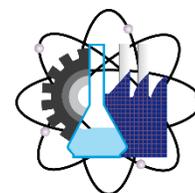




UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL CAMPO ELÉCTRICO Y EL CAMPO MAGNÉTICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN HVDC

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

P R E S E N T A:

ING. JORGE LUIS AGUILAR MARIN

DIRECTOR DE TESIS:

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS

CUERNAVACA, MORELOS

SEPTIEMBRE 2021



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA
Programas educativos de calidad reconocidos por CIEES, CACEI y CONACYT
SGC certificado en la norma ISO 9001:2015

Secretaría de Investigación y Posgrado

FORMATO T-2
NOMBRAMIENTO DE COMISIÓN REVISORA
Y DICTAMEN DE REVISIÓN

Cuernavaca, Mor., a 24 de agosto de 2021.

Dr. Luis Cisneros Villalobos
Dr. Mario Limón Mendoza
Dr. J. Guadalupe Velásquez Aguilar
Dr. José Gerardo Vera Dimas
Dra. Martha Roselia Contreras Valenzuela
PROFESORES DE LA FCQeI
P R E S E N T E

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la Comisión Revisora de la tesis que presenta el Ing. Jorge Luis Aguilar Marin titulada: METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL CAMPO ELÉCTRICO Y EL CAMPO MAGNÉTICO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN HVDC realizada bajo la dirección del Dr. Luis Cisneros Villalobos en el Programa Educativo de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

A T E N T A M E N T E
Por una humanidad culta

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQEI

D I C T A M E N

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQEI
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:.

D I C T A M E N

NOMBRE	VOTO	FIRMA
Dr. Luis Cisneros Villalobos		
Dr. Mario Limón Mendoza		
Dr. J. Guadalupe Velásquez Aguilar		
Dr. José Gerardo Vera Dimas		
Dra. Martha Roselia Contreras Valenzuela		



RECTORÍA
2017-2023

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ | Fecha:2021-09-10 12:46:20 | Firmante

JNgdGxxi2uwzN53aO1f1TvWiqSHBi7k/gsCH/xxsPt3DIP/900N/BwT370yhDTqSgYGSTiP8ZgMOVFe9vRZcYYIa0xJNrlz9S+TdvqPQ/D0pJRQwAJvN1CRwVW6AzmmmqD6Cer/LERA+zi4+dJmc7JP/O9UsEMHkR1vZcMPYLfUf7DLIOTQgTM142W1iRwJZ0jcuwtzk9UyNzTEMeg5Es3H4Tj/hHJu+dz+VObGDbVqmV5g8m+D5ArY9HpnznYGmve+7+Vku+iXc3mb/2e0BO/Kx5esQhvkkn0FoobQgy/a2iVcrnzsO23bwpLEvqXi2jcalqhPAmlg1ut07hibPSQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



[yuFmXW](#)

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/180IANcNrFM7F3ruVPBQVVJrEFdxaYA1>



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

MARTHA ROSELIA CONTRERAS VALENZUELA | Fecha:2021-09-14 10:21:26 | Firmante

gzQnIC5YGe/XZ+bgLiHgXwtCWrdQ1MEWt/94F3JBRZIDLkRNO6WETB42DWX5gDsglkXawbfN5HH1raoybZR/3jp3sUGLQybX3QCD1Kwo7SV26eHuL9hQWfUeeEmddm2K1ilOx5QBQQOnXo2XHnPPi8wfp7ZGAA9FWPuaCq9+EkMO6NA5rd2MfEq1wy+V2sBlbg1aQI7JT+j74J57a97hNj4e026fP2vVv13Zux4pT8kAoNGmNlkKI6fM1DNb/+0zWewpm1aQ Ccl.8iYj165yryJeS0ZLI8XLRcNKn17bvWsk/sRcNtGk6xyxbUnflAeina2BlnXBwVIWn9QaZ25ZQ==

MARIO LIMON MENDOZA | Fecha:2021-09-14 11:40:49 | Firmante

LEYc6vICQP0MzXKhfnt62DnyeMij4UkiCXbxbQ42rsSISgMn2IREnfY4KgTa9nohj+GaifpY8aEfgBf4+OBmtQ+fzWxlKR7GVke85/XBO7T6vsL1DcdkcQpOWAh4fCz198cWkBSEFMhg2geQpDreFi/d4qoGX+txqxsLiLn+OKID7ZkqsRj3DYTAwmN5gtrWRGk6B+C6cFEzvmPXMt3WK9n55SqCgg/89HYb1e9qoaMmJpYkpL60YPTOWUPX067owHucU+7JmjzlGP44535LAIP2Ap6Lolc/C8X1gnLXxeE6TU6TFpfSm8XH5g/EMYz8Rt5KtppQiqUARBJr2A==

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2021-09-14 16:01:53 | Firmante

NECWKnY4bV71KOQs+7z8tLsqfv/mkEPC+ukMpKUqMh/yVuaBncpVCI7jKIPIgkFIt0JAxXqhw7Po19VOM+zGegQ565Nlfe+4pFS6H411xQdVa7CSozxfolIEDFiJZ2FZPx/k6uyHh8VB95+ysF0TLLC587mmhqv/50YKTgbBeDLQONYic6tO5HMLdKXtdnTQtf1QKL2d4IqPbTKqcG6XwjTmZa2yUpEwVhl2zfwNU21OM+UXG6SzeEpGkEfxnKLBTYcuEYblit/+LLRwKnGp4u5rFJqRqoFDLGOvnp2FZwd4QEJ213Znmk1lguVkwqEUYJaa8M6799MP0rWE1VTw==

JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2021-09-15 01:18:18 | Firmante

ExbG32qIR9Yz6A2EwejpY1pJUDP/laV8r8tcbXQGF/ZtaafnWcuoOcqVf6K0I8ENC0ngEYyTD2IH6m17u2C2IUsxl4KiVt6OxVdrizamTOuzp3SwRBK/DyKQ7z4/kXdGNa/ohuC908V9Su2R/acc4VZymNRL2A4zytbLG3tnv6I2dPIM1W85CfYIzwMEesq1qRICHcg1CqPY+MauSAJnODjzBm/F7g/FP2I7eM1/UO+moCayY47IOI/gCU1m3clutT07O+fOWtezbKVgwCtlyXbDKFcl75h6iU0p8H24I7Zl7liW6PivrFXnBNUUYD+owEtSrUmBGn5C8zQfce4g==

J GUADALUPE VELASQUEZ AGUILAR | Fecha:2021-09-15 08:21:10 | Firmante

grJxADJqEfftL80h0mAks//TNOo5jHV1Qp8riXzyPoxQe1jqGRQS7ni4/FE6w9ZIXjawNEPKdU0qZBrqEhifoZ5pPAYT3JnmDvhenmyFpAh8T7uLTAWuxBICnCe5qOkPwwZfh8vdTm/rPKYzjnB6nX/l8sZUc4tXHARJeUioJcdFsJyJDkqmx95DCmrRxcytGRJ5DLEk7DyyAlf43ipFAwWS0KzKSKS/ooF/gitZfgZp56lp2B09I/7J8w53Fc3Ym4xEIRixR9TwdXfFy0+SQCz3/TORdsrhwufnP1for5GXyAdAj7hkeCHjK2S1yGXuS1TOCYI9UjdeOtQ0ra==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



6HE4fn

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/yRHvbWzN32nc8BbJNAo2opEMEKxJQsR>





CONTENIDO

CONTENIDO	I
ÍNDICE DE FIGURAS	III
ÍNDICE DE TABLAS	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
ACRÓNIMOS	X
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	9
1.1 Antecedentes	10
1.2 Objetivo general	12
1.2.1 Objetivos específicos	12
1.3 Hipótesis	12
1.4 Justificación	12
1.5 Alcance	13
CAPÍTULO 2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN HVDC	14
2.1 Introducción	14
2.2 Configuraciones de las líneas de transmisión aéreas en HVDC	16
2.2.1 Línea de transmisión monopolar	17
2.2.2 Línea de transmisión bipolar	18
2.3 Componentes de las líneas de transmisión	21
2.4 Características de las líneas de transmisión	26
2.5 Cable conductor	27
CAPÍTULO 3. CAMPO ELÉCTRICO Y CAMPO MAGNÉTICO GENERADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN HVDC	31
3.1 Campo eléctrico	31
3.2 Campo magnético	33
3.3 Valores de operación recomendados	34
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA CÁLCULAR EL ESFUERZO DE CAMPO ELÉCTRICO	36
CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA PARA CALCULAR LA DENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO	41



CAPÍTULO 6. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ESFUERZO DE CAMPO ELÉCTRICO Y LA DENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO EN LÍNEAS MONOPOLARES.....	45
6.1 Caso de estudio de una línea de transmisión monopolar de 500 kV	45
6.1.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico	46
6.1.2 Cálculo de la densidad de campo magnético.....	51
6.2 Caso de estudio de una línea de transmisión monopolar de 800 kV en HVDC	53
6.2.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico	54
6.2.2 Cálculo de la densidad de campo magnético.....	58
6.3 Análisis del impacto de la configuración de la línea en el esfuerzo de campo eléctrico y en la densidad de campo magnético.....	60
CAPÍTULO 7. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ESFUERZO DE CAMPO ELÉCTRICO Y LA DENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO EN LÍNEAS BIPOLARES.....	64
7.1 Caso de estudio de una línea de transmisión bipolar de 500 kV en HVDC ..	64
7.1.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico	65
7.1.2 Cálculo de la densidad de campo magnético.....	68
7.2 Caso de estudio de una línea de transmisión bipolar de 800 kV en HVDC ..	71
7.2.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico	72
7.2.2 Cálculo de la densidad de campo magnético.....	76
7.3 Análisis del impacto de la configuración de la línea en el esfuerzo de campo eléctrico y en la densidad de campo magnético.....	79
CONCLUSIONES	83
REFERENCIAS.....	85



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Evolución de la tecnología en los convertidores.....	10
Figura 1.2 Construcción de líneas de transmisión en HVDC alrededor del mundo.....	11
Figura 2.1 Esquema de transmisión en sistemas HVDC.	15
Figura 2.2 Comparación costo – longitud.	15
Figura 2.3 Disposición de líneas de transmisión HVAC y HVDC.	16
Figura 2.4 Arreglo monopolar.	17
Figura 2.5 Torres típicas de una línea monopolar en HVDC.	18
Figura 2.6 Arreglo bipolar.....	19
Figura 2.7 Falla en arreglo bipolar, retorno por tierra.	19
Figura 2.8 Falla en arreglo bipolar, retorno metálico.	20
Figura 2.9 Torre de una línea bipolar en HVDC.....	21
Figura 2.10 Cable conductor.....	21
Figura 2.11 Amortiguador tipo stock-bridge.....	22
Figura 2.12 Separador tipo triplex.	22
Figura 2.13 Aislador.....	22
Figura 2.14 Herrajes y accesorios.....	23
Figura 2.15 Estructura de soporte.	24
Figura 2.16 Cimentación de una línea de transmisión.	24
Figura 2.17 Señalización tipo boya.	25
Figura 2.18 Configuraciones de cables ACSR.....	28
Figura 2.19 Arreglo de conductores ACAR.	29
Figura 3.1 Campo eléctrico generado en una línea de transmisión bipolar.	31
Figura 3.2 Distribución del flujo del campo de iones.	32
Figura 3.3 Esfuerzo del campo eléctrico bajo una línea de transmisión bipolar en HVDC con y sin efecto corona.....	32
Figura 3.4 Campo magnético generado en una línea de transmisión bipolar.	33
Figura 3.5 Método de Carson, polos imaginarios.	34
Figura 4.1 Metodología para calcular el esfuerzo de campo eléctrico en líneas de transmisión aéreas en HVDC.....	36
Figura 4.2 Definición geométrica de variables.	37



Figura 5.1 Metodología para calcular la densidad de campo magnético en líneas de transmisión aéreas en HVDC..... 41

Figura 5.2 Definición geométrica de variables. 42

Figura 6.1 Perfil de la línea de transmisión monopolar de 500 kV en HVDC..... 45

Figura 6.2 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE. 50

Figura 6.3 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE..... 53

Figura 6.4 Perfil de la línea de transmisión monopolar de 800 kV en HVDC..... 54

Figura 6.5 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE. 57

Figura 6.6 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE..... 60

Figura 6.7 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones ADC-1, ADC-2 y ADC-3. 61

Figura 6.8 Densidad de campo magnético de las configuraciones ADC-1, ADC-2 y ADC-3. 61

Figura 6.9 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones BDC-1, BDC-2 y BDC-3. 63

Figura 6.10 Densidad de campo magnético de las configuraciones BDC-1, BDC-2 y BDC-3..... 63

Figura 7.1 Perfil de la línea de transmisión bipolar de 500 kV en HVDC..... 64

Figura 7.2 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE..... 68

Figura 7.3 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE. 71

Figura 7.4 Perfil de la línea de transmisión bipolar de 800 kV en HVDC..... 72

Figura 7.5 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE. 76

Figura 7.6 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE. 78

Figura 7.7 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones CDC-1, CDC-2 y CDC-3. 80

Figura 7.8 Densidad de campo magnético de las configuraciones CDC-1, CDC-2 y CDC-3. 80

Figura 7.9 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones DDC-1, DDC-2 y DDC-3. 81



Figura 7.10 Densidad de campo magnético de las configuraciones DDC-1, DDC-2 y DDC-3..... 82



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Tensiones de sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión.....	26
Tabla 2.2 Conductores normalizados por la CFE.	30
Tabla 3.1 Valores de campo eléctrico a nivel de tierra.....	35
Tabla 6.1 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.	50
Tabla 6.2 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.....	52
Tabla 6.3 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.	57
Tabla 6.4 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.....	59
Tabla 6.5 Coordenadas de la configuración ADC-2 y ADC-3.....	61
Tabla 6.6 Coordenadas de la configuración BDC-2 y BDC-3.....	62
Tabla 7.1 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.	68
Tabla 7.2 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.	70
Tabla 7.3 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.	75
Tabla 7.4 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.	78
Tabla 7.5 Coordenadas de la configuración CDC-2 y CDC-3.	79
Tabla 7.6 Coordenadas de la configuración DDC-2 y DDC-3.	81



AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo de investigación es el resultado de un largo tiempo de esfuerzo y dedicación, aprovecho esta oportunidad para expresarle mi más profundo aprecio a cada una de las personas que me apoyaron durante el desarrollo de mi proyecto de tesis.

Mi aprecio y agradecimiento para el Dr. Luis Cisneros Villalobos, le doy las gracias por el apoyo que me ha brindado en todo momento, como también los conocimientos que se ha dispuesto a compartirme, los cuales han sido de gran soporte para lograr el desarrollo de mi proyecto de tesis.

A la Universidad Autónoma del Estado de Morelos, gracias al apoyo de sus profesores que siempre entregan una sólida formación teórica y práctica en la Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería, que tiene a su cargo el posgrado de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica (MIEE).

Dedico este trabajo con todo cariño a mis padres, Sergio Aguilar y Alma Ruth Marin, por siempre mostrarme el camino a la superación.

Especialmente a Sandy Arizbeth Cortes, por su apoyo incondicional brindado en todo momento, por impulsarme a seguir adelante con mis metas, pero sobre todo por ser la causa de mi inspiración y mi motivación.



RESUMEN

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha provocado el desarrollo y aplicación de tecnologías que hacen más eficiente su medio de transporte. Así una de estas opciones es la implementación de líneas de transmisión en Corriente Directa de Alto Voltaje (HVDC). Algunos de los parámetros considerados en el diseño de las líneas de transmisión es la distribución del campo eléctrico y del campo magnético. La siguiente tesis presenta una metodología que permite la obtención del esfuerzo del campo eléctrico y la densidad del campo magnético sobre el corredor de una línea de transmisión, aplicando un análisis bidimensional de la línea de transmisión, sustituyendo el plano de la tierra por un conductor imagen idéntico al conductor en estudio, pero con una carga contraria y posicionándolo a una distancia por debajo del plano de la tierra.

Se presentan 4 casos de estudios de líneas de transmisión monopolares y bipolares de 500 y 800 kV en HVDC, los resultados obtenidos son validados por medio del software comercial Field And Corona Effects (FACE), los resultados son coherentes con los obtenidos a partir de la metodología, presentando una diferencia porcentual máxima del 2.0629% para el esfuerzo de campo eléctrico y 1.0137% para la densidad de campo magnético.

Se presenta un análisis del impacto de la configuración espacial de los polos en las líneas de transmisión y se define la configuración más eficiente para cada caso de estudio.

La metodología presentada puede ser aplicada en líneas de transmisión monopolares y bipolares, admitiendo las diferentes tensiones nominales de las líneas en HVDC, permitiendo calcular el esfuerzo del campo eléctrico y la densidad del campo magnético a una altura entre los polos y el nivel del suelo sobre el corredor de una línea de transmisión en HVDC.



ABSTRACT

The growth in the demand for electricity has led to the development and application of technologies that make its means of transport more efficient. Thus, one of these options is the implementation of High Voltage Direct Current (HVDC) transmission lines. Some of the parameters considered in the design of transmission lines is the distribution of the electric field and the magnetic field. The following thesis presents a methodology that allows obtaining the stress of the electric field and the density of the magnetic field on the corridor of a transmission line, applying a two-dimensional analysis of the transmission line, replacing the ground plane with an image conductor identical to the conductor under study, but with an opposite charge and positioning it at a distance below the ground plane.

Are presented 4 case studies of 500 and 800 *kV* monopolar and bipolar transmission lines in HVDC, the results obtained are validated by means of the commercial software Field And Corona Effects (FACE), the results are consistent with those obtained from the methodology, presenting a maximum percentage difference of 2.0629% for the electric field effort and 1.0137% for the magnetic field density.

An analysis of the impact of the spatial configuration of the poles in the transmission lines is presented and the most efficient configuration is defined for each case study.

The methodology presented can be applied in monopolar and bipolar transmission lines, admitting the different nominal voltages of the lines in HVDC, allowing to calculate the electric field stress and the magnetic field density at a height between the poles and the ground level above the corridor of a transmission line in HVDC.



ACRÓNIMOS

HVDC:	Corriente Directa de Alto Voltaje
FACE:	Field And Corona Effects
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
DC:	Corriente Directa
AC:	Corriente Alterna
HVAC:	Corriente Alterna de Alto Voltaje
LCC:	Convertidor de Línea Conmutada
VSC:	Convertidor de Fuente de Voltaje
IGBT:	Transistor Bipolar de Puerta Aislada
ANSI:	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
ASTM:	Sociedad Estadounidense de Prueba de Materiales
AAC:	Conductores Totalmente de Aluminio
ACSR:	Conductor de Aluminio Reforzado con Acero
AAAC:	Conductor de Aleación de Aluminio
ACAR:	Conductor de Aluminio, Aleación de Aluminio Reforzado
CPTT:	Comisión de Proyectos de Transmisión y Transformación
ICNIRP:	Comisión Internacional de Protección de Radiación no Ionizante
IRPA:	Asociación Internacional de Protección Radiológica



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente México no cuenta con sistemas de transmisión en HVDC y con la creciente demanda de energía, será uno de los medios de transmisión más eficientes en un futuro cercano, por lo que esta tecnología está siendo analizada por la normativa mexicana para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución.

A nivel internacional muchos países hacen uso de esta tecnología desde el siglo pasado. Europa y Asia son líderes en los sistemas HVDC y en algunos países hacen uso de esta tecnología, pero en una menor escala.

Las líneas de transmisión son parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia en HVDC, debido a que son las encargadas de transmitir la energía eléctrica a los puntos de demanda, por ello se debe asegurar su correcta operación. Al realizar el análisis eléctrico de una línea de transmisión se deben establecer circuitos equivalentes que representen el comportamiento de una línea de transmisión, de acuerdo con la longitud de la línea se propone un circuito equivalente compuesto por los parámetros eléctricos de la línea.

Uno de los parámetros considerados en el diseño de las líneas de transmisión en HVDC es la distribución del campo eléctrico y del campo magnético. Derivado de obtener los parámetros, se pueden tomar consideraciones importantes para el diseño, construcción y operación de las líneas de transmisión.

Fundamentado en lo anterior, este trabajo de tesis se enfoca de manera puntual en el campo eléctrico y el campo magnético generado en líneas de transmisión monopolares y bipolares de los sistemas HVDC, identificando los criterios que se deben considerar como información básica, apoyada por especificaciones técnicas, guías internacionales y artículos técnicos, de donde se obtendrá la información necesaria para realizar una metodología para calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético de las líneas de transmisión aéreas en HVDC.

1.1 Antecedentes

Con la llegada de la bombilla eléctrica a los hogares y fábricas de Europa y Estados Unidos a finales del siglo XIX, la demanda de electricidad creció tan rápidamente que se tuvo que buscar apresuradamente formas eficaces para generar y transmitir la electricidad [1].

El primer sistema de transmisión eléctrica en el mundo se construyó en 1882, basado en Corriente Directa (DC) entre Miesbach y Munich en Alemania, con una tensión de 2 kV y una longitud de 50 km , tenía componentes costosos y presentaba grandes pérdidas, por lo que, al inventarse el transformador en 1885, se prefirió utilizar la transmisión de Corriente Alterna (AC) debido a que en esa época presentaba mejores condiciones técnicas y económicas [2].

Durante la mitad del siglo XX continuó desarrollándose la tecnología de transmisión de energía de DC, con la invención del diodo, el tubo de vacío y las válvulas de arco de mercurio, los cuales en la década de 1950 hicieron posible la conversión de DC, incluso a niveles de alta tensión [1] [3] [4].

En la Figura 1.1, se presenta de manera esquemática la evolución de la tecnología de los convertidores de DC, a partir de 1954 hasta la actualidad [3].

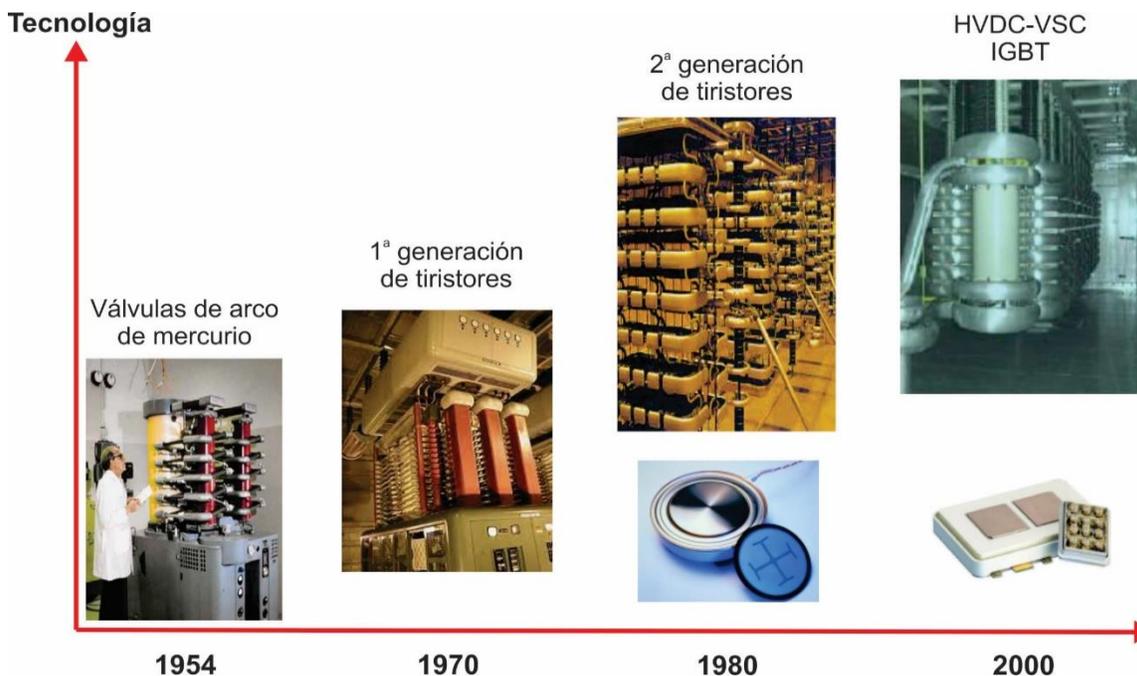


Figura 1.1 Evolución de la tecnología en los convertidores [3].



En el año 1954 se realizó la primera instalación de una línea comercial de transmisión de HVDC a nivel mundial, entre la isla de Gotland y Suecia, la cual transmitía una potencia de 20 MW a una tensión de 100 kV con una longitud de 90 km, los dispositivos usados para convertir la señal AC en DC eran válvulas de arco de mercurio [1]. En 1967 se inició el uso de las válvulas de estado sólido (tiristores) en la transmisión de HVDC y se aplicaron nuevamente en el enlace Gotland-Suecia. En 1968 se usaron tiristores en el proyecto Cahora Bassa con una tensión de 533 kV, una potencia de 1920 MW y una longitud de 1420 km [3] [4]. En 1970 se implementaron tiristores conectados en serie con las válvulas de arco de mercurio, permitiendo aumentar la capacidad del enlace Gotland-Suecia a 30 MW y la tensión a 150 kV, en 1983 y 1985 se realizaron nuevas conexiones que aumentaron la capacidad de potencia total a 260 MW, estas expansiones se denominaron "Gotland 2" y "Gotland 3", cada una tiene la posibilidad de funcionar de manera independiente, pero en conjunto forman una conexión bipolar [1]. En el año de 2004, la capacidad instalada en el mundo utilizando la tecnología de HVDC ascendía a más de 70 GW. El mayor enlace construido es de Itaipú en Brasil con una potencia de 6,3 GW [3] [4].

Al paso de los años se diseñaron e instalaron líneas de HVDC alrededor del mundo, en la Figura 1.2 se observan los proyectos de HVDC más relevantes en el mundo, teniendo su mayor número en Norteamérica, Europa y Asia [5].

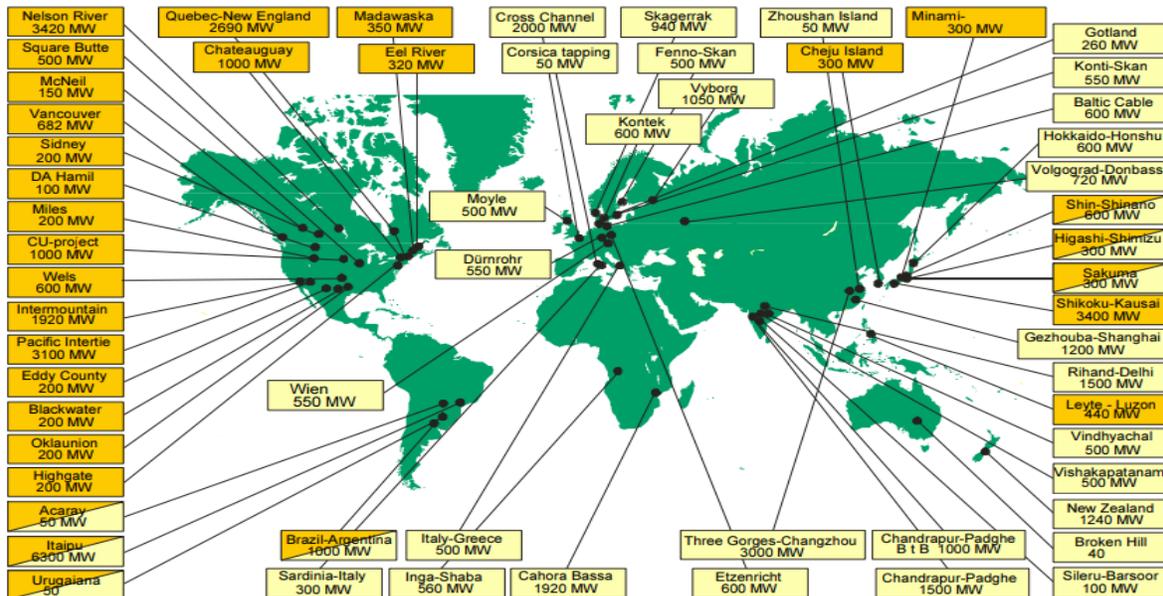


Figura 1.2 Construcción de líneas de transmisión en HVDC alrededor del mundo [5].



1.2 Objetivo general

Desarrollar una metodología que permita la obtención del esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético de las líneas de transmisión aéreas monopolares y bipolares en HVDC, a una altura entre los polos y el corredor de la línea de transmisión, considerando la configuración espacial de la línea y los valores recomendados por las normativas para limitar el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a nivel del suelo.

1.2.1 Objetivos específicos

1. Definir los tipos de configuraciones en los sistemas HVDC.
2. Definir los valores recomendados de operación para el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético de las líneas de transmisión aéreas en HVDC.
3. Desarrollar una metodología para calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético de las líneas de transmisión aéreas en HVDC.
4. Desarrollo de estudios para calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético en líneas de transmisión aéreas monopolares y bipolares en HVDC.
5. Analizar y validar los resultados obtenidos a través de la metodología para calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético, utilizando el software FACE.

1.3 Hipótesis

Se puede desarrollar una metodología que permita la obtención del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético sobre el corredor de una línea de transmisión aérea en HVDC, si al esfuerzo de campo eléctrico se le sustituye el plano de la tierra por un conductor imagen idéntico al conductor en estudio, posicionándolo a una distancia por debajo del plano de la tierra, y si a la densidad de campo magnético se aplica un análisis bidimensional de la línea de transmisión, asumiendo polos paralelos sobre el nivel del suelo, considerando la configuración espacial de la línea.

1.4 Justificación

Para una demanda mayor en la infraestructura de las líneas de transmisión aéreas en HVDC, también se requiere de una mayor capacidad tecnológica en las áreas de diseño y construcción. Por lo que este trabajo proporcionara una metodología de referencia, que contenga los pasos necesarios para realizar el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético.



1.5 Alcance

Seleccionar los criterios que servirán para el desarrollo de la metodología para calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético de líneas de transmisión aéreas en HVDC, tomando como base las siguientes características:

- Configuración de la línea de transmisión.
- Corredor de la línea de transmisión.
- Normatividad nacional e internacional.



CAPÍTULO 2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN HVDC

2.1 Introducción

Uno de los métodos más eficientes para la transmisión de energía eléctrica es utilizar sistemas en HVDC, cuando se trata de proporcionar energía eléctrica desde largas distancias a una carga grande y que está en continuo crecimiento [6] [7]. En comparación con el sistema de Corriente Alterna de Alto Voltaje (HVAC), el sistema HVDC es más competitivo para la transmisión de energía eléctrica, interconexiones asíncronas y cruces de cables submarinos largos [8].

Debido al notable incremento en la potencia y la confiabilidad de los convertidores de potencia AC/DC, la transmisión de energía de alta tensión en HVDC ha crecido en forma importante a nivel mundial. Actualmente, las tensiones utilizadas para la transmisión aérea están en el rango de ± 500 a ± 800 kV, con corrientes nominales de 1 a 4 kA [9] [10].

A continuación, se enumeran los principales beneficios técnicos de un sistema en HVDC.

1. El flujo de energía es totalmente controlable, rápido y preciso.
2. El enlace de HVDC es asíncrono y puede adaptarse a cualquier tensión o frecuencia nominal.
3. Las líneas de transmisión de HVDC no aumentan el nivel de corto circuito del sistema y las fallas no se pueden transferir a través de conexiones de HVDC.
4. Existe una mejor capacidad de transmitir energía con cables aéreos, subterráneos y submarinos a grandes distancias.
5. El impacto visual y el uso del terreno es menor, así como el costo por el corredor de línea [11] [12].

Un sistema en HVDC funciona de la siguiente forma: La red en AC alimenta el convertidor que opera como rectificador, con un previo ajuste de la tensión a través de un transformador. La salida del rectificador es energía en DC independientemente de la frecuencia y la fase de la red de AC. Esta energía se transmite por la red de DC, aérea, subterránea o submarina, hasta otro convertidor que opera como un inversor, y permite a la energía fluir de nuevo por la red de AC del receptor, en la Figura 2.1 se presenta el funcionamiento del sistema [4] [13].

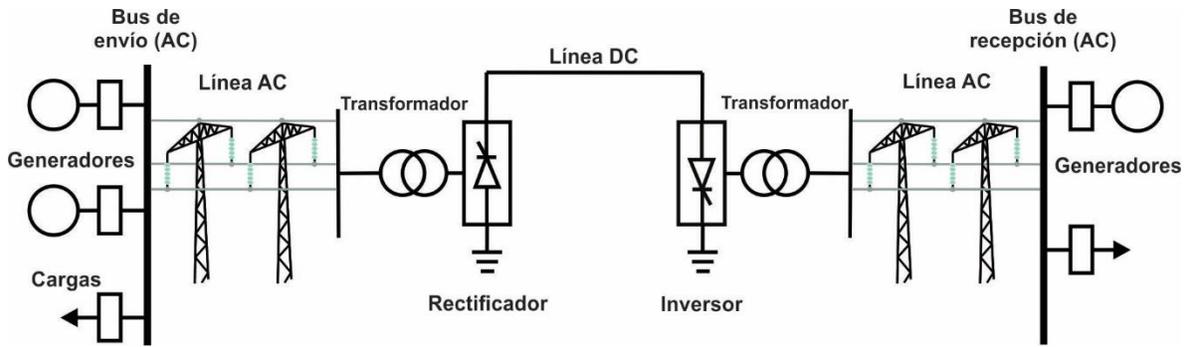


Figura 2.1 Esquema de transmisión en sistemas HVDC [13].

La decisión de implementar un sistema en HVDC involucra un análisis económico, donde se deben considerar los costos de las líneas de transmisión, las estaciones convertidoras, la tecnología de los equipos, las pérdidas asociadas a un período de tiempo, además de los costos de mantenimiento y operación [14]. En la Figura 2.2 se presentan los costos de construcción y operación versus la longitud de los sistemas de transmisión en HVAC y HVDC para un mismo nivel de potencia mayor o igual a 1000 MW [10]. Existe un punto de equilibrio que determina la longitud en la cual construir y operar una línea en AC o en DC tiene el mismo costo, la longitud oscila en los 800 km [3]. A una distancia de 0 km se tienen los costos de las subestaciones de ambos tipos de sistemas, y el aumento se comienza a producir producto del costo de la línea de transmisión aérea [4].

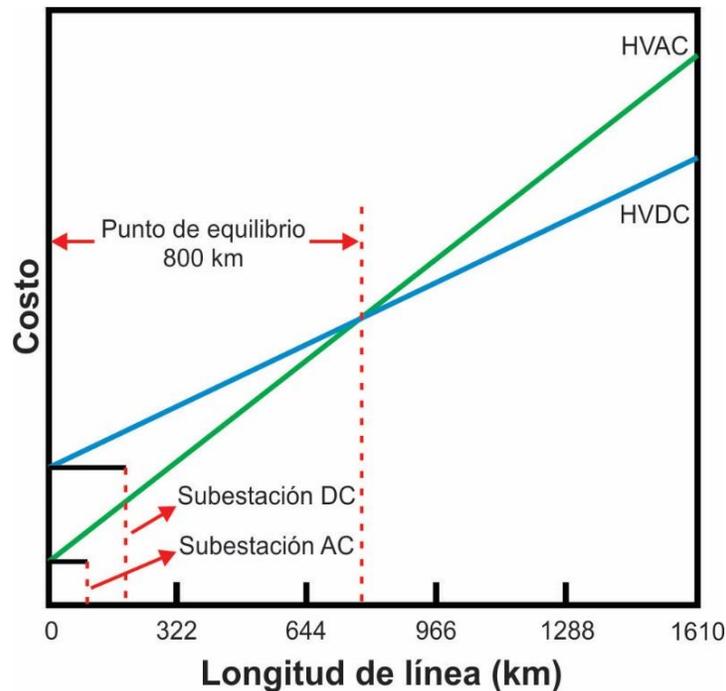


Figura 2.2 Comparación costo – longitud [12].

A pesar de que el costo de una subestación de DC es mayor que el de una subestación de AC, la cantidad de material usado en las líneas transmisión en HVDC es menor respecto a una línea de HVAC [5].

En la Figura 2.3 se presenta un esquema de líneas de transmisión usadas en HVAC y HVDC para transmitir una potencia de 6000 MW a una tensión de 800 kV [12].

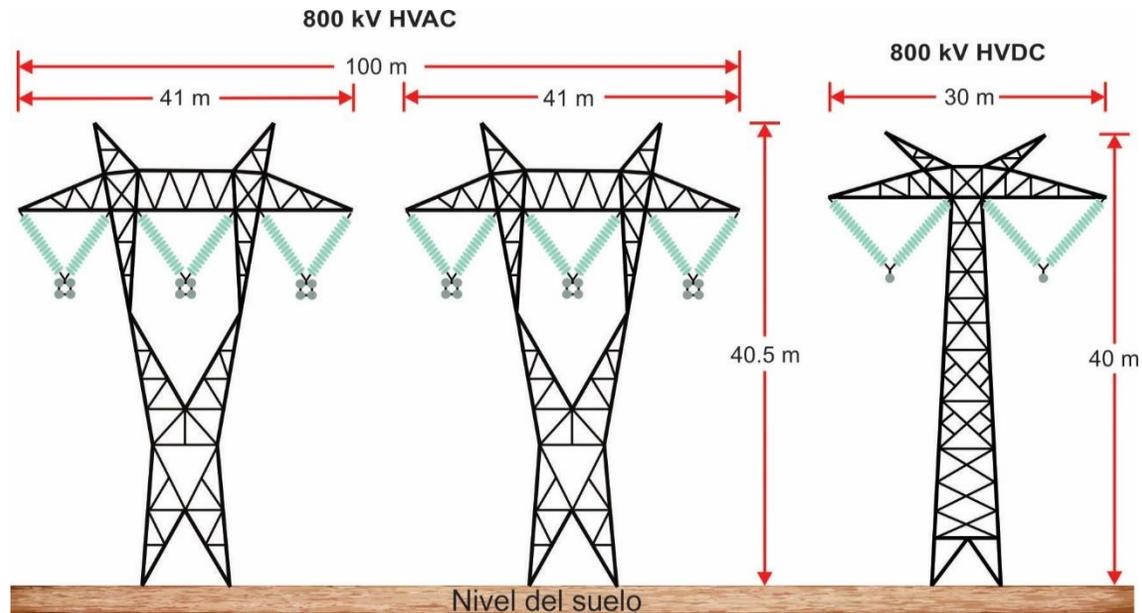


Figura 2.3 Disposición de líneas de transmisión HVAC y HVDC [12].

2.2 Configuraciones de las líneas de transmisión aéreas en HVDC

Las configuraciones básicas de los sistemas HVDC incluyen sistemas back-to-back, monopolares, bipolares y multi-terminal. La configuración de un esquema HVDC determina el camino de la corriente en operación normal, en contingencia y si la operación de retorno a tierra puede ocurrir.

Las estaciones convertidoras pueden usar Convertidor de Línea Conmutada (LCC) con tiristores o Convertidor de Fuente de Voltaje (VSC) usando Transistor Bipolar de Puerta Aislada (IGBT) [15].

Existen dos arreglos básicos con retorno por tierra para los enlaces de sistemas HVDC, los cuales son [9]:

1. Monopolar
2. Bipolar

2.2.1 Línea de transmisión monopolar

La configuración monopolar utiliza dos convertidores que están separados por una línea de transmisión que trabaja con un voltaje de DC positivo o negativo, la tierra del sistema se utiliza para el regreso de la corriente. En la Figura 2.4 se muestra un diagrama esquemático de una línea de transmisión monopolar [16].

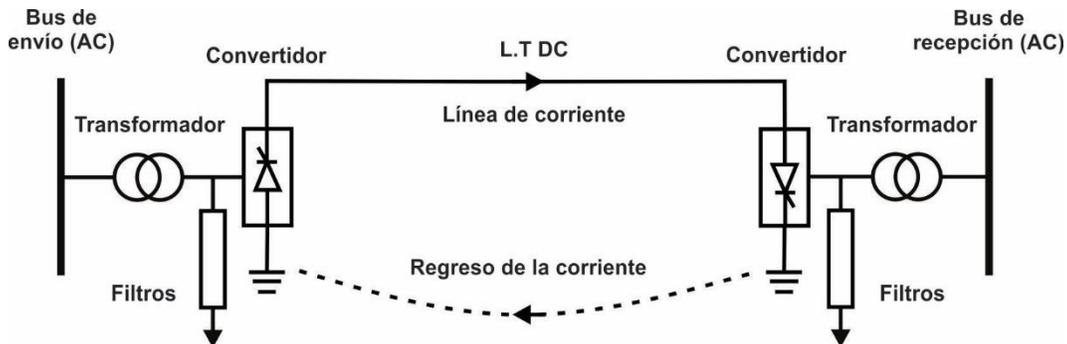


Figura 2.4 Arreglo monopolar [16].

A continuación, se enumeran las principales ventajas de un sistema monopolar [4]:

1. Configuración simple.
2. Utiliza solo dos convertidores AC/DC y una línea de enlace.
3. La infraestructura utilizada es menor.
4. El retorno de la corriente se realiza por mar o tierra.
5. Utiliza solo un conductor para la transmisión de energía en DC.

A continuación, se enumeran las principales desventajas de un sistema monopolar [4]:

1. Pérdida de la transmisión cuando se pierde el enlace.
2. Operación continua de los electrodos para el retorno por mar o tierra.
3. Efectos de la circulación de corriente en el suelo o mar (corrosión, contaminación, seguridad eléctrica).

Con base en los requerimientos de transmisión de energía, la CFE es la encargada de determinar, de manera preliminar, el tipo de estructura a emplear para una línea de transmisión monopolar. Cabe destacar que, durante el recorrido de la trayectoria y el proceso de diseño, es posible detectar la necesidad de utilizar otro tipo de estructuras o el requerimiento de estructuras de diseños especiales.

El tipo de estructuras a utilizar para el diseño y en consecuencia la construcción de una línea de transmisión aérea depende principalmente de:

- Nivel de tensión eléctrica de operación.
- Calibre del conductor a ser instalado.
- Cantidad de polos necesarios para el enlace a la red eléctrica.
- Disposición de polos en el espacio.
- Costos o presupuesto destinado para su construcción.
- Zonas por donde pasará la trayectoria de la línea de transmisión.

La Figura 2.5, muestra tres torres típicas de una línea de transmisión monopolar en HVDC.

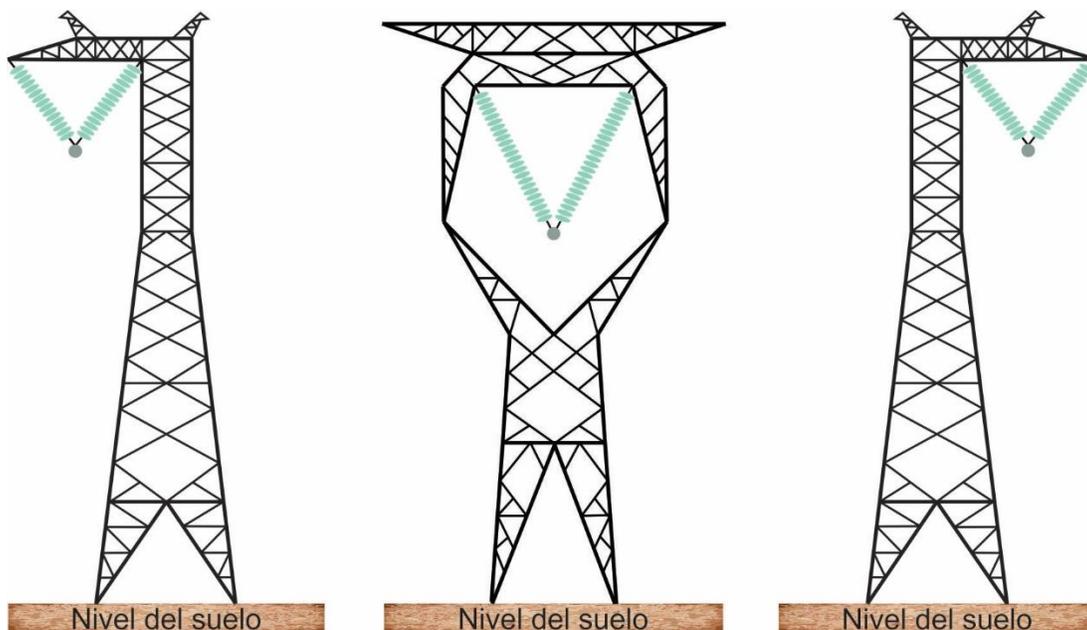


Figura 2.5 Torres típicas de una línea monopolar en HVDC [17].

2.2.2 Línea de transmisión bipolar

La configuración bipolar utiliza cuatro convertidores AC/DC, dos en cada extremo y se considera como la combinación de dos arreglos monopolares con retorno por tierra. En la Figura 2.6 se muestra un diagrama esquemático de una línea de transmisión bipolar [16].

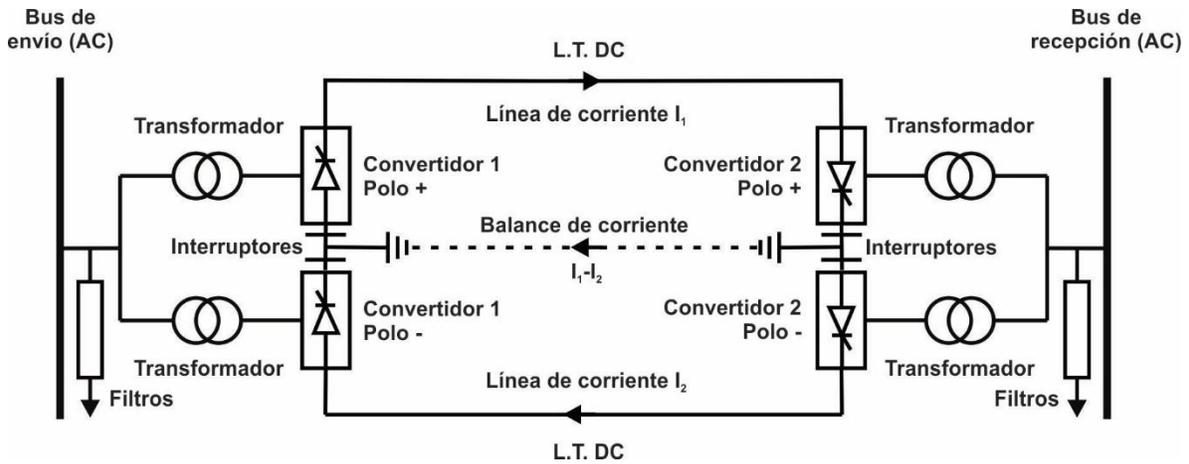


Figura 2.6 Arreglo bipolar [16].

A continuación, se enumeran las principales ventajas de un sistema bipolar [4]:

1. Corriente casi cero en el suelo en operación normal (1 a 2% de corriente nominal), debido al balance de la corriente (misma intensidad y polaridad opuesta).
2. Capacidad de operación al 50% ante la falla de un convertidor o enlace.
3. Retorno por tierra ante una contingencia (pérdida de un convertidor o enlace) ver Figura 2.7.
4. Pasar a modo "retorno metálico" mediante el uso del enlace fallado (coordinación de interruptores) ver Figura 2.8.
5. Incremento de la vida útil del electrodo de tierra debido a menor circulación de corrientes en tierra.

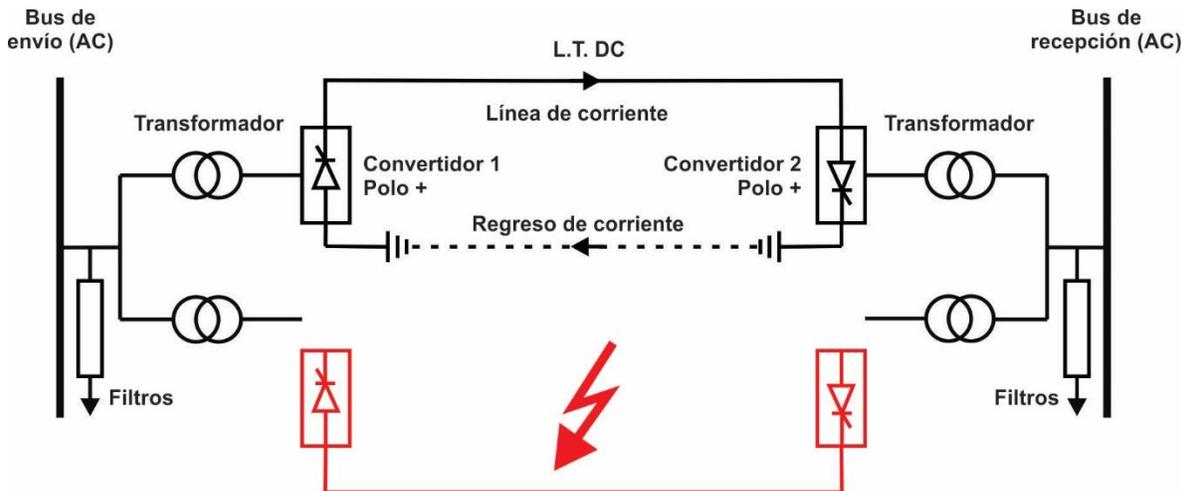


Figura 2.7 Falla en arreglo bipolar, retorno por tierra [18] [19].

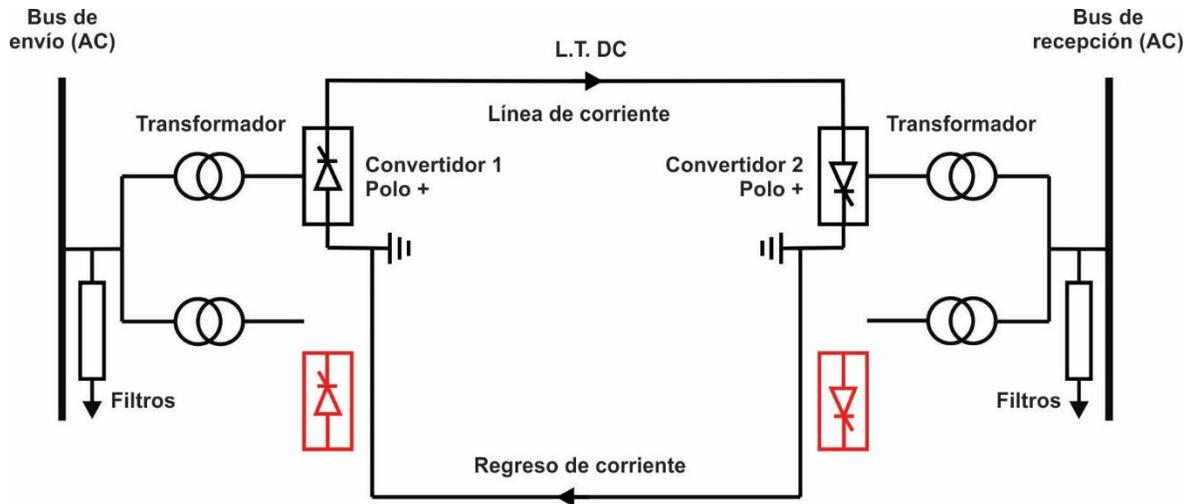


Figura 2.8 Falla en arreglo bipolar, retorno metálico [18] [19].

A continuación, se enumeran las principales desventajas de un sistema bipolar [4]:

1. Dado que los conductores de potencia deben estar aislados para la tensión de transmisión, el costo de la línea de transmisión es más alto que un arreglo monopolar con un conductor de retorno.
2. Se duplica el porcentaje de pérdidas en la línea.
3. Doble rango de TAP requerido en el transformador de potencia debido a la caída de tensión, elevando su costo.
4. Confiabilidad reducida debido al uso de dos conductores expuestos en la transmisión y debido a interrupciones asociadas con las operaciones de la protección en el convertidor aislado de tierra.

Las estructuras de transmisión aéreas bipolares tienen como función principal proporcionar un soporte adecuado a los polos para la transmisión de energía eléctrica, cumpliendo con las distancias dieléctricas mínimas entre los puntos de soporte de los polos y con la capacidad mecánica para absorber las tensiones generadas por los polos, además de las condiciones ambientales que inciden en ellas.

La Figura 2.9, muestra tres torres típicas para una línea de transmisión aérea bipolar en HVDC.

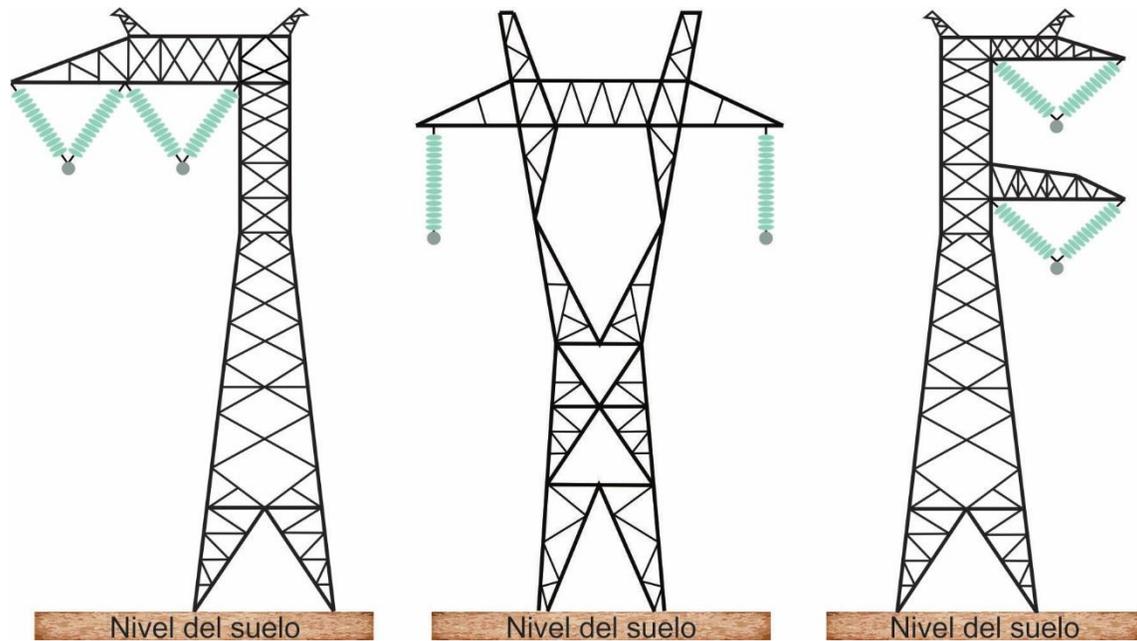


Figura 2.9 Torre de una línea bipolar en HVDC [17] [20].

2.3 Componentes de las líneas de transmisión

A continuación, se describen los principales componentes de una línea de transmisión, comúnmente denominados materiales de instalación permanentes, indicando de manera sucinta su función.

Cables conductores. Son los encargados de transmitir la energía eléctrica. La capacidad de transmisión depende de los materiales utilizados para su fabricación. Los cables conductores representan un alto costo de una línea de transmisión, en la Figura 2.10 se presenta un cable conductor típico de una línea de transmisión [21] [22].



Figura 2.10 Cable conductor [23].

Amortiguadores. Elementos mecánicos que contribuyen a reducir la amplitud de las oscilaciones provocadas por el viento en los cables conductores, evitando fallas por fatiga. Los más utilizados son del tipo stock-bridge, compuestos por una grapa de sujeción, cable



mensaje y dos contrapesos laterales, en la Figura 2.11 se presenta un amortiguador tipo stock-bridge [24].



Figura 2.11 Amortiguador tipo stock-bridge [23].

Separadores. Elementos mecánicos que tienen la función de mantener distantes los conductores para evitar daños por fricción o golpeteo. Se emplean cuando, en una línea de transmisión se instalan dos o más conductores por polo, en la Figura 2.12 se presenta un separador tipo tríplex [24].



Figura 2.12 Separador tipo tríplex [23].

Aisladores. Componentes que cumplen con ciertos requerimientos eléctricos que, dependiendo del nivel de tensión eléctrica de operación, deben soportar las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas y por maniobras, sin que se forme una trayectoria conductora (arco eléctrico) sobre la superficie. Mecánicamente, los aisladores deben soportar las cargas originadas por viento y hielo sobre el cable conductor, en la Figura 2.13 se presenta un aislador típico utilizado en una línea de transmisión [21].



Figura 2.13 Aislador [23].



Herrajes y accesorios. La selección de los herrajes debe garantizar el correcto ensamble de cada uno de los elementos de los conjuntos de tensión y suspensión para cables conductores. De igual manera, deben soportar los esfuerzos mecánicos correspondientes. Como requerimiento de operación de la línea de transmisión, el diseño de los herrajes debe ser libre de efecto corona, en la Figura 2.14 se presentan los herrajes y accesorios típicos de una línea de transmisión [21].



Figura 2.14 Herrajes y accesorios [23].

Estructuras de soporte. Son una parte significativa del costo de las líneas de transmisión, las estructuras a utilizar en una línea de transmisión deben soportar las tensiones mecánicas aplicadas a los cables conductores, su diseño debe considerar las distancias dieléctricas y libramientos mínimos acordes al nivel de tensión eléctrica de operación, en la Figura 2.15 se presenta una estructura de soporte típica de una línea de transmisión [21].

Cimentaciones. También representan una parte significativa en el costo total de las líneas de transmisión. El diseño de las cimentaciones está en función del tipo de suelo donde se planea ubicar estructuras. En términos generales, las cimentaciones pueden ser a base de pilas, zapatas aisladas, ancladas en roca y pilotes con traveses de liga, en la Figura 2.16 se presenta una cimentación típica de una línea de transmisión [24].

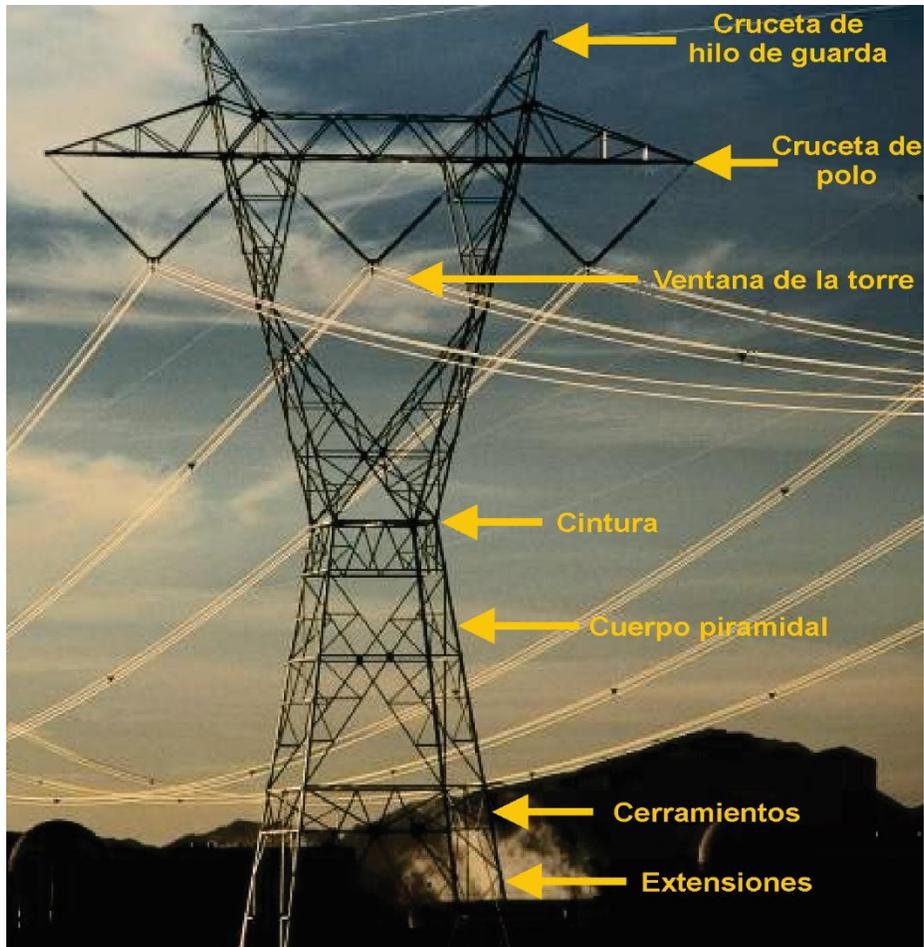


Figura 2.15 Estructura de soporte [23].

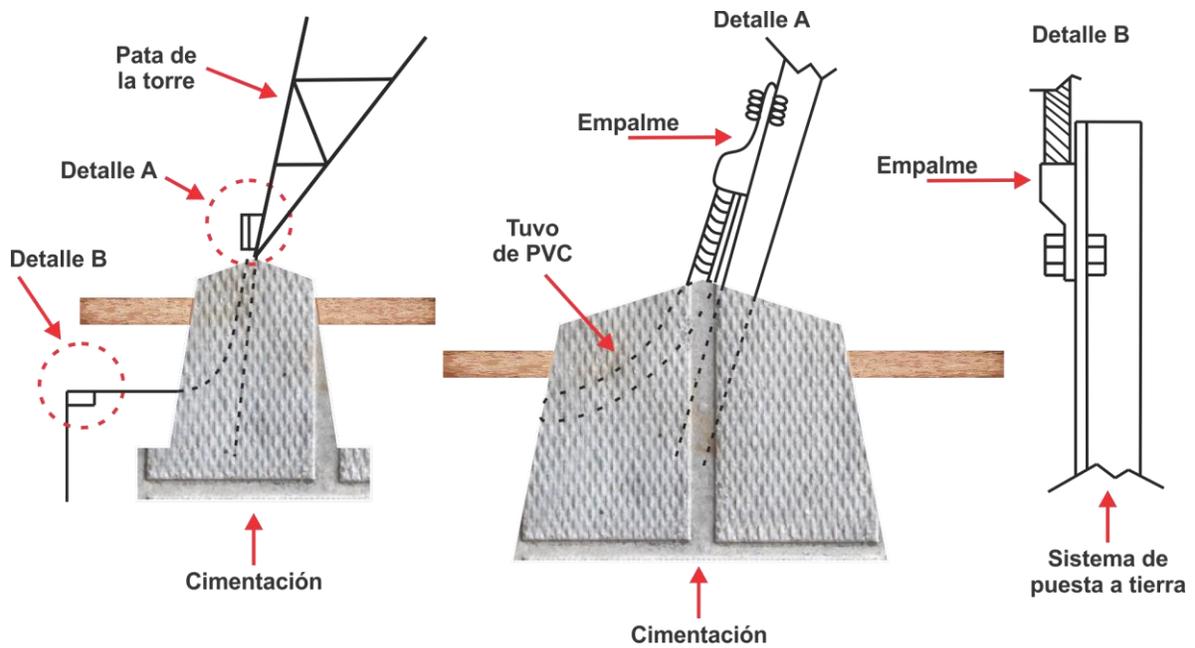


Figura 2.16 Cimentación de una línea de transmisión [23].



Sistemas de puesta a tierra. El sistema de conexión a tierra dirige la energía de la descarga fuera de las partes energizadas con tal de mantener en operación la línea de transmisión sin originar falla. El diseño del sistema de conexión a tierras depende de la resistividad del suelo donde se ubiquen las estructuras de la línea de transmisión, en la Figura 2.16 se presenta un sistema de puesta a tierra típico de una línea de transmisión [24].

Señalización. El sistema de señalización para líneas de transmisión se requiere principalmente, para las siguientes razones:

- Seguridad en la aeronáutica: Permite que los elementos de las líneas de transmisión aéreas sean visibles y evita colisiones de las aeronaves con las estructuras y cables aéreos; esto se logra con la instalación de boyas, normalmente de color rojo y para estructuras cercanas a aeropuertos, se aplica pintura en franjas horizontales, alternando colores blanco y rojo. En la Figura 2.17 se presentan las boyas típicas de una línea de transmisión.
- Para facilitar la inspección aérea por parte del personal de las áreas operativas de la CFE. Permite dos acciones: (a) identificar la secuencia numérica de las estructuras mediante la instalación de placas en su parte más alta, (b) la aplicación de pintura en las crucetas de las estructuras para señalar deflexiones, entronques y derivaciones.
- Como medida preventiva para la población en general. Se colocan señalamientos de peligro, visibles para los peatones, indicando que se trata de instalaciones de alto voltaje [24].



Figura 2.17 Señalización tipo boya [23].



2.4 Características de las líneas de transmisión

Tensión nominal del sistema. Este es el valor de voltaje nominal de fase a fase en kilovolts (kV) al que, en condiciones normales, debe operar la línea de transmisión. La tensión nominal del sistema está determinada por las necesidades de la red eléctrica del SEN, con previo análisis del Departamento de Planeación de la CFE.

Los valores de tensión nominal empleados por la red de transmisión de la CFE son: 115, 138, 161, 230 y 400 kV , de acuerdo con la especificación CFE L0000-02 "Tensiones de sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión". Con base en esta misma especificación, son restringidas las tensiones nominales de 138 y 161 kV [25] [26].

Actualmente la normativa mexicana esta analizado las tensiones nominales para la transmisión de HVDC en el rango de 500 a 800 kV , para el desarrollo del SEN [27].

Tensión máxima del sistema. Este es el valor de voltaje máximo fase a fase en kV al que en condiciones normales puede operar una línea de transmisión. La tensión máxima del sistema está determinada por la tensión nominal del sistema, tal como se indica en la Tabla 2.1 (*) de acuerdo con la especificación CFE L0000-02 [26].

Tabla 2.1 Tensiones de sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión [26].

Tensión nominal, en kV	Tensión máxima, en kV
69	72.5 (*)
115	123 (*)
138	145
161	170
230	245 (*)
400	420 (*)

Frecuencia nominal. Este es el valor de frecuencia en Hertz (Hz) al que en condiciones normales debe operar la línea de transmisión. La frecuencia nominal del sistema está determinada por la frecuencia a la que opera la red eléctrica del SEN. El valor de frecuencia nominal empleado por la red de transmisión de CFE es de 60 Hz [24]. En el caso de sistemas de transmisión en HVDC la frecuencia es nula por lo tanto se considera 0 Hz [27].

Longitud. Este parámetro indica la distancia en kilómetros (km) desde el punto de inicio de la línea de transmisión (normalmente una subestación) hasta el punto de llegada de la



misma (normalmente otra subestación o un entronque con una línea de transmisión). La longitud de la línea de transmisión está determinada por la trayectoria de la misma, la cual es definida por el Departamento de Selección de Sitios de la CFE [22].

Cantidad de polos, calibre y cantidad de conductores por polo. La cantidad de polos, calibre y cantidad de conductores por polo que debe llevar la línea de transmisión la determina el Departamento de Planeación de la CFE con base a sus estudios preliminares y considerando los requerimientos de energía del sistema [23].

Disposición de polos en el espacio. Las configuraciones más típicas de disposición de polos en el espacio son horizontales y verticales. La disposición horizontal produce estructuras de menor peso para un polo, la disposición vertical genera estructuras que demandan menor ancho de corredor de línea, siendo estas las más utilizadas para instalación de dos polos [23].

2.5 Cable conductor

El componente principal de una línea de transmisión es el cable conductor. Existe una gran variedad de tipos de cables conductores empleados para la transmisión de energía eléctrica en forma aérea con diferentes características, conformación y tratamiento de los materiales que lo componen.

Materiales utilizados para la fabricación de conductores. Son designados por el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI) y especificados por la Sociedad Estadounidense de Prueba de Materiales (ASTM). Los cables conductores se fabrican de diversos alambres de aluminio, cobre y acero, sin embargo, actualmente no es común el uso de cobre para la fabricación de cables para líneas de transmisión aéreas [23].

Conductores convencionales. Existen cuatro tipos de conductores convencionales:

- Conductores Totalmente de Aluminio (AAC).
- Conductor de Aluminio Reforzado con Acero (ACSR).
- Conductor de Aleación de Aluminio (AAAC).
- Conductor de Aluminio, Aleación de Aluminio Reforzado (ACAR).



Independientemente del tipo de material utilizado, los alambres siempre son redondos y dispuestos en capas concéntricas. Su desempeño ha sido probado por mucho tiempo bajo condiciones y aplicaciones específicas.

AAC. Manufacturado con aluminio 1350-H19, es un conductor de bajo costo que ofrece una conductividad de 61.2% y buena resistencia a la corrosión. Su aplicación es para enlaces que requieren alta conductividad y moderados esfuerzos mecánicos, ideal para instalaciones en áreas urbanas limitadas por espacio, donde se tienen claros cortos requerimientos de transferencia de corriente máxima.

ACSR. Compuesto por un núcleo de alambres de acero galvanizado envuelto por una o varias capas de alambres de aluminio 1350-H19 (de común aplicación en líneas de transmisión y distribución). Su calibre expresado en circular mil, es específicamente el área de su sección transversal de aluminio. La variedad de fabricación de la proporción de aluminio y acero permite obtener un amplio rango de capacidades de transmisión de corriente y características de resistencia mecánica. La cantidad de alambres de aluminio y acero se indica separada por una diagonal, esto es "26/7", significa que el conductor está compuesto por 26 alambres de aluminio y siete alambres de acero como se observa en la Figura 2.18 [28].

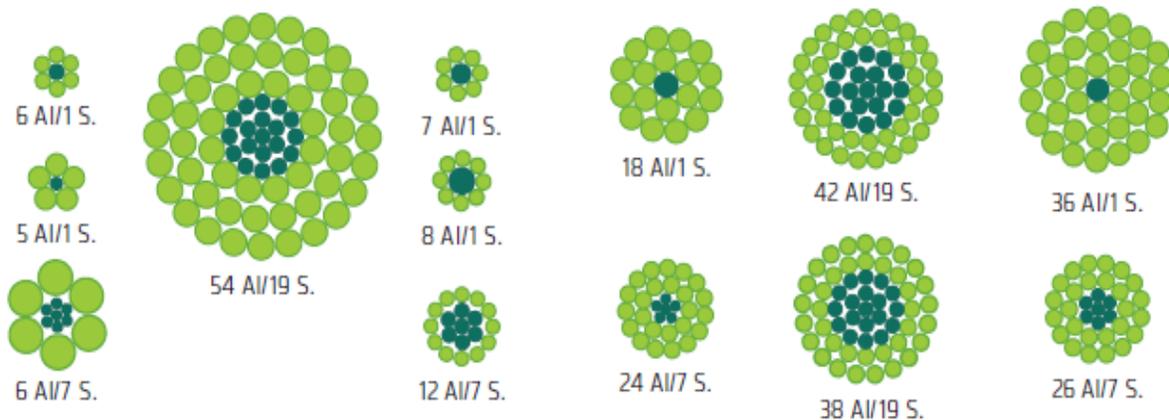


Figura 2.18 Configuraciones de cables ACSR [28].

AAAC. Desarrollado para reemplazar conductores ACSR con combinaciones 6/1 y 26/7 de aluminio/acero, este cable es fabricado enteramente de alambres de aleaciones de aluminio 6201-T81, permitiendo su comparación y en algunos casos, mejorar sus características



sobre conductores ACSR y AAC. Los conductores AAAC ofrecen la combinación de buena conductividad, alta capacidad de tensión mecánica y excelente resistencia a la corrosión. Estas características lo hacen una buena opción para líneas de distribución en zonas costeras y otras áreas con severos problemas de corrosión [29].

El conductor AAAC es más susceptible a problemas de vibración que un conductor ACSR instalado a la misma tensión mecánica. El uso de calibres menores a 3/0 AWG, equivalente en cables ACSR, debe ser evitado en estructuras de suspensión, ya que el peso ligero del conductor puede resultar en inadecuadas fuerzas verticales hacia abajo en las cadenas de suspensión y provocar ruido audible y problemas de balanceo en los aisladores [30].

ACAR. Compuesto por alambres de aluminio 1350-H19, reforzado con un núcleo y/o diferente distribución de alambres de aleación de aluminio 6201-T81, todos del mismo diámetro. Los cables ACAR cuentan con un buen balance entre propiedades eléctricas y mecánicas, con excelente resistencia a la corrosión. Con la fabricación de varios arreglos en cuanto a la cantidad de alambres de aleación de aluminio, es posible lograr características similares a las de los conductores AAC y AAAC, inclusive de los ACSR como se observa en la Figura 2.19 [30].

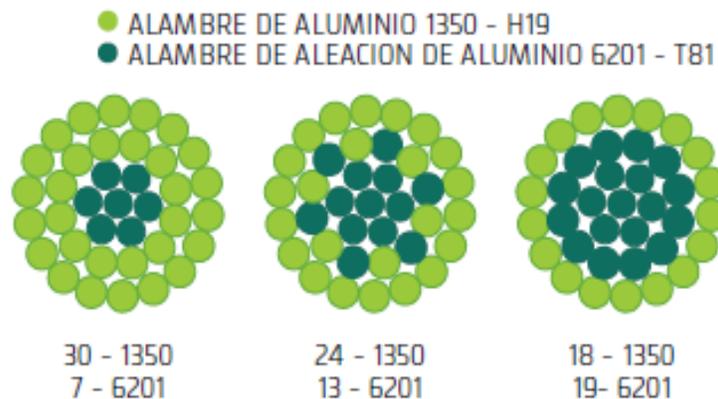


Figura 2.19 Arreglo de conductores ACAR [23].

Conductores modificados. La construcción de los conductores convencionales puede ser modificada para ajustar el desempeño bajo ciertas condiciones de operación requeridas. Estas modificaciones pueden ser, entre otras:

1. Diferente forma de los alambres que lo componen, para disminuir el área de la sección transversal del conductor.



2. El grado de templado de los alambres de aluminio, para brindar mayor resistencia mecánica.
3. Diferentes tipos de recubrimiento, para la protección contra corrosión de los alambres de acero.
4. La configuración geométrica del conductor para variar su comportamiento ante el viento [23].

Conductores normalizados por la CFE. Históricamente la CFE ha usado cables de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero galvanizado ACSR para su red de transmisión en el SEN, debido a su bajo costo y alta relación peso-resistencia mecánica, comparados con otros tipos de conductores. Los tipos de conductores para cada nivel de tensión eléctrica, así como sus características requeridas por la CFE para estos conductores, se plasman en los siguientes documentos [28]:

Tabla 2.2 Conductores normalizados por la CFE [23].

Para la norma	El conductor a utilizar es:
NRF-017-CFE	Conductor de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR).
CFE E0000-18	Conductor de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de alambres de acero recubierto de aluminio soldado (ACSR/AS).

CAPÍTULO 3. CAMPO ELÉCTRICO Y CAMPO MAGNÉTICO GENERADOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN HVDC

3.1 Campo eléctrico

Uno de los parámetros importantes para el diseño de líneas de transmisión aéreas en HVDC es el campo eléctrico, su unidad está dada en kV/m . El campo eléctrico es caracterizado principalmente por la tensión eléctrica, la configuración espacial de la línea y por las condiciones climatológicas [31], la tensión eléctrica aplicada a los conductores de una línea producirá una distribución de campo eléctrico como se muestra en la Figura 3.1 [32].

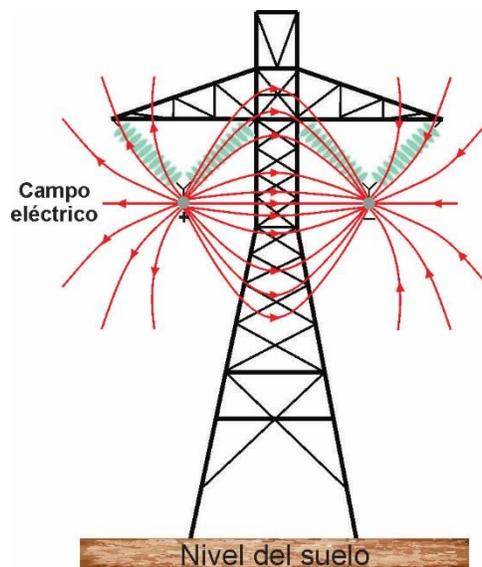


Figura 3.1 Campo eléctrico generado en una línea de transmisión bipolar [32].

La altura de los polos se diseña para mantener las corrientes de descarga por debajo de los valores recomendados de exposición para personas inmersas en este campo y cualquier equipo que pueda encontrarse sobre el corredor de la línea de transmisión [32] [33].

Por otra parte, cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor excede un valor crítico, conocido como gradiente de inicio de corona, el aire alrededor se ioniza, dando así origen a la formación de efecto corona [20].

Las cargas del espacio iónico se generan en las proximidades de un conductor cuando se produce una descarga de corona. Para las líneas de transmisión en HVDC, los iones migran

al entorno y al suelo bajo la acción de la fuerza del campo eléctrico, debido a que la polaridad de sus polos es fija. En presencia de iones, el campo eléctrico a nivel del suelo puede reforzarse, debido a la interacción de la carga espacial y la carga del conductor original, dando origen al campo eléctrico combinado [7]. La Figura 3.2 muestra la distribución del flujo de campo de iones y las áreas del espacio de carga de una línea de transmisión bipolar en HVDC [20].

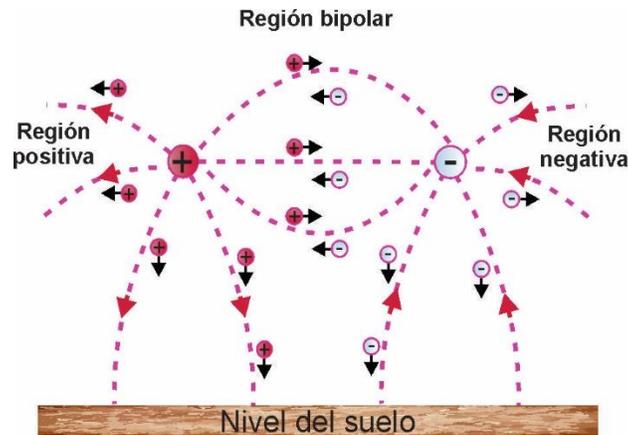


Figura 3.2 Distribución del flujo del campo de iones [20].

Los campos eléctricos tienen la distorsión mínima alrededor de las posiciones centrales debido a que las influencias de los iones positivos y negativos de los efectos por corona se neutralizan [34]. En la Figura 3.3 se muestra el comportamiento del esfuerzo del campo eléctrico bajo una línea de transmisión con y sin efecto corona [20].

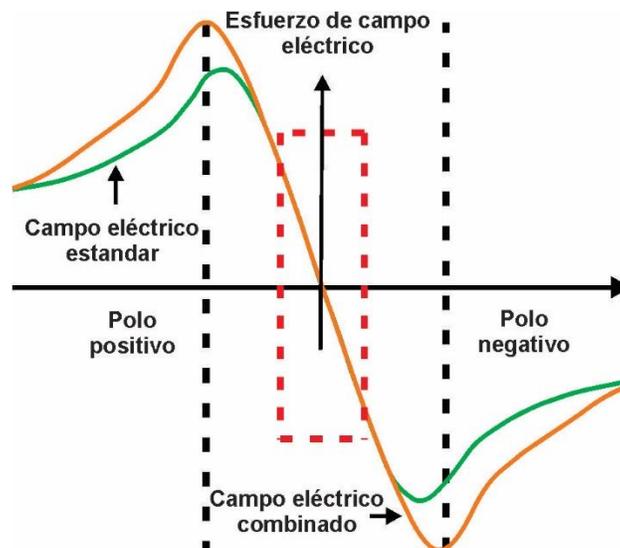


Figura 3.3 Esfuerzo del campo eléctrico bajo una línea de transmisión bipolar en HVDC con y sin efecto corona [20].



[35] [36] Han demostrado que incluso cuando se desprecia el efecto corona y el efecto del espacio de carga, los resultados del esfuerzo de campo eléctrico se han obtenido con una buena aproximación.

3.2 Campo magnético

El campo magnético es un parámetro importante para el diseño de líneas de transmisión aéreas en HVDC, el cual es originado por la circulación de corriente eléctrica en un conductor, su unidad está dada en Tesla (T) [37] [38].

El campo magnético generado en las líneas de transmisión, está determinado por la magnitud de la corriente que circula a través de los conductores y por la configuración espacial de la línea. En la Figura 3.4 se muestra la distribución de campo magnético generado alrededor de los conductores de una línea de transmisión bipolar [34].

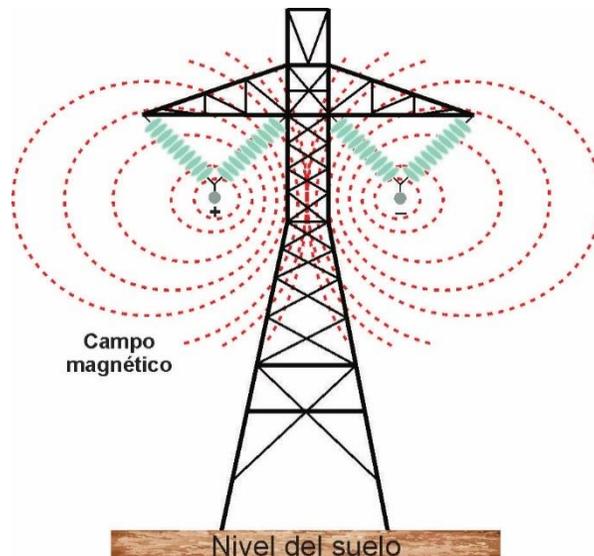


Figura 3.4 Campo magnético generado en una línea de transmisión bipolar [39].

Para calcular la densidad de campo magnético en las líneas de transmisión de HVAC se consideran conductores imagen, donde el campo magnético será calculado. La distancia equivalente del conductor imagen está definida por la resistividad del terreno y por la frecuencia del sistema de potencia [39].

En el caso de sistemas HVDC la frecuencia es nula por lo tanto se considera 0 Hz , de acuerdo con el método de Carson [40]. El polo imagen será localizado a una gran

profundidad por debajo del nivel del suelo como se muestra en la Figura 3.5 y la distancia equivalente del polo imagen tendera a infinito [34], por lo cual el efecto de los polos imágenes es tan pequeño que puede ser despreciado para el cálculo de la densidad de campo magnético en líneas de transmisión aéreas en HVDC.



Figura 3.5 Método de Carson, polos imaginarios [39].

3.3 Valores de operación recomendados

La exposición continua de los seres humanos al campo eléctrico y al campo magnético generados en las líneas de transmisión de alto voltaje, ha sido una gran preocupación, debido a que las líneas de transmisión se encuentran a lo largo y ancho del territorio mexicano [41].



Actualmente la Comisión de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) de la CFE no cuenta con una norma para limitar el campo eléctrico y el campo magnético generado en las líneas de transmisión, de tal manera que adopta las recomendaciones establecidas por comisiones internacionales.

Algunos países han adoptado límites recomendables en materia de campo eléctrico, basado en las pautas establecidas por la Comisión Internacional de Protección de Radiación no Ionizante (ICNIRP), los cuales se presentan en la Tabla 3.1 [34].

Tabla 3.1 Valores de campo eléctrico a nivel de tierra [34].

País	Valor de campo eléctrico, en kV
USA	30
Canadá	25
Brasil	40

De acuerdo con [42], un diseño aceptable debe limitar el esfuerzo del campo eléctrico a nivel del suelo a $25 kV/m$. Cabe señalar que estos límites solo son establecidos desde el punto de vista de percepción humana.

La ICNIRP y la Asociación Internacional de Protección Radiológica (IRPA) recomiendan que el límite de exposición en seres humanos al campo magnético generado en líneas de transmisión en HVDC debe ser inferior a $40 \mu T$ [43].

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA PARA CÁLCULAR EL ESFUERZO DE CAMPO ELÉCTRICO

La siguiente metodología permite calcular los componentes del esfuerzo de campo eléctrico en el corredor de una línea de transmisión aérea en HVDC, el esfuerzo de campo eléctrico se obtiene sustituyendo el plano de la tierra por un conductor imagen idéntico al conductor en estudio, posicionándolo a una distancia por debajo del plano de la tierra, considerando la configuración espacial de la línea, el número de conductores por polo, el radio del conductor y la tensión nominal de la línea. El diseño se basa principalmente en cumplir con los límites recomendables de exposición a campos eléctricos. El diagrama de flujo de la metodología se presenta en la Figura 4.1.

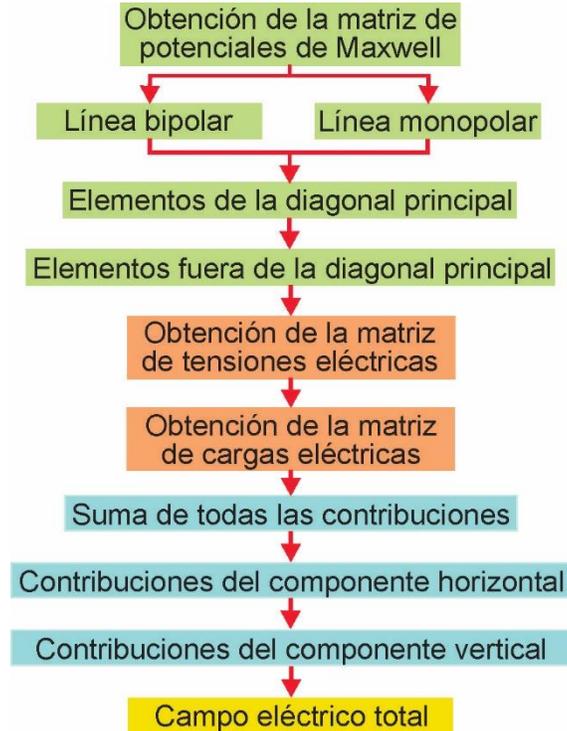


Figura 4.1 Metodología para calcular el esfuerzo de campo eléctrico en líneas de transmisión aéreas en HVDC.

La metodología presentada desprecia el efecto corona en los conductores y el efecto del espacio de carga.

Con base a la metodología presentada en la Figura 4.1 se realizan diversos pasos los cuales se describen a continuación, la metodología considera diversas variables, estas son presentadas en la Figura 4.2.

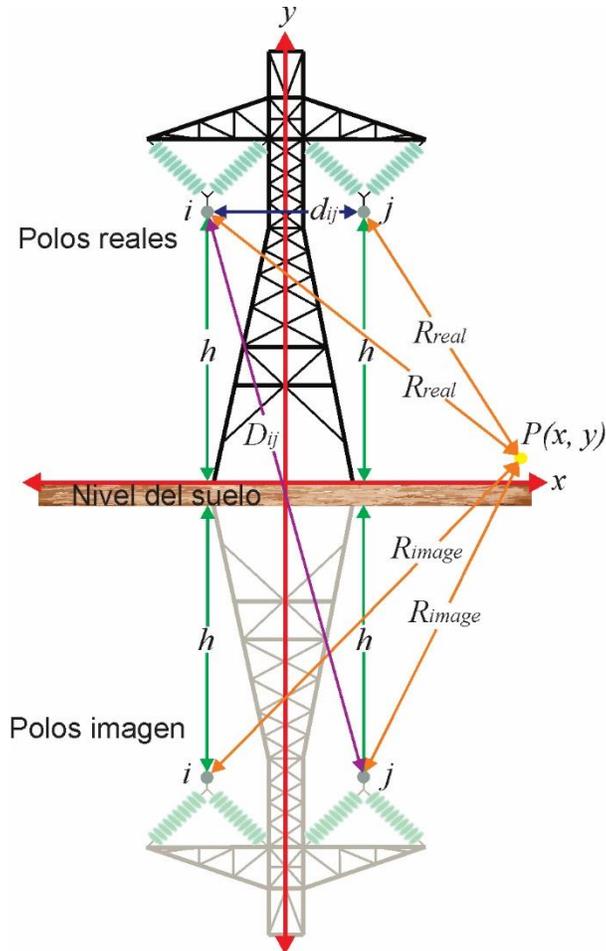


Figura 4.2 Definición geométrica de variables.

Donde (h) representa la altura donde se encuentran los polos reales e imagen i, j , (d_{ij}) distancia entre los conductores reales i, j , (D_{ij}) distancia entre el polo real i y el polo imagen j , (P) punto donde se desea conocer el esfuerzo de campo eléctrico el cual será ubicado en las coordenadas (x, y) que representan los ejes horizontales y verticales respectivamente, (R_{real}) distancia entre los polos reales al punto P , (R_{image}) distancia entre los polos imagen al punto P , todas las distancias se consideran en metros.

Inicialmente se obtiene la matriz de potenciales de *Maxwell* [P], para líneas monopolares y bipolares el rango de la matriz dependerá del número de conductores (n) entre hilos de



guarda y conductores de polo, de esta forma tendremos un orden de $n \times n$, que se expresa mediante la ecuación 4.1 [44] [45] [46].

$$[P] = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} & \cdots & P_{1n} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} & \cdots & P_{2n} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} & \cdots & P_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1} & P_{n2} & P_{n3} & \cdots & P_{nn} \end{bmatrix} \quad 4.1$$

Los elementos de la diagonal principal, están conformados por el potencial de *Maxwell* propio del conductor polo y se determina mediante la ecuación 4.2 [42].

$$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left(\frac{2 \cdot h}{r_i} \right) \quad 4.2$$

P_{ii} Representa el potencial de *Maxwell* propio para el conductor por polo y se expresa en unidades de m/F , ϵ_0 representa la constante de permitividad eléctrica del vacío, tiene un valor de $8.854187 \times 10^{-12} F/m$, r_i radio del conductor por polo, en caso de que el polo esté constituido por un arreglo de múltiples conductores, se considera el radio equivalente, el cual se determina mediante la ecuación 4.3 [42].

$$r_e = \sqrt[n]{r_i \cdot n \cdot \left(\frac{s}{2 \cdot \text{seno} \left(\frac{\pi}{n} \right)} \right)^{n-1}} \quad 4.3$$

Siendo r_e el radio equivalente del arreglo de los conductores del polo expresado en m , s es la separación entre los conductores que componen el arreglo, n es la cantidad de conductores que existe en el arreglo.

Los potenciales de *Maxwell* que se encuentran fuera de la diagonal principal corresponden al potencial entre los polos i, j y se determinan mediante la ecuación 4.4.

$$P_{ij} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}} \right) \quad 4.4$$



P_{ij} Es el potencial de *Maxwell* entre los polos i y j reales, expresado en m/F .

Las distancias D_{ij} y d_{ij} se determinan con las ecuaciones 4.5 y 4.6 respectivamente.

$$D_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j)^2} \quad 4.5$$

$$d_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad 4.6$$

Las coordenadas x_i, y_i representan las coordenadas horizontales y verticales del polo real i , mientras que las coordenadas x_j, y_j representan las coordenadas horizontales y verticales del polo real j , todas las unidades de las coordenadas se expresan en m .

Una vez obtenida la matriz de potenciales de *Maxwell*, se obtiene la matriz de tensiones eléctricas $[V]$, la tensión eléctrica del polo se considerará positiva cuando se evalúe en el polo positivo y negativa cuando se evalúe el polo negativo. Su expresión será como se muestra en la ecuación 4.7, en unidades de kV [44].

$$[V] = \begin{bmatrix} V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad 4.7$$

El siguiente paso es obtener la matriz de cargas eléctricas $[\lambda]$ que se expresa en C/m , la cual se obtiene a partir de la ecuación 4.8.

$$[\lambda] = [P^{-1}] \cdot [V] \quad 4.8$$

Una vez obtenida la matriz de cargas eléctricas $[\lambda]$, se puede obtener el esfuerzo de campo eléctrico $[E]$, el cual está representado por sus componentes E_x, E_y respectivamente. El cálculo del esfuerzo de campo eléctrico se determina en cualquier punto dentro del corredor de la línea, para ello se debe fijar un punto P , de esta manera el esfuerzo de campo eléctrico estará en función de la ubicación de dicho punto. El cálculo del esfuerzo de campo eléctrico se determina con la ecuación 4.9 y 4.10 respectivamente y se expresará en kV/m [47].



$$E_x = \frac{\lambda}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \cdot \left(\frac{x - x_i}{R_{real}^2} - \frac{x - x_i}{R_{image}^2} \right) \quad 4.9$$

$$E_y = \frac{\lambda}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \cdot \left(\frac{y - y_i}{R_{real}^2} - \frac{y + y_i}{R_{image}^2} \right) \quad 4.10$$

Las distancias R_{real} y R_{image} se determinan a partir de la ecuación 4.11 y 4.12 respectivamente [48].

$$R_{real} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \quad 4.11$$

$$R_{image} = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y + y_i)^2} \quad 4.12$$

El esfuerzo de campo eléctrico calculado en cualquier punto P sobre el corredor de la línea de transmisión, presentara componentes horizontales y verticales E_H , E_V los cuales se obtienen a partir de la ecuación 4.13 y 4.14 respectivamente [49] [50].

$$E_H = \sum_{i=1}^u E_x \quad 4.13$$

$$E_V = \sum_{i=1}^u E_y \quad 4.14$$

La densidad de campo magnético total E_T en el punto de medición P se obtiene aplicando la ecuación 4.15.

$$E_T = \sqrt{E_H^2 + E_V^2} \quad 4.15$$

[51] Recomienda que el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico se realice a 1 m sobre el nivel del suelo a lo largo del corredor de la línea de transmisión.

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA PARA CALCULAR LA DENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO

La siguiente metodología permite calcular los componentes de la densidad de campo magnético en el corredor de una línea de transmisión aérea en HVDC, la densidad de campo magnético se obtiene aplicando un análisis bidimensional de la línea de transmisión, asumiendo polos paralelos sobre el nivel del suelo, considerando la configuración espacial de la línea, el número de polos, la potencia de la línea y la tensión nominal. El diseño se basa principalmente en cumplir con los límites recomendables de exposición a campos magnéticos. El diagrama de flujo de la metodología se presenta en la Figura 5.1 [39].

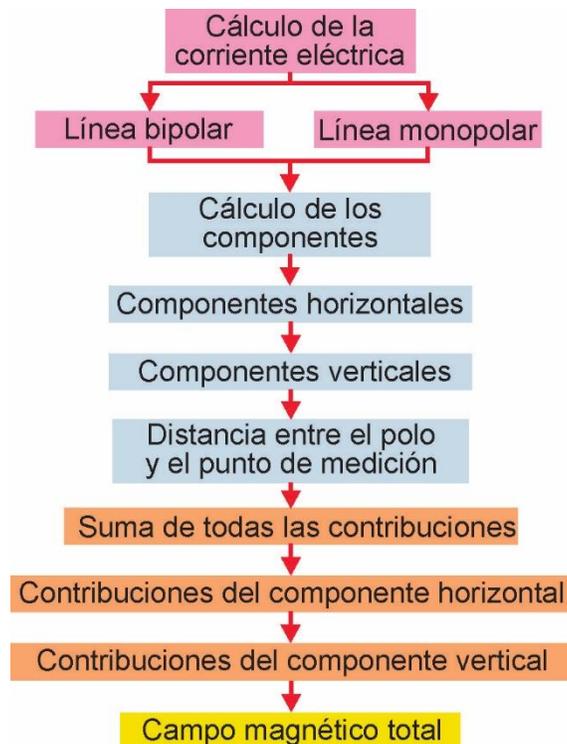


Figura 5.1 Metodología para calcular la densidad de campo magnético en líneas de transmisión aéreas en HVDC [39].

La metodología presentada desprecia el efecto de los polos imágenes.

Con base a la metodología presentada en la Figura 5.1 se realizan diversos pasos los cuales se describen a continuación, la metodología considera diversas variables, estas son presentadas en la Figura 5.2.

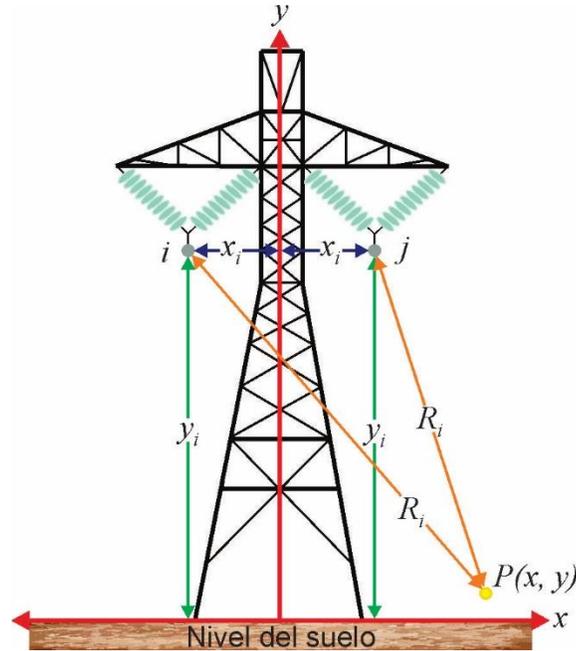


Figura 5.2 Definición geométrica de variables [39].

Donde (y_i) representa la altura donde se encuentran los polos i, j , (x_i) distancia de los polos i, j al punto central de la torre, (P) punto donde se desea conocer la densidad de campo magnético el cual será ubicado en las coordenadas (x, y) que representan los ejes horizontales y verticales respectivamente, (R_i) distancia entre los polos i, j al punto P , todas las distancias se consideran en metros.

Inicialmente se obtiene la intensidad de la corriente eléctrica I que se expresa en A , para líneas monopolares se obtiene a partir de la ecuación 5.1 y para líneas bipolares a partir de la ecuación 5.2 [39] [45].

$$I = \left(\frac{Px10^3}{V} \right) \quad 5.1$$

$$I = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{Px10^3}{V} \right) \quad 5.2$$

P Representa la potencia de la línea y se expresa en unidades de MW , V representa la tensión eléctrica de la línea y se expresa en unidades de kV .



La intensidad de la corriente eléctrica se considerará positiva cuando se evalúe el polo positivo y negativa cuando se evalúe el polo negativo [39].

Una vez obtenida la intensidad de la corriente eléctrica I , se puede obtener la densidad de campo magnético $[B]$, el cual está representado por sus componentes B_x , B_y respectivamente. El cálculo de la densidad de campo magnético se determina en cualquier punto dentro del corredor de la línea, para ello se debe fijar un punto P , de esta manera la densidad de campo magnético estará en función de la ubicación de dicho punto. El cálculo de la densidad de campo magnético se determina con la ecuación 5.3 y 5.4 respectivamente y se expresará en μT [39] [51].

$$B_x = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{x - x_i}{R_i^2} \right) \quad 5.3$$

$$B_y = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{y - y_i}{R_i^2} \right) \quad 5.4$$

μ_0 Representa la constante de permeabilidad magnética del vacío, tiene un valor de $4\pi \times 10^{-7} H/m$.

La distancia R_i se determina a partir de la ecuación 5.5 [45].

$$R_i = \sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \quad 5.5$$

La densidad de campo magnético calculado en cualquier punto P sobre el corredor de la línea de transmisión, presentara componentes horizontales y verticales B_H , B_V los cuales se obtienen a partir de la ecuación 5.6 y 5.7 respectivamente [39].

$$B_H = \sum_{i=1}^u B_x \quad 5.6$$

$$B_V = \sum_{i=1}^u B_y \quad 5.7$$



El esfuerzo de campo eléctrico total B_T en el punto de medición P se obtiene aplicando la ecuación 5.8 [39].

$$B_T = \sqrt{B_H^2 + B_V^2} \quad 5.8$$

[51] Recomienda que el cálculo de la densidad de campo magnético se realice a 1 m sobre el nivel del suelo a lo largo del corredor de la línea de transmisión.

CAPÍTULO 6. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ESFUERZO DE CAMPO ELÉCTRICO Y LA DENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO EN LÍNEAS MONOPOLARES

A continuación, se presenta la validación de las metodologías propuestas mediante el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético en líneas de transmisión monopolares de 500 y 800 kV en HVDC.

6.1 Caso de estudio de una línea de transmisión monopolar de 500 kV

Se considera una línea de transmisión monopolar de 500 kV en HVDC, la cual transmite una potencia de 1500 MW , donde se desea calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a 1 m sobre el corredor de la línea de transmisión de 100 m . El conductor utilizado en el polo es un ACSR 1590 que tiene un radio de 0.01911 m , el espaciamiento entre los conductores del polo es de 0.45 m , el conductor utilizado en los cables de guarda es de acero galvanizado de 3/8" que tiene un radio de 0.00489 m . La Figura 6.1 muestra la configuración ADC-1 de la torre de transmisión, la distancia entre el polo y los cables de guarda, y su ubicación sobre el nivel del suelo.

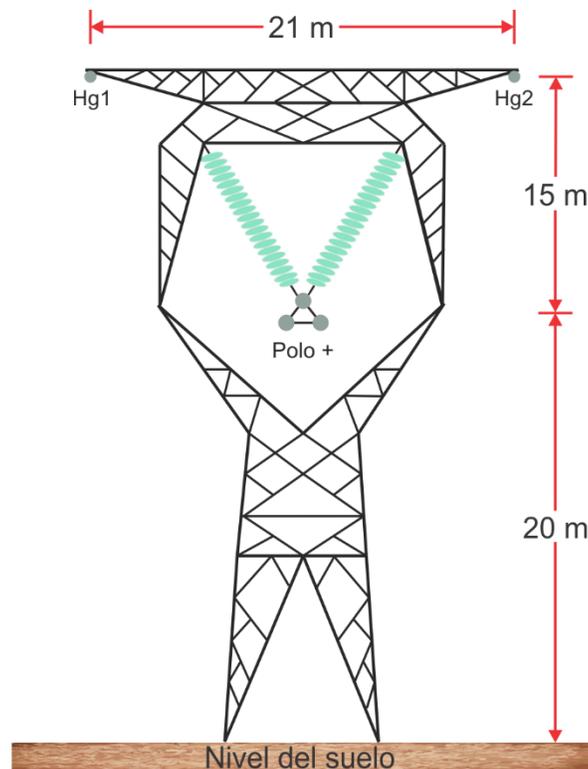


Figura 6.1 Perfil de la línea de transmisión monopolar de 500 kV en HVDC [17].



6.1.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por determinar el radio equivalente del arreglo de los conductores del polo utilizando la ecuación 4.3.

$$r_e = \sqrt[3]{0.01911 \cdot 3 \cdot \left(\frac{0.45}{2 \cdot \text{seno}\left(\frac{\pi}{3}\right)}\right)^{3-1}} = 0.15699m$$

Posteriormente se determina la matriz de potenciales de *Maxwell*, para ello se determinan los potenciales de la diagonal principal considerando la ecuación 4.2, en el caso del polo tenemos:

$$P_{11} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{2 \cdot 20}{0.15699}\right) = 9.9590 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del hilo de guarda 1.

$$P_{22} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{2 \cdot 35}{0.00489}\right) = 17.2004 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del hilo de guarda 2.

$$P_{33} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{2 \cdot 35}{0.00489}\right) = 17.2004 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Los potenciales fuera de la diagonal principal se obtienen con la ecuación 4.4 para ello, es necesario determinar las distancias entre el polo y los hilos de guarda, iniciando por el polo y el hilo de guarda 1 imagen, utilizando la ecuación 4.5, se obtiene:

$$D_{12} = D_{21} = \sqrt{(0 - (-10.5))^2 + (20 + 35)^2} = 55.9933m$$

De la misma forma, la distancia entre el polo y el hilo de guarda 1 se determina mediante la ecuación 4.6.

$$d_{12} = d_{21} = \sqrt{(0 - (-10.5))^2 + (20 - 35)^2} = 18.3098m$$

En el caso del polo y el hilo de guarda 2.

$$D_{13} = D_{31} = 55.9933m$$



$$d_{13} = d_{31} = 18.3098m$$

En el caso del hilo de guarda 1 y el hilo de guarda 2.

$$D_{23} = D_{32} = 73.0821m$$

$$d_{23} = d_{32} = 21m$$

Esto nos permite determinar los potenciales de *Maxwell* entre el polo y el hilo de guarda 1, obteniendo:

$$P_{12} = P_{21} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln \left(\frac{55.9933}{18.3098} \right) = 2.0092 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del polo y el hilo de guarda 2.

$$P_{13} = P_{31} = 2.0092 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del hilo de guarda 1 y el hilo de guarda 2.

$$P_{23} = P_{32} = 2.2416 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

La construcción de la matriz de potenciales de *Maxwell* se presenta de acuerdo con la ecuación 4.1.

$$[P] = \begin{bmatrix} 9.9590 & 2.0092 & 2.0092 \\ 2.0092 & 17.2004 & 2.2416 \\ 2.0092 & 2.2416 & 17.2004 \end{bmatrix} \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Con la obtención de la matriz de potenciales de *Maxwell* se puede continuar con la obtención de la matriz de tensiones eléctricas, la cual se determina mediante la ecuación 4.7. El polo tiene una tensión de 500 kV y los hilos de guarda tienen una tensión de 0 kV, debido a que son los encargados de proporcionar blindaje a los conductores del polo.

$$[V] = \begin{bmatrix} 500 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} kV$$

Continuando con la metodología, se debe obtener la matriz de cargas eléctricas, la cual se obtiene con la ecuación 4.8, para la matriz inversa de $[P]$ se obtiene:



$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} 10.4781 & -1.0828 & -1.0828 \\ -1.0828 & 6.0261 & -0.6588 \\ -1.0828 & -0.6588 & 6.0261 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \frac{F}{m}$$

La matriz de cargas eléctricas será:

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 10.4781 & -1.0828 & -1.0828 \\ -1.0828 & 6.0261 & -0.6588 \\ -1.0828 & -0.6588 & 6.0261 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \cdot \begin{bmatrix} 500 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5.2390 \\ -0.5414 \\ -0.5414 \end{bmatrix} \times 10^{-9} \frac{C}{m}$$

Al obtener la matriz de cargas eléctricas, se puede continuar con el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico en el punto P , el cual se considera a $1 m$ sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de $10 m$ sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar el esfuerzo de campo eléctrico del polo, es necesario obtener las distancias R_{real} y R_{image} utilizando las ecuaciones 4.11 y 4.12 respectivamente.

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_{real} = \sqrt{(0 - 0)^2 + (1 - 20)^2} = 19m$$

$$R_{image} = \sqrt{(0 - 0)^2 + (1 + 20)^2} = 21m$$

Para el hilo de guarda 1, se obtiene:

$$R_{real} = 35.5844m$$

$$R_{image} = 37.5m$$

Para el hilo de guarda 2, se obtiene:

$$R_{real} = 35.5844m$$

$$R_{image} = 37.5m$$

Los componentes del esfuerzo de campo eléctrico para el polo, utilizando las distancias R_{real} y R_{image} al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 4.9 y 4.10 respectivamente.

$$E_x = \frac{5.2390 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{0 - 0}{(19)^2} - \frac{0 - 0}{(21)^2} \right) = 0 \frac{kV}{m}$$



$$E_y = \frac{5.2390 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{1 - 20}{(19)^2} - \frac{1 + 20}{(21)^2} \right) = -9.4407 \frac{kV}{m}$$

Realizando el mismo procedimiento para el hilo de guarda 1, utilizando sus respectivas distancias y su valor de carga eléctrica, se obtiene:

$$E_x = -0.0075 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = 0.4821 \frac{kV}{m}$$

Para el hilo de guarda 2, utilizando sus respectivas distancias y su valor de carga eléctrica, se obtiene:

$$E_x = 0.0075 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = 0.4821 \frac{kV}{m}$$

La suma de las contribuciones para los componentes horizontales y verticales en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 4.13 y 4.14 respectivamente.

$$E_H = 0 - 0.0075 + 0.0075 = 0 \frac{kV}{m}$$

$$E_V = -9.4407 + 0.4821 + 0.4821 = -8.4765 \frac{kV}{m}$$

La magnitud total del esfuerzo de campo eléctrico en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 4.15.

$$E_T = \sqrt{(0)^2 + (-8.4765)^2} = 8.4765 \frac{kV}{m}$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE [52], ya que permite la configuración de los perfiles de las líneas de transmisión. El software utiliza el método de penetración compleja, que utiliza el método de Carson [42], que consiste en la circulación



de una corriente que retorna por tierra, considerando el terreno terrestre como un superconductor, con lo cual se modela el retorno de la corriente a través del suelo. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto corona en los conductores y el efecto del espacio de carga.

La Tabla 6.1 y la Figura 6.2 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 6.1 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.

Esfuerzo de campo eléctrico			
Coordenadas	Metodología, en kV/m	FACE, en kV/m	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$E_T = 0.9365$	$E_T = 0.9177$	$Dif = 2.0485$
$P(x = 40, y = 1)$	$E_T = 1.4068$	$E_T = 1.3786$	$Dif = 2.0455$
$P(x = 30, y = 1)$	$E_T = 2.2751$	$E_T = 2.2295$	$Dif = 2.0453$
$P(x = 20, y = 1)$	$E_T = 3.9316$	$E_T = 3.8529$	$Dif = 2.0426$
$P(x = 10, y = 1)$	$E_T = 6.6553$	$E_T = 6.5221$	$Dif = 2.0422$
$P(x = 0, y = 1)$	$E_T = 8.4765$	$E_T = 8.3069$	$Dif = 2.0416$
$P(x = -10, y = 1)$	$E_T = 6.6553$	$E_T = 6.5221$	$Dif = 2.0422$
$P(x = -20, y = 1)$	$E_T = 3.9316$	$E_T = 3.8529$	$Dif = 2.0426$
$P(x = -30, y = 1)$	$E_T = 2.2751$	$E_T = 2.2295$	$Dif = 2.0453$
$P(x = -40, y = 1)$	$E_T = 1.4068$	$E_T = 1.3786$	$Dif = 2.0455$
$P(x = -50, y = 1)$	$E_T = 0.9365$	$E_T = 0.9177$	$Dif = 2.0485$

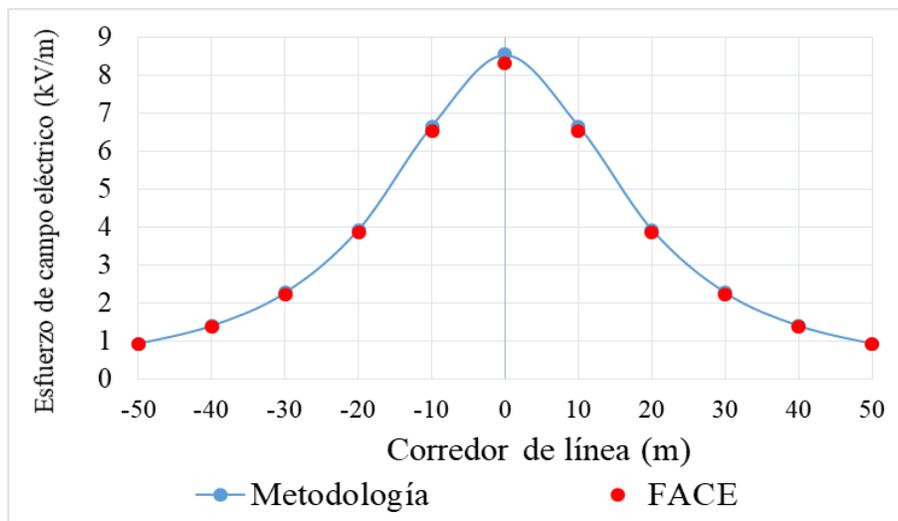


Figura 6.2 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.



Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 2.0485%, debido a que el software utiliza el efecto corona y el efecto del espacio de carga, y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión monopolares.

6.1.2 Cálculo de la densidad de campo magnético

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por obtener la intensidad de la corriente eléctrica del polo, considerando la ecuación 5.1, se obtiene:

$$I = \left(\frac{1500 \times 10^3}{500} \right) = 3000A$$

Al obtener la intensidad de la corriente eléctrica, se puede continuar con el cálculo de la densidad de campo magnético en el punto de medición P , el cual se considera a 1 m sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de 10 m sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar la densidad de campo magnético del polo, es necesario obtener la distancia R_i utilizando la ecuación 5.5.

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_i = \sqrt{(0 - 0)^2 + (1 - 20)^2} = 19m$$

Los componentes de la densidad de campo magnético para el polo, utilizando la distancia R_i al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 5.3 y 5.4 respectivamente.

$$B_x = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 3000}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{0 - 0}{(19)^2} \right) = 0\mu T$$

$$B_y = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 3000}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{1 - 20}{(19)^2} \right) = -31.5789\mu T$$

La suma de las contribuciones para los componentes horizontales y verticales en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 5.6 y 5.7 respectivamente.

$$B_H = 0\mu T$$

$$B_V = -31.5789\mu T$$



La magnitud total de la densidad de campo magnético en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 5.8.

$$B_T = \sqrt{(0)^2 + (-31.5789)^2} = 31.5789\mu T$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto de los polos imágenes.

La Tabla 6.2 y la Figura 6.3 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 6.2 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Densidad de campo magnético			
Coordenadas	Metodología, en μT	FACE, en μT	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$B_T = 11.2174$	$B_T = 11.1052$	$Dif = 1.0103$
$P(x = 40, y = 1)$	$B_T = 13.5491$	$B_T = 13.4136$	$Dif = 1.0101$
$P(x = 30, y = 1)$	$B_T = 16.8963$	$B_T = 16.7273$	$Dif = 1.0103$
$P(x = 20, y = 1)$	$B_T = 21.7499$	$B_T = 21.5324$	$Dif = 1.0101$
$P(x = 10, y = 1)$	$B_T = 27.9447$	$B_T = 27.6652$	$Dif = 1.0102$
$P(x = 0, y = 1)$	$B_T = 31.5789$	$B_T = 31.2631$	$Dif = 1.0101$
$P(x = -10, y = 1)$	$B_T = 27.9447$	$B_T = 27.6652$	$Dif = 1.0102$
$P(x = -20, y = 1)$	$B_T = 21.7499$	$B_T = 21.5324$	$Dif = 1.0101$
$P(x = -30, y = 1)$	$B_T = 16.8963$	$B_T = 16.7273$	$Dif = 1.0103$
$P(x = -40, y = 1)$	$B_T = 13.5491$	$B_T = 13.4136$	$Dif = 1.0101$
$P(x = -50, y = 1)$	$B_T = 11.2174$	$B_T = 11.1052$	$Dif = 1.0103$

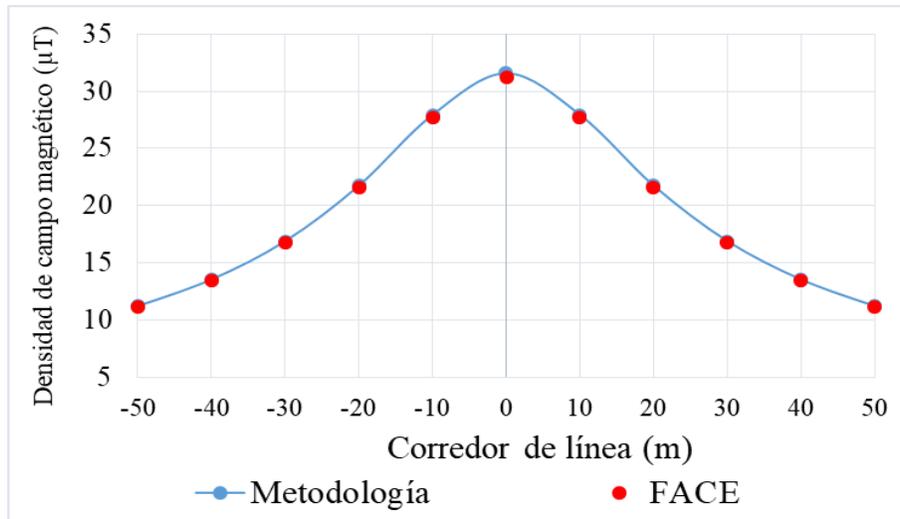


Figura 6.3 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 500 kV , obtenida entre la metodología y el software FACE.

Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 1.0103%, debido a que el software utiliza el efecto de los polos imágenes y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión monopolares.

6.2 Caso de estudio de una línea de transmisión monopolar de 800 kV en HVDC

Se considera una línea de transmisión monopolar de 800 kV en HVDC, la cual transmite una potencia de 3000 MW , donde se desea calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a 1 m sobre el corredor de la línea de transmisión de 100 m . El conductor utilizado en el polo es un ACSR 1590 que tiene un radio de 0.01911 m , el conductor utilizado en el cable de guarda es de acero galvanizado de 3/8" que tiene un radio de 0.00489 m . La Figura 6.4 muestra la configuración BDC-1 de la torre de transmisión, la distancia entre el polo y el cable de guarda, y su ubicación sobre el nivel del suelo.

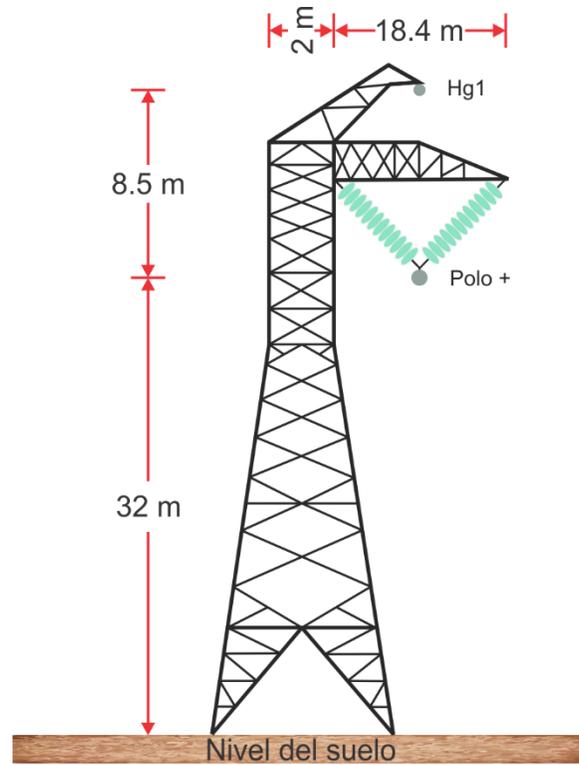


Figura 6.4 Perfil de la línea de transmisión monopolar de 800 kV en HVDC [17].

6.2.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por construir la matriz de potenciales de *Maxwell*, para ello se determinan los potenciales de la diagonal principal considerando la ecuación 4.2, en el caso del polo tenemos:

$$P_{11} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln \left(\frac{2 \cdot 32}{0.01911} \right) = 14.5893 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del hilo de guarda.

$$P_{22} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln \left(\frac{2 \cdot 40.5}{0.00489} \right) = 17.4628 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Los potenciales fuera de la diagonal principal se obtienen con la ecuación 4.4 para ello, es necesario determinar la distancia entre el polo y el hilo de guarda imagen, utilizando la ecuación 4.5, se obtiene:

$$D_{12} = D_{21} = \sqrt{(10.2 - 10.2)^2 + (32 + 40.5)^2} = 72.5m$$

De la misma forma, la distancia entre el polo y el hilo de guarda se determina mediante la ecuación 4.6.



$$d_{12} = d_{21} = \sqrt{(10.2 - 10.2)^2 + (32 - 40.5)^2} = 8.5m$$

Esto nos permite determinar los potenciales de *Maxwell* entre el polo y el hilo de guarda, obteniendo:

$$P_{12} = P_{21} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{72.5}{8.5}\right) = 3.8530 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

La construcción de la matriz de potenciales de *Maxwell* se presenta de acuerdo con la ecuación 4.1.

$$[P] = \begin{bmatrix} 14.5893 & 3.8530 \\ 3.8530 & 17.4628 \end{bmatrix} \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Con la obtención de la matriz de potenciales de *Maxwell* se puede continuar con la obtención de la matriz de tensiones eléctricas, la cual se determina mediante la ecuación 4.7. El polo tiene una tensión de 800 kV y el hilo de guarda tiene una tensión de 0 kV, debido a que es el encargado de proporcionar blindaje al conductor del polo.

$$[V] = \begin{bmatrix} 800 \\ 0 \end{bmatrix} kV$$

Continuando con la metodología, se debe obtener la matriz de cargas eléctricas, la cual se obtiene con la ecuación 4.8, para la matriz inversa de $[P]$ se obtiene:

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} 7.2784 & -1.6059 \\ -1.6059 & 6.0807 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \frac{F}{m}$$

La matriz de cargas eléctricas será:

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 7.2784 & -1.6059 \\ -1.6059 & 6.0807 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \cdot \begin{bmatrix} 800 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5.8227 \\ -1.2847 \end{bmatrix} \times 10^{-9} \frac{C}{m}$$

Al obtener la matriz de cargas eléctricas, se puede continuar con el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico en el punto P , el cual se considera a 1 m sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de 10 m sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar el esfuerzo de campo eléctrico del polo, es necesario obtener las distancias R_{real} y R_{image} utilizando las ecuaciones 4.11 y 4.12 respectivamente.

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_{real} = \sqrt{(0 - 10.2)^2 + (1 - 32)^2} = 32.6349m$$



$$R_{image} = \sqrt{(0 - 10.2)^2 + (1 + 32)^2} = 34.5404m$$

Para el hilo de guarda, se obtiene:

$$R_{real} = 40.7957m$$

$$R_{image} = 42.7351m$$

Los componentes del esfuerzo de campo eléctrico para el polo, utilizando las distancias R_{real} y R_{image} al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 4.9 y 4.10 respectivamente.

$$E_x = \frac{5.8227 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{0 - 10.2}{(32.6349)^2} - \frac{0 - 10.2}{(34.5404)^2} \right) = -0.1075 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = \frac{5.8227 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{1 - 32}{(32.6349)^2} - \frac{1 + 32}{(34.5404)^2} \right) = -5.9414 \frac{kV}{m}$$

Realizando el mismo procedimiento para el hilo de guarda, utilizando sus respectivas distancias y su valor de carga eléctrica, se obtiene:

$$E_x = 0.0125 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = 1.0728 \frac{kV}{m}$$

La suma de las contribuciones para los componentes horizontales y verticales en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 4.13 y 4.14 respectivamente.

$$E_H = -0.1075 + 0.0125 = -0.095 \frac{kV}{m}$$

$$E_V = -5.9414 + 1.0728 = -4.8686 \frac{kV}{m}$$

La magnitud total del esfuerzo de campo eléctrico en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 4.15.

$$E_T = \sqrt{(-0.095)^2 + (-4.8686)^2} = 4.8695 \frac{kV}{m}$$



Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE [52], ya que permite la configuración de los perfiles de las líneas de transmisión. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto corona en los conductores y el efecto del espacio de carga.

La Tabla 6.3 y la Figura 6.5 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 6.3 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.

Esfuerzo de campo eléctrico			
Coordenadas	Metodología, en kV/m	FACE, en kV/m	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$E_T = 1.9896$	$E_T = 1.9498$	$Dif = 2.0412$
$P(x = 40, y = 1)$	$E_T = 2.7666$	$E_T = 2.7112$	$Dif = 2.0433$
$P(x = 30, y = 1)$	$E_T = 3.8170$	$E_T = 3.7406$	$Dif = 2.0424$
$P(x = 20, y = 1)$	$E_T = 4.9166$	$E_T = 4.8182$	$Dif = 2.0422$
$P(x = 10, y = 1)$	$E_T = 5.4179$	$E_T = 5.3095$	$Dif = 2.0416$
$P(x = 0, y = 1)$	$E_T = 4.8695$	$E_T = 4.7721$	$Dif = 2.0410$
$P(x = -10, y = 1)$	$E_T = 3.7711$	$E_T = 3.6956$	$Dif = 2.0429$
$P(x = -20, y = 1)$	$E_T = 2.7300$	$E_T = 2.6754$	$Dif = 2.0408$
$P(x = -30, y = 1)$	$E_T = 1.9641$	$E_T = 1.9248$	$Dif = 2.0417$
$P(x = -40, y = 1)$	$E_T = 1.4411$	$E_T = 1.4122$	$Dif = 2.0464$
$P(x = -50, y = 1)$	$E_T = 1.0861$	$E_T = 1.0643$	$Dif = 2.0482$

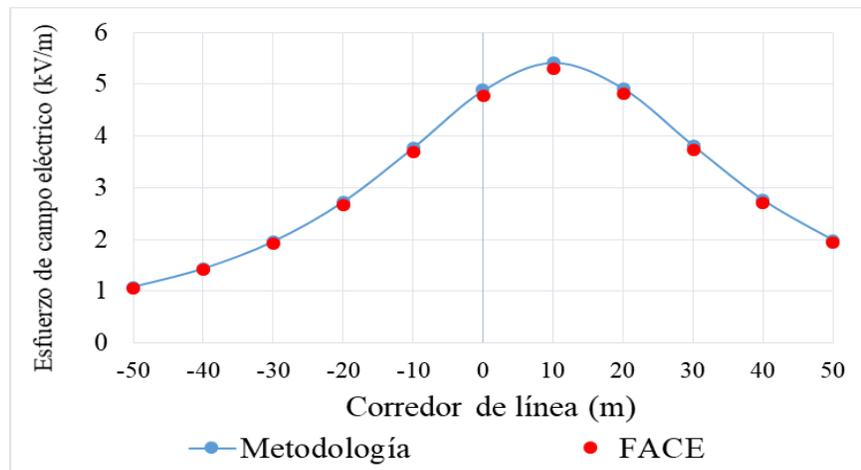


Figura 6.5 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.



Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 2.0482%, debido a que el software utiliza el efecto corona y el efecto del espacio de carga, y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión monopolares.

6.2.2 Cálculo de la densidad de campo magnético

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por obtener la intensidad de la corriente eléctrica del polo, considerando la ecuación 5.1, se obtiene:

$$I = \left(\frac{3000 \times 10^3}{800} \right) = 3750A$$

Al obtener la intensidad de la corriente eléctrica, se puede continuar con el cálculo de la densidad de campo magnético en el punto de medición P , el cual se considera a 1 m sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de 10 m sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar la densidad de campo magnético del polo, es necesario obtener la distancia R_i utilizando la ecuación 5.5.

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_i = \sqrt{(0 - 10.2)^2 + (1 - 32)^2} = 32.6349m$$

Los componentes de la densidad de campo magnético para el polo, utilizando la distancia R_i al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 5.3 y 5.4 respectivamente.

$$B_x = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 3750}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{0 - 10.2}{(32.6349)^2} \right) = -7.1828 \mu T$$

$$B_y = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 3750}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{1 - 32}{(32.6349)^2} \right) = -21.8302 \mu T$$

La suma de las contribuciones para los componentes horizontales y verticales en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 5.6 y 5.7 respectivamente.

$$B_H = -7.1828 \mu T$$

$$B_V = -21.8302 \mu T$$



La magnitud total de la densidad de campo magnético en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 5.8.

$$B_T = \sqrt{(-7.1828)^2 + (-21.8302)^2} = 22.9815\mu T$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto de los polos imágenes.

La Tabla 6.4 y la Figura 6.6 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 6.4 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Densidad de campo magnético			
Coordenadas	Metodología, en μT	FACE, en μT	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$B_T = 14.8666$	$B_T = 14.7179$	$Dif = 1.0103$
$P(x = 40, y = 1)$	$B_T = 17.4416$	$B_T = 17.2671$	$Dif = 1.0105$
$P(x = 30, y = 1)$	$B_T = 20.3894$	$B_T = 20.1855$	$Dif = 1.0101$
$P(x = 20, y = 1)$	$B_T = 23.0682$	$B_T = 22.8375$	$Dif = 1.0101$
$P(x = 10, y = 1)$	$B_T = 24.1930$	$B_T = 23.9510$	$Dif = 1.0103$
$P(x = 0, y = 1)$	$B_T = 22.9815$	$B_T = 22.7516$	$Dif = 1.0104$
$P(x = -10, y = 1)$	$B_T = 20.2699$	$B_T = 20.0672$	$Dif = 1.0101$
$P(x = -20, y = 1)$	$B_T = 17.3295$	$B_T = 17.1562$	$Dif = 1.0101$
$P(x = -30, y = 1)$	$B_T = 14.7740$	$B_T = 14.6262$	$Dif = 1.0105$
$P(x = -40, y = 1)$	$B_T = 12.7117$	$B_T = 12.5845$	$Dif = 1.0107$
$P(x = -50, y = 1)$	$B_T = 11.0761$	$B_T = 10.9653$	$Dif = 1.0104$

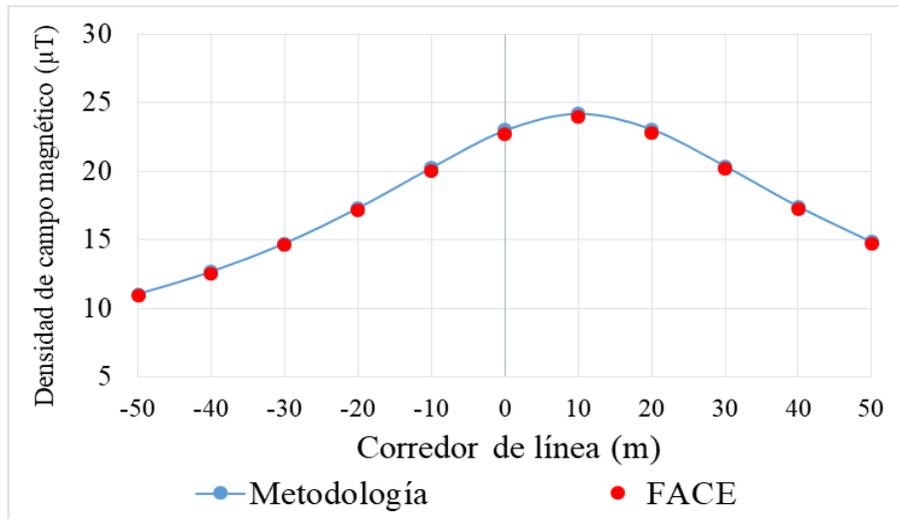


Figura 6.6 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión monopolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 1.0107%, debido a que el software utiliza el efecto de los polos imágenes y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión monopolares.

6.3 Análisis del impacto de la configuración de la línea en el esfuerzo de campo eléctrico y en la densidad de campo magnético

Los aspectos económicos para la construcción de una línea de transmisión se presentan en la compra de corredor de línea, este está influenciado por la geometría de la estructura, una reducción en el tamaño de la torre reduce los límites del corredor, en este sentido, se busca encontrar la configuración más adecuada en base al esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético, con el uso de la metodología propuesta. A continuación, se presenta el análisis de las configuraciones ADC y BDC.

Configuración ADC

La Tabla 6.5 muestra las coordenadas del polo y los hilos de guarda para las configuraciones ADC-2 y ADC-3, reduciendo la distancia entre los ejes del polo y los hilos de guarda (x, y) en un 20 y 40% a partir de la configuración ADC-1 de la línea de transmisión presentada en la Figura 6.1.



Tabla 6.5 Coordenadas de la configuración ADC-2 y ADC-3.

Configuración	Conductor	Eje x, en m	Eje y, en m
ADC-2	Polo positivo	0	16
	Hilo de guarda 1	-8.4	28
	Hilo de guarda 2	8.4	28
ADC-3	Polo positivo	0	12
	Hilo de guarda 1	-6.3	21
	Hilo de guarda 2	6.3	21

Realizando el procedimiento metodológico con la configuración ADC-2 y ADC-3 de la línea de transmisión presentada en la Tabla 6.5, se obtienen los resultados del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético mostrados en la Figura 6.7 y en la Figura 6.8 respectivamente.

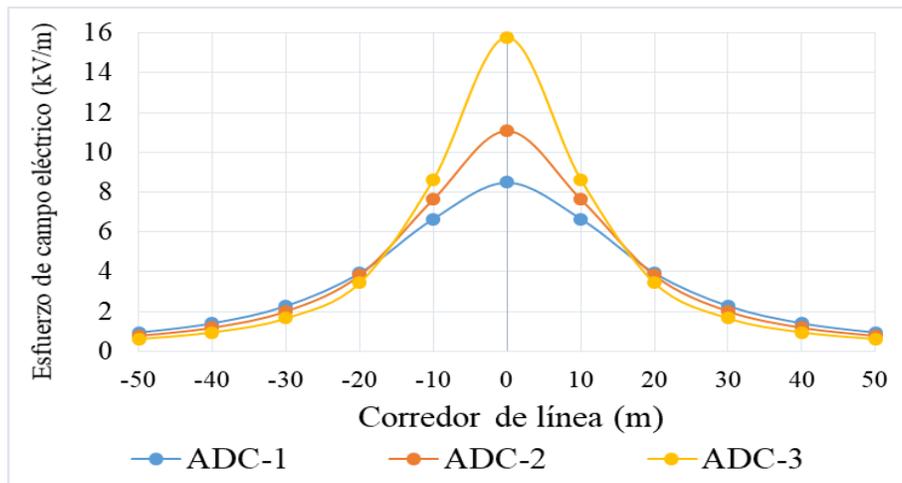


Figura 6.7 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones ADC-1, ADC-2 y ADC-3.

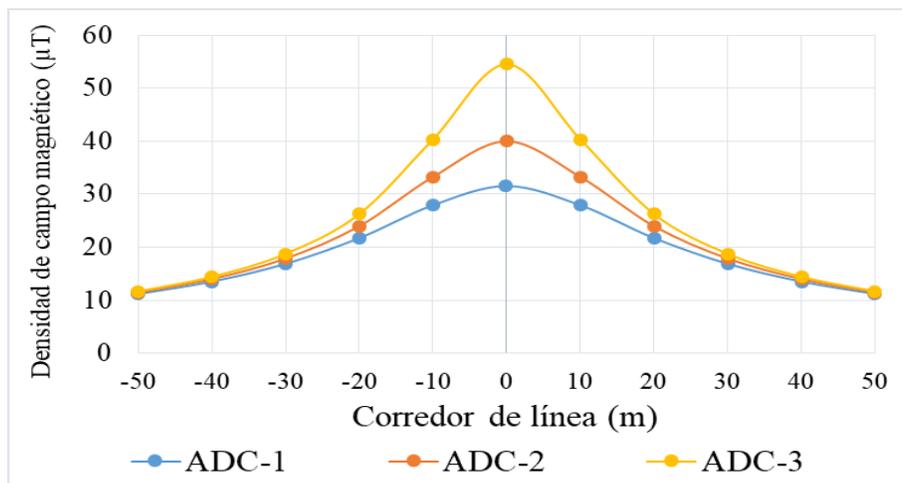


Figura 6.8 Densidad de campo magnético de las configuraciones ADC-1, ADC-2 y ADC-3.



La Figura 6.7 presenta el cambio del esfuerzo de campo eléctrico y la Figura 6.8 presenta el cambio de la densidad de campo magnético de las configuraciones presentadas, en función de las dimensiones de la torre (separación y altura) y la posición de los puntos de medición. La configuración ADC-3 genera una densidad de campo magnético superior a los límites de operación recomendables. La configuración ADC-2 genera una mayor magnitud de esfuerzo de campo eléctrico y una mayor densidad de campo magnético en comparación con la configuración ADC-1, pero se encuentra dentro de los límites de operación recomendables por la ICNIRP y IRPA [34] [42] [43]. La configuración ADC-2 presenta una reducción de altura y una menor separación entre sus cables de guarda, generando una reducción económica en su instalación. Debido a esto, se verifica que la configuración ADC-2 es la más adecuada para su instalación.

Configuración BDC

La Tabla 6.6 muestra las coordenadas del polo y del hilo de guarda para las configuraciones BDC-2 y BDC-3, reduciendo la distancia entre los ejes del polo y los hilos de guarda (x, y) en un 20 y 40% a partir de la configuración BDC-1 de la línea de transmisión presentada en la Figura 6.4.

Tabla 6.6 Coordenadas de la configuración BDC-2 y BDC-3.

Configuración	Conductor	Eje x, en m	Eje y, en m
BDC-2	Polo positivo	8.16	25.6
	Hilo de guarda 1	8.16	32.4
BDC-3	Polo positivo	6.12	19.2
	Hilo de guarda 1	6.12	24.3

Realizando el procedimiento metodológico con la configuración BDC-2 y BDC-3 de la línea de transmisión presentada en la Tabla 6.6, se obtienen los resultados del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético mostrados en la Figura 6.9 y en la Figura 6.10 respectivamente.

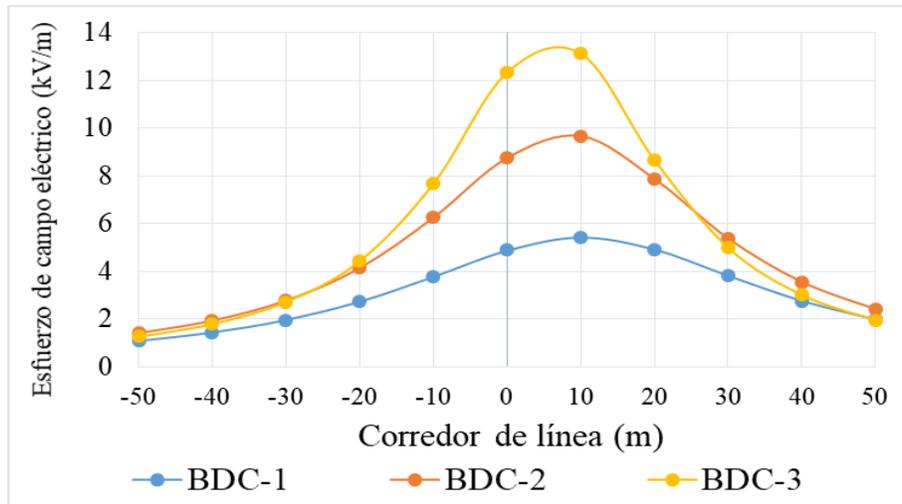


Figura 6.9 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones BDC-1, BDC-2 y BDC-3.

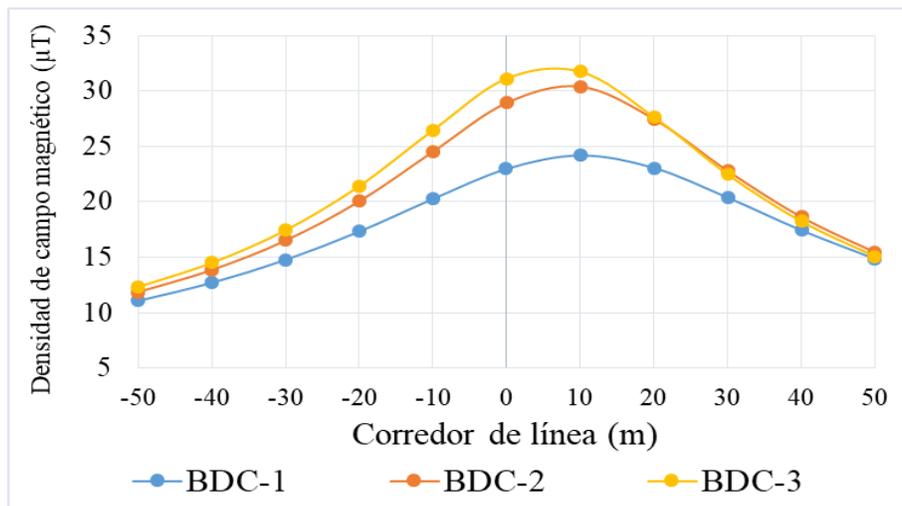


Figura 6.10 Densidad de campo magnético de las configuraciones BDC-1, BDC-2 y BDC-3.

La Figura 6.9 presenta el cambio del esfuerzo de campo eléctrico y la Figura 6.10 presenta el cambio de la densidad de campo magnético de las configuraciones presentadas, en función de las dimensiones de la torre (separación y altura) y la posición de los puntos de medición. La configuración BDC-3 genera una mayor magnitud de esfuerzo de campo eléctrico y una mayor densidad de campo magnético en comparación con las configuraciones BDC-1 y BDC-2, pero se encuentra dentro de los límites de operación recomendables por la ICNIRP y IRPA [34] [42] [43]. La configuración BDC-3 presenta una reducción de altura y una menor separación entre su cable de guarda, generando una reducción económica en su instalación. Debido a esto, se verifica que la configuración BDC-3 es la más adecuada para su instalación.



CAPÍTULO 7. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ESFUERZO DE CAMPO ELÉCTRICO Y LA DENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO EN LÍNEAS BIPOLARES

A continuación, se presenta la validación de las metodologías propuestas mediante el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético en líneas de transmisión bipolares de 500 y 800 kV en HVDC.

7.1 Caso de estudio de una línea de transmisión bipolar de 500 kV en HVDC

Se considera una línea de transmisión bipolar de 500 kV en HVDC, la cual transmite una potencia de 3000 MW , donde se desea calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a 1 m sobre el corredor de la línea de transmisión de 100 m . El conductor utilizado en los polos es un ACSR 1590 que tiene un radio de 0.01911 m . La Figura 7.1 muestra la configuración CDC-1 de la torre de transmisión, la distancia entre los polos y su ubicación sobre el nivel del suelo.

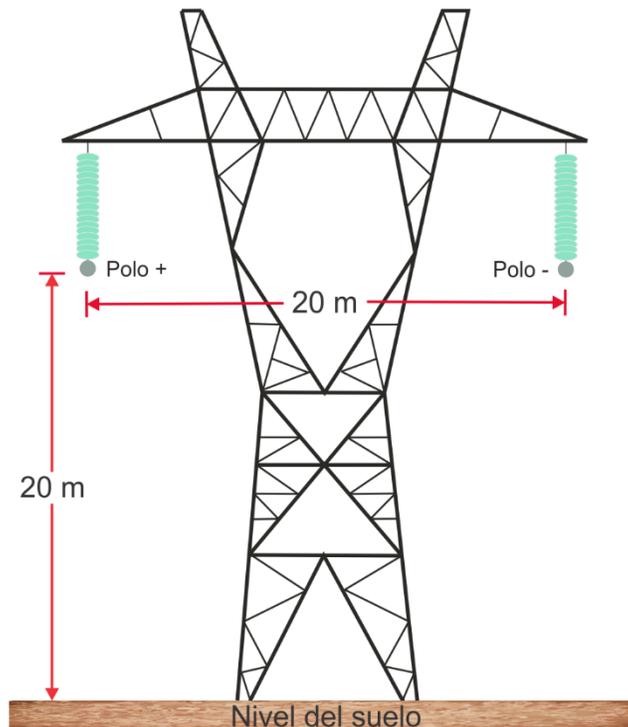


Figura 7.1 Perfil de la línea de transmisión bipolar de 500 kV en HVDC [39].



7.1.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por construir la matriz de potenciales de *Maxwell*, para ello se determinan los potenciales de la diagonal principal considerando la ecuación 4.2, en el caso del polo positivo tenemos:

$$P_{11} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{2 \cdot 20}{0.01911}\right) = 13.7445 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del polo negativo tenemos:

$$P_{22} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{2 \cdot 20}{0.01911}\right) = 13.7445 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Los potenciales fuera de la diagonal principal se obtienen con la ecuación 4.4 para esto, es necesario determinar las distancias entre el polo positivo real y el polo negativo imagen utilizando la ecuación 4.5, se obtiene:

$$D_{12} = D_{21} = \sqrt{(-10 - 10)^2 + (20 + 20)^2} = 44.7213m$$

De la misma forma, la distancia entre el polo positivo y el polo negativo se determina mediante la ecuación 4.6.

$$d_{12} = d_{21} = \sqrt{(-10 - 10)^2 + (20 - 20)^2} = 20m$$

Esto nos permite determinar los potenciales de *Maxwell* entre el polo positivo y negativo, obteniendo:

$$P_{12} = P_{21} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{44.7213}{20}\right) = 1.4464 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

La construcción de la matriz de potenciales de *Maxwell* se presenta de acuerdo a la ecuación 4.1.

$$[P] = \begin{bmatrix} 13.7445 & 1.4464 \\ 1.4464 & 13.7445 \end{bmatrix} \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Con la obtención de la matriz de potenciales de *Maxwell* se puede continuar con la obtención de la matriz de tensiones eléctricas, la cual se determina mediante la ecuación 4.7.

$$[V] = \begin{bmatrix} 500 \\ -500 \end{bmatrix} kV$$



Continuando con la metodología, se debe obtener la matriz de cargas eléctricas, la cual se obtiene de la ecuación 4.8, para la matriz inversa de $[P]$ se obtiene:

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} 7.3571 & -0.7742 \\ -0.7742 & 7.3571 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \frac{F}{m}$$

La matriz de cargas eléctricas será:

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 7.3571 & -0.7742 \\ -0.7742 & 7.3571 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \cdot \begin{bmatrix} 500 \\ -500 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.0656 \\ -4.0656 \end{bmatrix} \times 10^{-9} \frac{C}{m}$$

Al obtener la matriz de cargas eléctricas, se puede continuar con el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico en el punto P , el cual se considera a $1 m$ sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de $10 m$ sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar el esfuerzo de campo eléctrico del polo positivo, es necesario obtener las distancias R_{real} y R_{image} utilizando la ecuación 4.11 y 4.12 respectivamente.

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_{real} = \sqrt{(0 - (-10))^2 + (1 - 20)^2} = 21.4709m$$

$$R_{image} = \sqrt{(0 - (-10))^2 + (1 + 20)^2} = 23.2594m$$

Para el caso del polo negativo real y el polo negativo imagen, se obtiene:

$$R_{real} = 21.4709m$$

$$R_{image} = 23.2594m$$

Los componentes del esfuerzo de campo eléctrico para el polo positivo, utilizando las distancias R_{real} y R_{image} al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 4.9 y 4.10 respectivamente.

$$E_x = \frac{4.0656 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{0 - (-10)}{(21.4709)^2} - \frac{0 - (-10)}{(23.2594)^2} \right) = 0.2344 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = \frac{4.0656 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{1 - 20}{(21.4709)^2} - \frac{1 + 20}{(23.2594)^2} \right) = -5.8486 \frac{kV}{m}$$



Realizando el mismo procedimiento para el polo negativo, utilizando sus respectivas distancias y su valor de carga eléctrica, se obtiene:

$$E_x = 0.2344 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = 5.8486 \frac{kV}{m}$$

La suma de las contribuciones para la componente horizontal y vertical en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 4.13 y 4.14 respectivamente.

$$E_H = 0.2344 + 0.2344 = 0.4688 \frac{kV}{m}$$

$$E_V = -5.8486 + 5.8486 = 0 \frac{kV}{m}$$

La magnitud total del esfuerzo de campo eléctrico en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 4.15.

$$E_T = \sqrt{(0.4688)^2 + (0)^2} = 0.4688 \frac{kV}{m}$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE [52], ya que permite la configuración de los perfiles de las líneas de transmisión. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto corona en los conductores y el efecto del espacio de carga.

La Tabla 7.1 y la Figura 7.2 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.



Tabla 7.1 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.

Esfuerzo de campo eléctrico			
Coordenadas	Metodología, en kV/m	FACE, en kV/m	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$E_T = 0.7316$	$E_T = 0.7169$	$Dif = 2.0504$
$P(x = 40, y = 1)$	$E_T = 1.2430$	$E_T = 1.2181$	$Dif = 2.0441$
$P(x = 30, y = 1)$	$E_T = 2.2006$	$E_T = 2.1565$	$Dif = 2.0449$
$P(x = 20, y = 1)$	$E_T = 3.6254$	$E_T = 3.5528$	$Dif = 2.0434$
$P(x = 10, y = 1)$	$E_T = 3.7089$	$E_T = 3.6347$	$Dif = 2.0414$
$P(x = 0, y = 1)$	$E_T = 0.4688$	$E_T = 0.4594$	$Dif = 2.0461$
$P(x = -10, y = 1)$	$E_T = 3.7089$	$E_T = 3.6347$	$Dif = 2.0414$
$P(x = -20, y = 1)$	$E_T = 3.6254$	$E_T = 3.5528$	$Dif = 2.0434$
$P(x = -30, y = 1)$	$E_T = 2.2006$	$E_T = 2.1565$	$Dif = 2.0449$
$P(x = -40, y = 1)$	$E_T = 1.2430$	$E_T = 1.2181$	$Dif = 2.0441$
$P(x = -50, y = 1)$	$E_T = 0.7316$	$E_T = 0.7169$	$Dif = 2.0504$

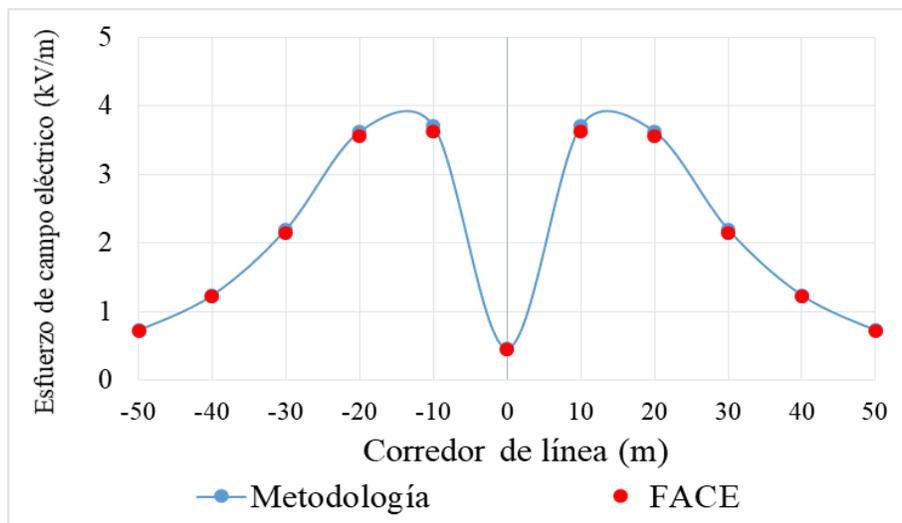


Figura 7.2 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.

Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 2.0504%, debido a que el software utiliza el efecto corona y el efecto del espacio de carga, y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión bipolares.

7.1.2 Cálculo de la densidad de campo magnético

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por obtener la intensidad de la corriente eléctrica, utilizando la ecuación 5.1, se obtiene:



$$I = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{3000 \times 10^3}{500} \right) = 3000A$$

Al obtener la intensidad de la corriente eléctrica, se puede continuar con el cálculo de la densidad de campo magnético en el punto de medición P , el cual se considera a 1 m sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de 10 m sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar la densidad de campo magnético del polo positivo, es necesario obtener la distancia R_i utilizando la ecuación 5.5, la distancia del polo positivo será considerada como R_1 y para el polo negativo se considerará como R_2 .

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_1 = \sqrt{(0 - (-10))^2 + (1 - 20)^2} = 21.4709\text{m}$$

En el caso del polo negativo, se obtiene:

$$R_2 = \sqrt{(0 - 10)^2 + (1 - 20)^2} = 21.4709\text{m}$$

Los componentes de la densidad de campo magnético para el polo positivo, utilizando la distancia R_1 al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 5.3 y 5.4 respectivamente.

$$B_x = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 3000}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{0 - (-10)}{(21.4709)^2} \right) = 13.0151\mu T$$

$$B_y = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 3000}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{1 - 20}{(21.4709)^2} \right) = -24.7288\mu T$$

Realizando el mismo procedimiento para el polo negativo, utilizando sus respectivas distancias y su valor de intensidad de corriente eléctrica, se obtiene:

$$B_x = 13.0151\mu T$$

$$B_y = 24.7288\mu T$$

La suma de las contribuciones para los componentes horizontales y verticales en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 5.6 y 5.7 respectivamente.



$$B_H = 13.0151 + 13.0151 = 26.0302\mu T$$

$$B_V = -24.7288 + 24.7288 = 0\mu T$$

La magnitud total de la densidad de campo magnético en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 5.8.

$$B_T = \sqrt{(26.0302)^2 + (0)^2} = 26.0302\mu T$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto de los polos imágenes.

La Tabla 7.2 y la Figura 7.3 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 7.2 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Densidad de campo magnético			
Coordenadas	Metodología, en μT	FACE, en μT	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$B_T = 4.3056$	$B_T = 4.2625$	$Dif = 1.0111$
$P(x = 40, y = 1)$	$B_T = 6.3177$	$B_T = 6.2545$	$Dif = 1.0104$
$P(x = 30, y = 1)$	$B_T = 9.8231$	$B_T = 9.7248$	$Dif = 1.0108$
$P(x = 20, y = 1)$	$B_T = 15.7388$	$B_T = 15.5814$	$Dif = 1.0101$
$P(x = 10, y = 1)$	$B_T = 22.8947$	$B_T = 22.6657$	$Dif = 1.0103$
$P(x = 0, y = 1)$	$B_T = 26.0302$	$B_T = 25.7698$	$Dif = 1.0104$
$P(x = -10, y = 1)$	$B_T = 22.8947$	$B_T = 22.6657$	$Dif = 1.0103$
$P(x = -20, y = 1)$	$B_T = 15.7388$	$B_T = 15.5814$	$Dif = 1.0101$
$P(x = -30, y = 1)$	$B_T = 9.8231$	$B_T = 9.7248$	$Dif = 1.0108$
$P(x = -40, y = 1)$	$B_T = 6.3177$	$B_T = 6.2545$	$Dif = 1.0104$
$P(x = -50, y = 1)$	$B_T = 4.3056$	$B_T = 4.2625$	$Dif = 1.0111$

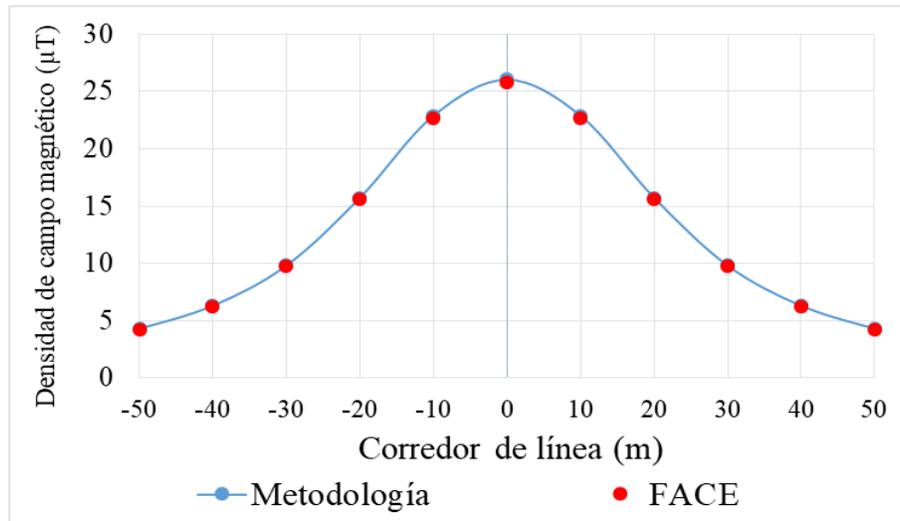


Figura 7.3 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 500 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 1.0111%, debido a que el software utiliza el efecto de los polos imágenes y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión bipolares.

7.2 Caso de estudio de una línea de transmisión bipolar de 800 kV en HVDC

Se considera una línea de transmisión bipolar de 800 kV en HVDC, la cual transmite una potencia de 3000 MW, donde se desea calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a 1 m sobre el corredor de la línea de transmisión de 100 m. El conductor utilizado en los polos es un ACSR 1590 que tiene un radio de 0.01911 m. La Figura 7.4 muestra la configuración DDC-1 de la torre de transmisión, la distancia entre los polos y su ubicación sobre el nivel del suelo.

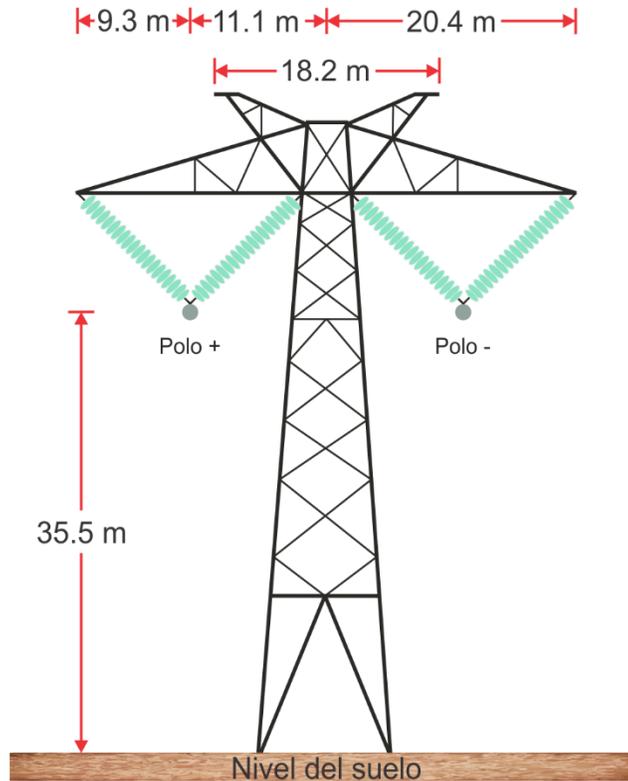


Figura 7.4 Perfil de la línea de transmisión bipolar de 800 kV en HVDC [17].

7.2.1 Cálculo del esfuerzo de campo eléctrico

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por construir la matriz de potenciales de *Maxwell*, para ello se determinan los potenciales de la diagonal principal considerando la ecuación 4.2, en el caso del polo positivo tenemos:

$$P_{11} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln \left(\frac{2 \cdot 35.5}{0.01911} \right) = 14.7759 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

En el caso del polo negativo tenemos:

$$P_{22} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln \left(\frac{2 \cdot 35.5}{0.01911} \right) = 14.7759 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Los potenciales fuera de la diagonal principal se obtienen con la ecuación 4.4 para esto, es necesario determinar las distancias entre el polo positivo real y el polo negativo imagen utilizando la ecuación 4.5, se obtiene:

$$D_{12} = D_{21} = \sqrt{(-11.1 - 11.1)^2 + (35.5 + 35.5)^2} = 74.3897m$$



De la misma forma, la distancia entre el polo positivo y el polo negativo se determina mediante la ecuación 4.6.

$$d_{12} = d_{21} = \sqrt{(-11.1 - 11.1)^2 + (35.5 - 35.5)^2} = 22.2m$$

Esto nos permite determinar los potenciales de *Maxwell* entre el polo positivo y negativo, obteniendo:

$$P_{12} = P_{21} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \ln\left(\frac{74.3897}{22.2}\right) = 2.1735 \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

La construcción de la matriz de potenciales de *Maxwell* se presenta de acuerdo a la ecuación 4.1.

$$[P] = \begin{bmatrix} 14.7759 & 2.1735 \\ 2.1735 & 14.7759 \end{bmatrix} \times 10^{10} \frac{m}{F}$$

Con la obtención de la matriz de potenciales de *Maxwell* se puede continuar con la obtención de la matriz de tensiones eléctricas, la cual se determina mediante la ecuación 4.7.

$$[V] = \begin{bmatrix} 800 \\ -800 \end{bmatrix} kV$$

Continuando con la metodología, se debe obtener la matriz de cargas eléctricas, la cual se obtiene de la ecuación 4.8, para la matriz inversa de $[P]$ se obtiene:

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} 6.9170 & -1.0170 \\ -1.0170 & 6.9170 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \frac{F}{m}$$

La matriz de cargas eléctricas será:

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} 6.9170 & -1.0170 \\ -1.0170 & 6.9170 \end{bmatrix} \times 10^{-12} \cdot \begin{bmatrix} 800 \\ -800 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6.3472 \\ -6.3472 \end{bmatrix} \times 10^{-9} \frac{C}{m}$$

Al obtener la matriz de cargas eléctricas, se puede continuar con el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico en el punto P , el cual se considera a $1 m$ sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de $10 m$ sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar el esfuerzo de campo eléctrico del polo positivo, es necesario obtener las distancias R_{real} y R_{image} utilizando la ecuación 4.11 y 4.12 respectivamente.



Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_{real} = \sqrt{(0 - (-11.1))^2 + (1 - 35.5)^2} = 36.2416m$$

$$R_{image} = \sqrt{(0 - (-11.1))^2 + (1 + 35.5)^2} = 38.1504m$$

Para el caso del polo negativo real y el polo negativo imagen, se obtiene:

$$R_{real} = 36.2416m$$

$$R_{image} = 38.1504m$$

Los componentes del esfuerzo de campo eléctrico para el polo positivo, utilizando las distancias R_{real} y R_{image} al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 4.9 y 4.10 respectivamente.

$$E_x = \frac{6.3472 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{0 - (-11.1)}{(36.2416)^2} - \frac{0 - (-11.1)}{(38.1504)^2} \right) = 0.0940 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = \frac{6.3472 \times 10^{-9}}{2 \cdot \pi \cdot 8.854187 \times 10^{-12}} \cdot \left(\frac{1 - 35.5}{(36.2416)^2} - \frac{1 + 35.5}{(38.1504)^2} \right) = -5.8579 \frac{kV}{m}$$

Realizando el mismo procedimiento para el polo negativo, utilizando sus respectivas distancias y su valor de carga eléctrica, se obtiene:

$$E_x = 0.0940 \frac{kV}{m}$$

$$E_y = 5.8579 \frac{kV}{m}$$

La suma de las contribuciones para la componente horizontal y vertical en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 4.13 y 4.14 respectivamente.

$$E_H = 0.0940 + 0.0940 = 0.1880 \frac{kV}{m}$$

$$E_V = -5.8579 + 5.8579 = 0 \frac{kV}{m}$$



La magnitud total del esfuerzo de campo eléctrico en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 4.15.

$$E_T = \sqrt{(0.1880)^2 + (0)^2} = 0.1880 \frac{kV}{m}$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE [52], ya que permite la configuración de los perfiles de las líneas de transmisión. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto corona en los conductores y el efecto del espacio de carga.

La Tabla 7.3 y la Figura 7.5 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 7.3 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.

Esfuerzo de campo eléctrico			
Coordenadas	Metodología, en kV/m	FACE, en kV/m	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$E_T = 1.2985$	$E_T = 1.2725$	$Dif = 2.0432$
$P(x = 40, y = 1)$	$E_T = 1.7739$	$E_T = 1.7384$	$Dif = 2.0421$
$P(x = 30, y = 1)$	$E_T = 2.2636$	$E_T = 2.2183$	$Dif = 2.0421$
$P(x = 20, y = 1)$	$E_T = 2.4156$	$E_T = 2.3672$	$Dif = 2.0446$
$P(x = 10, y = 1)$	$E_T = 1.6819$	$E_T = 1.6482$	$Dif = 2.0446$
$P(x = 0, y = 1)$	$E_T = 0.1880$	$E_T = 0.1842$	$Dif = 2.0629$
$P(x = -10, y = 1)$	$E_T = 1.6819$	$E_T = 1.6482$	$Dif = 2.0446$
$P(x = -20, y = 1)$	$E_T = 2.4156$	$E_T = 2.3672$	$Dif = 2.0446$
$P(x = -30, y = 1)$	$E_T = 2.2636$	$E_T = 2.2183$	$Dif = 2.0421$
$P(x = -40, y = 1)$	$E_T = 1.7739$	$E_T = 1.7384$	$Dif = 2.0421$
$P(x = -50, y = 1)$	$E_T = 1.2985$	$E_T = 1.2725$	$Dif = 2.0432$

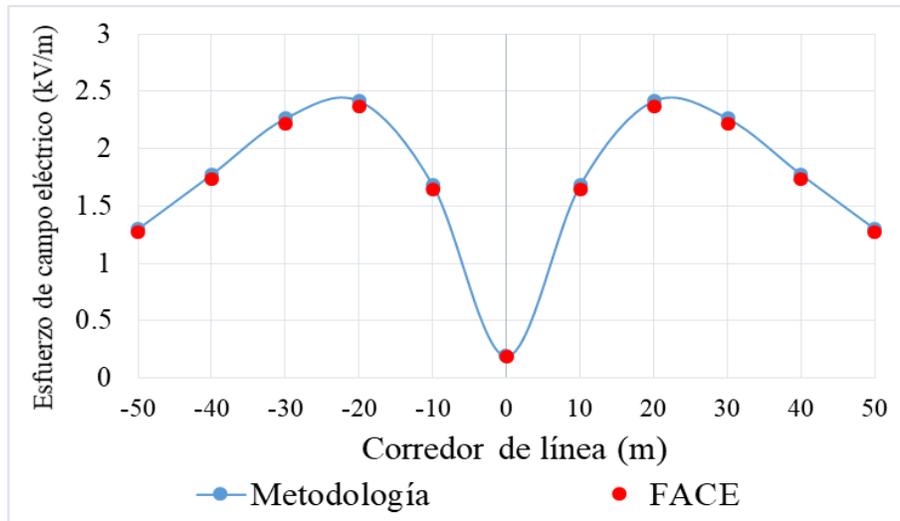


Figura 7.5 Análisis comparativo del esfuerzo de campo eléctrico de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenido entre la metodología y el software FACE.

Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 2.0629%, debido a que el software utiliza el efecto corona y el efecto del espacio de carga, y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión bipolares.

7.2.2 Cálculo de la densidad de campo magnético

Considerando la metodología propuesta, comenzaremos por obtener la intensidad de la corriente eléctrica, utilizando la ecuación 5.1, se obtiene:

$$I = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{3000 \times 10^3}{800} \right) = 1875 A$$

Al obtener la intensidad de la corriente eléctrica, se puede continuar con el cálculo de la densidad de campo magnético en el punto de medición P , el cual se considera a 1 m sobre el nivel del suelo, además se consideran intervalos de 10 m sobre el corredor de la línea de transmisión. Para determinar la densidad de campo magnético del polo positivo, es necesario obtener la distancia R_i utilizando la ecuación 5.5, la distancia del polo positivo será considerada como R_1 y para el polo negativo se considerará como R_2 .

Para $P(x = 0, y = 1)$.

$$R_1 = \sqrt{(0 - (-11.1))^2 + (1 - 35.5)^2} = 36.2416 m$$



En el caso del polo negativo, se obtiene:

$$R_2 = \sqrt{(0 - 11.1)^2 + (1 - 35.5)^2} = 36.2416m$$

Los componentes de la densidad de campo magnético para el polo positivo, utilizando la distancia R_1 al punto $P(x = 0, y = 1)$, se determinan aplicando la ecuación 5.3 y 5.4 respectivamente.

$$B_x = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 1875}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{0 - (-11.1)}{(36.2416)^2} \right) = 3.1691 \mu T$$

$$B_y = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 1875}{2 \times 10^{-6} \cdot \pi} \cdot \left(\frac{1 - 35.5}{(36.2416)^2} \right) = -9.8499 \mu T$$

Realizando el mismo procedimiento para el polo negativo, utilizando sus respectivas distancias y su valor de intensidad de corriente eléctrica, se obtiene:

$$B_x = 3.1691 \mu T$$

$$B_y = 9.8499 \mu T$$

La suma de las contribuciones para los componentes horizontales y verticales en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina usando la ecuación 5.6 y 5.7 respectivamente.

$$B_H = 3.1691 + 3.1691 = 6.3382 \mu T$$

$$B_V = -9.8499 + 9.8499 = 0 \mu T$$

La magnitud total de la densidad de campo magnético en el punto de medición $P(x = 0, y = 1)$, se determina mediante la ecuación 5.8.

$$B_T = \sqrt{(6.3382)^2 + (0)^2} = 6.3382 \mu T$$

Resultados

Para obtener una validación de la metodología presentada, se realiza una simulación de la línea de transmisión en estudio, para ello se utilizó el software FACE. A diferencia de la metodología presentada, el software FACE utiliza el efecto de los polos imágenes.



La Tabla 7.4 y la Figura 7.6 presentan el análisis comparativo de los resultados obtenidos entre la metodología presentada y el software FACE.

Tabla 7.4 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Densidad de campo magnético			
Coordenadas	Metodología, en μT	FACE, en μT	Diferencia porcentual, en %
$P(x = 50, y = 1)$	$B_T = 2.2818$	$B_T = 2.2589$	$Dif = 1.0137$
$P(x = 40, y = 1)$	$B_T = 3.0001$	$B_T = 2.9700$	$Dif = 1.0134$
$P(x = 30, y = 1)$	$B_T = 3.9438$	$B_T = 3.9043$	$Dif = 1.0117$
$P(x = 20, y = 1)$	$B_T = 5.0304$	$B_T = 4.9800$	$Dif = 1.0120$
$P(x = 10, y = 1)$	$B_T = 5.9638$	$B_T = 5.9041$	$Dif = 1.0111$
$P(x = 0, y = 1)$	$B_T = 6.3382$	$B_T = 6.2748$	$Dif = 1.0103$
$P(x = -10, y = 1)$	$B_T = 5.9638$	$B_T = 5.9041$	$Dif = 1.0111$
$P(x = -20, y = 1)$	$B_T = 5.0304$	$B_T = 4.9800$	$Dif = 1.0120$
$P(x = -30, y = 1)$	$B_T = 3.9438$	$B_T = 3.9043$	$Dif = 1.0117$
$P(x = -40, y = 1)$	$B_T = 3.0001$	$B_T = 2.9700$	$Dif = 1.0134$
$P(x = -50, y = 1)$	$B_T = 2.2818$	$B_T = 2.2589$	$Dif = 1.0137$

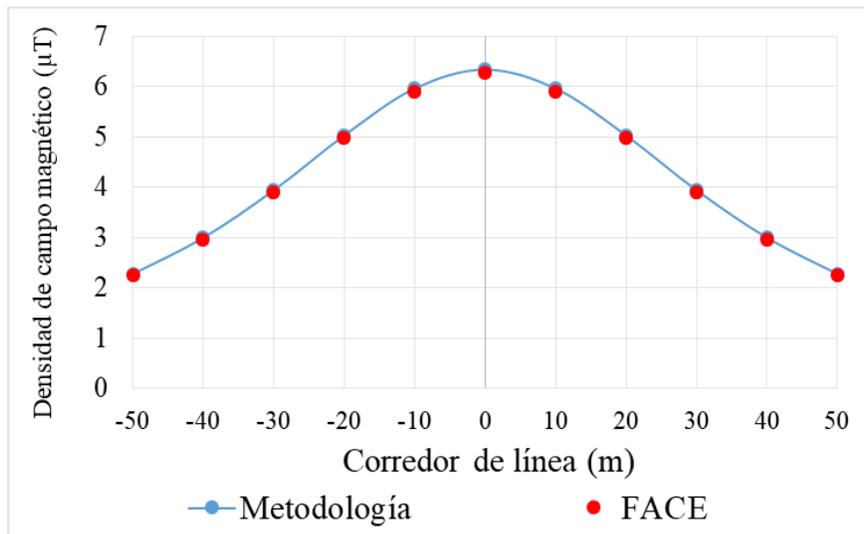


Figura 7.6 Análisis comparativo de la densidad de campo magnético de la línea de transmisión bipolar de 800 kV, obtenida entre la metodología y el software FACE.

Los resultados obtenidos presentan una diferencia porcentual del 1.0137%, debido a que el software utiliza el efecto de los polos imágenes y la metodología propuesta no lo considera ya que el efecto es tan pequeño que puede ser despreciado, lo anterior confirma la precisión de la metodología propuesta para líneas de transmisión bipolares.



7.3 Análisis del impacto de la configuración de la línea en el esfuerzo de campo eléctrico y en la densidad de campo magnético

Los aspectos económicos para la construcción de una línea de transmisión se presentan en la compra de corredor de línea, este está influenciado por la geometría de la estructura, una reducción en el tamaño de la torre reduce los límites del corredor, en este sentido, se busca encontrar la configuración más adecuada en base al esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético, con el uso de la metodología propuesta. A continuación, se presenta el análisis de las configuraciones CDC y DDC.

Configuración CDC

La Tabla 7.5 muestra las coordenadas del polo positivo y del polo negativo para las configuraciones CDC-2 y CDC-3, reduciendo la distancia entre los ejes del polo positivo y del polo negativo (x , y) en un 20 y 40% a partir de la configuración CDC-1 de la línea de transmisión presentada en la Figura 7.1.

Tabla 7.5 Coordenadas de la configuración CDC-2 y CDC-3.

Configuración	Conductor	Eje x , en m	Eje y , en m
CDC-2	Polo positivo	-8	16
	Polo negativo	8	16
CDC-3	Polo positivo	-6	12
	Polo negativo	6	12

Realizando el procedimiento metodológico con la configuración CDC-2 y CDC-3 de la línea de transmisión presentada en la Tabla 7.5, se obtienen los resultados del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético mostrados en la Figura 7.7 y en la Figura 7.8 respectivamente.

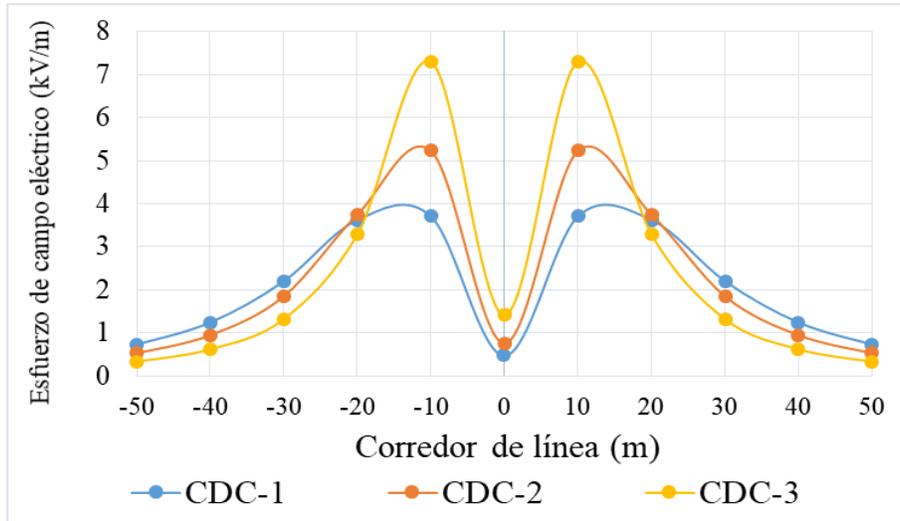


Figura 7.7 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones CDC-1, CDC-2 y CDC-3.

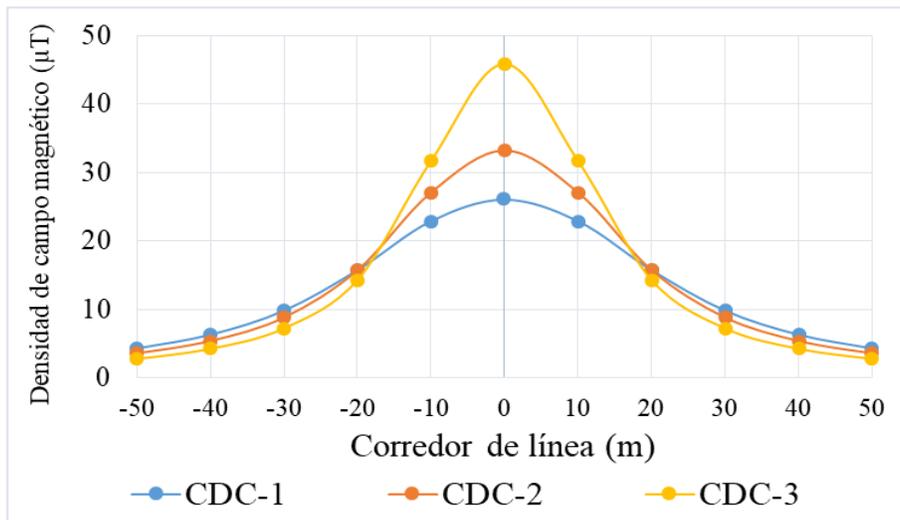


Figura 7.8 Densidad de campo magnético de las configuraciones CDC-1, CDC-2 y CDC-3.

La Figura 7.7 presenta el cambio del esfuerzo de campo eléctrico y la Figura 7.8 presenta el cambio de la densidad de campo magnético de las configuraciones presentadas, en función de las dimensiones de la torre (separación y altura) y la posición de los puntos de medición. La configuración CDC-3 genera una densidad de campo magnético superior a los límites de operación recomendables. La configuración CDC-2 genera una mayor magnitud de esfuerzo de campo eléctrico y una mayor densidad de campo magnético en comparación con la configuración CDC-1, pero se encuentra dentro de los límites de operación recomendables por la ICNIRP y IRPA [34] [42] [43]. La configuración CDC-2 presenta una reducción de altura y una menor separación entre sus polos, generando una



reducción económica en su instalación. Debido a esto, se verifica que la configuración CDC-2 es la más adecuada para su instalación.

Configuración DDC

La Tabla 7.6 muestra las coordenadas del polo positivo y del polo negativo para las configuraciones DDC-2 y DDC-3, reduciendo la distancia entre los ejes del polo positivo y del polo negativo (x, y) en un 20 y 40% a partir de la configuración DDC-1 de la línea de transmisión presentada en la Figura 7.4.

Tabla 7.6 Coordenadas de la configuración DDC-2 y DDC-3.

Configuración	Conductor	Eje x, en m	Eje y, en m
DDC-2	Polo positivo	-8.88	28.4
	Polo negativo	8.88	28.4
DDC-3	Polo positivo	-6.66	21.3
	Polo negativo	6.66	21.3

Realizando el procedimiento metodológico con la configuración DDC-2 y DDC-3 de la línea de transmisión presentada en la Tabla 7.6, se obtienen los resultados del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético mostrados en la Figura 7.9 y en la Figura 7.10 respectivamente.

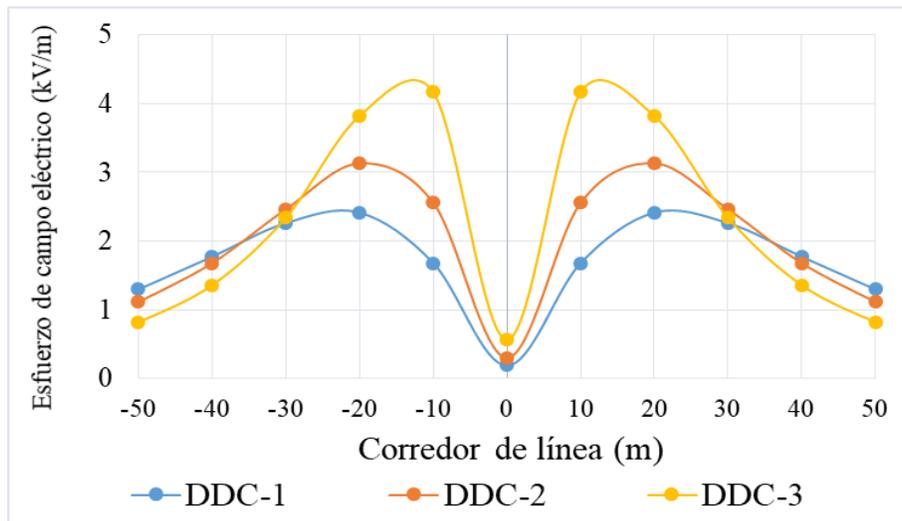


Figura 7.9 Esfuerzo de campo eléctrico de las configuraciones DDC-1, DDC-2 y DDC-3.

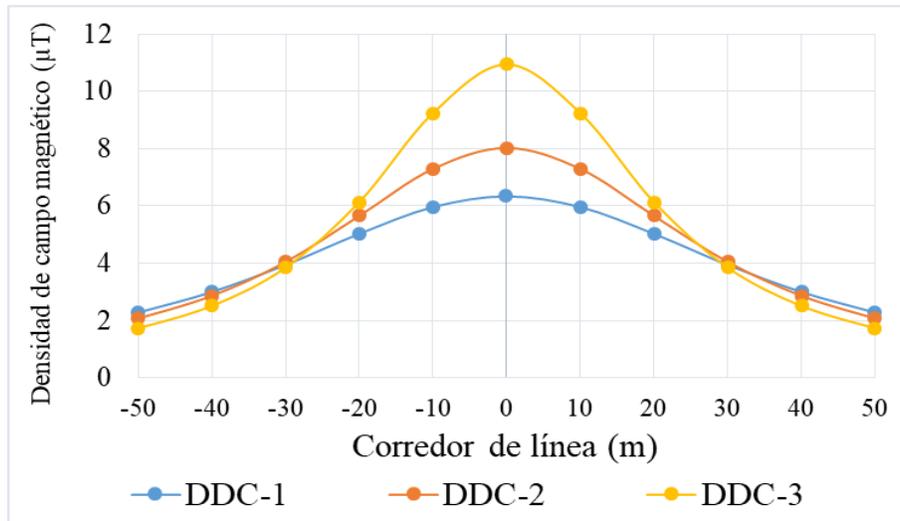


Figura 7.10 Densidad de campo magnético de las configuraciones DDC-1, DDC-2 y DDC-3.

La Figura 7.9 presenta el cambio del esfuerzo de campo eléctrico y la Figura 7.10 presenta el cambio de la densidad de campo magnético de las configuraciones presentadas, en función de las dimensiones de la torre (separación y altura) y la posición de los puntos de medición. La configuración DDC-3 genera una mayor magnitud de esfuerzo de campo eléctrico y una mayor densidad de campo magnético en comparación con las configuraciones DDC-1 y DDC-2, pero se encuentra dentro de los límites de operación recomendables por la ICNIRP y IRPA [34] [42] [43]. La configuración DDC-3 presenta una reducción de altura y una menor separación entre sus polos, generando una reducción económica en su instalación. Debido a esto, se verifica que la configuración DDC-3 es la más adecuada para su instalación.



CONCLUSIONES

En el presente trabajo se dio cumplimiento a todos los objetivos planteados en el proyecto de tesis, adicionalmente se cumplió la formulación de la hipótesis planteada.

Del trabajo realizado, se presentan las siguientes conclusiones:

- Se obtiene una metodología de referencia, que contiene los pasos necesarios para realizar el cálculo del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético en líneas de transmisión aéreas en HVDC.
- La metodología presentada se puede aplicar en líneas monopolares y bipolares, admitiendo las diferentes tensiones nominales de las líneas en HVDC, permitiendo calcular el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a una altura entre los polos y el nivel del suelo, sobre el corredor de la línea de transmisión.
- El uso de la metodología presentada ofrece rapidez y precisión. Además, permite contar con una memoria de cálculo del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético sobre el corredor de la línea de transmisión.
- El perfil del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético de las configuraciones monopolares y bipolares ADC-1, BDC-1, CDC-1 y DDC-1 fueron validados con el software FACE, con lo cual se obtuvo una diferencia porcentual media máxima de 2.0629% para el esfuerzo de campo eléctrico y de 1.0137% para la densidad de campo magnético, lo anterior confirma la precisión de la metodología presentada.
- Los perfiles del esfuerzo de campo eléctrico y de la densidad de campo magnético de las configuraciones ADC, BDC, CDC y DDC muestran que el aumento en la altura de los polos es el parámetro más eficiente para reducir el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético a nivel del corredor de la línea de transmisión.
- Se determina que las configuraciones ADC, BDC, CDC y DDC no presentaron problemas de campo eléctrico, dado que los resultados obtenidos son inferiores al límite máximo recomendado por la ICNIR.
- Las configuraciones ADC-3 y BDC-3 presentaron problemas de campo magnético, dado que los resultados obtenidos son superiores al límite máximo recomendado por la IRPA.



- Comparando el esfuerzo de campo eléctrico y la densidad de campo magnético en los puntos de medición entre las configuraciones ADC, BDC, CDC y DDC, se obtiene una menor magnitud de los campos en los puntos de medición laterales de las configuraciones ADC-2, BDC-3, CDC-2 y DDC-3, las configuraciones presentaron una reducción de altura y una menor separación entre sus polos y cables de guarda, generando una reducción económica en su instalación. Debido a esto, se verifica que las configuraciones ADC-2, BDC-3, CDC-2 y DDC-3, son las más adecuadas para su instalación.



REFERENCIAS

- [1]. W. Long and S. Nilsson. "HVDC transmission: yesterday and today". IEEE Power and Energy Magazine. Vol. 5, N° 2, pp. 22-31. 2007. ISSN: 1558-4216. DOI: 10.1109/mpae.207.329175.
- [2]. "Sistemas de Transmisión de Alto Voltaje en Corriente Continua (HVDC). Más energía, sin interrupción". Revista Electro Industria. 2007. Sitio en internet <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=811&tip=7>.
- [3]. D. Monterrubio. "Transporte de energía eléctrica en corriente continua. ENLACES HVDC-VSC". Universidad de Valladolid. 2013.
- [4]. E. Gaona. "Diseño del electrodo de puesta a tierra para un sistema HVDC". Universidad Autónoma del Estado de Morelos. 2019.
- [5]. R. Rudervall, J. P. Charpentier and R. Sharma. "High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper". Energy week. Vol. 2000, pp. 1-17. 2000.
- [6]. K. Zhu, W. K. Lee and W. T. Pong. "Non-Contact Voltage Monitoring of HVDC Transmission Lines based on Electromagnetic Fields". IEEE Sensors Journal. Vol. 19, pp. 3121-3129. 2019. ISSN: 1558-1748. DOI: 10.1109/JSEN.2019.2892498.
- [7]. J. W. Feltes, B. D. Gemmell and D. Retzmann. "From Smart Grid to Super Grid: Solutions with HVDC and FACTS for Grid Access of Renewable Energy Sources". IEEE Power and Energy Society General Meeting. pp. 1-6. 2011. ISSN: 1944-9925. DOI: 10.1109/PES.2011.6039346.
- [8]. J. Zheng, M. Wen, Y. Chen and X. Shao. "A novel differential protection scheme for HVDC transmission lines". Electrical Power and Energy Systems. Vol. 94, pp. 171-178. 2018. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.07.006.
- [9]. P. Girdinio, P. Molfino, M. Nervi, M. Rossi, A. Bertani and S. Malgarotti. "Technical and Compatibility issues in the Design of HVDC Sea Electrodes". International Symposium on Electromagnetic Compatibility. pp. 1-5. 2012. ISSN: 2325-0364. DOI: 10.1109/EMCEurope.2012.6396841.
- [10]. M. Baharman and B. Johnson. "The ABCs of HVDC transmission technologies". IEEE Power and Energy Magazine. Vol. 5, pp. 32-44. 2007. ISSN: 1540-7977. DOI: 10.1109/MPAE.2007.329194.
- [11]. M. Samy. "Computation of electromagnetic fields around HVDC transmission line Tying Egypt and KSA". pp. 1276-1280. 2017. ISBN: 978-1-5386-0990-3. DOI: 10.1109/MEPCON.2017.8301345.



- [12]. J. Mooney. "Electrical considerations for HVDC transmission lines". Power Engineers, Registered Continuing Education Program RCEP. 2010.
- [13]. C. R. Bayliss and B. J. Hardy. "Transmission and Distribution Electrical Engineering". 2011. ISBN: 978-0-08-096912-1. DOI: 10.1016/C2009-0-64342-7.
- [14]. CIGRE. "Impacts Of HVDC Lines On The Economics Of HVDC Projects". Joint Working Group B2/B4/C1,17. 2009.
- [15]. CIGRE. "General Guidelines for HVDC Electrode Design". Working Group WG B4.6. 2017.
- [16]. N. Flourentzou, V. G. Agelidis and G. D. Demetriades. "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview". IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 24, N° 3, pp. 592-602. 2009. ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/tpel.2008.2008441.
- [17]. H. Zhou, W. Qiu, K. Sun, J. Chen, X. Deng, F. Qian, D. Wang, B. Zhao, J. Li, S. Li, Y. Qiu and J. Yu. "Ultra-high Voltage AC/DC Power Transmission". Springer. pp. 857-868. Hangzhou, China. ISBN: 978-3-662-54573-7. 2017.
- [18]. M. Daryabak, S. Filizadeh, J. Jatskevich, A. Davoudi, M. Saeedifard, V. K. Sood and A. Mehrizi. "Modeling of LCC-HVDC Systems Using Dynamic Phasors". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 29, N° 4, pp. 1989-1998. 2014. ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/tpwrd.2014.2308431.
- [19]. Z. Xu, S. Wang and H. Xiao. "Hybrid high-voltage direct current topology with line commutated converter and modular multilevel converter in series connection suitable for bulk power overhead line transmission". IET Power Electronics. Vol. 9, N° 12, pp. 2307-2317. 2016. DOI: 10.1049/iet-pel.2015.0738.
- [20]. K. Zhu, W. K. Lee and P. W. Pong. "Non-Contact Voltage Monitoring of HVDC Transmission Lines based on Electromagnetic Fields". IEEE Sensors Journal. Vol. 19, N° 8, pp. 3121-3129. 2019. ISSN: 1558-1748. DOI: 10.1109/jsen.2019.2892498.
- [21]. Cia de Luz y Fuerza del Centro. "Manual de diseño y normalización de líneas de transmisión". 1973.
- [22]. J. Grainger and D. Stevenson. "Análisis de sistemas de potencia". McGraw-Hil, USA. 1982.
- [23]. Comisión Federal de Electricidad. "Manual para diseño electromecánico de líneas de transmisión aéreas". Ciudad de México, México. 2012.
- [24]. CFE DCDLTA01. "Diseño de líneas de transmisión aéreas". 2014.
- [25]. NMX-J-098-ANCE-2014. "sistemas eléctricos – tensiones eléctricas normalizadas". 2015.



- [26]. CFE L0000-02. "Tensiones de sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión". 1985.
- [27]. PROSEDEN. "Programa de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista 2019-2033". 2019.
- [28]. CFE E0000-18 "Cable de aluminio con cable concéntrico y núcleo de alambres de acero recubrimiento de aluminio soldado (ACSR/AS)". 2013.
- [29]. R. Thrash. "Overhead conductor manual". Southwire. 2007.
- [30]. U.S. Department of agriculture rural utilities service electric staff division "Design manual for high voltage transmission lines". 2009.
- [31]. U. Straumann and C. M. Franck. "Finite Element Simulation of in Ion Currents from Coronating HVDC Overhead Lines". International Symposium on High Voltage Engineering. pp. 1-6. 2011.
- [32]. J. L. Aguilar, J. C. Vergara, J. G. Padilla and D. Hernández. "Methodology to calculate the intensity of the electric field generated in a double circuit High Voltage Alternating Current overhead transmission line". Journal of Quantitative and Statistical Analysis. Vol. 7, N° 21, pp. 1-8. 2020. ISSN: 2410-3438. DOI: 10.35429/JQSA.2020.21.7.1.8.
- [33]. J. D. Glover, M. S. Sarma and T. J. Overbye. "Power system analysis and design". Cengage Learning. N° 1, Vol. 1, pp. 159-217. Stanford, USA. ISBN: 978-1-111-42579-1. 2012.
- [34]. IEC. "IEC 62681 Electromagnetic performance of high voltage direct current (HVDC) overhead transmission lines". N° 1.0, pp. 1-92. ISBN: 978-28322-1780-1. 2014.
- [35]. B. A. Clairmont, G. B. Johnson and L. E. Zaffanella. "The effect of HVAC-HVDC line separation in hybrid corridor". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 4, N° 2, pp. 1338-1350. 1989. ISSN: 0885-8977 DOI: 10.1109/61.25621.
- [36]. P. S. Maruvada, N. G. Trinh, R. D. Dallaire and N. Rivest. "Corona studies for bipolar HVDC transmission at voltages between +/- 600 kV and +/- 1200 kV part 1: long-term bipolar line studies". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100, N° 3, pp. 1452-1461. 1981. ISSN: 0018-9510 DOI: .10.1109/TPAS.1981.316620.
- [37]. G. Jang, C. Kim, S. Lee, S. Lim and V. Sood. "HVDC transmission power conversion applications in power systems" John Wiley & sons Asia. ISBN: 978-0-470-82295-1. 2009.



- [38]. K. Rofalski and J. Schlabbach. "Power system engineering, design and operation of power systems and equipment". John Wiley & sons. 2014.
- [39]. J. L. Aguilar, L. Cisneros, J. G. Padilla and J. C. Vergara. "Methodology to calculate the density of the magnetic field generated in overhead transmission lines in HVDC applying a two-dimensional analysis of parallel poles above ground level". Journal Democratic Republic of Congo. Vol. 6, N° 11, pp. 1-11. 2020. ISSN: 2414-4924. DOI: 10.35429/EJDRC.2020.6.11.1.11.
- [40]. K. Zhu, W. K. Lee and P. W. Pong. "Fault-Line Identification of HVDC Transmission Lines by Frequency-Spectrum Correlation Based on Capacitive Coupling and Magnetic Field Sensing". IEEE International Magnetics Conference. 2018. ISSN: 2150-460. DOI: 10.1109/INTMAG.2018.8508773.
- [41]. H. Das, K. Gogoi and S. Chatterjee. "Analysis of the effect of Electric field due to High Voltage Transmission Lines on Humans". 2015. ISBN: 978-1-4799-6459-8. DOI: 10.1109/ICPDEN.2015.7084491.
- [42]. P. S. Maruvada. "Corona Performance of High-Voltage Transmission Lines". Taylor R Francis Inc. First Edition, pp. 179-283. Quebec, Canadá. ISBN: 0 86380 254 0. 2000.
- [43]. ICNIRP. "Guidelines on limits of exposure to static magnetic fields". 2009.
- [44]. R. Deltuva and R. Lukočius. "Distribution of Magnetic Field in 400 kV Double-Circuit Transmission Lines". Applied Sciences. Vol. 10, No° 9, pp. 1-10. 2020. ISSN: 2076-3417. DOI: 10.3390/app10093266.
- [45]. CIGRE. "Guide to the conversion of existing AC lines to DC operation". pp. 1-103. ISBN: 978-2-85873-279-1. 2014.
- [46]. A. Fisher, J. Alvarez and N. L. Gibson. "Analysis of methods for the Maxwell-random Lorentz model". Results in Applied Mathematics. Vol. 8. pp. 1-17. 2020. ISSN: 2590-0374. DOI: 10.1016/j.rinam.2020.100098.
- [47]. H. Torres. "Dirac matrices in chiral representation and the connection with the electric field parallel to the magnetic field". Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería. Vol. 16, N° Especial, pp. 48-52. 2008. ISSN: 0718-3305. DOI: 10.4067/S0718-33052008000400007.
- [48]. A. Carsimamovic, A. Mujezinovic, Z. Bajramovic, I. Turkovic, M. Kosarac and K. Stankovic. "Origin and mitigation of increased electric fields at high voltage transmission line conductors". International Journal of Electrical Power and Energy



- Systems. Vol. 104, pp. 134-149. 2019. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.06.049.
- [49]. C. Helmer and A. Jünger. "Analysis of Maxwell-Stefan systems for heat conducting fluid mixtures". *Nonlinear Analysis: Real World Applications*. Vol. 59, pp. 1-19. 2021. ISSN: 1468-1218. DOI: 10.1016/j.nonrwa.2020.103263.
- [50]. H. Torres. "The close relation between the Maxwell system and the Dirac equation when electric field is parallel to the magnetic field". *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*. Vol. 16, N° Especial, pp. 43-47. 2008. ISSN: 0718-3305. DOI: 10.4067/S0718-33052008000400006.
- [51]. IEEE. "C95.6-2002 – Standard for Safety Levels With Respect to Human Exposure to Electromagnetic Fields, 0-3 kHz". IEEE. pp. 3-50. New York, USA. ISBN: 0-7381-3389-2. 2002.
- [52]. FACE. "Field and Corona Effects". Manitoba hydro international. 2019.