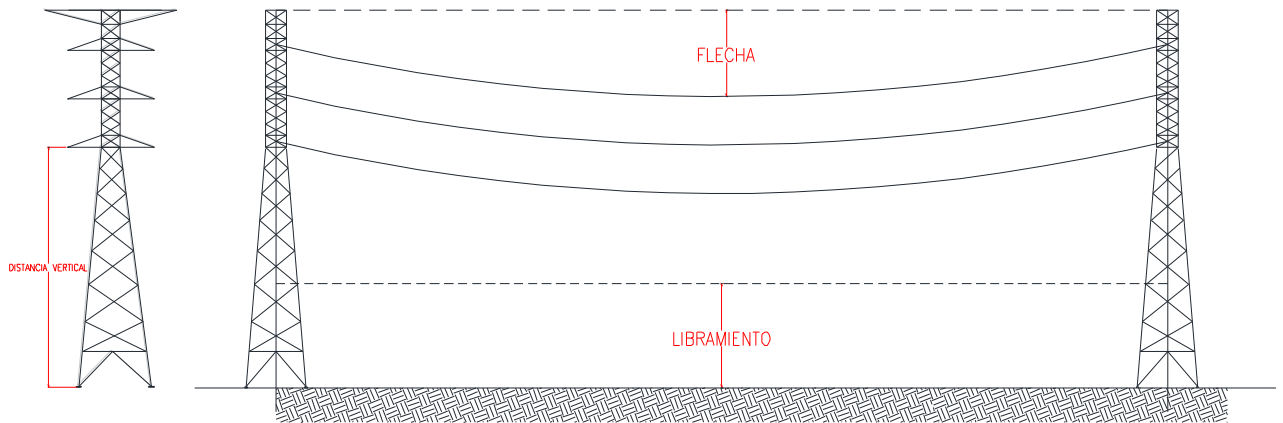


Figura 2.13. Estructura de transmisión utilizada en el proyecto.

$$f = h - Is \quad 2.19$$

Donde:

f = Flecha [m]

h = Distancia vertical del punto de sujeción del conductor más bajo a tierra [m]

Is = Libramiento mínimo [m]

En la Figura 2.14 se muestra la estructura utilizada en el proyecto, de la cual se obtuvieron los siguientes datos:

$$h = 13 [m] \quad Is = 7 [m] \quad f = 6 [m]$$

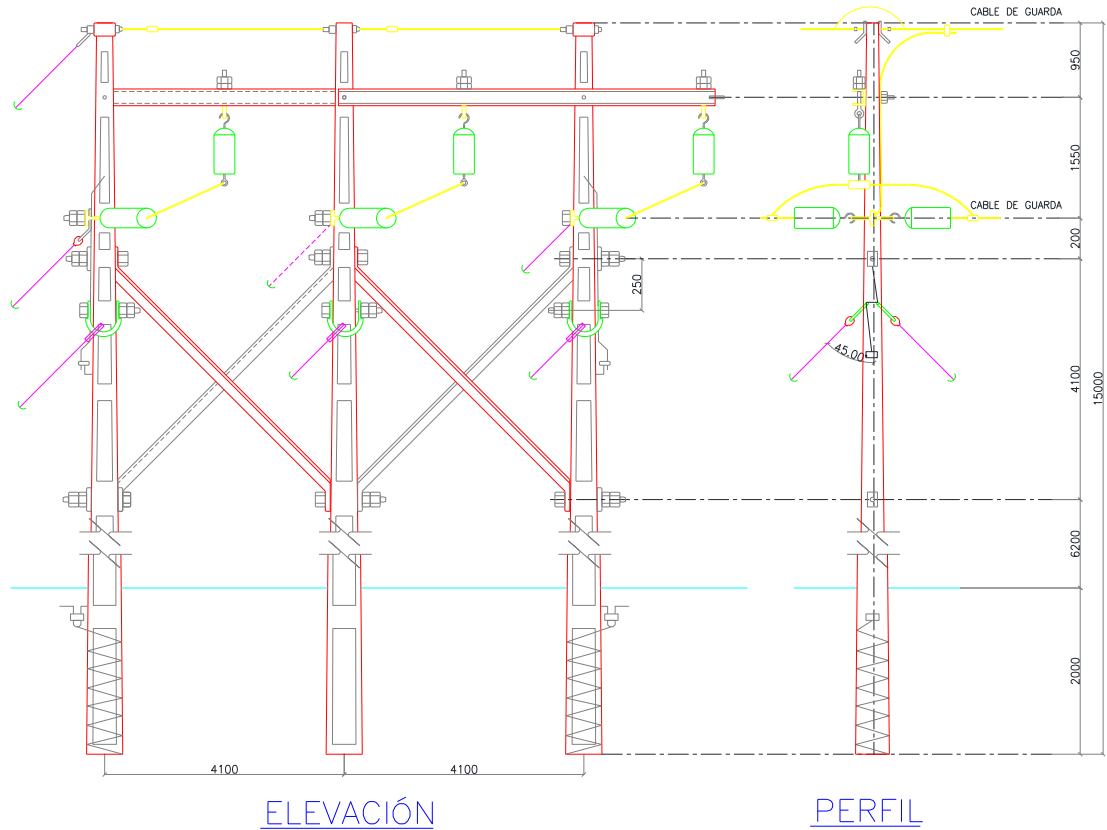


Figura 2.14. Estructura de transmisión utilizada en el proyecto.

c) Memoria de cálculo de flechas y tensiones

Como se mencionó se usaron las hipótesis de carga empleadas por la Comisión Federal de Electricidad, las cuales están asociadas a diferentes condiciones de presión, temperatura, tensión de ruptura de conductor y condición de conductor como se muestra en la *Tabla 2.15* [3].

Tabla 2.15 Hipótesis de diseño y sus características

Hipótesis	Consideraciones básicas				
	Temperatura de diseño [°C]	Presión de viento [Pa]	% de tensión de ruptura máxima ¹⁶	Sobrecarga de hielo en [mm]	Condición de conductor
H1. Tensión diaria EDS	Media anual ¹⁷	0	22	0	Final después de la carga máxima
H2. Flecha máxima	Máxima	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 ¹⁸	0	33	0	Final después de carga máxima
H5. Viento reducido	Mínima	Presión de viento reducido	33	5	Inicial por carga máxima
H6. Balanceo de conductores	16	-- ¹⁹	22	0	Final después de carga
H7. Condición de rayo	15	41.2	--	0	Final después del creep a 10 años

El cálculo del parámetro se basa en la ecuación de cambio de estado, la cual establece que dadas ciertas condiciones iniciales, se puede calcular el comportamiento mecánico de la línea de transmisión, para condiciones diferentes. Corresponde a la ecuación 2.20, de tercer grado.

La ecuación de cambio de estado considera deformaciones elásticas provocadas por el cambio de temperatura y el cambio de tensión mecánica en el conductor, del estado inicial al estado final. Deformaciones plásticas provocadas por el cambio del módulo de elasticidad debido a la aplicación de tensiones máximas y la fluencia metálica del conductor debida al tiempo.

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} \quad 2.20$$

¹⁶ El porcentaje de las tensiones de ruptura se basa en la recomendación de la Norma IEC 60826 [10] “Design criteria of overhead transmission lines”.

¹⁷ La temperatura máxima de diseño se determina en función del rango térmico de la línea.

¹⁸ Temperatura mínima registrada en la trayectoria, pero no mayor a -10 [°C].

¹⁹ La presión de viento para la hipótesis de balanceo de conductores debe ser:

- 285 [Pa] para zonas expuestas y rurales
- 187 [Pa] para zonas urbanas y protegidas

Cuyos componentes son los siguientes:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B} (t_2 - t_1) \quad 2.21$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_1)^2 \quad 2.22$$

En estas expresiones es necesario calcular las constantes involucradas

Cálculo de constante \bar{A}

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} \quad 2.23$$

Donde:

E Módulo de elasticidad final del conductor [N/mm²]

Cálculo de γ

$$\gamma = \frac{W_C}{A} \quad 2.24$$

Donde:

A Sección del conductor [mm²]

W_C Peso unitario del conductor [N/m]

Cálculo de la constante \bar{B}

$$\bar{B} = \alpha \cdot E \quad 2.25$$

Donde:

α Coeficiente de dilatación lineal del conductor [1/°C]

E Módulo de elasticidad final del conductor [N/mm²]

Cálculo de la componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales:

$$T_1 = \frac{T_2}{A} \quad 2.26$$

Donde:

T_1 Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales [N/mm²]

T_2 Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales [N/mm²]

A Sección del conductor [mm²]

Cálculo de tensión buscada (H2)

$$H_2 = T_2 \cdot A \quad 2.27$$

Donde:

H_2	Tensión buscada [N]
T_2	Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales [N/mm ²]
A	Sección del conductor [mm ²]

Cálculo de la flecha del conductor en función de H2

$$f = \frac{W_C S^2}{8H_2} \quad 2.28$$

Donde:

H_2	Tensión buscada [N]
S	Claro base considerado [m]
W_C	Peso unitario del conductor [N/m]

Cálculo de sobrecarga en el conductor en condiciones finales

$$Z_2 = \frac{[(W_C + W_h)^2 + W_v]}{W_C} \quad 2.29$$

Donde:

Z_2	Sobrecarga en el conductor en condiciones finales [N]
W_C	Peso unitario del conductor [N/m]
W_h	Peso del hielo depositado sobre el conductor [N/m]
W_v	Fuerza debida a la presión del viento sobre el conductor [Pa]

Cálculo de la fuerza a la presión del viento sobre el conductor

$$W_v = \frac{P_v \cdot D + 2D_h}{1000} \quad 2.30$$

Donde:

W_v	Fuerza debida a la presión del viento sobre el conductor [Pa]
D	Diámetro del conductor [mm]
P_v	Presión de viento [N/m ²]
D_h	Diámetro del espesor de hielo [mm]

Cálculo del parámetro supuesto

$$P = \frac{H}{W_C} \quad 2.31$$

Donde:

P	Parámetro [m]
H	Tensión en el conductor [N]
W_C	Peso unitario del conductor [N/m]

Cálculo del volumen del espesor del hielo

$$V_h = \frac{\pi((D + 2D_h)^2 - D^2)}{4} * 1000 \quad 2.32$$

Donde:

D	Diámetro del conductor [mm]
V_h	Volumen del espesor del hielo [mm ³]
D_h	Diámetro del espesor de hielo [mm]

Cálculo del peso del hielo depositado sobre el conductor

$$W_h = V_h \times \rho_h \quad 2.33$$

Donde:

W_h	Peso del hielo depositado sobre el conductor [N/m]
V_h	Volumen del espesor del hielo [mm ³]
ρ_h	Densidad específica del hielo 8.9×10^{-7} [kg/m ³]

Se plantean las condiciones base (condiciones iniciales), a partir de las cuales se desarrolla el cálculo. Se usa la ecuación 2.31 para determinar la tensión mecánica base, partiendo de que se conoce el valor del parámetro, para este caso seleccionamos 700 [m]:

$$H = W_C P = (9.12 \text{ [N/m]}) (700 \text{ [m]}) = 6384 \text{ [N]} \quad 2.34$$

Ya que se conoce la tensión base podemos calcular el porcentaje de uso respecto a la tensión de ruptura del conductor la cual se determina con la ecuación 2.35:

$$\% = \frac{\text{Tensión a } 10.7 \text{ [}^\circ\text{C]}}{\text{Tensión de ruptura}} \times 100 = \frac{6384 \text{ [N]}}{84028.69 \text{ [N]}} \times 100 = 7.59 \cong 7.6 \text{ [N]} \quad 2.35$$

Tabla 2.16 Condiciones base (iniciales).

Condición	Valor	Descripción
Claro base (S)	81 [m]	Es el valor de la longitud del claro que representa las diferentes magnitudes de los claros efectivos que conforman la línea.
Temperatura base	10.7 [°C]	Temperatura media anual.
% de tensión de ruptura	7.6 %	Porcentaje de la tensión de ruptura del conductor base.
Tensión mecánica (H1)	6384 [N]	Tensión mecánica base (inicial).

Tabla 2.17 Condiciones climatológicas.

Condición	Valor	Descripción
Temperatura máxima	33 [°C]	Temperatura máxima registrada en sitio.
Temperatura media	10.7 [°C]	Temperatura promedio registrada en sitio.
Temperatura mínima	-8 [°C]	Temperatura mínima registrada en sitio.
Velocidad regional de viento	2.10 [m/s]	Velocidad de viento predominante en sitio.
Altitud máxima	2 901 [m.s.n.m]	Altitud máxima registrada en la trayectoria de la línea.
Altitud mínima	2 898 [m.s.n.m]	Altitud mínima registrada en la trayectoria de la línea.
Presión de viento máxima	356.88 [Pa]	Cálculo en base a la velocidad regional de viento máxima.
Presión de viento mínima	66.348 [Pa]	Cálculo en base a la velocidad regional de viento mínima.

Tabla 2.18 Hipótesis de diseño para el caso particular.

Hipótesis	Consideraciones básicas				
	Temperatura de diseño [°C]	Presión de viento [Pa]	% de tensión de ruptura máxima	Sobrecarga de hielo en [mm]	Condición de conductor
H1. Tensión diaria EDS	10.7	0	22	0	Final después de la carga máxima
H2. Flecha máxima	33	0	22	0	Final después del creep a 10 años
H3. Viento máximo	11.7	0.00031	33	0	Inicial por carga máxima
H4. Flecha mínima	-10	0	33	0	Final después de carga máxima
H5. Viento reducido	-10	0.00008	33	5	Inicial por carga máxima
H6. Balanceo de conductores	16	285	0	0	Final después de carga
H7. Condición de rayo	15	41.2	0	0	Final después del creep a 10 años

Cálculo de constantes en condición base

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{9.12 \text{ [N/m]}}{273.21 \text{ [mm}^2\text{]}} = 3.34 \times 10^{-2} \text{ [N/m - mm}^2\text{]}$$

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{6386.18 \text{ [N]}}{273.21 \text{ [mm}^2\text{]}} = 23.37 \text{ [N/mm}^2\text{]}$$

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{(3.34 \times 10^{-2} \text{ [N/m - mm}^2\text{]})^2 (75032.77 \text{ [N/mm}^2\text{]})}{24} = 3.4838 \text{ [adimensional]}$$

$$\bar{B} = \alpha \cdot E = 1.88 \times 10^{-5} \left[\frac{1}{\text{°C}} \right] * 75032.77 \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] = 1.4106 \text{ [adimensional]}$$

Desarrollo de cálculo

Hipótesis de carga H1 (EDS), estado de carga diaria.

Condiciones Base		Condiciones Finales	
$H_1 = 6386.18 \text{ N}$		$t_2 = 10.7 \text{ }^\circ\text{C}$	
$t_1 = 10.7 \text{ }^\circ\text{C}$			
$Z_1 = Z_2$	Sin viento y sin hielo		

En base a la ecuación 2.20 y empleando las ecuaciones 2.21 y 2.22 , las constantes \bar{M} y \bar{N} queda de la siguiente forma.

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B} (t_2 - t_1) = -18.47$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_1)^2 = 22856.31$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 2.20 se tiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N}$$

Resolviendo la ecuación de tercer grado, se obtiene el esfuerzo horizontal en condiciones finales.

$$T_2 = 23.37 \text{ [N/mm}^2\text{]}$$

Aplicando la ecuación 2.27 para obtener la tensión horizontal a la que estará sometido el conductor.

$$H_2 = T_2 * A = 23.37 \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] * 273.211 \text{ [mm}^2\text{]} = 6384.97 \text{ [N]}$$

Se determina la flecha bajo condiciones de H1, la cual se calcula con la ecuación 2.28.

$$f = \frac{W_c S^2}{8H_2} = 1.17 \text{ [m]}$$

Se considera el % de uso de la tensión de ruptura de conductor con la siguiente expresión.

$$\% = \frac{\text{Tension a } 10.7 \text{ [}^\circ\text{C]}}{\text{Tension de ruptura}} \times 100 \quad 2.36$$

$$\frac{6384.97 \text{ [N]}}{84028.69 \text{ [N]}} = 7.59 \%$$

Determinando el parámetro bajo la condición H1, con la ecuación 2.31.

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{6384.97 \text{ [N]}}{9.12 \text{ [N/m]}} = 700 \text{ [m]}$$

El cálculo mencionado se hace para cada una de las 6 hipótesis de carga restantes, y para hilo de guarda con y sin fibras ópticas.

Tabla 2.19 Resumen de los siete estados de carga analizados.

Condición de carga	Concepto					
	Tensión	Temperatura	Viento	Hielo	Parámetro	Flecha
	[N]	[°C]	[Pa]	[mm]	[m]	[m]
H1 (EDS)	6384.97	10.7	0	0	700	1.17
H2 (Vto. Máximo)	4999.74	33	0	0	548.21	1.45
H3 (Vto. Máximo)	6308.41	11.7	0.00031	0	750	1.18
H4 (flecha mínima)	8737.25	-8	0	0	958.03	0.85
H5 (vto. Reducido)	9914.79	-8	0.00008	5	774.94	0.75
H6 (bal. Conductores)	6966.85	16	285	0	631.42	1.29
H7 (Rayo)	6611.68	15	41.2	0	721.47	1.13

d) Software de diseño PLS-CADD™

Power Line Systems Computer Aided Design and Drafting (PLS-CADD™) [19], desarrollado en MS-WINDOWS es un programa comercial, para el diseño estructural y geométrico de líneas de transmisión aéreas. Integra en un medio ambiente informático los algoritmos necesarios para el diseño geométrico y estructural de una línea de transmisión aérea. En el APÉNDICE A: SOFTWARE ESPECIALIZADO PLS-CADD™ se explica una breve introducción al software.

Para el cálculo de flechas y tensiones PLS-CADD™ dispone de cuatro niveles de modelado:

Nivel 1. Método del claro regla

El análisis comprende un único conductor, se asume que no hay interacción entre el conductor y otras fases del mismo circuito eléctrico o con conductores en otros circuitos. La componente horizontal de tensión a lo largo del conductor en todos los tramos de la sección de tensión entre extremos es constante. Este método resulta muy inexacto cuando se calculan flechas y tensiones a muy altas temperaturas.

Nivel 2. Modelado con elemento finito (EF) ignorando interacción entre conductores

Con este método se asume que todas las estructuras son infinitamente rígidas, resulta muy útil en situaciones con niveles de cargas no balanceadas.

Nivel 3. Modelado con elemento finito considerando la interacción entre conductores

Se asume que todos los conductores entre dos estructuras infinitamente rígidas son analizados simultáneamente, considerando entonces la posibilidad de alguna interacción longitudinal entre las fases.

Nivel 4. Modelado con elemento finito análisis del sistema completo

Modela todos los conductores y estructuras de soporte de una gama completa de secciones de tensión, como una única estructura gigantesca. Se crea automáticamente un modelo de elementos finitos gigante, a partir de los modelos de elementos finitos individuales de los soportes individuales y de los conductores interconectados. Este modelo se usa en sistemas bajo altas temperaturas y condiciones de hielo no balanceadas.

Este programa no es sólo una herramienta invaluable para la ingeniería de nuevas líneas, sino también una herramienta muy poderosa para la evaluación de líneas existentes. Se presenta una comparación entre los resultados obtenidos con la ecuación de cambio de estado (ecuación 2.20), tomando los resultados del software como verdaderos.

e) Resultados obtenidos con el software PLS-CADD®

PLS-CADD Version 13.20 15:41:29 martes, 18 de agosto de 2015

Project Name: '\\reportes laura\reporte3.DON'

Criteria notes:

Section #5 from structure #1 to structure #2, start set #5 'P3', end set #5 'P3'
 Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span (m) 80.436
 Sagging data: Catenary (m) 700.8 Condition C Temperature (deg C) 10.7
 Weather case for final after creep H1-Tensión Diaria EDS, Equivalent to 0.1 (deg C) temperature increase
 Weather case for final after load H3-Viento Máximo, Equivalent to 0.1 (deg C) temperature increase

Ruling Span Sag Tension Report

# Description	Weather Case			Cable Load			R.S. Initial Cond.			R.S. Final Cond.			R.S. Final Cond.					
	Hor.	Vert	Res.	Max.	Hori.	%	R.S.	Max.	Hori.	%	R.S.	Max.	Hori.	%	R.S.			
	Load			Tens. Tens. UL			Sag			Tens. Tens. UL			Sag					
	(daN/m)			(daN) (daN)			(m) (m)			(daN) (daN)			(m) (m)					
1 H1-Tensión Diaria EDS	0.00	0.91	0.91	644	639	8	701	1.15	644	639	8	701	1.15	644	639	8	701	1.15
2 H2-Flecha Máxima	0.00	0.91	0.91	506	501	6	550	1.47	506	501	6	550	1.47	506	501	6	550	1.47
3 H3-Viento Máximo	0.00	0.91	0.91	636	631	8	692	1.17	635	631	8	692	1.17	636	631	8	692	1.17
4 H4-Flecha Mínima	0.00	0.91	0.91	845	840	10	922	0.88	839	834	10	915	0.88	838	833	10	914	0.88
5 H5-Viento Reducido	0.00	0.91	0.91	845	840	10	922	0.88	839	834	10	915	0.88	838	833	10	914	0.88
6 H6-Balanceo de cables	0.62	0.91	1.10	695	690	8	626	1.29	695	690	8	626	1.29	695	690	8	626	1.29
7 H7-Condición de Rayo	0.09	0.91	0.92	612	607	7	663	1.22	613	608	7	664	1.22	613	608	7	664	1.22

Tension Distribution in Inner and Outer Materials

# Description	Initial Condition			Final After Creep			Final After Load		
	Total	Core	Outer	Total	Core	Outer	Total	Core	Outer
1 H1-Tensión Diaria EDS	639	249	390	639	249	390	639	249	390
2 H2-Flecha Máxima	501	252	249	501	252	249	501	252	249
3 H3-Viento Máximo	631	248	383	631	248	383	631	248	383
4 H4-Flecha Mínima	840	282	558	834	286	548	833	286	548
5 H5-Viento Reducido	840	282	558	834	286	548	833	286	548
6 H6-Balanceo de cables	690	286	404	690	286	404	690	287	403
7 H7-Condición de Rayo	607	247	360	608	247	360	608	247	360

Análisis de resultados

Tabla 2.20 Comparación de resultados obtenidos.

Condición de carga	Ecuación de cambio de estado		Software Especializado		%diferencia tensión	%diferencia flecha
	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha		
	[daN]	[m]	[daN]	[m]		
H1 (EDS)	638.49	1.17	644	1.15	0.85	1.73
H2 (Vto. Máximo)	499.97	1.45	506	1.47	1.19	1.37
H3 (Vto. Máximo)	630.84	1.18	636	1.17	0.81	0.85
H4 (flecha mínima)	873.72	0.85	845	0.88	3.39	3.40
H5 (vto. Reducido)	991.47	0.75	845	0.88	17.3	14.7
H6 (bal. Conductores)	696.68	1.29	695	1.29	0.24	0
H7 (Rayo)	661.16	1.13	612	1.22	8.03	7.3

En la Tabla **2.20**, se puede observar que los resultados que se obtienen de forma analítica usando la ecuación de cambio de estado, tienen un pequeño margen de error respecto a los resultados obtenidos en la simulación del software especializado.

El análisis de flechas y tensiones, es el cálculo medular del diseño electromecánico de una línea de transmisión, ya que de este análisis dependerá, entre otros factores de la vida útil de la línea de transmisión.

CAPITULO 3 TECNOLOGÍA D-FACTS

3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

En los últimos años los dispositivos denominados por H.G. Hingorani [20] como FACTS, los cuales incorporan electrónica de potencia y controladores para mejorar el funcionamiento del sistema de potencia e incrementar la capacidad de transmisión, se han introducido para maximizar el uso de los sistemas de transmisión existentes sin perjuicio de los criterios de confiabilidad aplicables, encontrar soluciones a problemas de los lazos de flujo de potencia y resonancia síncrona [21], además para mejorar el comportamiento dinámico de las líneas de transmisión [22].

En 1998, Gamm y Golub [23] utilizan el método de descomposición singular de la matriz Jacobiana para encontrar la mejor ubicación de dispositivos FACTS con la finalidad de mejorar la estabilidad de tensión, angular y de frecuencia del sistema.

En 2000, Singh y David [24] proponen una metodología para la ubicación de dispositivos controladores con la finalidad de reducir la congestión del sistema. Los dos dispositivos utilizados son el compensador serie y el transformador defasador (*Phase-Shifter, PS*). Aquí se propone un índice de desempeño en el control de flujo de potencia activa, el cual indica el grado de congestión en que se encuentra el sistema, se obtienen las derivadas parciales de dicho índice con respecto a las variables de estado de los dispositivos, y con ello se encuentran lo que se define como índice de sensibilidades, los cuales indican la localización óptima del dispositivo. Para esta metodología los autores utilizan flujos en corriente directa para obtener los flujos de potencia activa en las líneas.

Sin embargo, actualmente se han enfocado los esfuerzos en desarrollar dispositivos FACTS para la mejora de su desempeño en la reducción de costos de inversión y la minimización de pérdidas. Esto porque a pesar de que los FACTS han alcanzado un estado de madurez técnica, no han podido tener una importante penetración en el mercado, principalmente debido a su alto costo de inversión y a su complejidad [25].

Los sistemas de transmisión a niveles de tensión mayores a 115 [kV] requieren del uso de dispositivos de electrónica de potencia los cuales aportan muy altas corrientes de falla (del orden de 60 000 [A]) y requerimientos de aislamiento los cuales se traducen en esfuerzos en el sistema eléctrico de potencia, especialmente en sistemas de tipo serie que son requeridos para controlar el flujo de potencia.

Los FACTS requieren de fuerza de trabajo con habilidades específicas en campo para mantener y operar el sistema, las cuales no están dentro de las competencias normalmente requeridas [6].

Los esfuerzos tecnológicos de los últimos 20 años en muchas áreas de la ingeniería eléctrica han hecho esta tecnología más rentable, con dispositivos más rápidos y costos más atractivos. Adicionalmente, la tecnología digital e inalámbrica ha hecho que el control y la comunicación con estos dispositivos los vuelvan cada vez más adaptables y compatibles con sistemas de comunicación y control actualmente empleados en la industria.

Los dispositivos FACTS son usados principalmente para cumplir los siguientes objetivos [26]:

- ✓ Mejorar los límites de estabilidad transitoria de la línea.
- ✓ Mejorar el amortiguamiento del sistema existente [27].
- ✓ Mejorar la estabilidad de tensión eléctrica.
- ✓ Mitigar la resonancia subsíncrona [27].
- ✓ Minimizar las corrientes de cortocircuito.
- ✓ Mejorar la integración de la generación eólica a la red²⁰.
- ✓ Mejorar el comportamiento de los enlaces HVDC.

3.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA DISTRIBUIDA (D-FACTS)

Recientemente, con los avances de la tecnología FACTS, se ha conceptualizado una nueva generación de dispositivos para la compensación serie. Estos incorporan las herramientas tecnológicas más modernas para convertirlos en módulos pequeños, ligeros y fáciles de ensamblar. La **Figura 3.1** y la Figura 3.2 [28] muestra los dispositivos instalados sobre los conductores en la línea de transmisión.

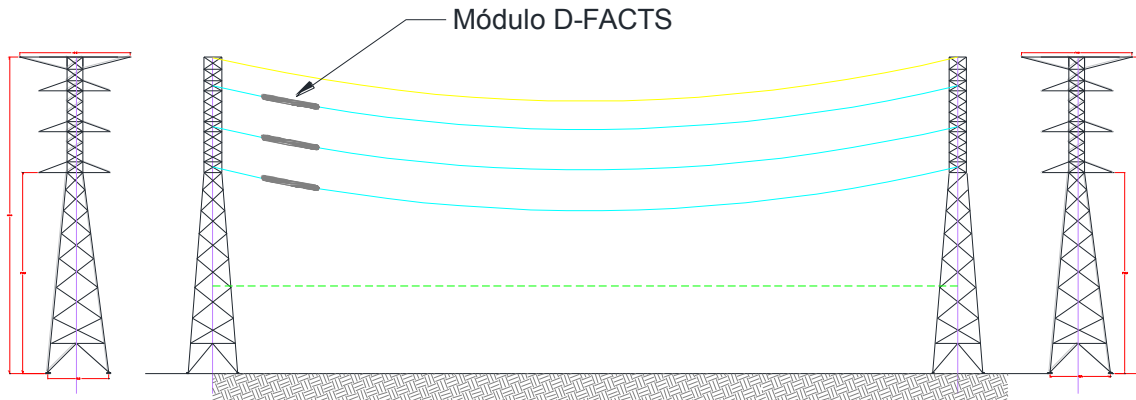


Figura 3.1. D-FACTS en líneas de transmisión.

²⁰ Una de las características de la generación eólica es la constante variación del materia prima (velocidad del viento), lo cual provoca principalmente inyección de armónicos al sistema eléctrico de potencia.



Figura 3.2. D-FACTS en líneas de transmisión real.

Los últimos trabajos de aplicación para estos dispositivos son aportaciones de Deepak Divan [29], quien se ha enfocado en el estudio e impacto para hacer más rentable el uso y desempeño de la red eléctrica. No obstante, se han desarrollado otros importantes trabajos en donde se resalta su aplicación en otros segmentos de la industria eléctrica, como en la generación distribuida, en particular para el aprovechamiento de energías renovables [30], la calidad de la energía, el control de tensión eléctrica, comportamiento dinámico y transitorio [31], etc.

El concepto de Impedancia Serie Distribuida (DSI) introduce la posibilidad de tener impedancia variable para el control del flujo de potencia activa de la línea. Cada uno de los módulos D-FACTS puede ser controlado para incrementar o disminuir la impedancia de la línea, o en algunos casos mantener ésta inalterable [32]. Con un número finito²¹ de dispositivos operando en conjunto, es posible tener un impacto significativo en el flujo de potencia de la línea.

Los dispositivos D-FACTS ofrecen la habilidad de mejorar la capacidad de transferencia y se obliga al flujo a transitar por las líneas que están muy por debajo de su utilización, logrando así desahogar las

²¹ La determinación del número de dispositivos a instalar estará determinado por el análisis de sensibilidades en la red.

partes congestionadas de la red y la mejor utilización de líneas con capacidad disponible.

Cada módulo D-FACTS contiene un pequeño inversor monofásico, una conexión de comunicación y un transformador de corriente, el cual es mecánicamente acoplado sobre la superficie del conductor de la línea de transmisión. La redundancia de estos dispositivos ofrece una operación ininterrumpida en los eventos de falla, permitiendo altos niveles de confiabilidad. En la Figura 3.3 [33] se muestra el módulo D-FACTS acoplado en el conductor.

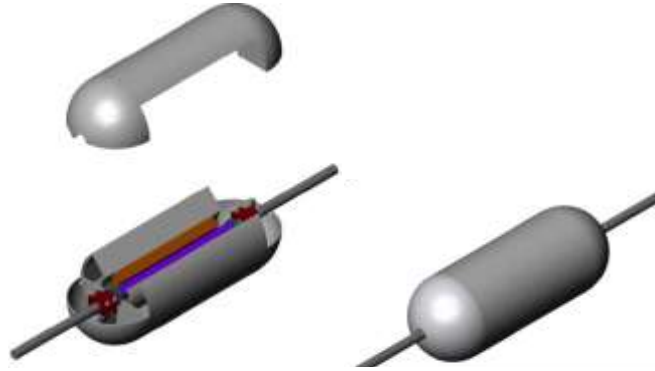


Figura 3.3. Dispositivo acoplado en el conductor.

3.3 APLICACIONES DE COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA

Los sistemas de transmisión flexible de corriente alterna (FACTS) son capaces de controlar el flujo de potencia para liberar a la línea de transmisión de congestión y limitar el flujo de corriente, pero el alto costo es el principal obstáculo en la implementación de estos dispositivos. D. Divan sugirió un nuevo concepto: dispositivos distribuidos (D-FACTS) como una solución alternativa para el control de flujo de potencia, el concepto de Impedancia serie distribuida (*DSI, Distributed Series Impedance*).

El DSI puede ser suficientemente pequeño y ligero para ser colocado en la línea de transmisión, factible eléctrica y mecánicamente, como se muestra en la Figura 3.1. La potencia controlada por cada módulo es de aproximadamente 10 [kVA], inyectando 14 [V] a 750 [A], lo cual corresponde a 50 [μH]²² aproximadamente por módulo DSI.

3.4 TIPOS DE COMPENSADORES DISTRIBUIDOS

3.4.1 Impedancia Serie Distribuida (DSI)

Una implementación simple de un DSI usa tres interruptores, un capacitor y un inductor, en conjunto con el transformador como se muestra en la Figura 3.4. Los interruptores son preferentemente de respuesta rápida en condiciones de falla, el transformador se diseña con un gran número de vueltas en el secundario, del orden de 1:50. El transformador es normalmente interconectado por el normalmente interruptor cerrado electromecánico S_M , mientras que el interruptor abierto permite la inyección de la impedancia deseada. Cuando el interruptor S_1 está cerrado permite la inyección de inductancia total,

²² $X_L = \frac{V}{I} = \frac{14[\text{V}]}{750[\text{A}]} = 0.01866 [\Omega]$, $L = \frac{X_L}{\omega} = \frac{0.01866 [\Omega]}{377 [\text{rad/s}]} = 49.52 [\mu\text{H}]$

mientras que cuando S_2 está cerrado inyecta reactancia capacitiva X_C . El control de potencia puede ser derivado de la propia línea usando un transformador de corriente [6].

Línea de Transmisión

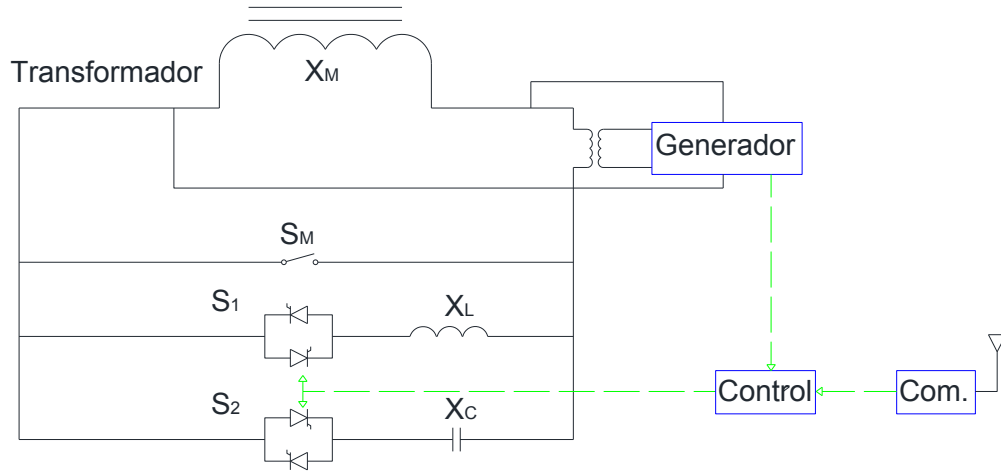


Figura 3.4. Circuito esquemático del DSI.

3.4.2 Reactor Distribuido Serie (DSR)

Uno de los dispositivos D-FACTS más desarrollado es el Reactor Distribuido Serie (DSR), como el que se muestra en la Figura 3.6 [28]. Este es un compensador tipo serie que tiene la capacidad de modificar la impedancia de la línea. En la Figura 3.5, se puede observar el circuito esquemático de un reactor distribuido serie.

El DSR puede ser modelado como una reactancia variable ΔX_{ij} conectada en serie con la reactancia de la línea X_{ij} . El DSR puede mover el flujo de potencia incrementando la reactancia de la línea,

$$X_{ij,tot} = X_{ij} + \Delta X_{ij,DSR} \quad 3.1$$

con:

$$0 \leq \Delta X_{ij,DSR} \leq \Delta \overline{X}_{ij} \quad 3.2$$

Como resultado, el flujo de potencia será direccionado a las áreas menos congestionadas del sistema.

Línea de Transmisión

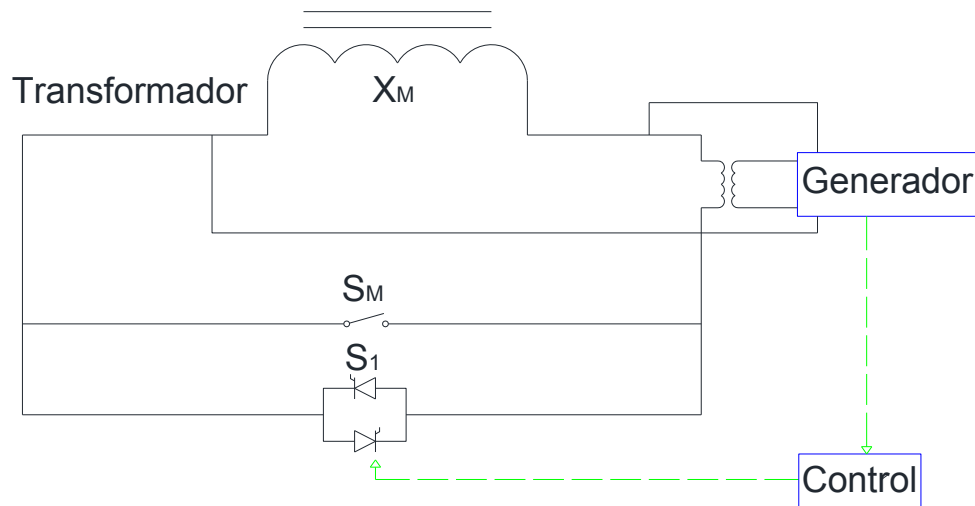


Figura 3.5. Circuito esquemático del DSR.



Figura 3.6. Dispositivo DSR.

El transformador monofásico usa al conductor de transmisión como la bobina del secundario, estableciendo directamente la tensión deseada en el conductor. Dado que el módulo no requiere aislamiento de fase a tierra, puede ser fácilmente usado en cualquier nivel de tensión eléctrica. El peso del núcleo del transformador es el parámetro de diseño más crítico.

El inversor monofásico usa cuatro transistores bipolares de puerta aislada (IGBT, *Insulated Gate Bipolar Transistor*) conectado con un filtro LC de salida y un bus de capacitancia en DC. La tensión de salida del inversor es controlada usando técnicas de modulación por ancho de pulso, y tiene dos componentes. El primero está en cuadratura con la corriente de la línea, y representa la impedancia que se desea inyectar a la línea. El segundo está en fase con la corriente de la línea, y permite la compensación de pérdidas en

el inversor y la regulación del bus de DC en el inversor. El transformador es el componente clave del módulo ya que está diseñado para que pueda ser enganchado en una línea de transmisión existente.

Un algoritmo de control para un módulo DSR se define en la ecuación 3.3,

$$L_{inj} = L_f \frac{(I - I_0)}{(I_{thermal} - I_0)} \quad 3.3$$

donde:

L_{inj} = inductancia inyectada en la línea [H].

L_f = valor final de inductancia con todos los módulos DSR activos en la línea.

I_0 = valor de arranque de corriente por módulo.

$I_{thermal}$ = valor de corriente límite (en términos térmicos) el cual no se inyecta.

El DSR soporta conductores que van desde 336 hasta 1590 [kCM], pesa entre 70 y 100 [kg], para líneas de transmisión que van desde 115 hasta 500 [kV], el promedio de vida de estos dispositivos es de 20 años, sin mantenimiento. Se pueden instalar en línea viva, respecto a las condiciones ambientales, resisten ambientes salinos, vibraciones eólicas, cargas de hielo (hasta 5 [mm] de espesor).

Un módulo DSR por fase/milla puede cambiar la impedancia de la línea aproximadamente un 2%.

No producen ningún tipo de degradación al conductor al que será instalado (térmica o mecánica). Respecto a la comunicación, ésta puede ser por un módulo instalado a tierra o comunicación a los sistemas SCADA. Actualmente es el único dispositivo disponible en el mercado [28], [30].

3.4.3 Compensador Estático Distribuido Serie (DSSC)

El Compensador Estático Distribuido Serie consiste de pequeños inversores monofásicos (aproximadamente de 10 [kVA]), un transformador monofásico (STT), junto con controles asociados, circuitos de alimentación y capacidad de comunicación integrada. Los módulos consisten en dos partes que pueden ser físicamente suspendidas alrededor del conductor de transmisión [34].

El transformador y las partes mecánicas del módulo forman un circuito magnético completo solo después de que el módulo se sujeta alrededor del conductor. El peso y tamaño del módulo DSSC es bajo, permitiendo que la unidad pueda suspenderse mecánicamente sobre la línea de transmisión. Un circuito esquemático del módulo DSSC se muestra en la Figura 3.7.

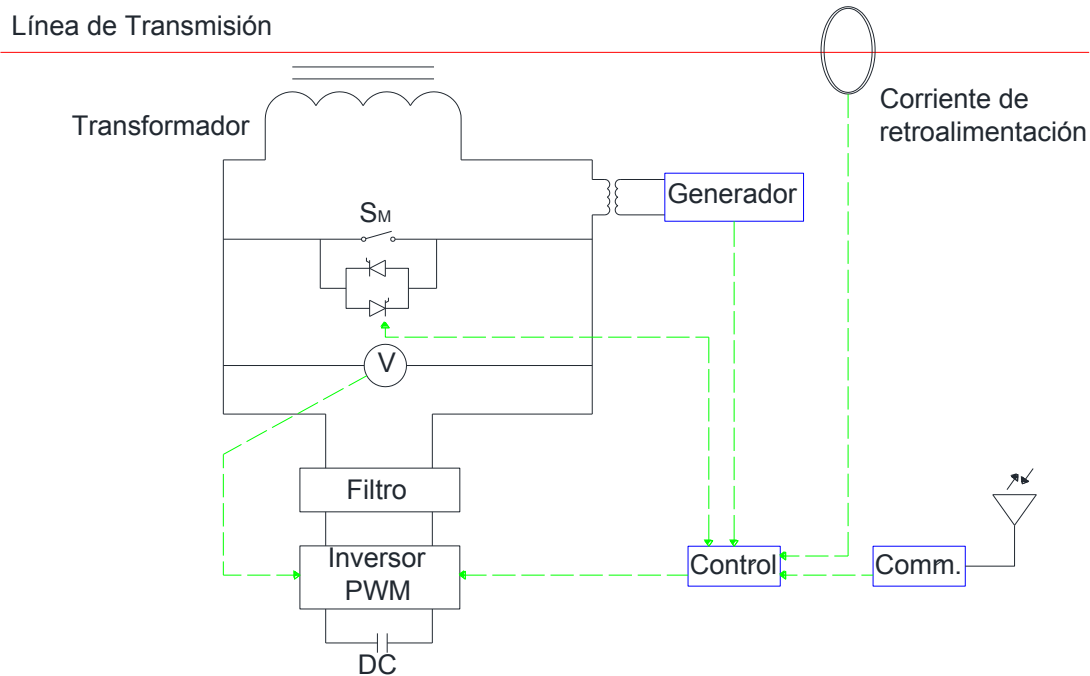


Figura 3.7. Circuito esquemático del DSSC.

El interruptor S_M del transformador (*STT, single turn transformer*) consiste de un interruptor electromecánico normalmente cerrado y un par de tiristores que mantienen la unidad en modo bypass hasta que el inversor se active.

El transformador que alimenta a la unidad de control de corriente directa se excita mediante la corriente que fluye en el devanado secundario del STT. En aproximadamente 100 [A] de corriente de línea, la alimentación en directa puede iniciar un encendido del módulo. Como el interruptor S_M se encuentra cerrado el bus de corriente directa del inversor es energizado y la operación del inversor se inicializa.

El inversor ahora puede inyectar una tensión eléctrica en cuadratura hacia la línea de corriente alterna para simular una reactancia capacitiva o inductiva, la regulación de la tensión en corriente directa del bus del inversor se mantiene utilizando el balance de potencia a través de una pequeña componente de tensión eléctrica (en fase), de manera similar a un control de filtro activo. La instrucción de la cantidad de tensión en cuadratura que es inyectada puede generarse autónomamente, o puede ser ordenada por el operador del sistema de potencia.

El mejor aprovechamiento del control del sistema se alcanza mediante el uso de múltiples módulos operando de una manera coordinada, utilizando comunicaciones o controles inteligentes [35].

3.4.4 Controlador de Flujo de Potencia Distribuido (DPFC)

EL UPFC (Controlador de Flujo de Potencia unificado) es una combinación entre el compensador estático síncrono (STATCOM) y el compensador serie estático síncrono (SSSC), los cuales están acoplados por medio de un enlace de cd, permitiendo flujo de potencia activa bidireccional entre las terminales de salida serie del SSSC y las terminales de salida en paralelo del STATCOM. La Figura 3.8 [37] muestra el circuito esquemático del UPFC.

El Controlador de Flujo de Potencia Distribuido (DPFC) puede ser considerado como un UPFC que emplea el concepto de D-FACTS y el concepto de intercambio de potencia a través de armónicos. Por lo tanto el DPFC hereda todas las ventajas del UPFC y de los D-FACTS, que son las siguientes [36]:

1. **Alta capacidad de control:** El DPFC puede controlar simultáneamente todos los parámetros del sistema de potencia: la impedancia de la línea, el ángulo de transmisión, y la tensión eléctrica en el bus. La eliminación de la conexión de cd permite la instalación separada de los convertidores del DPFC. Los convertidores serie y paralelo pueden ser localizados en el lugar más estratégico. El DPFC también puede usarse para mejorar la calidad de la energía y la estabilidad del sistema, tal como oscilaciones de potencia a baja frecuencia, caídas de tensión o desbalanceo.
2. **Alta confiabilidad:** La redundancia del convertidor serie mejora la confiabilidad. En suma, los convertidores serie y paralelo son independientes, y la posible falla en uno no repercute en el otro. Cuando ocurre una falla en el convertidor serie, éste será cortocircuitado por un libramiento de protección, de este modo será casi imperceptible para la red.
3. **Bajo costo:** No hay aislamiento de tensión entre fases requerida por el convertidor serie. Dado que el rango de potencia de cada convertidor es pequeño puede ser fácilmente producido en masa.

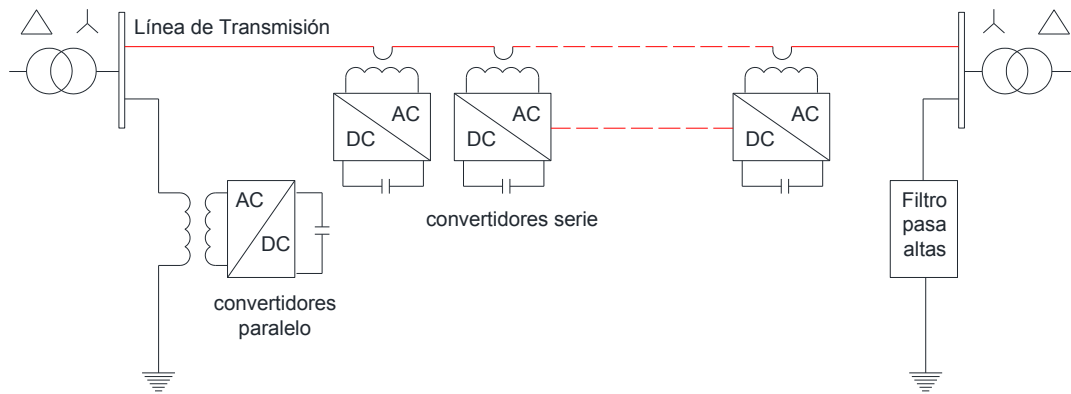


Figura 3.8. Circuito esquemático del DPFC.

La capacidad de control de flujo de potencia de un DPFC puede ser ilustrada como la potencia activa P_r y la potencia reactiva Q_r en el extremo receptor.

3.4.5 Controlador de Flujo de Potencia Dinámico (DFC)

La configuración del controlador de flujo de potencia dinámico se muestra en la Figura 3.9, cada DFC está compuesto básicamente de un transformador monofásico, un inversor de tensión monofásico, un módulo de control y un filtro. El uso de un módulo de comunicación tal como un PLC o inalámbrico permite que se logre tener un sistema eléctrico de potencia controlable.

El propósito principal del DFC es controlar la impedancia efectiva de una línea de transmisión de una forma rápida y flexible para de esta forma controlar el flujo de potencia activa total.

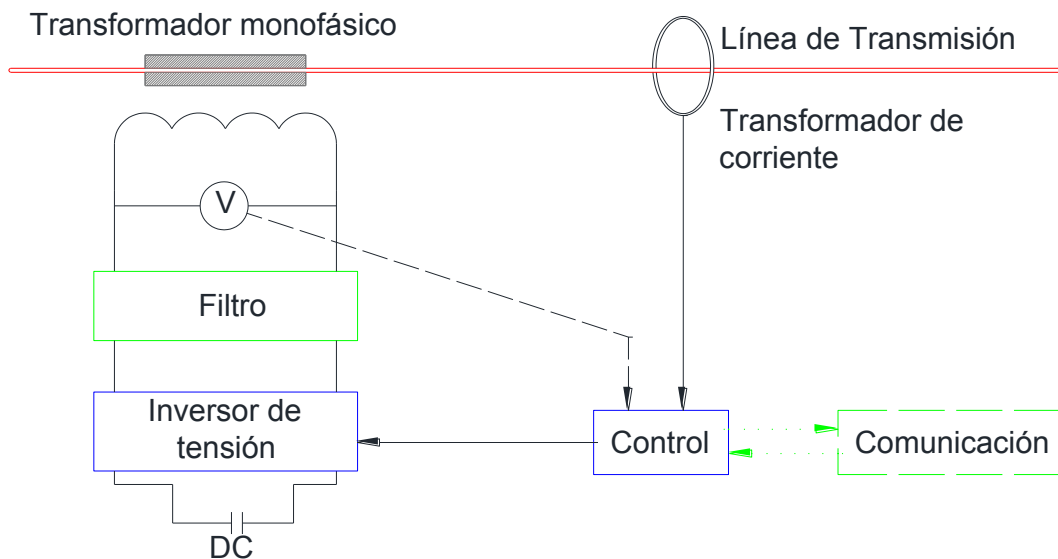


Figura 3.9. Circuito esquemático del DFC.

Los dispositivos D-FACTS son una mejora de los dispositivos convencionales FACTS, ya que tienen la habilidad de proveer compensación reactiva en ciertas zonas del sistema, donde sea más necesario.

Actualmente se están desarrollando trabajos de estos dispositivos, por ejemplo los dispositivos CLiC (*Current Limiting Conductor*), el cual permite a la línea funcionar como un conductor limitador de corriente. Estos dispositivos se conectan o se desconectan de una forma coordinada, e incrementan la inductancia de la línea en función de la corriente. Bajo condiciones de falla, los módulos pueden funcionar en modo bypass, permitiendo que no se modifique la coordinación de protección si así se desea [38].

3.4.6 Ventajas de los D-FACTS sobre FACTS

1. Menor costo de inversión que los FACTS.
2. Menores corrientes de falla, menores requerimientos de aislamiento.
3. El costo por mantenimiento de un FACTS de 200 MVAR es de aproximadamente \$100k por año, los D-FACTS no tienen ningún tipo de mantenimiento los primeros 20 años.
4. Los FACTS requieren de personal capacitado para operación y control.
5. Cumplen funciones adicionales en el conductor al cual están enganchados como reducir las vibraciones en el conductor, regular la temperatura del conductor y estabilizar la flecha.
6. Reducción de impacto ambiental debido a su tamaño y geometría.
7. Mejor velocidad de respuesta ante contingencias.
8. Implementación mucho más rápida comparada con los FACTS.
9. El hecho de que se puedan reproducir en masa baja considerablemente los costos.
10. La redundancia masiva junto con la autorecuperación hace al sistema altamente confiable [6].

11. No se requiere de nueva infraestructura ya que se usa la existente.
12. El sistema puede ser implementado de forma incremental con compatibilidad completa y puede ser actualizado de acuerdo a las necesidades tecnológicas y de los usuarios.

CAPITULO 4 IMPLEMENTACIÓN DE COMPENSACIÓN DISTRIBUIDA A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

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 es muy pequeña y cambia constantemente. La conductancia es producto de la fuga eléctrica 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 conductores ocurren la capacitancia y la conductancia.

4.1.1 Resistencia

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 eléctrica de los conductores:

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

Resistencia efectiva (R):

$$R = \frac{\text{Pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} [\Omega] \quad 4.1$$

Resistencia de corriente directa (R_{CD}):

$$R_{CD} = \frac{\rho l}{A} [\Omega] \quad 4.2$$

donde:

- ρ resistividad del material del conductor [Ωm]
- l longitud [m]

A área de la sección transversal [m^2]

4.1.2 Inductancia

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere. Se considera un conductor suficientemente largo como para eliminar los efectos en los extremos, el conductor es no magnético, no hay efecto piel, la densidad de corriente es simétrica y constante.

Inductancia de un conductor cilíndrico sólido debido al flujo interno

1. Intensidad del campo magnético H , de la ley de Ampere.
2. Densidad del flujo magnético B , $B = \mu H$
3. Enlaces de λ
4. Inductancia de enlace de flujo por ampere, $L = \frac{\lambda}{I}$

$$\mu = \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \quad 4.3$$

Campo magnético interno de un conductor cilíndrico sólido

$$\oint H_{tan} d\ell = I_{encerrada} \quad 4.4$$

$$H_x(2\pi x) = I_x[A] \text{ para } x < r \quad 4.5$$

$$H_x = \frac{I_x}{2\pi x} \left[\frac{A}{m} \right] \quad 4.6$$

Intensidad de campo magnético

$$I_x = \left(\frac{\pi x^2}{\pi r^2} \right) I = \left(\frac{x}{r} \right)^2 I \text{ para } x < r \quad 4.7$$

$$H_x = \frac{xI}{2\pi r^2} \left[\frac{A}{m} \right] \quad 4.8$$

Densidad de campo magnético

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} \left[\frac{Wb \cdot t}{m} \right] \quad 4.9$$

Flujo magnético

$$d\phi = B_x dx \left[\frac{Wb}{m} \right] \quad 4.10$$

Enlaces de flujo magnético

$$d\lambda = \left(\frac{x}{r} \right)^2 d\phi = \frac{\mu I}{2\pi r^4} x^3 dx \left[\frac{Wb \cdot t}{m} \right] \quad 4.11$$

$$\lambda_{int} = \int_0^r d\lambda = \frac{\mu I}{2\pi r^4} \int_0^r x^3 dx = \frac{\mu I}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} I \left[\frac{Wb \cdot t}{m} \right] \quad 4.12$$

Inductancia interna

$$L_{int} = \frac{\lambda_{int}}{I} = \frac{\mu}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \quad 4.13$$

Ecuación general de la inductancia (L)

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \left[\frac{H}{m} \right] \quad 4.14$$

Para el cálculo de la inductancia se hacen algunas consideraciones:

- Se considera al conductor lo suficientemente largo como para eliminar los efectos en los extremos.
- El conductor es no magnético.
- No hay efecto piel.
- La densidad de corriente es simétrica y constante.

4.1.3 Reactancia inductiva

Si se conoce la inductancia de la línea, se puede calcular la reactancia inductiva con la ecuación 2.17. El uso del radio medio geométrico del conductor D_s , simplifica el cálculo de la inductancia y de la reactancia inductiva. Existen tablas en las cuales se puede encontrar este valor para una gran cantidad de conductores.

$$X_L = \omega \cdot L = 2\pi fL = 0.00754 \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad 4.15$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} \quad 4.16$$

donde:

ω = frecuencia angular

D_{eq} = distancia entre conductores de una línea monofásica de dos conductores

= distancia media geométrica mutua entre los lados de una línea monofásica formada de conductores compuestos

= distancia entre fases de una línea trifásica con espaciamento equilátero

= espaciamento equilátero equivalente de fases de una línea trifásica asimétrica o con varios conductores por fase o con circuitos en paralelo

D_s = radio medio geométrico del conductor para líneas con un conductor por fase

= radio medio geométrico equivalente para líneas con varios conductores por fase o con circuitos en paralelo

4.1.4 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 tensión, la eficiencia y el factor de potencia de la línea.

La capacitancia de una línea entre 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:

$$C = \frac{q}{v} \text{ [F/m]} \quad 4.17$$

donde q es la carga sobre la línea en coulombs [C/m] por metro y v es la diferencia de potencial entre los conductores en [V].

4.1.5 Reactancia capacitiva

Si se conoce la capacitancia, la reactancia capacitiva entre un conductor y neutro se puede calcular con la ecuación 4.18 y para 60 [Hz] la ecuación 4.19.

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C_N} \quad 4.18$$

$$X_C = 0.006836 \log_{10} \frac{D}{r} \left[\frac{\text{M}\Omega}{\text{milla al neutro}} \right] \quad 4.19$$

4.1.6 Conductancia

La resistencia del aislamiento de una línea aérea con tiempo seco es normalmente muy elevada, pese a ello, siempre existe una corriente de fuga entre conductor y tierra que da lugar a pérdidas de potencia. En caso de tiempo húmedo, la resistencia de aislamiento disminuye dando lugar a corrientes de fuga mayores y consecuentemente a mayores pérdidas.

Aunque la conductancia aumenta significativamente cuando la contaminación y la humedad se incrementan, para efectos de diseño, en lo que respecta a la caída de tensión, el efecto de la conductancia suele despreciarse. Las características principales son [39]:

- Se presenta debido a las pérdidas de potencia real entre conductores o entre conductores y tierra.
- Para líneas aéreas estas pérdidas de potencia son debido a corrientes de fuga en aisladores y al efecto corona.
- Las corrientes de fuga en aisladores dependen de la cantidad de polvo, sal y otros contaminantes acumulados y en factores meteorológicos.

- Las pérdidas reales de potencia debido al efecto corona dependen principalmente de condiciones meteorológicas y de irregularidades en la superficie del conductor.
- La conductancia es usualmente despreciada en los estudios de sistemas de potencia y en el diseño electromecánico de líneas de transmisión debido a que es una componente muy pequeña de la admitancia en paralelo.

4.2 PRINCIPIO DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA

En el caso de líneas de transmisión cortas (menores a 50 [km]), la capacitancia usualmente se desprecia, y la línea de transmisión puede ser tratada como una impedancia constante. Conforme la longitud y la tensión eléctrica de la línea de transmisión aumentan, la consideración en línea de transmisión corta genera resultados inexactos, por este motivo la admitancia en paralelo es agrupada en dos puntos de la línea y se representa formando una red T o Π .

Para ilustrar el principio de transmisión de potencia se usará el circuito equivalente mostrado en la **Figura 4.1**. En el diagrama fasorial mostrado en la Figura 4.2 [40] se puede apreciar que la tensión en el extremo receptor está desfasada respecto al lado de envío [40].

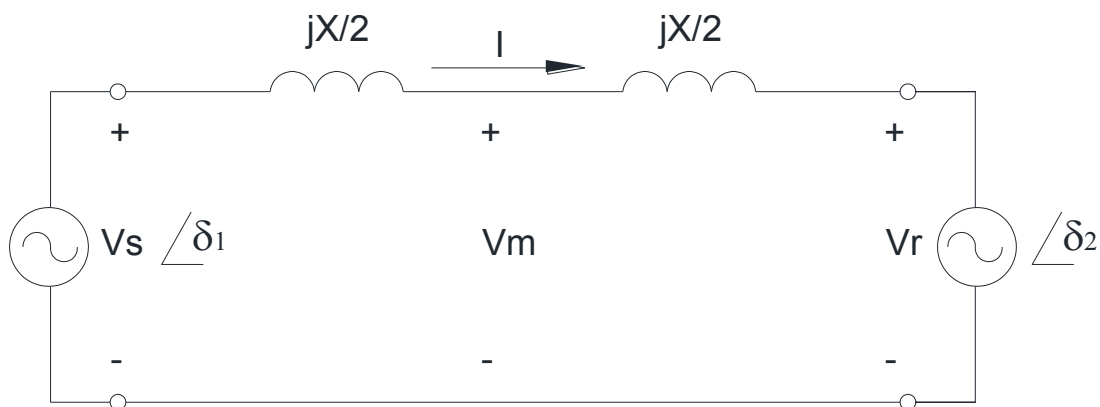


Figura 4.1. Circuito equivalente de transmisión.

donde

$jX/2$ = reactancia de la línea de transmisión [Ω]

I = corriente que circula a través de la línea de transmisión [A]

V_s = tensión eléctrica en el extremo emisor [V]

V_m = tensión eléctrica a un medio de la línea de transmisión [V]

V_r = tensión eléctrica en el extremo receptor [V]

δ_1 = ángulo de fase en el extremo emisor

δ_2 = ángulo de fase en el extremo receptor

$$\delta = \delta_2 - \delta_1$$

4.20

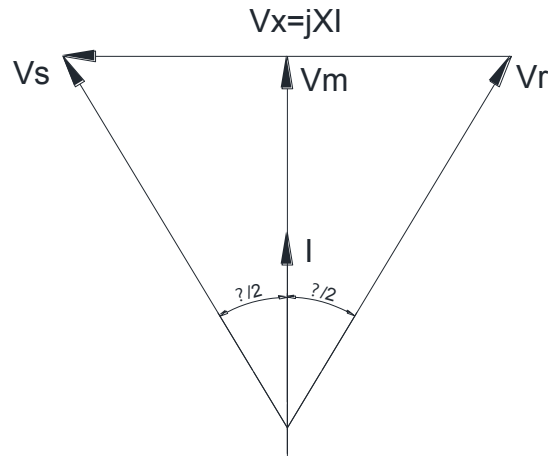


Figura 4.2. Diagrama fasorial de tensiones y corriente.

Las relaciones para tensión eléctrica y corriente son:

$$\left. \begin{aligned} V_S &= Ve^{j\delta/2} = V[\cos(\delta/2) + j \sin(\delta/2)] \\ V_r &= Ve^{-j\delta/2} = V[\cos(\delta/2) - j \sin(\delta/2)] \end{aligned} \right\} \Rightarrow V_m = \frac{V_S + V_r}{2} = V[\cos(\delta/2)] \quad 4.21$$

$$I = \frac{V_S - V_r}{jX} = \frac{2V}{X} \sin(\delta/2) \quad 4.22$$

Las relaciones de potencia activa y reactiva en el extremo emisor son:

$$\begin{aligned} S_S &= V_S I^* = V [\cos(\delta/2) + j \sin(\delta/2)] \frac{2V}{X} \sin(\delta/2) \\ &= \frac{2V^2}{X} [\cos(\delta/2) \sin(\delta/2) + j \sin^2(\delta/2)] \end{aligned} \quad 4.23$$

$$P_S = \frac{V^2}{X} \sin \delta \quad 4.24$$

$$Q_S = \frac{V^2}{X} (1 - \cos \delta) \quad 4.25$$

La máxima transferencia de potencia:

$$P_{m\grave{a}x.} = \frac{V^2}{X}, \text{ en } \delta = \pi/2 \quad 4.26$$

$$Q_{m\grave{a}x.} = \frac{2V^2}{X}, \text{ en } \delta = \pi \quad 4.27$$

De la expresión de la potencia activa se deduce que existe un límite de potencia a transmitir por la línea de transmisión. El control de tensión eléctrica o el parámetro de la impedancia mejora la potencia a transmitir.

4.2.1 FLUJO DE POTENCIA A TRAVÉS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El control de flujos de potencia es muy particular ya que la energía eléctrica debe ser producida exactamente cuándo se requiere.

La interconexión de pequeños sistemas eléctricos permite que las áreas falladas puedan ser aisladas rápidamente, logrando de esta forma menos interrupciones en el servicio. La interconexión entre los pequeños subsistemas también asegura que en cuanto un elemento no esté disponible puede ser compensada por generadores u otras fuentes en el sistema.

Los flujos de potencia se restringen cuando una línea de transmisión alcanza su capacidad de transferencia disponible (ATC, *available transfer capability*), por este motivo se buscan acciones remediales con la ayuda de dispositivos de compensación.

4.3 CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA

En el sistema de potencia se puede controlar el flujo de potencia activa; para lograr esto es necesario identificar los parámetros que pueden controlarse físicamente. Se tienen tres variables en la ecuación de transferencia de potencia que pueden ser consideradas como las más importantes para establecer el flujo de potencia activa en una línea de transmisión:

- 1) Magnitud de tensión en el extremo de envío.
- 2) Magnitud de tensión en el extremo de recepción.
- 3) Reactancia serie de la línea de transmisión.
- 4) Diferencia angular entre los ángulos de los voltajes nodales en los extremos de la línea.

$$P_S = \frac{V^2}{X} \sin \delta \quad 4.24$$

$$Q_S = \frac{V^2}{X} (1 - \cos \delta) \quad 4.25$$

De las ecuaciones 4.24, 4.25 se puede observar que es posible controlar el flujo de potencia activa, esto puede ser al cambiar la impedancia serie de la línea, la magnitud de los voltajes nodales o la diferencia angular (δ) de los voltajes nodales. Con un transformador con desplazamiento de fase se puede controlar el ángulo, lo cual es una solución costosa y no permite la capacidad de control dinámica [6].

Los dispositivos de control de flujo de potencia activa pueden coordinarse a fin de alterar los estados del sistema de potencia de una forma tal que cumpla con algún objetivo de control. Dentro de éstos se encuentran los dispositivos FACTS, los cuales pueden controlar el flujo de potencia por medio de la variación de parámetros en la ecuación 4.24. Estos dispositivos normalmente requieren de un interruptor en la línea y una plataforma de alta tensión, incrementando en costo y complejidad.

La compensación de potencia reactiva en los sistemas de transmisión mejora la estabilidad del sistema de corriente alterna incrementando al máximo la potencia activa que puede ser transmitida por la línea de transmisión. También ayuda a mantener plano el perfil de voltaje en todos los niveles de transmisión de potencia, de esta forma se mejora la eficiencia de transmisión, se pueden controlar sobretensiones y en el caso más crítico evitar salidas de línea.

Existen dos formas de compensación: serie y paralelo, las cuales se usan para modificar las características eléctricas naturales del sistema de transmisión. La compensación serie modifica los parámetros del sistema de transmisión, mientras que la compensación en paralelo cambia la impedancia equivalente de la carga.

En la práctica es más útil el control del flujo de potencia activa mediante la manipulación de la impedancia efectiva de las líneas de transmisión, la idea principal es la compensación de la línea con el uso de capacitores e inductores físicos.

4.4 PRINCIPIO DE COMPENSACIÓN SERIE

La compensación reactiva serie en sistemas de transmisión en CA mejora la estabilidad de los sistemas incrementando el flujo de potencia activa tanto en estado estable como estado transitorio. Este tipo de compensación es requerida cuando se tienen líneas de transmisión sobrecargadas incluso muy cercanas a su límite térmico.

La compensación de potencia reactiva es raramente usada en líneas de transmisión que no sean largas, ésto debido al alto costo y complejidad de lograr suficiente aislamiento y temas relacionados con la falla del despacho energético [6], en la Figura 4.3 [40] se muestra el circuito equivalente de transmisión incluyendo compensación serie. La compensación serie modifica las características eléctricas naturales de la línea de transmisión: el valor de la reactancia serie, ya que puede ser usado para incrementar o reducir la impedancia efectiva reactiva de la línea, permitiendo el control de flujo de potencia real entre dos buses. Por tanto se puede decir que reduce eléctricamente la longitud de la línea.

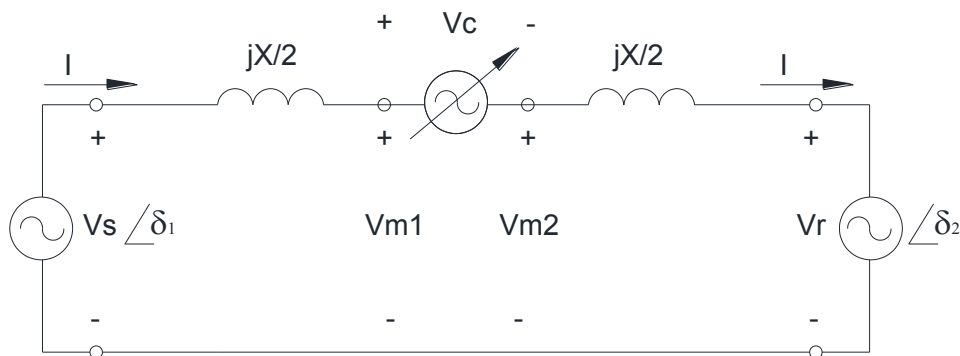


Figura 4.3. Circuito equivalente de transmisión incluyendo compensación serie.

$j X/2$ = reactancia de la línea de transmisión [Ω]

I = corriente que circula a través de la línea de transmisión [A]

V_s = tensión eléctrica en el extremo emisor [V]

V_{m1} = tensión eléctrica a un medio de la línea de transmisión antes de compensación [V]

V_{m2} = tensión eléctrica a un medio de la línea de transmisión después de compensación [V]

V_r = tensión eléctrica en el extremo receptor [V]

V_c = tensión eléctrica variable [V]

Las relaciones de corriente y tensión eléctrica son:

$$\left. \begin{aligned} V_s &= V e^{j\delta/2} = V(\cos \delta/2 + j \sin \delta/2) \\ V_r &= V e^{-j\delta/2} = V(\cos \delta/2 - j \sin \delta/2) \\ V_c &= V e^{j\sigma/2} = V(\cos \sigma/2 + j \sin \sigma/2) \end{aligned} \right\} I = \frac{V_s - V_r - V_c}{jX} \quad 4.28$$

Si la tensión serie aplicada V_c es en cuadratura con respecto a la corriente de línea, el compensador serie no puede suministrar o absorber potencia reactiva, por lo tanto la fuente puede ser reemplazada por una reactancia equivalente:

$$X_{eq} = X - X_c = X(1 - r) \quad 4.29$$

donde r es el grado de compensación serie ($0 < r < 1$) y está dado por:

$$r = \frac{X_c}{X} \quad 4.30$$

Las relaciones de corriente y potencia eléctrica quedan:

$$I = \frac{2V}{(1 - r)X} \sin(\delta/2) \quad 4.31$$

$$P_c = \text{Re}\{V_c I^*\} = \frac{V^2}{(1 - r)X} \sin \delta \quad 4.32$$

$$Q_c = I^2 X_c = \frac{2V^2}{X} \cdot \frac{r}{(1 - r)^2} \cdot (1 - \cos \delta) \quad 4.33$$

En la Figura 4.4 se muestra el circuito equivalente de transmisión incluyendo compensación serie la cual incluye reactancia capacitancia, en la Figura 4.5 [40] se muestra el diagrama fasorial del comportamiento de las tensiones y corrientes involucradas en el circuito equivalente.

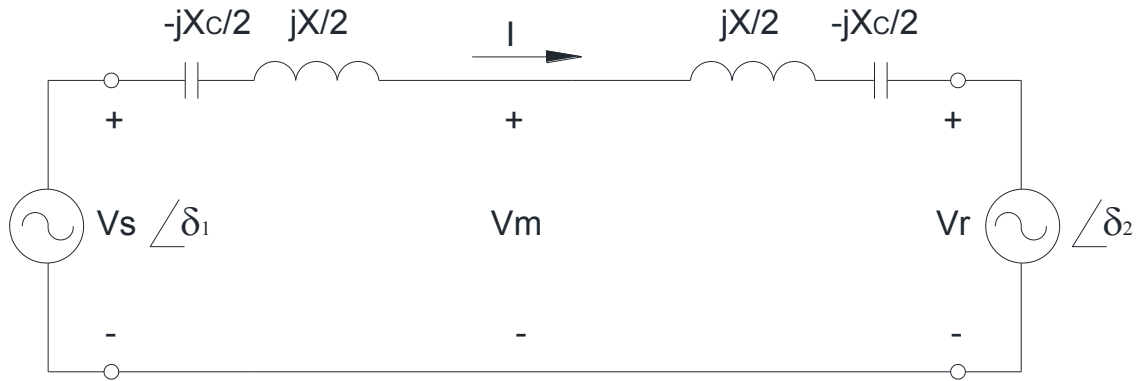


Figura 4.4. Circuito equivalente de transmisión incluyendo compensación serie (reactancia capacitiva).

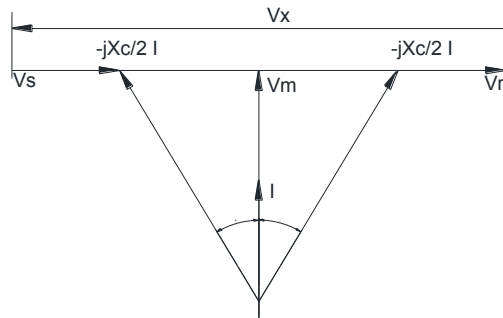


Figura 4.5. Diagrama fasorial de tensiones y corriente, compensación serie.

La ecuación de potencia activa 4.24 muestra que si la reactancia total de la línea de transmisión se reduce, se puede incrementar la potencia que se transmite a través de la línea.

$$P = \frac{V_S V_R}{X} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad 4.34$$

donde:

- P Potencia [W]
- V_1 Tensión eléctrica al inicio de la línea [V]
- V_2 Tensión eléctrica al final de la línea [V]
- X Reactancia de la línea [Ω]
- δ_1 Angulo de fase al inicio de la línea [$^\circ$]
- δ_2 Angulo de fase al final de la línea [$^\circ$]

La compensación serie se usa principalmente en líneas de transmisión de gran longitud, pero también se puede usar para ajustar la potencia en líneas paralelas. En la Figura 4.6 [41] se muestra el efecto de compensación serie en forma gráfica, en el eje de las abscisas se muestra el ángulo de fase en grados y en el eje "y" se tiene la potencia activa en por unidad, se observa la línea de transmisión sin compensación, la línea compensada en un 25% y compensada en un 60%.

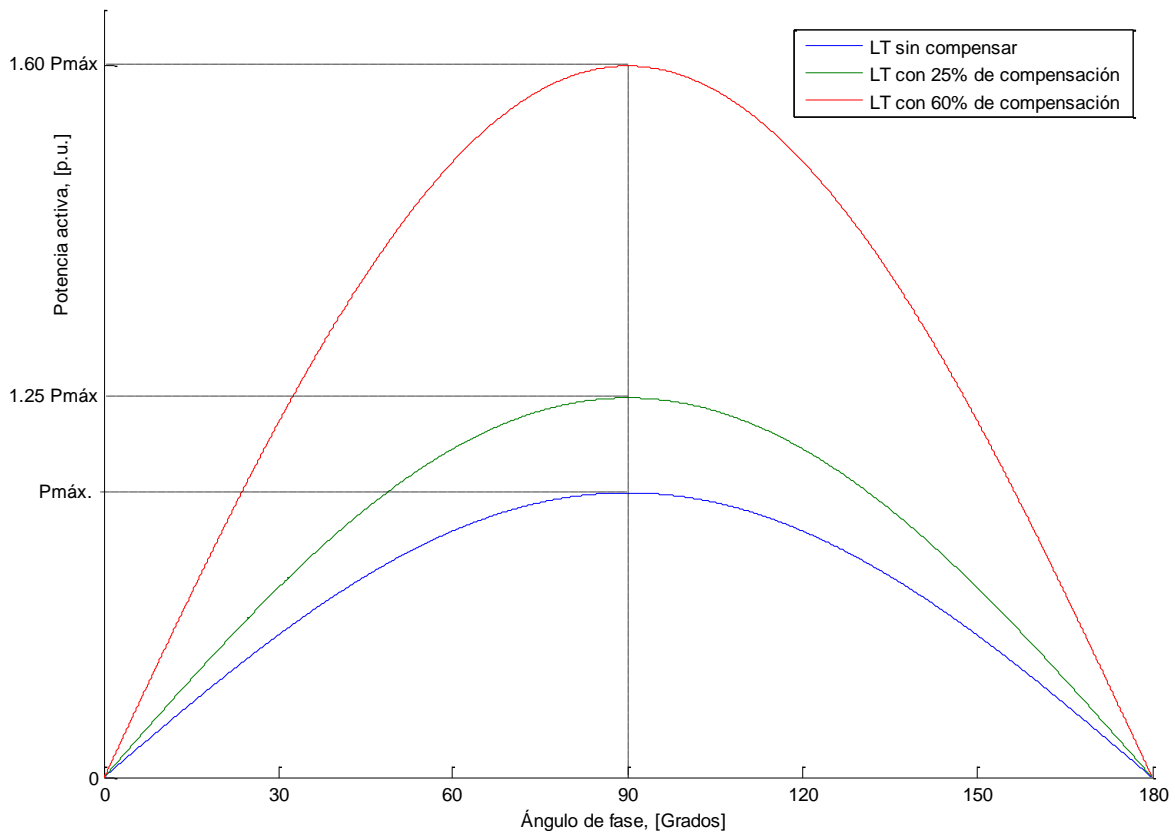


Figura 4.6. Efecto de la instalación de compensación serie.

Aplicaciones de la compensación serie [41]:

- a) Reducción de la caída de tensión en líneas de transmisión largas.
- b) Incremento de la capacidad de transmisión.
- c) Incremento de la estabilidad del sistema (reducción del ángulo de transmisión).
- d) Influencia sobre flujo de carga en líneas de transmisión paralelas.
- e) Amortiguación de oscilaciones de potencia.
- f) Prevención de resonancia subsíncrona.

En la familia de los FACTS se tienen algunos compensadores serie, tales como:

TCSC, (*Thyristor Controlled Series Compensator*) que ofrece una tecnología que se ocupa de problemas de estabilidad dinámicos en sistemas de transmisión. El TCSC es una excelente herramienta en caso de que se incremente la oscilación cuando se interconectan grandes sistemas eléctricos de potencia. Adicionalmente puede minimizar el problema de resonancia subsíncrona, un fenómeno que involucra la interacción entre unidades grandes de generación térmica y sistemas de transmisión con compensación serie [42].

SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), el cual inyecta una tensión eléctrica en serie a la línea de transmisión defasada 90° respecto a la corriente de carga, operando como un capacitor controlable serie. La diferencia básica entre el SSSC y un capacitor controlable serie es que la tensión inyectada por el SSSC no está relacionada con la corriente de línea y puede ser controlada de forma independiente [42].

DVR (*Dynamic Voltage Restorer*), el cual se conecta en serie con el sistema de potencia y es usado para mantener la carga a tensión constante independientemente de las fluctuaciones del generador. Cuando las oscilaciones de tensión se presentan en las terminales de carga el DVR responde inyectando tensión eléctrica trifásica en serie. Cada fase con inyección de tensión eléctrica puede ser controlada independientemente (por ejemplo, su magnitud y ángulo) [42].

4.5 IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS D-FACTS EN EL PROYECTO DE DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Una vez que se ha desarrollado el proyecto electromecánico de la línea de transmisión y se ha expuesto la tecnología de los dispositivos de compensación distribuidos, se puede hacer un análisis con su implementación.

El dispositivo a implementar es un tipo DSR del fabricante *Smart Wire Grid*, en la *Tabla 4.1* se enlistan sus principales características. Se simuló la línea de transmisión incluyendo una sobre carga puntual en el conductor debido al peso del dispositivo, para de esta forma calcular nuevamente las siete hipótesis de diseño. Se hace uso del software PLS-CADD™, y se obtienen resultados.

Tabla 4.1 Datos técnicos del dispositivo D-FACTS

DESCRIPCIÓN	Dispositivo D-FACTS DSR marca <i>Smart Wire Grid</i>
Tensión nominal	115 [kV]
Calibre de conductor	336 a 1590 [kCMIL]
Peso	114 [kg]
Corriente de falla	63 [kA] rms (150 [kA] pico) para 30 ciclos ²³
Vida útil	20 [años]
Mantenimiento	0 [años]
Tipo de instalación	Des energizada o línea viva
Efecto corona	Libre
Características ambientales	Resistente a ambientes salinos y de niebla, a la vibración eólica, acumulación de hielo y ciclo térmico.
Impacto en el conductor	No hay degradación mecánica ni térmica
Condición de rayo	Probado al BIL de la línea de transmisión
Carga de viento	Más de 150 [m/h]
Comunicación	Módulo a tierra o enlace SCADA o la especificada por el usuario

a) Procedimiento de implementación

Se utiliza un modelo de elemento finito para poder aplicar una carga concentrada sobre cualquier punto en cualquier claro de la línea de transmisión. El primer paso para la implementación de las cargas es el

²³ Dentro de los primeros 5 [µs]. Después se hace la transición automática de la inyección al modo de monitoreo en 5 [ms].

modelado y características de éstas en el software. El software asume que las cargas concentradas son aplicadas después del tendido del conductor. Una vez que han sido aplicadas, estarán presentes y actuarán sumándose a las cargas que se especifican en las hipótesis de diseño. En la Figura 4.7 se muestra la pantalla interactiva de propiedades de cargas concentradas.

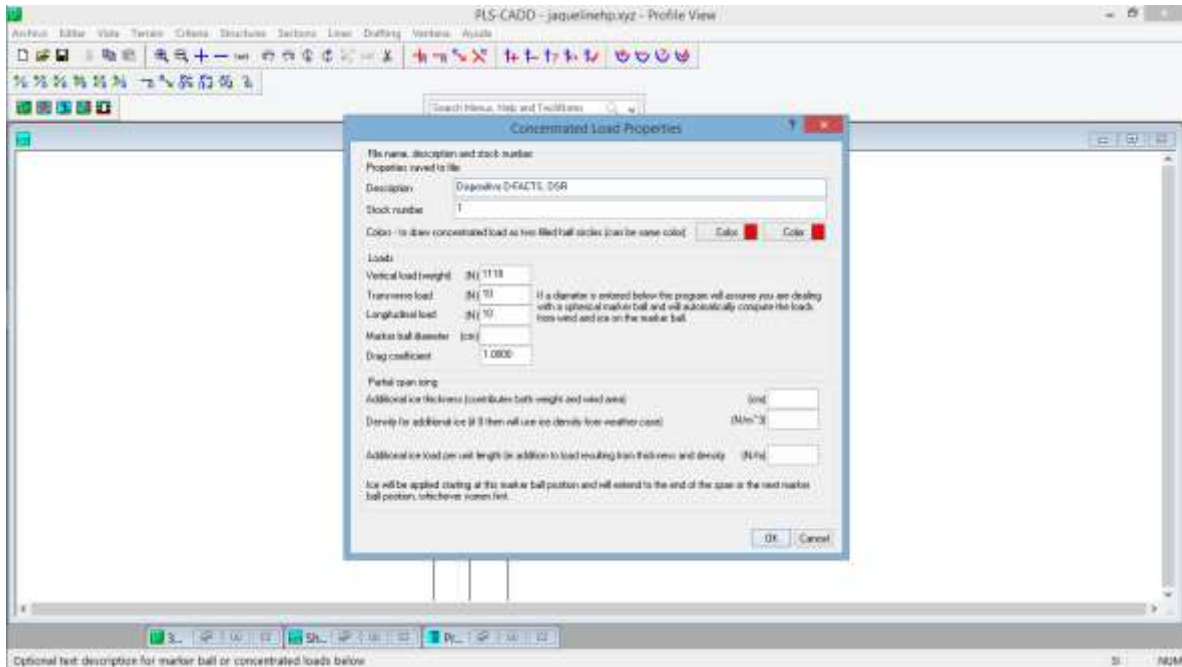


Figura 4.7. Datos de cargas concentradas.

Cargas verticales, transversales y longitudinales: Componentes de la carga concentrada en las direcciones vertical, transversal y longitudinal, relativas a la dirección de la catenaria del claro en cuestión.

En caso de que la línea de transmisión se localice en zonas con presencia de hielo, se pueden modelar en esta pantalla, lo que hace el programa es agregar hielo a la derecha del punto donde se especifica la carga puntual.

El siguiente paso es ingresar a la tabla de longitud del conductor y enganches, la cual se muestra en la Figura 4.8.

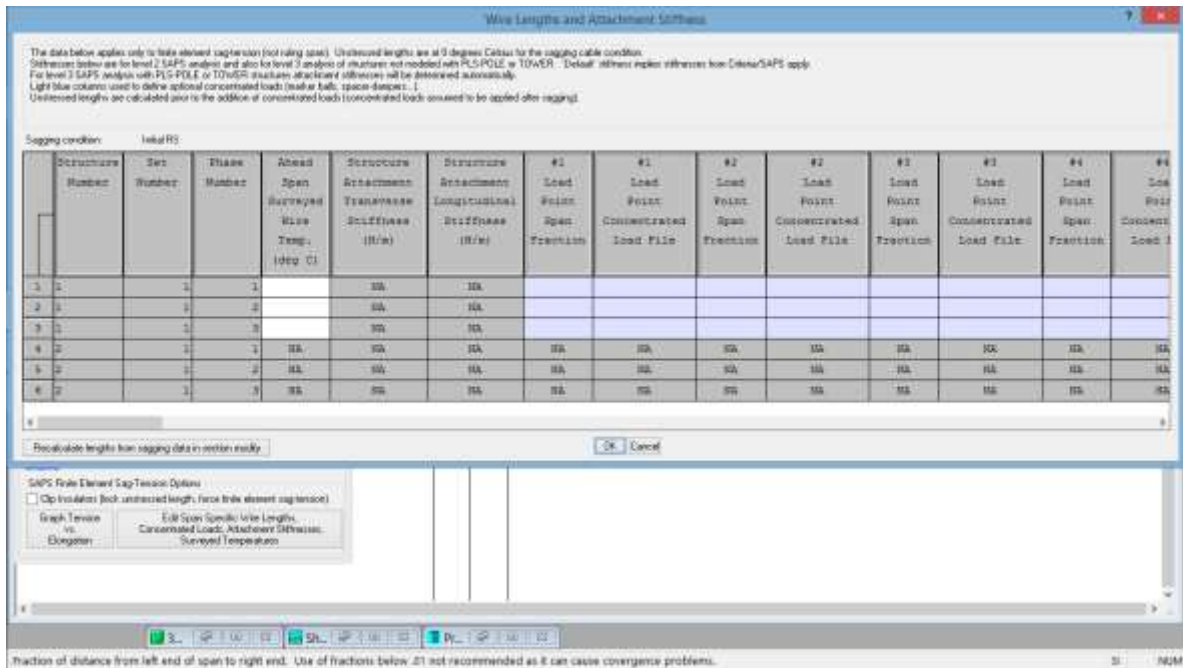


Figura 4.8. Ubicación de cargas concentradas.

Punto de carga #i como fracción del claro: La posición, medida como una fracción de la longitud del claro, desde la izquierda del mismo, del punto del cual es aplicada la carga concentrada.

La Tabla que se muestra en la Figura 4.8 permite aplicar un máximo de veinte cargas concentradas por claro. Lo que resulta suficiente para la implementación de dispositivos D-FACTS.

Finalmente el software muestra de manera gráfica la ubicación de los dispositivos implementados, tal como se muestra en la Figura 4.9.

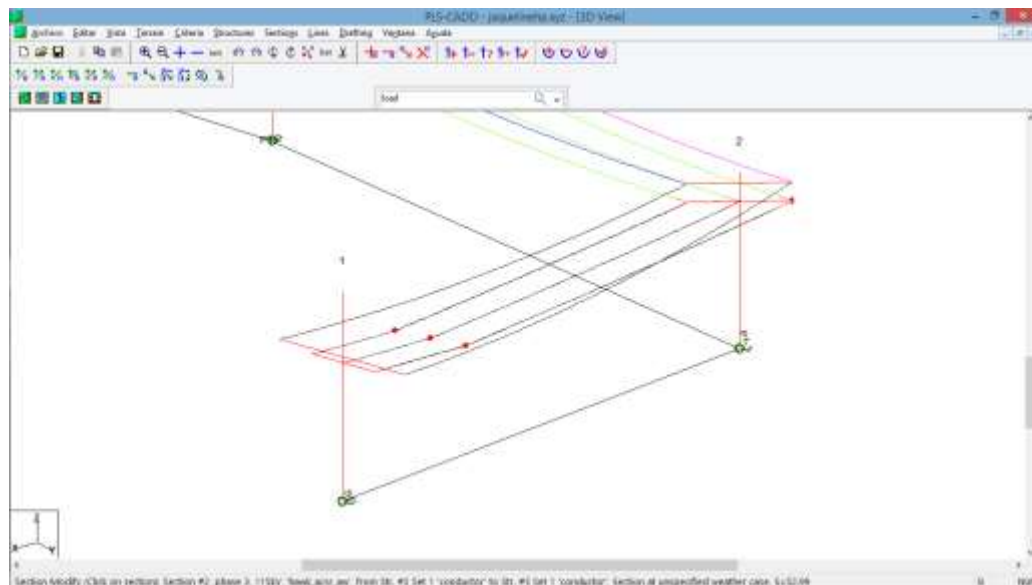


Figura 4.9. Cargas concentradas de manera gráfica.

b) Cálculos de flechas y tensiones

Al hacer la implementación de cargas concentradas en el claro se elige un análisis de flechas y tensiones por el método de elemento finito, con el cual se obtendrá un informe detallado. Este informe fue más extenso que el que se obtuvo al seleccionar la opción del método del claro regla. Esto se debe a que la componente horizontal de tensión ya no es la misma para todos los claros de todas las fases del mismo grupo de conductores, y puede cambiar con la dirección del viento (hacia la izquierda o hacia la derecha).

En los resultados se observó que la componente horizontal de tensión es la misma en todos los claros de todas las fases para la condición de tendido, o sea para la combinación de temperatura y tensión horizontal del conductor especificadas con anterioridad.

En la Figura 4.10 se muestra la pantalla interactiva donde se incluyen cada una de las hipótesis de diseño que se necesitaron para el cálculo de flechas y tensiones.

Description	Air Density Factor (kg/m ³) (Pa/m ³) ²	Wind Velocity (m/s)	Wind Direction (Deg)	Wire Ice Thickness (cm)	Wire Ice Density (kg/m ³)	Wire Ice Load (cm/m)	Wire Temp. (deg C)	Ambient Temp. (deg C)	Weather Load Factor	BEC Constant (kg/m)	Wire Height Adjust Model	Wire Sag Response Factor
1 H1 Tensión diaria	0.613	0	0	0	0	0	10.7	10.7	1	0None	1	
2 H2 Flecha máxima	0.613	0	0	0	0	0	10.7	10.7	1	0None	1	
3 H3 Viento máximo	0.613	0.02498	0.09032	0	0	0	11.7	11.7	1	0None	1	
4 H4 Flecha mínima	0.613	0	0	0	0	0	-10.0	-10.0	1	0None	1	
5 H5 Viento reducido	0.613	0.014289	0.05056	0.5	0.99	4	-10.0	-10.0	1	0None	1	
6 H6 Balanceo de conduct	0.613	21.8822	225	0	0	0	18.0	18.0	1	0None	1	
7 H7 Condición de rayo	0.613	0.1982	41.2	0	0	0	18.0	15.0	1	0None	1	

Figura 4.10. Cargas concentradas de manera gráfica.

PLS-CADD Version 13.20 10:21:15 jueves, 20 de agosto de 2015

Project Name: '\\reportes laura\reporteN.DON'

Criteria notes:

Section #5 from structure #1 to structure #2, start set #5 'P3', end set #5 'P3'
 Cable 'c:\pls\pls_cadd\examples\cables\hawk', Ruling span (m) 80.436
 Sagging data: Catenary (m) 700.8 Condition C Temperature (deg C) 10.7
 Weather case for final after creep H1-Tensión Diaria EDS, Equivalent to 0.1 (deg C) temperature increase
 Weather case for final after load H3-Viento Máximo, Equivalent to 0.1 (deg C) temperature increase

Ruling Span Sag Tension Report

-----Weather Case----- | --Cable Load-- | ---R.S. Initial Cond.--- | -----R.S. Final Cond.----- | -----R.S. Final Cond.-----
 |

# Description	Hor. Vert Res.			Max. Hori. %			R.S.			Max. Hori. %			R.S.					
	-----Load-----			Tens. Tens. UL			C Sag			Tens. Tens. UL			C Sag					
	---- (daN/m)---			(daN) (daN)			(m) (m)			(daN) (daN)			(m) (m)					
1 H1-Tensión Diaria EDS	0.00	0.91	0.91	645	639	8	701	1.15	644	639	8	701	1.15	644	639	8	701	1.15
2 H2-Flecha Máxima	0.00	0.91	0.91	515	501	6	550	1.48	506	501	6	550	1.47	506	501	6	550	1.47
3 H3-Viento Máximo	0.00	0.91	0.91	636	631	8	692	1.18	635	631	8	692	1.17	636	631	8	692	1.17
4 H4-Flecha Mínima	0.00	0.91	0.91	848	840	10	922	0.88	839	834	10	915	0.88	838	833	10	914	0.88
5 H5-Viento Reducido	0.00	0.91	0.91	847	840	10	922	0.88	839	834	10	915	0.88	838	833	10	914	0.88
6 H6-Balaneo de cables	0.62	0.91	1.10	700	690	8	626	1.30	695	690	8	626	1.29	695	690	8	626	1.29
7 H7-Condición de Rayo	0.09	0.91	0.92	620	607	7	663	1.22	613	608	7	664	1.22	613	608	7	664	1.22

Tension Distribution in Inner and Outer Materials

# Description	---Initial Condition---			---Final After Creep---			---Final After Load---		
	Horiz. Tension (daN)			Horiz. Tension (daN)			Horiz. Tension (daN)		
	Total	Core	Outer	Total	Core	Outer	Total	Core	Outer
1 H1-Tensión Diaria EDS	639	249	390	639	249	390	639	249	390
2 H2-Flecha Máxima	501	252	249	501	252	249	501	252	249
3 H3-Viento Máximo	631	248	383	631	248	383	631	248	383
4 H4-Flecha Mínima	840	282	558	834	286	548	833	286	548
5 H5-Viento Reducido	840	282	558	834	286	548	833	286	548
6 H6-Balaneo de cables	690	286	404	690	286	404	690	287	403
7 H7-Condición de Rayo	607	247	360	608	247	360	608	247	360

Análisis de resultados

Tabla 4.2 Comparación de resultados obtenidos con y sin compensación

Condición de carga	Sin compensación		Con compensación		Aumento de tensión	Aumento de flecha
	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha		
	[daN]	[m]	[daN]	[m]		
H1 (EDS)	644	1.15	645	1.15	1	0
H2 (Vto. Máximo)	506	1.47	515	1.48	9	0.01
H3 (Vto. Máximo)	636	1.17	636	1.18	0	0.01
H4 (flecha mínima)	845	0.88	848	0.88	3	0
H5 (vto. Reducido)	845	0.88	847	0.88	2	0
H6 (bal. conductores)	695	1.29	700	1.30	5	0.01
H7 (Rayo)	612	1.22	620	1.22	8	0

En base a los resultados obtenidos se puede observar que el aumento de flecha del conductor no es significativo, por el contrario vemos un aumento en la tensión del conductor. Como se mencionó anteriormente la implementación de los dispositivos D-FACTS no provocan ningún tipo de degradación en el conductor; lo cual se observa en el porcentaje de tensión de ruptura del mismo el cual queda

inalterable. Por tanto en cuestión de peso es factible la instalación. Pero es importante mencionar que debido al aumento de tensión en el conductor las estructuras se ven más forzadas pero no comprometidas estructuralmente.

CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

El objetivo principal de este trabajo de investigación nace de atender una necesidad: transmitir energía eléctrica a gran distancia y bajo costo, describiendo los conceptos generales necesarios en el diseño de una línea de transmisión. Se utilizó una metodología en el diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas con dispositivos de compensación distribuidos embebidos. Con el propósito de mejorar la conducción de potencia a través de líneas eléctricas existentes y de nuevo diseño.

Se explica de una manera detallada el trabajo interdisciplinario que representa el proceso de diseñar electromecánicamente una línea de transmisión de energía en México, partiendo de las necesidades mencionadas por el POISE ahora PRECEDEN, el cual estima la expansión del Sistema Eléctrico Nacional. Se trataron los parámetros mecánicos, que son de vital importancia en el diseño, pues aseguran el correcto funcionamiento de la línea, referido a las tensiones y cargas que se presenten, en las estructuras y los conductores, durante su instalación y vida útil.

Se desarrolló el funcionamiento de los dispositivos de compensación distribuida conocidos como D-FACTS, su desarrollo a través del tiempo, principio de operación, principales aplicaciones y características. El desarrollo e implementación de estos dispositivos aún no está presente en México.

Al incluir los dispositivos D-FACTS en el análisis de flechas y tensiones se llegó a la conclusión de que no se tienen aumentos de flechas, ya que el conductor ACSR/AS está formado por un núcleo de acero y capas de aluminio. La principal función del acero es darle resistencia mecánica al conductor, en las simulaciones se observó que efectivamente se cumple esta función.

La implementación de estos dispositivos no representa ningún tipo de daño al conductor y por el contrario las ventajas que representa incluir estos dispositivos tienen importantes beneficios. El conocimiento que se logró con el desarrollo de esta tesis es como desarrollar la ingeniería de detalle de una línea de transmisión.

El proyecto de interconexión Central Los Humeros III y el punto más cercano de la LT C1-L1 se encuentra actualmente en construcción.

5.2 TRABAJOS FUTUROS

La influencia de los dispositivos D-FACTS en combinación con los amortiguadores o incluso utilizar estos dispositivos como amortiguadores de la línea de transmisión es un análisis que se tiene que desarrollar a fondo. Dado que un parámetro importante en el análisis electromecánico de las líneas de transmisión es la influencia del viento en los conductores es importante analizar si existe algún tipo de afectación provocada por las vibraciones.

Finalmente, es importante mencionar que la aplicación de estrategias de análisis para la correcta localización de elementos de control de flujo, así como el aprovechamiento de las características de control remoto y comunicación de los dispositivos D-FACTS, puede trasladarse para aplicaciones en estado dinámico y/o transitorio, y así definir mejores estrategias de control no solamente para el estado estable de la red de potencia.

REFERENCIAS

- [1] L. J. Santander Hernández, “Ingeniería básica para el diseño y proyecto de líneas de transmisión,” Ing., tesis. Facultad de Ingeniería, UNAM, Ciudad Universitaria, México, 2012.
- [2] Subdirección de Programación, “Programa de obras de inversión del sector eléctrico 2008-2017”, Comisión Federal de Electricidad, México, 2008. [en línea] disponible: <http://www.cfe.gob.mx/>. [Último acceso: 24 septiembre de 2015].
- [3] *CFE Especificación de diseño de líneas de transmisión aéreas*, Especificación CFE DCDLTA01, marzo 2014.
- [4] M. Mokhtari, J. Khazaie y D. Nazarpour, “Interaction analysis of multifunction FACTS and D-FACTS controllers by MRGA,” *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, pp. 1658-1702, 2013.
- [5] Comisión Federal de Electricidad, “Manual de diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas,” 1era ed., vol. 1. México: Artes gráficas panorama S.A. de C.V., 2012, p. 208.
- [6] D. Deepak, “Distributed FACTS- A new concept for realizing grid power flow control,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 22, n°6, pp. 2253-2260, 2007.
- [7] Southwire, *Overhead conductor manual*, 2a. ed. Georgia 2007, p. 317.
- [8] John J. Grainger, William D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*, vol. 1, 1era ed. McGraw-Hill, Inc., U.S.A. 1982, p. 560.
- [9] Martínez Velasco, J. Antonio, *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*, vol. 1, 1era ed., McGraw-Hill/ Interamericana de España, S. A. U., España 2008.
- [10] *IEC Design criteria of overhead transmission lines*, IEC Standard 60826, octubre 2003.
- [11] Mike Miller, C. Jerry Wong and Brian White, “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loads,” ASCE American Society of Civil Engineers, Manual No. 74, 3era ed. Virginia 2010.
- [12] *CFE Torres para líneas de transmisión y subtransmisión*, Especificación CFE J1000-50, sept., 2011.
- [13] *CFE Coordinación de aislamiento*, Especificación CFE L0000-06, julio 1991.
- [14] Servicio Sismológico Nacional (SSN). [en línea] disponible: www.ssn.unam.mx/. [Último acceso: 20 octubre de 2015].

- [15] Ramírez, M., Villalobos, A., “Distancias de aislamiento en aire y selección del número de aisladores para estructuras de líneas de transmisión.”, Laboratorio de pruebas de equipos y materiales LAPEM, Guanajuato, México, jun. 1998.
- [16] *CFE Aisladores tipo suspensión de porcelana o de vidrio templado*, Norma de referencia NRF-018-CFE, dic., 2004.
- [17] *CFE Herrajes y conjuntos de herrajes para líneas de transmisión aéreas con tensiones de 69 kV a 400 kV*, Norma de referencia NRF-043- CFE, jul., 2011.
- [18] *CFE Cable de guarda con fibras ópticas y accesorios*, Especificación CFE-E0000-21, ene., 2011.
- [19] Power Line Systems, manual PIS-CADD, Madison, 2009.
- [20] N. G. Hingorani, “High power electronics and flexible AC transmission system,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 8, n°7, pp. 3-4, Apr. 1988.
- [21] M. A. Olguín Becerril, “Utilización de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna para mejorar el sistema eléctrico mexicano,” MI tesis, Depto. Electrónica de Potencia., UNAM, Ciudad Universitaria, México, 2014.
- [22] C. Angeles-Camacho, “Phase domain modelling and simulation of large-scale power systems with VSC-based FACTS equipment,” Ph.D. tesis, Universidad de Glasglow Escocia, Reino Unido, 2005.
- [23] Z. A. Gamm, “Determination of locations for FACTS and Energy Storage by singular analysis,” de *Proceeding of International Conference on Power System Technology*, pp. 411-141.
- [24] S. N. Singh y A. K. David, “Congestion management by optimizing FACTS device location,” de *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, pp. 23-28.
- [25] D. Debrup, “Reducing transmission investment to meet renewable portfolio standards using smart wires,” Georgia Institute of Technology, Atlanta, 2010.
- [26] V. Kakkar, N.K. Agarwal, “Recent trends on FACTS and D-FACTS,” presentado en *Modern Electric Power Systems*, Wroclaw, Polonia 2010.
- [27] K. R. Padiyar, “Analysis of subsynchronous Resonance in Power Systems”, Klower Academic Publishers, Boston, 1999.
- [28] Smart Wires, “Smart Wires,” 2015. [En línea]. Disponible en <http://www.smartwires.com/>. [Último acceso: 4 de agosto 2015].

- [29] D. Deepak, "Improving power line utilization and performance with D-FACTS devices," en *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition 2010*, pp. 4-7.
- [30] H. Ren, X. Yu y D. Watts, "Application of D-FACTS for the improvement of penetration capacity of distributed generation," en *Conference on the promotion of Distributed Renewable Energy Sources in the Mediterranean region*, Nicosia, 2009.
- [31] L. Ming y Y. Wang, "Research on transient performance of D-FACTS," presentado en the Conference International on Electrical and Control Engineering (ICECE), pp. 4927-4930, Yichang, China, 2011.
- [32] J. Harjeet, "Design consideration for series-connected distributed FACTS converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 43, n°6, pp. 1609-1618, p. 10, noviembre/diciembre 2007.
- [33] D. M. Divan, W.E. Brumsickle y R.S. Schneider, "A distributed static series compensator system for realizing active power flow control of existing power lines," presentado en Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, vol. 2, p.p. 654-661, oct., 2004.
- [34] M. Amiri, Mo. Amiri, E. Afjei, "A novel distributed FACTS controller based on combined two half- bridge inverter," presentado en IEEE Electrical Power & Energy Conference EPEC, Vancouver Canada 2008.
- [35] E. Mendoza López, "Localización de D-FACTS en sistemas de transmisión para el control de flujo de potencia," M.I. tesis. Facultad de Ingeniería, UNAM. México D.F., jun., 2013.
- [36] R. Lokeswar Reddy, "Designing of distributed power-flow controller," *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 2, n°5, pp. 01-09, septiembre/octubre 2012.
- [37] Y. Zhihui, "A FACTS device: distributed power-flow controller (DPFC)," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 25 n°10, p. 2564, octubre 2010.
- [38] J. Harjeet, "Current Limiting Conductors: a distributed approach for increasing T&D System capacity and enhancing reliability," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 43, n°6, 2006.
- [39] Instituto de Investigaciones Eléctricas, "Análisis en estado estable de líneas de transmisión aéreas con el uso del software Parámetros V2.0", México, 2014.
- [40] C. A. Camacho, Apuntes del curso: Simulación digital de sistemas eléctricos de potencia, Maestría en Ingeniería Eléctrica, Módulo SEPs, Ciudad Universitaria, México, 2014.
- [41] C. E. Tibúrcio, "Compensación serie de reactivos," de Energy Transmission, México, 2013.
- [42] J. Dixon, "Reactive power compensation technologies, State-of-the-art review," *Proceeding of the IEEE*, vol. 93, pp. 2144-2164, dic., 2005.

APÉNDICE A: SOFTWARE ESPECIALIZADO PLS-CADD

Power Line Systems Computer Aided Design and Drafting (PLS-CADD) [19], desarrollado en MS-WINDOWS es el programa más potente y completo disponible en cualquier parte, para el diseño estructural y geométrico de líneas de transmisión aéreas. Integra en un solo ambiente de trabajo todos los aspectos de diseño de líneas de transmisión, incluyendo, modelado y representación del terreno, selección de trayectorias, flechas y tensiones, revisiones de libramientos, cálculos de campos eléctricos y magnéticos, generación de lista de materiales, dibujo de planos y perfiles de la trayectoria entre otras cosas.

La herramienta principal de PLS-CADD es el uso de un modelo 3D detallado de una línea y sus componentes. Ver Figura A.1. El modelo 3D incluye el terreno, estructuras, aisladores y conductores e hilos de guarda. La construcción y modificación del modelo se hace mediante gráficos interactivos y/o algoritmos de optimización de flechado.

Este programa no es sólo una herramienta invaluable para la ingeniería de nuevas líneas, sino también una herramienta muy poderosa para la evaluación de líneas existentes.

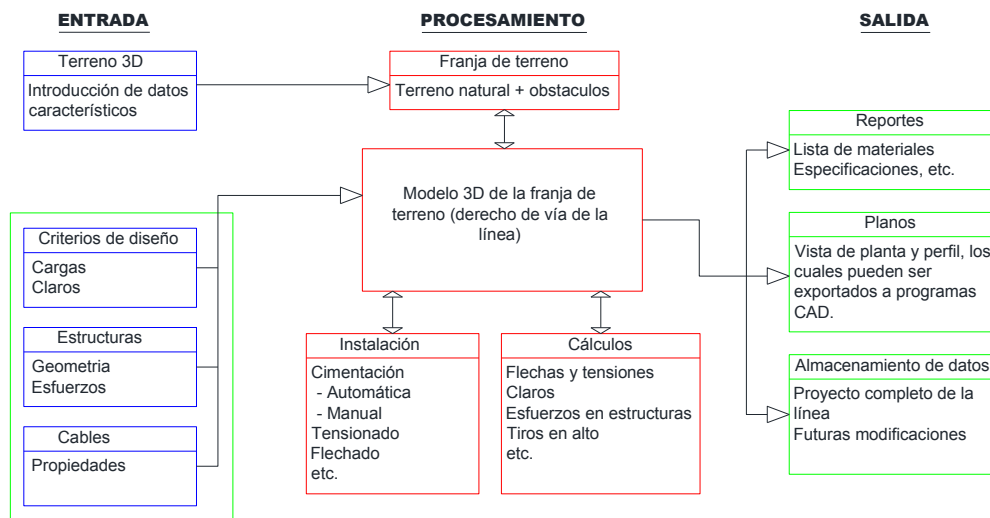


Figura A.1 Organización general de PLS-CADD.

APÉNDICE B: CÁLCULO JUSTIFICATIVO DEL CONDUCTOR

Para la correcta selección del conductor se debe realizar el análisis para determinar el calibre más económico para la línea de transmisión, en función de los costos totales de construcción por kilómetro, características mecánicas y eléctricas, pérdidas de energía asociadas al conductor y el pronóstico de crecimiento de carga. Al seleccionar el calibre del conductor se tiene que considerar la caída de tensión, la cual debe ser menor al 5%.

1. Cálculo de la distancia equivalente del espaciamiento de conductores

Para iniciar el cálculo se determina la distancia equivalente de los conductores; para esto es necesario conocer el arreglo que tendrán los conductores en la estructura; el cual se muestra en la Figura B.1.

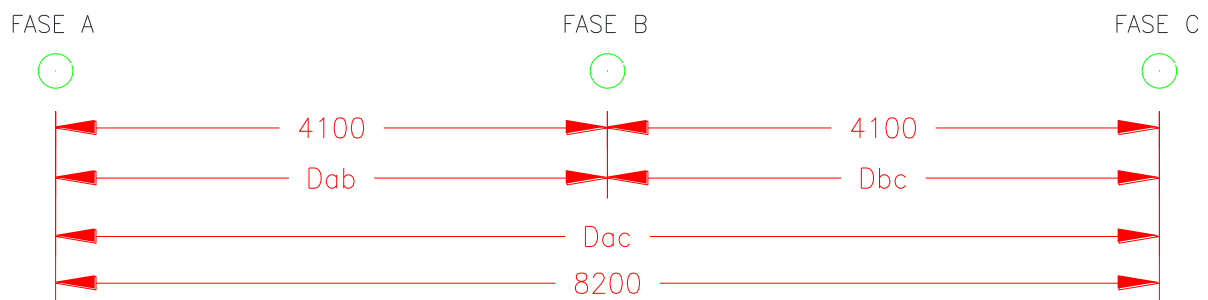


Figura B.1. Espaciamiento de conductores (dimensiones en [mm]).

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} \quad \text{B.1}$$

donde:

D_{ab} : Es la distancia que hay entre el conductor A y el conductor B [mm]

D_{bc} : Es la distancia que hay entre el conductor B y el conductor C [mm]

D_{ca} : Es la distancia que hay entre el conductor C y el conductor A [mm]

De acuerdo a la configuración de los conductores de fase se tiene

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(4100)(4100)(8200)} = 5165.67 \text{ [mm]} = 5.16 \text{ [m]}$$

2. Cálculo de la impedancia del conductor (z)

Para obtener la Impedancia kilométrica del conductor ACSR/AS Hawk se consideran sus características eléctricas²⁴:

- La resistencia kilométrica del conductor a 50°C $R_{ac50^\circ C}$
- La reactancia inductiva a 1 pie de espaciamiento X_a
- El factor de espaciamiento para la reactancia inductiva X_d

²⁴ Valores obtenidos de tablas.

Por lo tanto el valor de la impedancia queda expresado de la siguiente forma.

$$\begin{aligned} z &= 0.2050 + j (0.430 + 0.3438) [\Omega/milla] \\ z &= 0.2050 + j0.7738 [\Omega/milla] \\ z &= 0.1273 + j 0.4807 [\Omega/km] \\ z &= 0.4971 \angle 75.2 [\Omega/km] \end{aligned}$$

3. Cálculo de la admitancia en paralelo del conductor (y)

Para determinar la admitancia en paralelo de los conductores se consideran:

- La reactancia capacitiva a 1 pie de espaciamiento X_d
- El factor de espaciamiento para la reactancia capacitiva X_d ,

$$\begin{aligned} D_{eq} &= 5.16 [m] \cong 17[pies] \\ X_d &= 0.0841 [\Omega/milla /conductor] \end{aligned}$$

Por lo tanto el valor de la admitancia queda expresado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} y &= j[1/(0.0988 + 0.0841)] \times 10^{-6} = 5.46 \times 10^{-6} [\Omega/milla] \\ y &= 3.3974 \times 10^{-6} [\Omega/km] \end{aligned}$$

4. Cálculo de la impedancia serie total por fase

Para el cálculo de la impedancia serie se considera la siguiente expresión:

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad \text{B.2}$$

Considerando los valores obtenidos anteriormente se tiene

$$Z_c = 382.47 \angle - 7.4 [\Omega/km]$$

5. Cálculo de la constante de propagación

Se determina con la siguiente expresión.

$$\gamma \ell = \sqrt{yz} \ell \quad \text{B.3}$$

donde:

ℓ =Longitud de la línea de transmisión (0.250 [km])

Por lo tanto el valor de la constante de propagación es:

$$\gamma \ell = \alpha + j\beta \quad \text{B.4}$$

$$\gamma l = 4.183 \times 10^{-5} + 3.221 \times 10^{-4}j$$

6. Cálculo del voltaje al neutro

El voltaje a neutro se determina con la siguiente expresión

$$V_R = \frac{V_F}{\sqrt{3}} \quad \text{B.5}$$

donde:

V_F = Voltaje de fase a fase (115 kV)

Por lo tanto el valor de V_R es expresado por:

$$V_R = 66.39 [kV]$$

7. Cálculo de la corriente

El cálculo de la corriente es determinado por la siguiente expresión.

$$I_R = \frac{MW}{\sqrt{3} V_F} \quad \text{B.6}$$

Por lo tanto el valor de I_R es expresado por:

$$I_R = 125.51 [A]$$

8. Cálculo del coseno hiperbólico

El coseno hiperbólico se expresa con la siguiente expresión:

$$\text{Cosh } \gamma l = \frac{1}{2} (e^{\alpha \angle \beta} + e^{-\alpha \angle \beta}) \quad \text{B.7}$$

donde

$\alpha = 4.183 \times 10^{-5}$ (Ver ecuación B.4)

$\beta = 0.0139$ (Ver Ecuación B.4)

Por lo tanto el valor del coseno hiperbólico es:

$$\text{Cosh } \gamma l = 1.0$$

9. Cálculo del seno hiperbólico

$$\text{Senh } \gamma l = \frac{1}{2} (e^{\alpha \angle \beta} - e^{-\alpha \angle \beta}) \quad \text{B.8}$$

$$\text{Senh } \gamma l = 2.47 \times 10^{-4} \angle 78.34$$

10. Cálculo del voltaje de envío V_s

$$V_s = V_R \text{Cosh } \gamma l + I_R Z_c \text{Senh } \gamma l \quad \text{B.9}$$

$$V_s = 64.386 \angle 0.179$$

11. Cálculo del porcentaje de regulación:

$$\%R = \frac{V_s / \text{Cosh } \gamma l - V_R}{V_R} \times 100 \quad \text{B.10}$$

$$\%R = 3\%$$

Conclusiones

Dado que el porcentaje de regulación de la línea de transmisión es menor al 3% de la regulación de voltaje, se considera que el uso del conductor ACSR/AS 477 Hawk es el conductor adecuado para la aplicación en la línea de transmisión Los Humeros.