



REPÚBLICA DEL ECUADOR

**Escuela Politécnica Nacional**

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DETERMINACIÓN DE DISTANCIAS DE PROXIMIDAD ENTRE  
LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS DE HASTA 230  
KV, Y LÍNEAS METÁLICAS DE FLUIDO EN EL SECTOR  
PETROLERO ECUATORIANO

TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN  
INGENIERÍA ELÉCTRICA

EDDISON FERNANDO HERNÁNDEZ JACHO

DIRECTOR: PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

Quito, noviembre 2018

## AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado Eddison Fernando Hernández Jacho, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Paúl Vásquez Miranda**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Eddison Hernández, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Eddison Fernando Hernández Jacho

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios por la oportunidad de emprender nuevos retos, a mi Esposa y mis hijos por su apoyo constante, a mi Madre por su gran enseñanza.

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a cada una de las personas que aportaron para la realización de este trabajo, tanto en mi lugar de trabajo como en la universidad.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT.....	VII
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
1.1. Pregunta de Investigación.....	9
1.2. Objetivo General.....	9
1.3. Objetivos Específicos.....	10
1.4. Alcance.....	10
1.5. Trabajos Relacionados.....	11
1.6. Marco Teórico.....	17
<b>2. METODOLOGÍA.....</b>	<b>45</b>
2.1. Acoplamiento Capacitivo.....	46
2.2. Acoplamiento Inductivo.....	48
2.3. Acoplamiento Conductivo.....	53
2.4. Capacidad de cables subterráneos por interacción térmica con tuberías.....	56
2.5. Valores admisibles de voltaje y corriente en tuberías.....	57
2.6. Metodología de Análisis Líneas Eléctricas Aéreas y Tuberías.....	59
2.7. Metodología de Análisis Líneas Eléctricas y Tuberías Subterráneas.....	61
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>63</b>
3.1. Resultados.....	63
3.2. Discusión.....	104
<b>4. CONCLUSIONES.....</b>	<b>106</b>
<b>5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>109</b>
<b>6. ANEXOS.....</b>	<b>114</b>
ORDEN DE EMPASTADO.....	115

## RESUMEN

En el presente trabajo, se estudian las metodologías empleadas para la modelación y análisis de la interferencia electromagnética que producen las líneas eléctricas, sobre las tuberías metálicas que comparten una misma ruta o instaladas en su proximidad. Se analizan las interferencias electromagnéticas tales como el acoplamiento capacitivo, inductivo y conductivo que se presentan entre tuberías metálicas y líneas eléctricas en condiciones de operación estable y en falla, para establecer la afectación sobre las tuberías metálicas.

En el Ecuador, el sector eléctrico y petrolero han evitado el uso compartido de rutas de líneas eléctricas y tuberías de transporte de hidrocarburos, definiendo distancias de seguridad entre líneas eléctricas e instalaciones para hidrocarburos. Con la responsabilidad del estado en la protección del medio ambiente, se ha visto la necesidad de contemplar la alternativa de compartir rutas y franjas de servicio de los sistemas, para alimentar la demanda de bloques de producción de petróleo que se encuentran operando como una isla eléctrica y optimizar el uso del potencial energético del país.

Con la metodología implementada se analiza un caso real de la interacción de líneas eléctricas con un oleoducto metálico y se dan lineamientos a considerar para la coordinación del uso de rutas compartidas de líneas eléctricas y tuberías metálicas.

**PALABRAS CLAVE:** Líneas eléctricas, tubería, acoplamiento, interferencia, inductivo



## ABSTRACT

The methodologies to electromagnetic interference modeling and analysis produced by the electrical lines, on the metallic pipelines that share the same route or installed in their proximity have been analyzed in this work. The electromagnetic interferences such as the capacitive, inductive and conductive coupling that appear between metallic pipes and electric lines in stable operation conditions and in fault are analyzed, to establish the impact on the metallic pipes.

In Ecuador, the electric and oil sector have avoided the shared use of routes for electric lines and pipelines for transport of crude oil, defining safety distances between electric lines and hydrocarbon facilities. With the responsibility of the state in the protection of the environment, we have seen the need to contemplate the alternative of sharing routes and service bands of the systems, to feed the demand for oil production blocks, which are operating as an island and optimize the use of the country's energy potential.

With the implemented methodology, a real case of the interaction of power lines with a metallic pipeline has been analyzed; guidelines have been given for the coordination of the use of shared routes of electric lines and metal pipes.

**KEYWORDS:** Power lines, pipeline, metallic, interference, coupling, inductive

## 1. INTRODUCCIÓN

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia conformados por los sistemas de generación, transmisión y distribución, consideran la minimización de los costos de construcción y el impacto que su infraestructura provoca sobre el medio ambiente, las instalaciones existentes y futuras, brindando seguridad a los sistemas y a las personas.

Los sistemas de transmisión son los encargados del transporte de energía desde las centrales de generación hacia los puntos de consumo. Estos sistemas son de gran longitud y atraviesan varios entornos y ambientes, con el mínimo impacto e intrusión a los mismos, buscando la construcción de un sistema económico, confiable y seguro [1], [2].

En el área petrolera se desarrollan sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución, capaces de transportar la energía requerida en cada una de las instalaciones petroleras. En el Ecuador, la mayor parte del proceso de extracción y producción de petróleo se realiza en la parte oriental del país, por lo que las redes eléctricas deben atravesar áreas forestales protegidas y asentamientos humanos sensibles, lo que origina la necesidad de planificar y construir sistemas con el menor daño a estos sectores. Una alternativa para reducir el impacto al ecosistema, es por medio del uso compartido de los derechos de vía de las rutas de las líneas eléctricas enterradas o las franjas de servidumbre de las líneas eléctricas aéreas, con las líneas de flujo aéreas o enterradas (tuberías metálicas para transporte de gas, agua o hidrocarburos), con el fin de reducir el área a intervenir y evitando la afectación entre los sistemas.

A nivel nacional en la normativa vigente, existe poca información en donde se definan las distancias de seguridad entre los sistemas de transmisión eléctrica y sistemas de transporte de hidrocarburos que comparten derechos de vías o franjas de servidumbre de manera de aislar los sistemas de efectos nocivos. Tampoco se han definido criterios para determinar las distancias de separación entre los sistemas y evitar la afectación en las líneas de flujo metálicas debido a la corrosión producida por el efecto del acoplamiento capacitivo, inductivo y conductivo, a causa de la proximidad de líneas eléctricas.

Para la construcción de un corredor compartido se debe realizar una coordinación en el diseño de las instalaciones de las líneas eléctricas y tuberías metálicas, considerando los efectos de la proximidad de los sistemas, de manera de dimensionar adecuadamente las distancias de seguridad y los sistemas de mitigación en caso de requerirse.

El no disponer de una metodología para determinar las distancias de separación adecuadas entre los sistemas, ha obligado a mantener el criterio de usar un derecho de

vía o una franja de servidumbre de uso exclusivo para las líneas eléctricas, separado del corredor de las líneas de flujo, lo cual incrementa la afectación ambiental, económica y social. En algunos casos donde los sistemas se han visto obligados a compartir la misma ruta, se ha sobredimensionado las distancias de separación y los sistemas de protección anticorrosión o en el peor de los casos han sido deficientes y han producido daños y fugas en las líneas de flujo.

## **1.1. Pregunta de Investigación**

En el sector petrolero nacional se realiza la planificación, diseño y construcción de los sistemas de subtransmisión y distribución eléctrica, bajo la normativa y criterios de diseño del sector eléctrico nacional. Debido a que las líneas eléctricas atraviesan áreas sensibles, se requiere que el espacio a utilizar para la ruta de estas líneas sea aprovechado con la instalación en conjunto de las líneas de flujo metálicas, siendo necesario una normativa o metodología que defina las condiciones seguras de coexistencia de los sistemas en una misma ruta.

En la normativa nacional la única regulación que se dispone, define la distancia de seguridad entre líneas aéreas de alta tensión e instalaciones de distribución de gas licuado [3], pero no existen estudios que realicen el análisis de la interacción de los sistemas de transmisión de energía eléctrica y transporte de fluidos, que permitan definir distancias adecuadas de separación entre dichos sistemas. Tampoco se consideran los fenómenos producidos por las líneas eléctricas sobre las líneas de flujo metálicas de acuerdo al nivel de voltaje de operación, el tipo de instalación (siendo estos aéreo o enterrado), las características del sistema eléctrico, en operación en estado estable, transitorio o en falla.

En esta investigación se busca analizar y definir distancias de separación entre las líneas eléctricas y de flujo, para reducir los costos de construcción y el impacto al medio ambiente en el sector petrolero ecuatoriano.

## **1.2. Objetivo General**

Desarrollar una metodología y una herramienta para obtener distancias de proximidad entre líneas eléctricas y líneas de flujo metálicas que comparten una misma ruta, considerando las interferencias entre los sistemas, para casos del sector petrolero ecuatoriano.

### 1.3. Objetivos Específicos

- Definir escenarios de casos presentados en el sector petrolero ecuatoriano para la instalación de líneas eléctricas y líneas de flujo que comparten una misma ruta.
- Elaborar una metodología para el análisis de los efectos producidos en una línea de flujo metálica aérea o enterrada que comparte una ruta con líneas eléctricas aéreas o enterradas de hasta 230 kV, debido al acoplamiento electromagnético, acoplamiento de los sistemas de tierra, fallas a tierra y descargas atmosféricas en las líneas eléctricas, de acuerdo a los escenarios establecidos mediante el uso de los programas Digsilent Power Factory, ATP EMTP y Matlab.
- Elaborar la modelación de la interacción térmica entre las líneas eléctricas enterradas y las líneas de flujo debido al fluido transportado para los casos típicos que se presentan en el sector petrolero ecuatoriano.
- Elaborar una herramienta computacional para definir las distancias de proximidad adecuadas entre líneas eléctricas y líneas de flujo metálicas, con y sin protección anti corrosión para el sector petrolero ecuatoriano.
- Validar la metodología aplicada frente a los casos implementados en el sector petrolero ecuatoriano aplicando las prácticas actuales y normativa vigente.

### 1.4. Alcance

La investigación busca desarrollar una metodología de análisis para definir la interferencia entre líneas eléctricas y líneas de flujo metálicas que comparten una misma ruta, para diferentes casos de instalación presentados en el sector petrolero ecuatoriano.

Para el desarrollo de la metodología se estudia la literatura disponible hasta la actualidad, para el análisis de los efectos producidos por la interferencia electromagnética, acoplamiento de sistemas a tierra, fallas de líneas eléctricas, descargas atmosféricas, transferencia de calor y sistemas mitigación de corrosión.

Como parte de la metodología se desarrolla la modelación de los casos presentes en el sector petrolero ecuatoriano para la simulación del fenómeno de interferencia entre las líneas eléctricas y las líneas de flujo mediante las herramientas computacionales Digsilent Power Factory, ATP-EMTP y Matlab. Con las simulaciones se definirán las distancias de separación entre líneas de flujo y líneas eléctricas, aplicadas a casos de instalación de

rutas compartidas entre líneas eléctricas aéreas de hasta 230 kV, líneas eléctricas enterradas de hasta 138 kV y líneas de flujo metálicas, con y sin sistema protección contra corrosión aplicados en el Ecuador, considerando la normativa actual existente a nivel nacional e internacional.

## **1.5. Trabajos Relacionados**

El uso compartido de rutas para de líneas eléctricas de transmisión de energía (aéreas o subterráneas) y tuberías metálicas de oleoductos, gasoductos y poliductos (aéreas o subterráneas) se ha vuelto un requerimiento necesario en el diseño de los sistemas eléctrico y de transporte de hidrocarburos, para reducir la afectación al medio ambiente y la liberación de los terrenos afectados en el trayecto de las nuevas instalaciones.

La proximidad de las líneas de transmisión a las tuberías o estructuras metálicas producen voltajes inducidos debido al acoplamiento inductivo, conductivo y capacitivo. Estos voltajes inducidos producen corrientes parásitas que generan corrosión, su magnitud es a menudo del orden de los cientos de amperios bajo condiciones de operación normal y en el orden de los miles de amperios durante condiciones de falla en la línea eléctrica. Esto puede ocasionar riesgo de descarga eléctrica para el personal y pueden dañar la estructura y el equipo relacionado.

Se han realizado varias publicaciones y estudios de investigación sobre la modelación de los voltajes inducidos por las líneas eléctricas de corriente alterna y los mecanismos para mitigación de los efectos en las tuberías y estructuras metálicas, las investigaciones más relevantes desarrolladas hasta la actualidad se presentan a continuación.

En investigaciones iniciales de las interferencias producidas por los campos electromagnéticos de corriente alterna se basan en las fórmulas establecidas en [4], [5] que describieron el acoplamiento inductivo entre conductores paralelos en presencia de un medio conductor (tierra). Estos trabajos fueron ampliados en [6] por medio de la modelación de la interacción del suelo conformado por capas de diferente resistividad y conductores cercanos a fuentes puntuales de corriente.

Se empieza con la modelación de los parámetros eléctricos de las tuberías metálicas protegidas con aislamiento en base bituminosa y considerando la resistencia de tierra, en la investigación se demostró que pueden producirse descargas eléctricas en la superficie de las tuberías para tensiones bajas y se concluye que la resistencia a la tierra se reduce drásticamente con el aumento de la tensión [7]. En un estudio posterior se analiza como

método de mitigación de la corrosión de la tubería metálica la conexión de cables a la tubería a través de descargadores implementando modelos eléctricos [8].

En la investigación desarrollada en [9], [10] se desarrolla una metodología para calcular los voltajes inducidos desde una línea de transmisión de energía de corriente alterna operando en condiciones normales, hacia las tuberías metálicas para transportar gas, que comparten un derecho de vía, utilizando el modelo de línea de transmisión eléctrica. En una nueva investigación [11] se realizan pruebas de campo en un gasoducto enterrado de 34 pulgadas de diámetro adyacente a una línea de transmisión de 525 kV de corriente alterna, en un trayecto de 54 millas para realizar la comparación entre el acoplamiento inductivo calculado y el medido, teniendo resultados satisfactorios.

En otra investigación [12] se analizan los voltajes inducidos en tuberías de riego enterradas, fundamentada en la metodología descrita en [9] para el caso específico de una tubería de riego enterrada paralela a un circuito de distribución. En el estudio se demuestra que bajo condiciones de operación desequilibradas se pueden producir voltajes peligrosos en un extremo de la tubería.

En [13] se diseñó una metodología computacional para el análisis de la seguridad del personal y la integridad de la tubería durante las fallas en la línea de transmisión cercanas al gasoducto Trans-Quebec y Maritimes. Los estudios se basaron en los métodos descritos en [9] para determinar la ubicación y la magnitud de los picos inducidos de voltaje de corriente alterna. El voltaje máximo de tensión del recubrimiento que se produce durante la falla fue del orden de 2500 V considerando conductores de mitigación enterrados, en caso de no ser instalados el valor se duplica.

En [14] se desarrolla una investigación para elaborar una metodología para el análisis de acoplamiento de en rutas compartidas de líneas de transmisión eléctricas y múltiples tuberías enterradas considerando un flujo de corriente desbalanceado en la línea eléctrica. Como resultado se desarrollan dos métodos complementarios a la investigación realizada en [9] y un manual para procedimientos de cálculos simplificados con ayuda de gráficas de análisis.

En [15] se presentaron los efectos del aumento del potencial en la puesta a tierra de las torres de las líneas eléctricas aéreas de alto voltaje durante fallas y los problemas de corrosión que son causados por el voltaje inducido durante su operación normal y en falla.

En el estudio realizado en [16] se desarrolla una metodología generalizada para el análisis del efecto de las fallas en las líneas de transmisión eléctrica y el efecto generado sobre las

tuberías de transporte de gas natural. Como resultado de la investigación se desarrolla la herramienta computacional ECCAP, que se fundamenta en la estimación de los parámetros eléctricos de los sistemas, también se desarrollan gráficos para el análisis de casos simples en campo. Para la aplicación de la metodología se requiere modelar un número de segmentos de la tubería generalmente muy grande, lo que imposibilitó el uso de este software para el análisis transitorio.

En [17] se describe la herramienta computacional, ECCAPP (Electromagnetic and Conductive Coupling Analysis from Powerlines to Pipelines), que fue resultado de la investigación realizada por EPRI/A.G.A. [16]. En la segunda parte de la investigación [18] se presenta un conjunto de curvas de diseño que ilustran los efectos de diversos parámetros sobre las interacciones conductoras e inductivas entre las líneas de transmisión y las tuberías. El análisis paramétrico indica que los cables de mitigación enterrados pueden ser muy efectivos, lo que resulta en reducciones de hasta el 65% en los potenciales pico de la tubería durante la falla.

En el estudio desarrollado en [19] se aplica el Método Desacoplado [20], [21] para simplificar el cálculo de las interferencias causadas por un cortocircuito a lo largo de una sola transmisión cercana a un solo circuito de comunicación o una única tubería. En la metodología se representan los acoplamientos magnéticos y los conductivos existentes entre las líneas de transmisión y el circuito de comunicación o tubería.

En [22] se desarrolló un método basado en el método de simulación de carga (CSM), que toma en cuenta la distorsión del campo electromagnético y los potenciales debido a la presencia de cables y estructuras metálicas para calcular los voltajes inducidos en cables de cercas o tuberías debajo de las líneas de transmisión de energía de CA. Los voltajes inducidos calculados se comparan favorablemente con los medidos experimentalmente.

En la investigación realizada en [23] se presenta un nuevo enfoque de diseño de mitigación de los voltajes inducidos en la tubería, usando el software de simulación de computadora descrito en [13], [16], [17]. Por medio de los resultados obtenidos se ha demostrado el rendimiento del nuevo método de mitigación de interferencia de corriente alterna. Este método combina la efectividad de los conductores de puesta a tierra y los cables de control de gradiente, para mitigación de la interferencia tanto inductiva como conductiva y proporciona protección catódica también.

El grupo de trabajo WG 36.02 de CIGRE, publicó una guía general [24] sobre la influencia de los sistemas de alimentación de corriente alterna de alto voltaje en las tuberías metálicas.

En [25] se desarrolla una metodología del cálculo del campo magnético producido por los cables enterrados debido a una tubería de acero cercana utilizando series de Fourier. Se emplea un procedimiento iterativo para manejar las características no lineales de la tubería de acero y determinar la permeabilidad variable en ella.

En [26] se investigó el campo electromagnético bidimensional, cuasi estacionario de una línea de transmisión de energía con falla en presencia de una tubería enterrada, cables de mitigación y de un suelo multicapa. La ecuación de difusión relacionada se ha resuelto numéricamente utilizando el método de elementos finitos (FEM). Usando los resultados de FEM y la ley de Faraday, se calcula el potencial del vector magnético, así como los voltajes inducidos a través de la tubería enterrada y la tierra remota. El análisis paramétrico ha demostrado que hay una influencia significativa de la profundidad y resistividad de la primera capa de tierra, de las resistividades de las diferentes capas de tierra y de la configuración de los cables de mitigación en el campo electromagnético y en los voltajes inducidos a través de la tubería enterrada y tierra remota. Más en [27] se analiza la influencia de la tierra no homogénea en el campo electromagnético teniendo en cuenta las corrientes parásitas inducidas en todas las partes conductoras, es decir, en cables aéreos, cables de mitigación, tuberías enterradas y capas de tierra.

En [28] se propone calcular las corrientes y los voltajes en el sistema de tuberías paralelas y conductores enterrados por medio del modelo de línea de transmisión con pérdidas aplicado para conductores enterrados, modificando los métodos anteriores basados en el mismo enfoque y cambiando el uso de la representación de las secciones de tubería por medio del circuito de Thevenin por la aplicación de un circuito equivalente de 4 polos para cada sección de tubería. También se desarrolla una matriz generalizada de un circuito equivalente de 4 polos para un sistema de conductores enterrados paralelos, utilizando el método modal. También se deriva un caso general de conductores enterrados no paralelos a la línea eléctrica.

En [29], [30] se analiza la interferencia electromagnética causada por una subestación eléctrica, incluidas las líneas de transmisión entrantes y salientes próximas a una tubería. En el estudio se aplican dos metodologías, una basada en la modelación del sistema y la segunda en base a las mediciones de campo. La diferencia máxima entre las dos metodologías es inferior al 15%, en los casos de estudio se considera la exposición de tubería paralela a las instalaciones.

En [31] se analizó los estados de los voltajes de toque y paso para algunos arreglos típicos de derecho de paso de líneas eléctricas bajo condiciones de carga y falla. También se



estudian los efectos de un sistema de mitigación típico en los niveles de interferencia inductiva. Los resultados presentados ilustran el comportamiento de la seguridad de las tuberías sometidas a interferencia electromagnética de las redes eléctricas vecinas y la efectividad de la mitigación.

En [32] se presentaron análisis y experimentos llevados a cabo en el campo y en el laboratorio (entre los años 1993-1996) que condujeron a la definición de ciertos parámetros relevantes concernientes a los riesgos de corrosión por la presencia de fuentes de interferencia de corriente alterna para Gaz de France.

En [33] se buscó el establecer los requisitos de mitigación para las tuberías instaladas en los derechos de vía de líneas eléctricas de alta tensión en corriente alterna. Después en [34] se propone una solución al problema de estimar el tipo de mitigación de corrosión que se requiere para mantener el voltaje de tensión del revestimiento de la tubería dentro de los límites aceptables durante las condiciones de falla en los sistemas de energía.

En el estudio realizado en [35] se verificó la efectividad de la protección catódica a través del monitoreo en campo a largo plazo y el análisis de los parámetros eléctricos de la tubería. Los resultados dieron una idea del funcionamiento del sistema de protección catódica, causada por la interferencia de corriente alterna.

En [36] el cálculo y análisis de los campos electromagnéticos establecidos por las corrientes en las líneas de transmisión eléctrica, particularmente por aquellas en condición de falla de una sola fase a tierra basada en el Método de Diferencia Finita (FDM). En el estudio se describe un ejemplo físico para la evaluación del acoplamiento del campo electromagnético entre una línea de transmisión eléctrica y una tubería directamente enterrada. Este trabajo se centra en el desarrollo de procedimientos de FDM para resolver el campo electromagnético derivado de las ecuaciones de Maxwell aplicables a la región en el aire, sobre el plano de la tierra y enterrado.

En [37], [38], [39] se presentó una metodología híbrida que emplea cálculos de elementos finitos junto con la ley de Faraday y el análisis de circuitos estándar. El método se usa para calcular los voltajes y las corrientes inducidas en una tubería con defectos en su recubrimiento, instaladas en paralelo a una línea con falla y tierra remota. Las exposiciones no paralelas se convierten en paralelas y se tratan de manera similar. Los defectos en el recubrimiento de la tubería se modelan como resistencias, llamadas resistencias de fuga. Se supone que la falla está fuera de la zona de influencia, así como una sola línea a tierra, de modo que la interferencia conductiva es insignificante. Un caso de muestra es analizado y discutido. Los resultados muestran que, aunque los defectos del recubrimiento de la

tubería actúan de forma tal que reducen los niveles de tensiones y corrientes inducidas, las grandes corrientes pueden fluir a la tierra a través de los defectos que pueden dañar la tubería. Más tarde, [40] se investiga la influencia de una estructura de suelo compuesta por capas con diferentes resistividades, tanto horizontales como verticales, sobre interferencia inductiva. El método utilizado para determinar la interferencia inductiva consistió en cálculos de elementos finitos y análisis de circuitos estándar. Los resultados demostraron que es necesario un buen conocimiento de la estructura del suelo para estimar la interferencia anterior con un error mínimo.

En [41] se enfatiza las causa de las interferencias entre las líneas eléctricas de corriente alterna (líneas aéreas o cables) y las tuberías. La guía pretende ser un puente entre el análisis de las interferencias de las líneas eléctricas sobre las tuberías metálicas y el efecto de corrosión sobre estas. El propósito no es reemplazar [24], sino es proporcionar información complementaria que refleje el conocimiento actual sobre el efecto de corrosión sobre las tuberías producidas por las líneas eléctricas cercanas. Se brinda orientación para la evaluación general de riesgos, especialmente, el modelado y los métodos de cálculo y medición relevantes se tratan en relación con los criterios de evaluación del riesgo de corrosión. Se han identificado parámetros decisivos para la evaluación de contramedidas. La guía también ofrece una descripción general de las posibles contramedidas tanto para el gasoducto como para la línea eléctrica. La viabilidad, las ventajas y los inconvenientes de cada contramedida se analizan ampliamente para facilitar la selección de una combinación adecuada de contramedidas.

En [42] se desarrolló una herramienta de software de simulación para técnicas predictivas y de mitigación para redes de tuberías influenciadas por líneas de alta tensión (HV). El software analiza cualquier configuración (sin limitación en el número de tuberías, líneas de transmisión, uniones, puestas a tierra, revestimiento y resistividad del suelo) y es muy fácil de usar y robusto ya que se usa un algoritmo general aplicable para calcular la fuerza electromagnética inducida (EMF), eliminando la necesidad de una subdivisión de las tuberías en secciones paralelas o no paralelas a las líneas de transmisión. Con los valores calculados para el EMF, los voltajes y las corrientes inducidas se obtienen resolviendo el conocido modelo de línea de transmisión utilizando una técnica numérica que permite especificar los parámetros de la tubería (diámetro, recubrimiento, resistividad del suelo, etc.) para cada sección de la tubería.

En [43] se presenta un conjunto completo de técnicas para mitigar los campos magnéticos creados para distintos sistemas de energía eléctrica. Los fenómenos de mitigación se analizan a partir de los principios básicos. Los mecanismos físicos que conducen a

métodos de mitigación eficientes se enfocan y desarrollan. El sistema de energía eléctrica se subdivide en sus diversos elementos, tales como líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones, y se describen los métodos prácticos para lograr diseños de mitigación óptimos. El documento se complementa con una colección de ejemplos de diseños reales e implementación.

En [44] se presenta un estudio exhaustivo del problema de interferencia electromagnética en una tubería metálica expuesta a sistemas de cable subterráneo de media tensión. Las simulaciones se llevan a cabo utilizando el conocido paquete de software ATP-EMTP y los resultados de los voltajes inducidos en la tubería metálica se presentan para varias condiciones de operación y configuraciones. Los resultados muestran que los voltajes inducidos dependen significativamente de la configuración del cable, mientras que los niveles altos y peligrosos de voltaje pueden surgir a medida que aumenta la asimetría en las corrientes de flujo del cable, siendo el peor caso el fallo de monofásico a tierra.

En [45], [46] se analiza el acoplamiento capacitivo entre las líneas de transmisión que operan en estado estacionario y las tuberías metálicas aéreas vecinas, para determinar la disposición óptima de los conductores de fase, un voltaje inducido menor y una ubicación adecuada para la tubería, usando un modelo basado en el método de matriz de admitancia combinado con métodos heurísticos de optimización (PSO con CSM y Algoritmos Genéticos). Los resultados del estudio se comparan con los calculados con el Método CIGRE, obteniendo un buen acuerdo.

En [47], [48] se analizan los efectos de la interferencia electromagnética (EMI) en tuberías enterradas que se producen al tener sistemas de potencia de corriente alterna en las cercanías, considerando la distorsión armónica. La presencia de armónicos puede agravar los voltajes que se acumulan en las tuberías enterradas que se encuentran muy cerca de los sistemas. Las investigaciones desarrollan modelos de la infraestructura asociada con los sistemas eléctricos y también teniendo en cuenta la presencia de armónicos en el sistema de línea de contacto (es decir, fuente de interferencia).

## **1.6. Marco Teórico**

En la revisión de la literatura disponible descrita en [24] y [9] se identifican los casos de análisis de la afectación que producen las líneas eléctricas sobre las tuberías metálicas. En este capítulo se presenta el procedimiento de modelación de los distintos tipos de escenarios de acuerdo al tipo de instalación, disposición de las líneas eléctricas y tuberías metálicas.

### 1.6.1. Interferencia en Tuberías Metálicas

Existen tres tipos de causas para la producción de corrientes y tensiones en estructuras metálicas cerca de líneas eléctricas de corriente alterna.

- Acoplamiento capacitivo.
- Acoplamiento inductivo.
- Acoplamiento conductivo.

#### 1.6.1.1. Acoplamiento capacitivo

El acoplamiento capacitivo es el efecto producido por el gradiente de potencial generado por las líneas de transmisión eléctrica sobre las cargas eléctricas de las estructuras metálicas instaladas sobre el terreno en su proximidad. El acoplamiento capacitivo se representa por medio de una capacitancia entre el arreglo de cada fase de la línea de transmisión eléctrica y la tubería, en serie con la capacitancia entre la tubería y el terreno como se muestra en la Figura 1.1.

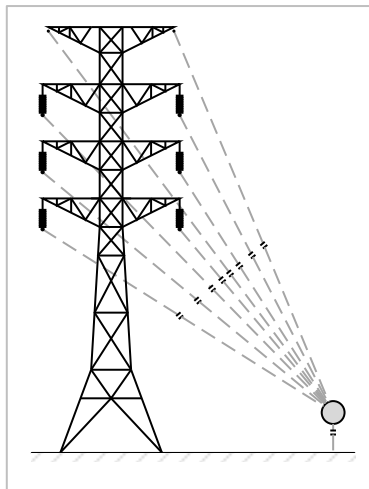


Figura 1.1 Acoplamiento capacitivo

Este potencial no tiene efecto sobre una tubería metálica enterrada debido que el terreno actúa como una pantalla electrostática de modo que la capacitancia entre la tubería y el terreno es despreciable, incluso cuando se utiliza recubrimiento dieléctrico en la tubería. Sin embargo, en la fase de instalación puede producirse un voltaje por la influencia de un fuerte campo eléctrico en la tubería aislada cuando se levanta del suelo y se transporta con una grúa. El voltaje puede estar por encima del límite máximo de voltaje permitido para una

tubería. En situaciones normales, el contacto con la tubería solo provocará una leve descarga eléctrica y la tensión de la tubería se reducirá inmediatamente a cero.

Algunos parámetros que influyen en el acoplamiento capacitivo se dan a continuación.

- El acoplamiento capacitivo es directamente proporcional al voltaje de la línea de transmisión.
- La influencia capacitiva es inversamente proporcional a la distancia lateral entre la línea de transmisión y la tubería.
- Se puede compensar el campo eléctrico de la línea de transmisión eléctrica, por medio de una adecuada disposición de fases y reducir el acoplamiento capacitivo.

El área de influencia del acoplamiento comprende paralelismos con líneas eléctricas, aproximaciones, cruces y desmontajes.

El problema del acoplamiento capacitivo es el peligro que representa para las personas al momento de tocar una tubería y sufrir una descarga de corriente que puede atravesar su cuerpo, esta no debe exceder los 5 mA [24], para lo cual se deben tomar medidas de seguridad para evitar las descargas.

#### 1.6.1.2. Acoplamiento inductivo

El acoplamiento inductivo es el resultado de la interacción del campo magnético generado por las corrientes de transferencia de las líneas eléctricas de transmisión como se muestra en la Figura 1.2.

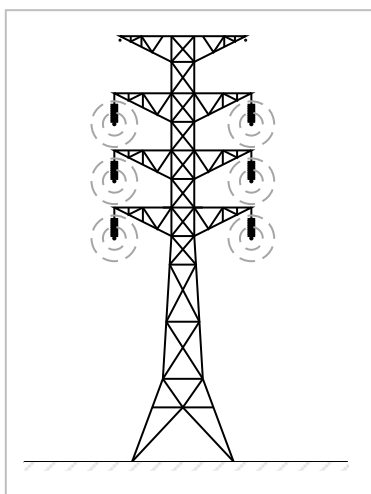


Figura 1.2 Acoplamiento inductivo

Las tuberías instaladas paralelamente o cercanas (aéreas o subterráneas) a las líneas eléctricas de transmisión (aérea o subterráneas), están sometidas a tensiones inducidas causadas por los campos magnéticos que varían en el tiempo. En un sistema trifásico, si todas las fases están a igual distancia del eje de la tubería, el voltaje inducido en la tubería se cancela, en la práctica, esto no se cumple, ya que la disposición de las fases y la tubería siempre están sujetas a asimetría.

En las condiciones de operación normal de las líneas eléctricas, el equilibrio de las tres corrientes de fase no causa efectos sustanciales en las estructuras metálicas cercanas, el voltaje inducido es bajo, debido a la asimetría geométrica de la tubería y de la línea eléctrica de alimentación.

En las líneas eléctricas de transmisión en condiciones de falla el acoplamiento inductivo es mayor, debido a que las fuerzas electromotrices inducidas (EMF) provocadas por las altas corrientes que se generan durante la falla generan la circulación de corrientes en la tubería y voltajes entre la tubería y el terreno colindante. Esto puede ocasionar riesgos de electrocución al personal que trabaja en las tuberías o las estructuras metálicas cercanas a la línea eléctrica en falla.

El acoplamiento inductivo puede suponer una amenaza para la seguridad de las personas que trabajan cerca del oleoducto que se encuentra cerca de la línea de transmisión. Cuando la tensión inducida en estado estacionario excede 50-65 V [24], [49], entonces es necesario tomar medidas de seguridad. Durante la falla a tierra, son admisibles voltajes más altos, debido a la corta duración de la falla y la baja probabilidad de que alguien toque la tubería durante la falla.

Además, la falla de una línea eléctrica puede suponer un riesgo para la tubería metálica, debido a que el voltaje inducido puede llegar a ser mayor a la capacidad de aislamiento de la brida aislante y dañarla.

Los equipos (especialmente la instalación de protección catódica) conectados a la tubería también pueden dañarse durante una falla eléctrica y existe un alto riesgo de daños en el revestimiento de la tubería durante la falla.

El área de influencia del acoplamiento inductivo se define por el alcance de las fuerzas electromagnéticas debido a las corrientes de retorno por tierra mayores 10 V/km x kA, que significa que con una corriente de 1 kA fluyendo por tierra, produce fuerzas electromotrices mayores que 10 V por kilómetro. Los valores de incidencia corresponden a distancias iguales a  $d = 200\sqrt{\rho_e}$ , donde  $\rho_e$  es la resistividad del terreno como se indica en [24].

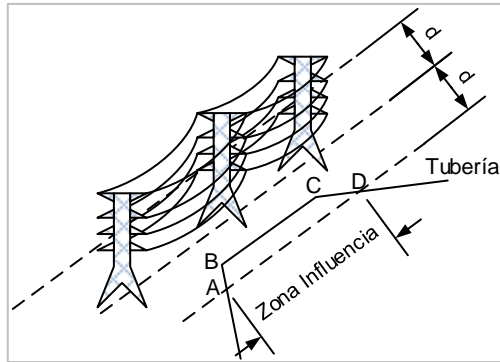


Figura 1.3 Área de influencia de acoplamiento inductivo

### 1.6.1.3. Acoplamiento conductivo

El acoplamiento conductivo se presenta durante una falla a tierra en una instalación eléctrica (subestación, planta de generación, torre de una línea eléctrica, etc.), la corriente que se descarga a través del electrodo de tierra produce un aumento potencial del mismo y del terreno colindante con respecto a un lecho de conexión a tierra remota.

El acoplamiento conductivo ocurre entre la instalación eléctrica y una tubería cercana conectada directamente al sistema de puesta a tierra del sistema de alto voltaje (es decir, dentro de una central eléctrica) o si la tubería se encuentra en la "Zona de influencia" de la instalación eléctrica. Una alta diferencia de potencial puede aparecer a través del revestimiento de la tubería debido al aumento de potencial de tierra local; en la práctica, este caso se presenta con mayor frecuencia.

Si una tubería no es afectada por acoplamiento capacitivo o inductivo, su potencial normal permanece muy cerca del potencial de referencia de la tierra remota. Por lo tanto, cualquier aumento de potencial de tierra (earth potential rise EPR) en la ubicación de la tubería debido a una falla en una instalación eléctrica cercana se aplica directamente al revestimiento aislante de la tubería. Este aumento del potencial puede perforar el recubrimiento de la tubería cuando excede la capacidad dieléctrica del mismo e incluso puede fundir la tubería si se encuentra muy cerca de un electrodo de tierra del sistema eléctrico.

Cuando el aumento de potencial de tierra llega a la tubería metálica (ver Figura 1.4), puede ser transferido por la tubería a un punto remoto, como una brida de aislamiento, un punto de acceso a la tubería o un sistema de protección catódica. Dependiendo de su amplitud, el potencial transferido puede generar tensiones dieléctricas en la juntas o bridas aislantes

de los sistemas de protección catódica. También se pueden generar voltajes toque y de paso que se pueden afectar al personal que se encuentra trabajando cerca de dichos puntos.

Otro escenario en donde se produce acoplamiento conductivo, es cuando una sección de tubería está unida directamente al sistema de puesta a tierra de una estación de energía (es decir, dentro de una central de generación de energía eléctrica) o dentro de la zona de influencia de una instalación eléctrica. Cuando una falla a tierra en la red de energía causa un aumento del potencial de la red de tierra de la estación, este potencial se transfiere a la tubería. Por lo tanto, los voltajes de contacto (entre la tubería y la tierra) pueden aparecer dentro y fuera de la estación. Si no se toman precauciones de seguridad, dichos voltajes pueden representar un riesgo para los trabajadores (en la estación) y para el público (fuera de la estación). Además, el aumento del potencial de tierra de la estación se transmite a lo largo de la tubería y, antes de disminuir a un valor seguro, se puede aplicar a la brida aislante más cercana.

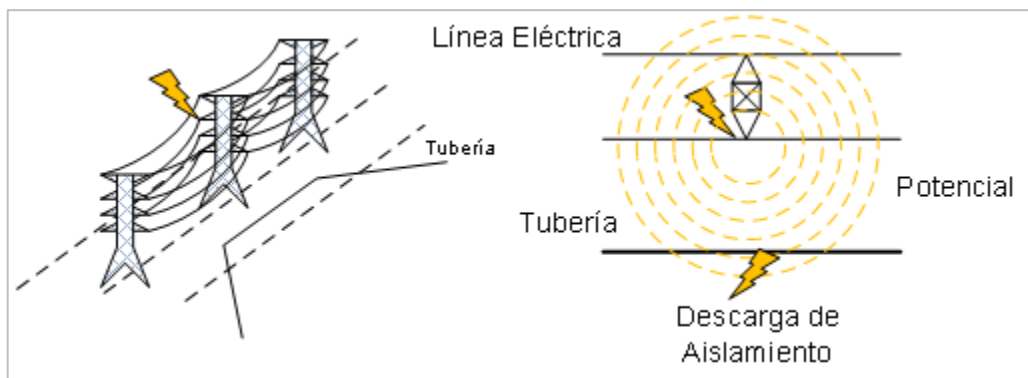


Figura 1.4 Acoplamiento resistivo

#### 1.6.1.4. Métodos de mitigación

Los métodos de mitigación de los efectos de la proximidad de líneas eléctricas a estructuras metálicas tienen por objetivo el minimizar el daño a las estructuras y prevenir el riesgo eléctrico para las personas que entran en contacto con estas, entre los más implementados tenemos [14], [50].

- Cables de protección contra fallas, conexión a tierra concentrada y control de gradiente, para brindar protección localizada a la estructura (torres de transmisión eléctrica aéreas, postes, subestaciones, etc.) y al recubrimiento de la tubería durante un evento de falla en un sistema de transmisión eléctrica cercano.



- Mallas de control de gradiente para reducir los voltajes eléctricos de contacto y paso en áreas donde las personas pueden entrar en contacto con una estructura sujeta a potenciales peligrosos.
- Las estructuras metálicas que no están conectadas eléctricamente a un sistema de tierra existente, deben tener un sistema de conexión a tierra independiente.
- Las estructuras metálicas conectadas eléctricamente a un sistema de tierra existente, se deben conectar por medio de cables, que deben estar adecuadamente dimensionados.
- Los ánodos distribuidos de tipo galvánicos que son instalados como parte del sistema de puesta a tierra para reducir el potencial de corriente alterna entre una estructura y la tierra, deben instalarse cerca de la estructura protegida y lejos de las conexiones a tierra del sistema eléctrico.
- Las juntas de aislamiento (incluidas bridas y accesorios) se pueden instalar para dividir una estructura en secciones eléctricas más cortas o para aislar una sección adyacente a un sistema de alimentación de corriente alterna del resto de la estructura.
- Uso de celdas electrolíticas de puesta a tierra, desacopladores de corriente directa de estado sólido, celdas de polarización y otros dispositivos para eliminar o reducir en gran medida los potenciales inducidos que se producen durante el funcionamiento normal o de sobretensión y también reducir la posibilidad de que se produzcan arcos y daños en la estructura.
- Los protectores de sobretensión que incluyen pararrayos y dispositivos electrónicos de estado sólido que pueden usarse entre estructuras y a través de dispositivos de aislamiento eléctrico de tuberías.
- Aplicación de recubrimientos externos a las tuberías, en los cuales se debe tener cuidado, ya que pueden estar sujetos a esfuerzos de voltaje durante un evento de falla en una línea eléctrica cercana.
- Distancia mínima de separación de acuerdo al tipo, capacidad y proximidad de la corriente de falla descargada a tierra a la tubería, para evitar el gradiente de potencial producido por la descarga de la corriente de falla.
- La transposición de fases también ayuda a reducir la interferencia electromagnética en las líneas eléctricas.

- La aplicación de métodos de apantallamiento en las líneas eléctricas también es un método de mitigación de la afectación en estructuras metálicas debido a la interferencia electromagnética.

### 1.6.2. Modelación de los sistemas

La modelación matemática la realizaremos partiendo de los conocimientos ya disponibles para el cálculo de las componentes de fase de líneas eléctricas (aéreas y subterráneas) e incorporando la modelación de los parámetros eléctricos de las tuberías metálicas [1], [51], [52], [24].

Las líneas eléctricas se componen básicamente por impedancias en serie y admitancias en paralelo distribuidas a lo largo de su recorrido.

Las impedancias se encuentran compuestas por una resistencia y una reactancia, resultado de las características del propio conductor, o por el acoplamiento con el resto de conductores o apantallamientos.

Las admitancias se componen de la conductancia del conductor a tierra y la susceptancia entre conductores y estos a tierra.

Las ecuaciones del comportamiento de una línea eléctrica pueden ser expresadas como se muestra a continuación.

$$-\frac{\partial V(x, t)}{\partial x} = RI(x, t) + L \frac{\partial I(x, t)}{\partial x}$$

Ecuación 1.1. Voltaje en una línea eléctrica

$$-\frac{\partial I(x, t)}{\partial x} = GV(x, t) + C \frac{\partial V(x, t)}{\partial x}$$

Ecuación 1.2. Corriente en una línea eléctrica

Donde:

$V(x, t)$	voltaje en V/m;
$I(x, t)$	corriente en A/m;
$R$	resistencia en $\Omega/m$ ;
$L$	inductancia en H/m;

$G$  conductancia en S/m;

$C$  capacitancia en F/m.

### 1.6.2.1. Modelación de Líneas Aéreas

Las líneas eléctricas aéreas son estructuras en las cuales se suspenden conductores por los cuales se transmite energía, sus parámetros eléctricos dependen de las características de los conductores, la distribución geométrica de los cables de fase y guarda, la resistividad eléctrica del suelo, etc.

#### 1.6.2.1.1. Potencial, Capacitancias y Susceptancias

Para el cálculo de los coeficientes de potencial, capacitancias y susceptancias de las líneas aéreas eléctricas se asume que los conductores de la línea son paralelos al terreno.

En una línea eléctrica aérea de  $N$  conductores el potencial eléctrico  $V$ , debido a su propia carga eléctrica y la carga de los demás conductores  $Q$  se encuentra dada por la siguiente expresión.

$$V = PQ$$

Ecuación 1.3. Potencial de un conductor

Donde:

$V$  vector potencial eléctrico de los  $N$  conductores en V;

$P$  matriz de coeficientes de potencial  $N \times N$  en m/F;

$Q$  vector de carga eléctrica de los  $N$  conductores en C/m.

Las características geométricas de las líneas eléctricas se definen como se muestra en la Figura 1.5.

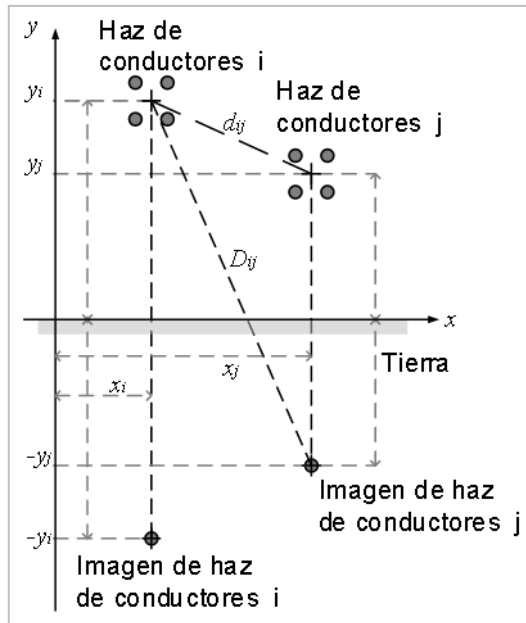


Figura 1.5 Disposición geométrica de conductores

Las expresiones matemáticas que ayudan al cálculo de los parámetros geométricos de una línea eléctrica aérea se describe a continuación.

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

Ecuación 1.4. Distancia entre conductores e imágenes

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

Ecuación 1.5. Distancia entre conductores

Donde:

$x_{i,j}$  posición horizontal del conductor i, j en m;

$y_{i,j}$  posición vertical del conductor i, j en m.

Para circuitos con haz de conductores se calcula el radio equivalente con la siguiente expresión:

$$RMG_{eq} = \sqrt[n]{n r_c (r_h)^{n-1}}$$

Ecuación 1.6. Radio medio geométrico de haz de conductores

Donde:

- $n$  número de conductores;
- $r_h$  radio del haz de conductores en m;
- $r_c$  radio del conductor en m.

La matriz de coeficientes de potencial  $P$  son dependientes de la geometría de la línea eléctrica y definen la relación lineal entre el Potencial Eléctrico y la Carga Eléctrica de un conductor respecto a otros conductores. La matriz de coeficientes de potencial se expresa:

$$P = \frac{1}{2 \pi \varepsilon_0} \begin{bmatrix} \ln\left(\frac{2y_{11}}{r_1}\right) & \cdots & \ln\left(\frac{D_{1n}}{d_{1n}}\right) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \ln\left(\frac{D_{n1}}{d_{n1}}\right) & \cdots & \ln\left(\frac{2y_{nn}}{r_{nn}}\right) \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.7. Matriz de potencial

Donde:

- $\varepsilon_0$  permitividad del vacío  $8,8541878176 \times 10^{-12}$  en F/m;

El cálculo de la matriz de capacitancias de la línea se realiza por medio de la matriz inversa de coeficientes de potencial.

$$C = P^{-1}$$

Ecuación 1.8. Matriz de capacitancias

$$Y = j\omega C$$

Ecuación 1.9. Matriz de admitancias

Donde:

- $\omega$  velocidad angular,  $2\pi f$  en rad.

#### 1.6.2.1.2. Impedancias en serie

Al igual que en el cálculo de las capacitancias de la línea, en el cálculo de las impedancias se asume que los conductores de las líneas aéreas eléctricas de la línea son paralelos al terreno de tipo homogéneo con resistividad y permeabilidad relativa uniforme.

Las ecuaciones de la caída de voltaje debido al flujo de corriente en cada uno de los conductores de la Ecuación 1.1, se puede expresar:

$$V = ZI$$

Ecuación 1.10. Caída de voltaje

Donde:

- $V$  caída de voltaje de cada conductor en V/m;
- $Z$  matriz de impedancia serie o longitudinal en  $\Omega/m$ ;
- $I$  vector de corriente que fluye en cada conductor en A.

La matriz de impedancia se calcula a partir de las características geométricas y eléctricas de la línea de transmisión y se encuentra compuestas por dos términos:

$$Z = Z_{int} + Z_{ext}$$

Ecuación 1.11. Matriz de impedancia longitudinal

Donde:

- $Z_{int}$  matriz de impedancia interna del conductor  $\Omega/m$ ;
- $Z_{ext}$  matriz de impedancia externa del conductor  $\Omega/m$ .

La impedancia interna es definida por la geometría del conductor, que debido a que no son perfectos origina una penetración del campo eléctrico en el conductor, que produce que se distribuya en su superficie. La impedancia interna del conductor se calcula como se describe en [52] y [53].

$$z_{int} = R_{dc} \sqrt{\left[1 + \frac{j\omega\mu_c S}{R_{dc} l^2}\right]}$$

Ecuación 1.12. Impedancia interna del conductor

Donde:

- $R_{dc}$  resistencia en corriente directa del conductor en  $\Omega/m$ ;
- $\mu_c$  permeabilidad del conductor en H/m;
- $S$  área transversal del conductor en  $m^2$ ;
- $l$  longitud de la circunferencia externa del conductor en m.

La matriz de la impedancia interna se expresa:

$$Z_{int} = \begin{bmatrix} Z_{int1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & Z_{intn} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.13. Matriz de impedancia interna del conductor

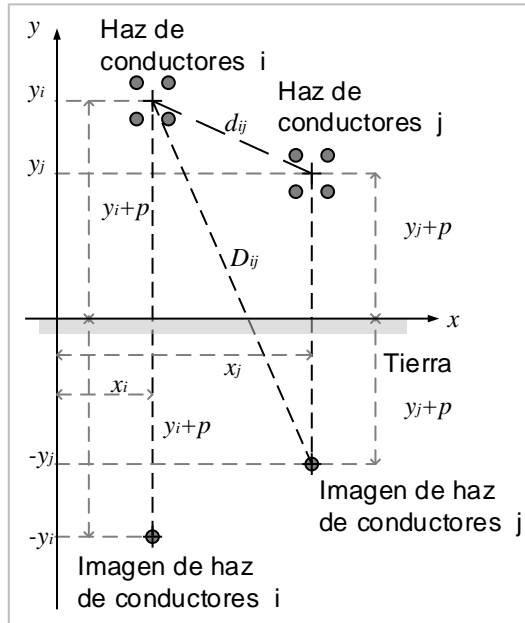


Figura 1.6 Disposición geométrica de conductores considerando retorno a tierra

En la Figura 1.6 se muestra la geometría de la línea considerando el efecto del terreno [54], y de donde se calcula la matriz de impedancia externa.

$$Z_{ext} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \begin{bmatrix} \ln\left(\frac{D'_{11}}{r_1}\right) & \cdots & \ln\left(\frac{D'_{1n}}{d_{1n}}\right) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \ln\left(\frac{D'_{n1}}{d_{n1}}\right) & \cdots & \ln\left(\frac{D'_{nn}}{r_{nn}}\right) \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.14. Matriz de impedancias externas

Donde:

- $D'_{ij}$  distancia entre conductores e imágenes con tierra en m;
- $p_e$  profundidad de penetración en la tierra en m;
- $\rho_e$  resistividad del terreno en  $\Omega \cdot m$ ;
- $\mu_e$  permeabilidad del terreno en H/m, en la mayor parte de casos  $\mu_e = \mu_0$ ;

$\mu_0$  permeabilidad del vacío en H/m;

$$D'_{ij} = (x_i - x_j)^2 + (y_i + y_j + 2p_e)^2$$

Ecuación 1.15. Distancia entre conductores e imágenes con tierra

$$p_e = \sqrt{\frac{\rho_e}{j\omega\mu_e}}$$

Ecuación 1.16. Profundidad de penetración en la tierra

### 1.6.2.2. Modelación de Cables Subterráneos

De la misma forma que las líneas eléctricas aéreas, las líneas eléctricas conformadas por cables son representadas por parámetros eléctricos como la impedancia y admitancia, que están definidas por las características de los cables de potencia, como el núcleo, pantalla, armadura, la distribución geométrica de los cables de fase, la resistividad eléctrica del suelo, etc, [55], [56].

#### 1.6.2.2.1. Potencial, Capacitancias y Susceptancias

Para el cálculo de los coeficientes de potencial, capacitancias y susceptancias de un cable con simple núcleo o tres núcleos se usan sus dimensiones físicas y distancias entre conductores.

En los cables apantallados de núcleo simple, las fases se colocan paralelas entre sí y la superficie del terreno, y las pantallas son conectadas a tierra para actuar como un escudo electrostático y no haya acoplamiento electrostático entre las fases. En los cables trifásicos apantallados de tres núcleos en los que cada núcleo se apantalla individualmente también se aplica el mismo principio. Por lo tanto, no hay una capacitancia mutua entre las tres fases y la capacitancia del cable individual es independiente de las separaciones entre las fases.

Un cable simple núcleo se compone de un conductor de núcleo hueco, aislamiento de núcleo, pantalla, aislamiento de la pantalla, armadura y chaqueta, su sección transversal se muestra en la Figura 1.7.



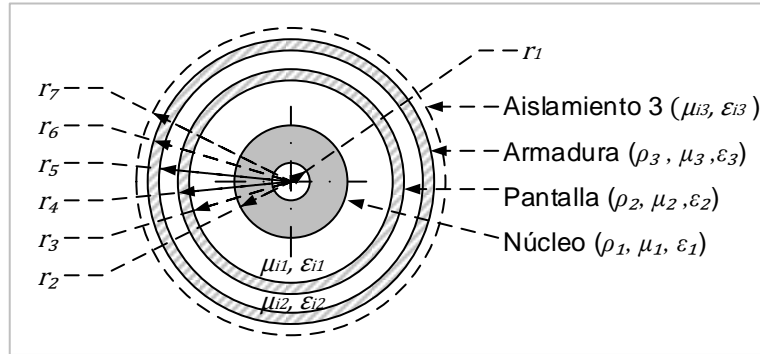


Figura 1.7 Corte transversal de un cable simple núcleo

Por medio de la sección transversal del conductor se pueden calcular las capacitancias presentes en el cable [51], [53], [55], [57].

$$B_{cs} = \frac{j\omega 2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_{I1}}{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)}$$

Ecuación 1.17. Susceptancia conductor y pantalla

$$B_{sa} = \frac{j\omega 2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_{I2}}{\ln\left(\frac{r_5}{r_4}\right)}$$

Ecuación 1.18. Susceptancia pantalla y armadura

$$B_{ae} = \frac{j\omega 2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_{I3}}{\ln\left(\frac{r_7}{r_6}\right)}$$

Ecuación 1.19. Susceptancia armadura y tierra

Donde:

$\varepsilon_0$  permitividad del vacío  $8,8541878176 \times 10^{-12}$  en F/m;

$\varepsilon_{I_x}$  permitividad relativa del aislamiento;

$r_x$  radio de la capa en m.

La matriz de susceptancias del cable se calcula como se muestra a continuación.

$$B = \begin{bmatrix} B_{cs} & -B_{cs} & 0 \\ -B_{cs} & B_{cs} + B_{sa} & -B_{sa} \\ 0 & -B_{sa} & B_{sa} + B_{ae} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.20. Matriz de susceptancia cable núcleo simple

$$C = \frac{B}{j\omega}$$

Ecuación 1.21. Matriz de capacitancias

Para el cálculo de la matriz de potenciales del cable se calcula los potenciales individuales del cable [55], [56].

$$P = \frac{j\omega}{B}$$

Ecuación 1.22. Potencial eléctrico en cable

$$P = \begin{bmatrix} P_{cs} + P_{sa} + P_{ae} & P_{sa} + P_{ae} & P_{ae} \\ P_{sa} + P_{ae} & P_{sa} + P_{ae} & P_{ae} \\ P_{ae} & P_{ae} & P_{ae} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.23. Matriz de potencial en cables

#### 1.6.2.2.2. Impedancias en serie

Las impedancias de un cable se calculan al igual que en el caso de las líneas aéreas eléctricas, por medio de su componente interna y su componente externa, considerando todo el sistema de cables [51], [55], [57], [58], [56].

$$Z = Z_i + Z_0$$

Ecuación 1.24. Matriz de impedancias del cable

Donde:

$Z_i$  matriz de impedancia interna del cable en  $\Omega/m$ ;

$Z_0$  matriz de impedancia externa del cable en  $\Omega/m$ .

$$Z_i = \begin{bmatrix} Z_{i1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & Z_{in} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.25. Matriz de impedancias de impedancias internas del cable

$$Z_0 = \begin{bmatrix} Z_{011} & Z_{012} & \cdots & Z_{01n} \\ Z_{012} & Z_{022} & \cdots & Z_{02n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{01n} & Z_{02n} & \cdots & Z_{0nn} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.26. Matriz de impedancias de impedancias externas del cable

Donde:

$Z_{0ii}$  impedancia externa propia del cable en  $\Omega/m$ ;

$Z_{0ij}$  impedancia externa mutua entre cables en  $\Omega/m$ .

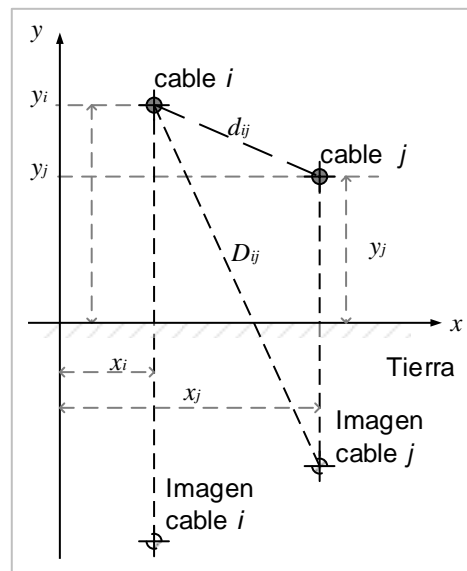


Figura 1.8 Sistema de cables

Para el cálculo de la impedancia del cable j-ésimo se parte del modelo de un cable coaxial simple núcleo, conformado por el núcleo, pantalla y armadura como se muestra en la Figura 1.7.

$$Z_i = \begin{bmatrix} Z_{ccj} & Z_{csj} & Z_{caj} \\ Z_{csj} & Z_{ssj} & Z_{saj} \\ Z_{caj} & Z_{saj} & Z_{aaj} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.27. Matriz de impedancias de un cable coaxial

Donde:

$Z_{ccj}$  impedancia propia del conductor en  $\Omega/m$ ;

$Z_{ssj}$  impedancia propia de la pantalla en  $\Omega/m$ ;

$Z_{aa}$  impedancia propia de la armadura en  $\Omega/m$ ;

$Z_{cs}$  impedancia entre conductor y pantalla en  $\Omega/m$ ;

$Z_{ca}$  impedancia entre conductor y armadura en  $\Omega/m$ ;

$Z_{sa}$  impedancia entre pantalla y armadura en  $\Omega/m$ ;

$f(r_{os}, r_{is})$  factor de relación entre radio interior y exterior de superficie de conductor.

$$Z_{cc} = R_{c(ac)} + \pi^2 f 10^{-7} + j 4 \pi f \left[ \frac{\mu_c}{4} f(r_2, r_1) + \ln\left(\frac{D_E}{r_2}\right) \right] 10^{-7}$$

Ecuación 1.28. Impedancia del conductor con retorno por tierra

$$Z_{ss} = R_{s(ac)} + \pi^2 f 10^{-7} + j 4 \pi f \left[ \frac{\mu_s}{4} f(r_4, r_3) + \ln\left(\frac{D_E}{r_4}\right) \right] 10^{-7}$$

Ecuación 1.29. Impedancia de la pantalla con retorno por tierra

$$Z_{aa} = R_{a(ac)} + \pi^2 f 10^{-7} + j 4 \pi f \left[ \frac{\mu_a}{4} f(r_6, r_5) + \ln\left(\frac{D_E}{r_6}\right) \right] 10^{-7}$$

Ecuación 1.30. Impedancia de la armadura con retorno por tierra

$$Z_{ij} = \pi^2 f 10^{-7} + j 4 \pi f \ln\left(\frac{D_E}{d_{ij}}\right) 10^{-7}$$

Ecuación 1.31. Impedancia mutua entre conductor, pantalla o armadura

$$f(r_{os}, r_{is}) = 1 - \frac{2 r_{is}^2}{r_{os}^2 - r_{is}^2} + \frac{4 r_{is}^4}{(r_{os}^2 - r_{is}^2)^2} \ln\left(\frac{r_{os}}{r_{is}}\right)$$

Ecuación 1.32. Factor de relación entre radio interior y exterior de superficie de conductor

$$D_E = \frac{2 e^{0,5}}{\gamma_b} \sqrt{\frac{\rho_e}{\omega \mu_0}} = 658,87 \sqrt{\frac{\rho_e}{f}}$$

Ecuación 1.33. Profundidad equivalente de retorno por tierra

Donde:

$R_{c,s,a(ac)}$  resistencia del conductor, pantalla, armadura en a.c. en  $\Omega/m$ ;

$\mu_{c,s,a(ac)}$  permeabilidad del conductor, pantalla, armadura en a.c. en H/m;

$f$  frecuencia en Hz;

$D_E$	Profundidad equivalente de retorno por tierra en m;
$\rho_e$	resistividad del terreno en $\Omega\text{m}$ ;
$\gamma_b$	constante de Bessel;
$r_{0s}$	radio exterior de la superficie del conductor en m;
$r_{is}$	radio interior de la superficie del conductor en m.

Con las impedancias de cada cable y la impedancia externa entre ellos se define la matriz para un sistema de cables trifásico.

$$Z_i = \begin{bmatrix} Z_{CC} & Z_{CS} & Z_{CA} \\ Z_{SC} & Z_{SS} & Z_{SA} \\ Z_{AC} & Z_{AS} & Z_{AA} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.34. Matriz de Impedancia para un sistema de cables de tres conductores

Donde:

$Z_{CC}$	matriz de impedancia entre conductores del sistema en $\Omega/\text{m}$ ;
$Z_{SS}$	matriz de impedancia entre pantallas del sistema en $\Omega/\text{m}$ ;
$Z_{AA}$	matriz de impedancia entre armaduras del sistema en $\Omega/\text{m}$ ;
$Z_{CS}$	matriz de impedancia entre conductores y pantallas del sistema en $\Omega/\text{m}$ ;
$Z_{CA}$	matriz de impedancia entre conductores y armaduras del sistema en $\Omega/\text{m}$ ;
$Z_{SA}$	matriz de impedancia entre pantallas y armaduras del sistema en $\Omega/\text{m}$ .

### 1.6.2.3. Modelación de Tuberías Metálicas

La modelación de los parámetros eléctricos de una tubería metálica se la realiza de acuerdo al tipo de instalación sobre el terreno y subterráneas, debido a que la respuesta eléctrica es diferente.

En la modelación se considera:

- El tipo de material de la tubería.
- El tipo de recubrimiento de la tubería.

- El tipo de conexión a tierra de la tubería.
- La resistividad del terreno circundante.

Las tuberías metálicas se ven afectadas por tres tipos de fenómenos debido a la cercanía de líneas eléctricas.

- El acoplamiento capacitivo que se presenta debido a la presencia del campo eléctrico de las líneas eléctricas aéreas y tuberías.
- El acoplamiento inductivo que se presenta debido a la presencia del campo magnético de las líneas eléctricas aéreas y/o subterráneas.
- El acoplamiento conductivo que se presenta debido a la conexión de la tierra circundante.

#### 1.6.2.3.1. Tuberías aéreas

El acoplamiento capacitivo se calcula en función de la interacción de la tubería y la línea eléctrica aérea, para lo cual se calcula la matriz de coeficientes de potencial de la manera similar que para una línea aérea Ecuación 1.7, con una variación en el cálculo del coeficiente de potencial propio de la tubería [24], [51].

$$p_p = \frac{1}{2 \pi \epsilon_0} \ln \left( \frac{h_p + \sqrt{h_p^2 - r_2^2}}{r_2} \right)$$

Ecuación 1.35. Coeficiente de potencial propia de una tubería metálica

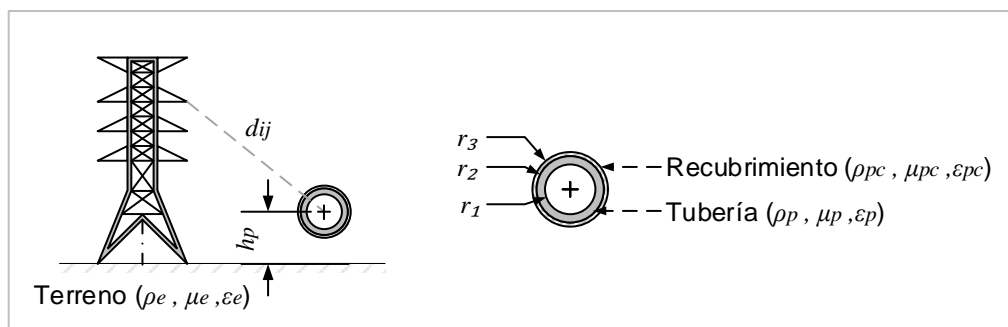


Figura 1.9 Disposición tubería aérea

La admitancia en S/m de una tubería instalada sobre el terreno a una altura  $h_p$  medida desde el centro de la tubería, se calcula en función del coeficiente de potencial propio [24], [51].

$$y_p = \frac{j 4\pi^2 \varepsilon_0 f}{\ln \left( \frac{h_p + \sqrt{h_p^2 - r_2^2}}{r_2} \right)}$$

Ecuación 1.36. Admitancia de una tubería metálica sin recubrimiento

Cuando la tubería tiene recubrimiento la admitancia se encuentra conformada por la admitancia del recubrimiento y la admitancia externa respecto al terreno [24], [51].

$$y_p = \frac{2\pi r_2}{\rho_{pc}(r_3 - r_2)} + j \frac{4\pi^2 f r_2 \varepsilon_0 \varepsilon_{pc}}{(r_3 - r_2)}$$

Ecuación 1.37. Admitancia de una tubería metálica con recubrimiento

Donde:

$\varepsilon_{pc}$  permitividad relativa del recubrimiento de la tubería;

$\rho_{pc}$  resistividad del recubrimiento de la tubería en  $\Omega\text{m}$ ;

La impedancia propia de una tubería en  $\Omega/\text{m}$ , instalada sobre el terreno a una altura  $h_p$  en m, se calcula como se muestra en la Ecuación 1.38, [24], [51].

$$z_p = \frac{\sqrt{\pi f \rho_p \mu_0 \mu_p}}{2 \pi r_2} + \pi^2 f 10^{-7} + j \left[ \frac{\sqrt{\pi f \rho_p \mu_0 \mu_p}}{2 \pi r_2} + 4\pi f 10^{-7} \ln \left( \frac{D_E}{r_2} \right) \right]$$

Ecuación 1.38. Impedancia propia de una tubería metálica sobre el terreno

Donde:

$\rho_p$  resistividad de la tubería en  $\Omega\text{m}$ ;

$\mu_p$  permeabilidad relativa de la tubería.

La impedancia mutua entre los conductores líneas eléctricas y la tubería aérea se calcula de la misma manera como se calcula para los conductores de las líneas aéreas [24], [51].

$$z_{pj} = \pi^2 f 10^{-7} + j4\pi f 10^{-7} \ln\left(\frac{D_E}{d_{ij}}\right)$$

Ecuación 1.39. Impedancia entre línea eléctrica y tubería metálica sobre el terreno

La Ecuación 1.39 se aplica cuando la distancia entre la línea eléctrica y la tubería no es muy grande  $d_{ij} \leq D_E/7,32$  ya que la resistividad del suelo influye sobre la impedancia, en caso de que la distancia sea mayor se aplica la siguiente fórmula [51].

$$z_{pj} = \pi^2 f 10^{-7} + j4\pi f 10^{-7} \sqrt{\frac{\left[\ln\left(1 + 1,382 \frac{D_E^2}{d_{ij}^2}\right)\right]^2}{4} - \frac{\pi^2}{16}}$$

Ecuación 1.40. Impedancia entre una línea eléctrica y una tubería metálica sobre el terreno para grandes distancias

#### 1.6.2.3.2. Tuberías subterráneas

En las tuberías subterráneas se ven afectadas por dos tipos de fenómenos debido a la cercanía de líneas eléctricas.

- El acoplamiento inductivo que se presenta debido a la presencia del campo magnético de las líneas eléctricas aéreas y/o subterráneas.
- El acoplamiento conductivo que se presenta debido a la conexión de la tierra circundante.

El acoplamiento inductivo se modela por medio del cálculo de la impedancia propia y mutua en  $\Omega/m$  de una tubería subterránea a una profundidad  $d_p$  en m, medida desde el centro de la tubería, con respecto a los componentes de la línea eléctrica [24], [51].



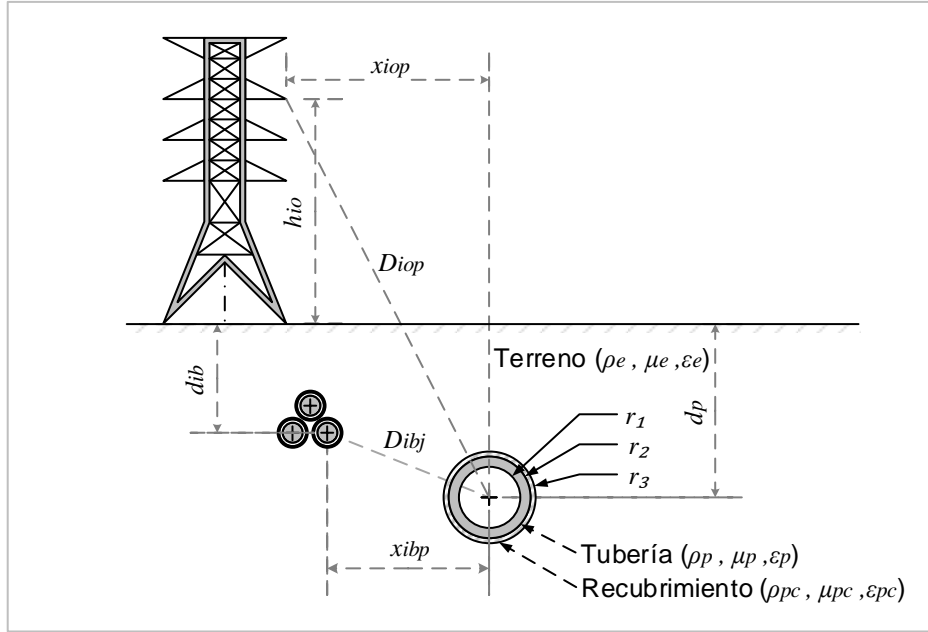


Figura 1.10 Disposición tubería subterránea

Al igual que para la tubería aérea con recubrimiento la admitancia se encuentra conformada por la admitancia del recubrimiento y la admitancia externa respecto al terreno [24] , [51].

$$y_p = (y_c^{-1} + y_e^{-1})^{-1}$$

Ecuación 1.41. Admitancia de una tubería metálica subterránea

Donde:

$$y_{pc} = \frac{2\pi r_2}{\rho_{pc}(r_3 - r_2)} + j \frac{4\pi^2 f r_2 \epsilon_0 \epsilon_{pc}}{(r_3 - r_2)}$$

Ecuación 1.42. Admitancia del recubrimiento de la tubería subterránea

$$y_e = \frac{\pi \left( \frac{1}{\rho_e} + j 2\pi f \epsilon_0 \epsilon_e \right)}{\ln \left( \frac{1,12}{\gamma_p r_{p,eq}} \right)}$$

Ecuación 1.43. Admitancia del exterior del recubrimiento de la tubería subterránea

$$r_{p,eq} = \sqrt{r_2^2 + 4d_p^2}$$

Ecuación 1.44. Radio equivalente de la tubería

$d_p$  profundidad de instalación de la tubería en m;

$\epsilon_e$  permitividad relativa del terreno;

- $\rho_e$  resistividad del terreno  $\Omega\text{m}$ ;
- $\gamma_p$  constante de propagación de la tubería en  $\text{m}^{-1}$ .

La impedancia propia de una tubería instalada a una profundidad  $d_p$  en  $\Omega/\text{m}$ , considerando el efecto del paso de la corriente de retorno por tierra, se calcula con la siguiente expresión [24], [51].

$$z_p = \frac{\sqrt{\pi f \rho_p \mu_0 \mu_p}}{2 \pi r_2} + \pi^2 f 10^{-7} + j \left[ \frac{\sqrt{\pi f \rho_p \mu_0 \mu_p}}{2 \pi r_2} + 4\pi f 10^{-7} \ln \left( \frac{2 e^{0.5}}{\gamma_b} \frac{1}{r_{p,eq} \sqrt{\gamma_p^2 + 8\pi^2 f 10^{-7} (1/\rho_e + j 2\pi f \varepsilon_e)}} \right) \right]$$

Ecuación 1.45. Impedancia de una tubería metálica subterránea

Donde:

- $\gamma_b$  constante de Bessel;
- $\gamma_p$  constante de propagación de la tubería en  $\text{m}^{-1}$ .

La impedancia mutua entre los  $j$ -ésimos conductores y la tubería enterrada se calcula de la misma manera como se calcula para los conductores de las líneas aéreas [24], [51].

$$z_{pj} = \pi^2 f 10^{-7} + j 4\pi f 10^{-7} \ln \left( \frac{D_E}{D_{ibj}} \right)$$

Ecuación 1.46. Impedancia entre línea eléctrica subterránea y una tubería metálica subterránea

$$z_{pj} = j 4\pi f 10^{-7} e^{\frac{-d_p}{p_e}} \ln \left( \frac{D'_{ioj}}{D_{ioj}} \right)$$

Ecuación 1.47. Impedancia entre una línea eléctrica aérea y una tubería metálica subterránea [59]

Donde:

- $d_p$  profundidad de instalación de la tubería en  $\text{m}$ ;

$p_e$  profundidad de penetración en la tierra en m, Ecuación 1.16;

$D_E$  profundidad equivalente de retorno por tierra en m, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.;**

$$D_{ibp} = \sqrt{(d_{ib} + d_p)^2 + x_{ibp}^2}$$

Ecuación 1.48. Distancia entre cables y tubería subterránea en m

$$D_{iop} = \sqrt{(h_{io} + d_p)^2 + x_{iop}^2}$$

Ecuación 1.49. Distancia entre conductores aéreos y tubería subterránea en m

$$D'_{iop} = \sqrt{(h_{io} + d_p + 2p_e)^2 + x_{iop}^2}$$

Ecuación 1.50. Distancia entre conductores aéreos con la tubería e imágenes con retorno de tierra en m

#### 1.6.2.3.3. Tramos de tubería no paralelos a líneas eléctricas

En los modelos presentados se consideran que las líneas eléctricas y las tuberías se encuentran recorriendo una ruta en forma paralela, en la práctica esto no sucede, por lo que es necesario el realizar un equivalente por secciones en donde no se presentan paralelismos en rangos de  $1/3 \leq x_1/x_2 \leq 3$ , [24].

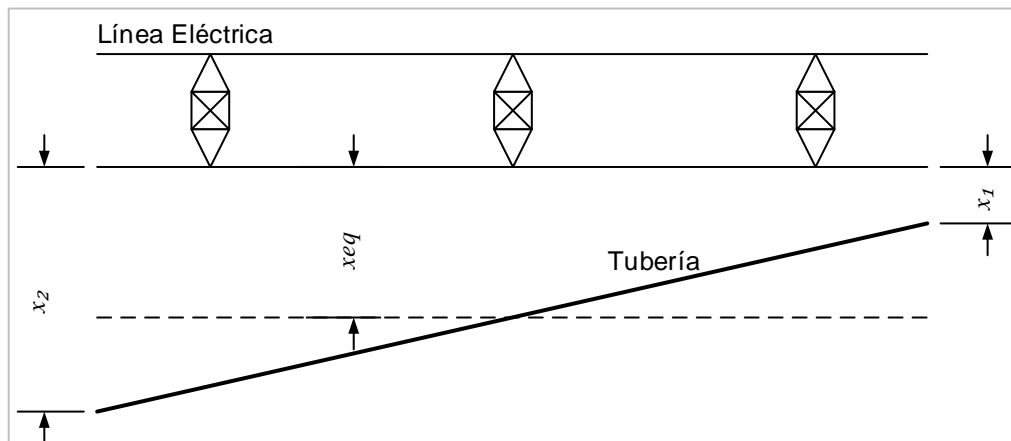


Figura 1.11 Disposición de tubería no paralela

$$x_{eq} = \sqrt{x_1 x_2}$$

Ecuación 1.51. Distancia equivalente paralelo entre línea eléctrica y tubería en m

### 1.6.3. Normativa Existente

Existe normativa a nivel nacional e internacional enfocada en la conservación de la seguridad del personal como de las instalaciones eléctricas y tuberías de transporte de hidrocarburos.

#### 1.6.3.1. Seguridad del Personal

Para la seguridad del personal se definen fórmula y valores recomendados de corriente de paso por el cuerpo de una persona, potencial de toque y de paso, al que se exponen mientras trabajan en la proximidad de una tubería metálica que se encuentra compartiendo una ruta con una línea eléctrica, que se indica en [60] y [49]. A nivel nacional se han acogido estas normativas para la regulación de estos valores en las instalaciones.

De acuerdo a las recomendaciones de valores admisibles de voltaje y corriente indicadas en [24], [61] y [62], el voltaje permisible para condiciones de acoplamiento capacitivo o inductivo en estado estable es de 15 V, y la corriente máxima admisible de descarga no debe ser mayor a 5 mA.

Tabla 1.1 Límites voltaje para personal capacitado Normativa Europea [49]

Tiempo de falla t s	Voltaje de interferencia valor V r.m.s.
$t \leq 0,1$	2000
$0,1 < t \leq 0,2$	1500
$0,2 < t \leq 0,35$	1000
$0,35 < t \leq 0,5$	650
$0,5 < t \leq 1,0$	430
$1 < t \leq 3$	150
$t > 3$	60

#### 1.6.3.2. Seguridad de tuberías

En lo que respecta a la seguridad de las instalaciones se han definido niveles de tolerancia de densidad de corrientes a través de una tubería [61], [50], distancias de seguridad entre instalaciones eléctricas y de hidrocarburos [3], [62]. En la mayor parte de lugares donde se presentan rutas compartidas de líneas eléctrica y tubería con configuraciones complejas

es requerido un estudio de interferencia electromagnética que permita realizar un análisis de los efectos sobre las instalaciones y elegir el mejor método de mitigación de los mismo.

Tabla 1.2 Probabilidad de corrosión en tubería metálica normativa Americana [63]

Densidad de corriente	Probabilidad de Corrosión
Menor a 20 A/m <sup>2</sup>	sin o poca probabilidad
Entre 20 A/m <sup>2</sup> y 100 A/m <sup>2</sup>	probabilidad media
Mayor a 100 A/m <sup>2</sup>	Muy alta probabilidad

Tabla 1.3 Probabilidad de corrosión en tubería metálica normativa Europea [49], [64]

Densidad de corriente	Probabilidad de Corrosión
Menor a 30 A/m <sup>2</sup>	sin o poca probabilidad
Entre 30 A/m <sup>2</sup> y 100 A/m <sup>2</sup>	probabilidad media
Mayor a 100 A/m <sup>2</sup>	Muy alta probabilidad

Para la instalación de las tuberías de transporte se han definido distancias mínimas de seguridad que permitan realizar el mantenimiento o reparación de las mismas, de 60 cm desde el borde de la misma [65].

### 1.6.3.3. Seguridad en líneas eléctricas

En las líneas eléctricas se han definido distancias de seguridad, para asegurar la confiabilidad de sus instalaciones durante su construcción y mantenimiento, de manera de precautelar la seguridad del personal y las instalaciones, a continuación, se describen las distancias que deben ser consideradas.

Tabla 1.4 Ancho de franjas de servidumbre en líneas eléctricas aéreas [66]

Nivel de voltaje Fase – Fase V	Ancho m
0 – 13800	6,0
13800 - 34500	12,0
34501 – 69000	16,0
69001 – 138000	20,0
138001 – 230000	30,0
230001 – 500000	50,0

Tabla 1.5 Distancias de seguridad en líneas eléctricas aéreas [67]

Nivel de voltaje Fase – Fase V	Distancia Vertical m	Distancia Horizontal m
0 – 750	5,0 / 7,5	1,7
751-22000	5,6 / 8,1	2,3
22000 - 69000	Calculado	Calculado
138000 - 230000	Calculado	Calculado
Sobre los 230000	Calculado	calculado

Tabla 1.6 Distancias mínimas de eléctricas aéreas a la vegetación [66]

Nivel de voltaje Fase – Fase V	Distancia Horizontal m
0 - 69000	4,0
69001 - 230000	6,0
Sobre los 230000	9,0

Tabla 1.7 Distancias de aproximación a líneas eléctricas aéreas [66], [68]

Nivel de voltaje Fase – Fase V	Personal no calificado m	Personal calificado m
0 - 750	1,1	0,33
751-22000	1,4	0,89
22000 - 69000	3,0	1,2
138000 - 230000	6,0	3,08
Sobre los 230000	8,0	5,52

Tabla 1.8 Distancias de seguridad líneas eléctricas subterráneas a instalaciones subterráneas [68]

Tipo de instalación	Distancia m
Sistemas comunicaciones	0,3
Sistemas de alimentación	0,3
Tuberías de hidrocarburos	0,3
Tuberías de hidrocarburos con presión de operación mayor a 1030 kPa	3,0

Al momento de instalar líneas subterráneas en la misma ruta que tuberías de transporte de hidrocarburos, se recomienda considerar que la transferencia de calor o estrés mecánico de las tuberías pueden afectar a los cables, por lo cual estas distancias deben ser validadas de acuerdo a la aplicación.

## 2. METODOLOGÍA

En la revisión de la literatura disponible descrita en la sección 1.5 y con los modelos presentados en el capítulo 1.6, se calculan los parámetros eléctricos de las líneas eléctricas y las tuberías metálicas de manera de valorar la interferencia electromagnética resultante. En este capítulo se presenta la metodología de evaluación propuesta de los distintos tipos de escenarios de acuerdo al tipo de instalación, disposición de las líneas eléctricas y tuberías metálicas.

En las metodologías presentadas en [9], [16] y [24], se propone la modelación del acoplamiento capacitivo, inductivo y conductivo entre líneas aéreas y las tuberías metálicas para analizar los efectos sobre estos. En la presente propuesta se incluye la modelación de la interferencia que producen las líneas eléctricas subterráneas sobre tuberías metálicas y la transferencia de calor de las tuberías hacia el cable.

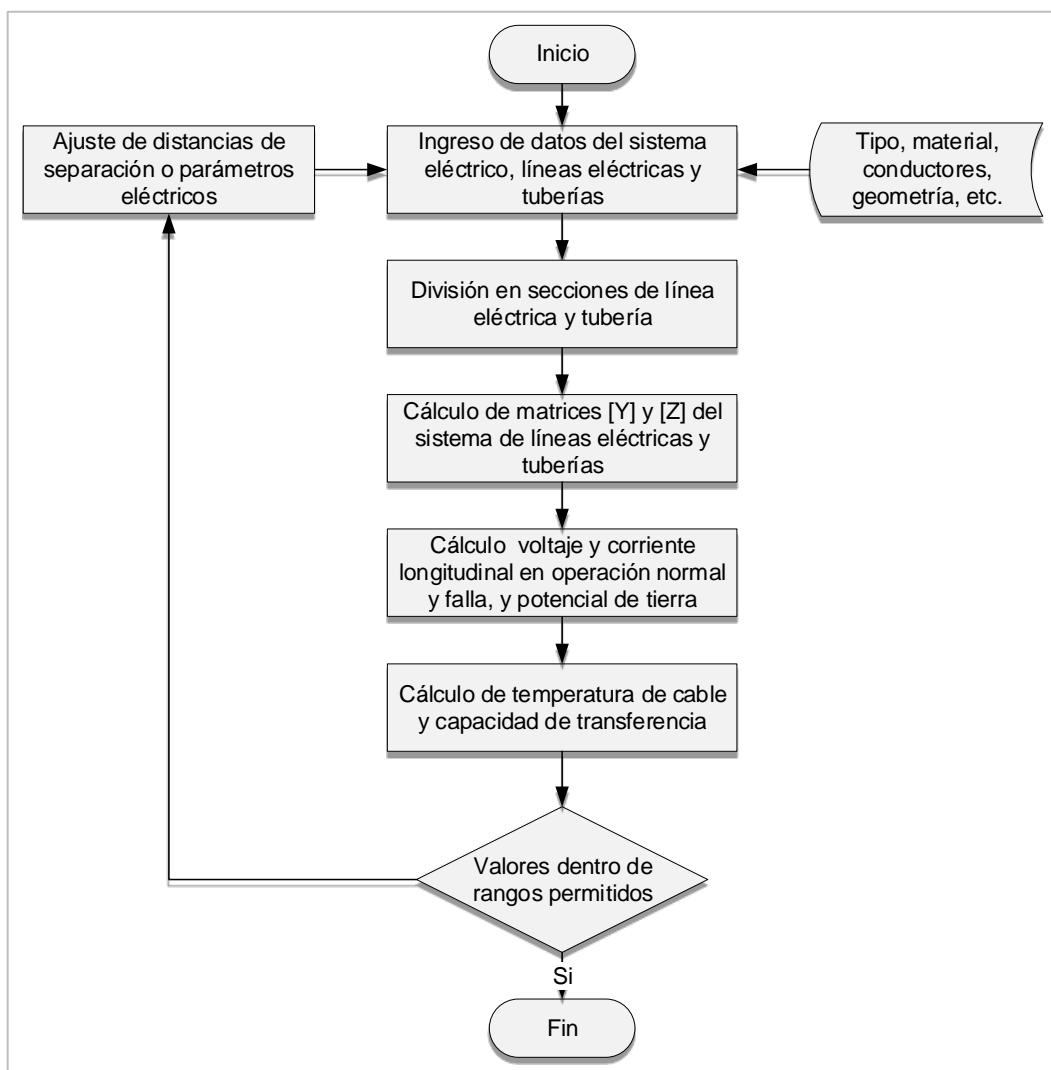


Figura 2.1 Metodología general propuesta

Con estas consideraciones se ha desarrollado una metodología que es detallada en el diagrama de la Figura 2.1.

## 2.1. Acoplamiento Capacitivo

El comportamiento del acoplamiento capacitivo generado por una línea eléctrica aérea hacia las estructuras metálicas instaladas sobre el suelo, se encuentra dada por la siguiente expresión [51].

$$\begin{bmatrix} V_c \\ V_w \\ V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{cc} & P_{cw} & P_{cp} \\ P_{wc} & P_{ww} & P_{wp} \\ P_{pc} & P_{pw} & P_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_c \\ Q_w \\ Q_p \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.1. Matriz de voltajes de sistema línea eléctrica aérea y tubería aérea

Donde:

- $c$  conductores de fase;
- $w$  hilo de guarda, pantalla y armadura de cable;
- $p$  tubería;
- $P_{ii}$  matriz de potencial propio en m/F;
- $P_{ij}$  matriz de potencial mutuo en m/F;
- $Q_i$  vector de carga eléctrica C.

Considerando que los hilos de guarda son conectados a tierra se obtiene que  $V_w = 0$ , para reducir las matrices de los hilos de guarda.

$$\begin{bmatrix} V_c \\ V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P'_{cc} & P'_{cp} \\ P'_{pc} & P'_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_c \\ Q_p \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.2. Matriz de voltajes reducida de sistema línea eléctrica y tubería aérea

Donde:

$$P'_{cc} = P_{cc} - P_{cw}P_{ww}^{-1}P_{wc}$$

Ecuación 2.3. Matriz de potencial de conductor reducida

$$P'_{pp} = P_{pp} - P_{pw}P_{ww}^{-1}P_{wp}$$

Ecuación 2.4. Matriz de potencial de tubería reducida



$$P'_{cp} = P_{cp} - P_{cw}P_{ww}^{-1}P_{wp}$$

Ecuación 2.5. Matriz de potencial mutua conductor tubería reducida

$$P'_{pc} = P_{pc} - P_{pw}P_{ww}^{-1}P_{wc}$$

Ecuación 2.6. Matriz de potencial mutua tubería conductor reducida

Cuando la tubería se encuentra aislada de tierra los voltajes y las corrientes se calculan.

$$V_p = P'_{pc}P'^{-1}_{cc}V_c$$

Ecuación 2.7. Voltaje de tubería aislada de tierra

$$I_p = j2\pi f P'^{-1}_{pp}V_p L$$

Ecuación 2.8. Corriente de tubería aislada de tierra

Donde:

$L$  longitud de la tubería expuesta al acoplamiento capacitivo en m.

Cuando la tubería se encuentra conectada a tierra los voltajes son  $V_p = 0$  y las corrientes se calculan.

$$Q_p = -P'^{-1}_{pp}P'_{pc}(P'_{cc} - P'_{cp}P'^{-1}_{pp}P'_{pc})$$

Ecuación 2.9. Carga de tubería conectada a tierra

$$I_p = j2\pi f Q_p L$$

Ecuación 2.10. Corriente de tubería conectada de tierra

Para realizar el análisis de los efectos del acoplamiento capacitivo considerando que la línea se encuentra trabajando en un escenario de operación en estado estacionario o transitorio, se siguen los siguientes pasos:

- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la línea eléctrica aérea, como radio de conductores, distancia entre fases, altura de fases, número de hilos de guarda, resistencia del terreno, etc.
- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la tubería o tuberías aéreas instaladas en la proximidad de la línea eléctrica, como radio de tubería, distancia de línea eléctrica, altura de instalación, tipo de material, resistencia del terreno, etc.

- Definición de segmentos equivalentes del sistema conformado por la línea eléctrica y la tubería aérea.
- Cálculo de la matriz de potenciales y capacitancias de las líneas eléctricas aéreas en componentes de fase.
- Cálculo de parámetros eléctricos de sistema tuberías metálicas aéreas.
- Cálculo de potenciales y capacitancias entre línea eléctrica y tuberías.
- Construcción de la matriz de potenciales del sistema formado por las líneas eléctricas aéreas y el sistema de tuberías metálicas en componentes de fase.
- Cálculo de voltajes y corrientes de descarga.

## 2.2. Acoplamiento Inductivo

Los voltajes y corrientes producidos en una tubería por acoplamientos inductivos son analizados para condiciones cuando la línea eléctrica se encuentra transfiriendo corrientes con valores de alimentación de la carga en operación normal y corrientes de gran magnitud como lo son cuando alimentan a una falla fuera de la línea eléctrica, o un tramo que no es compartido con la tubería. Para el análisis se calcula la fuerza electromotriz inducida en la tubería por las tres fases.

$$\begin{bmatrix} V_c \\ V_w \\ V_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{cc} & Z_{cw} & Z_{cp} \\ Z_{wc} & Z_{ww} & Z_{wp} \\ Z_{pc} & Z_{pw} & Z_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_c \\ I_w \\ I_p \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.11. Voltaje de sistema línea eléctrica y tubería

### 2.2.1. Campo magnético inducido en una tubería por una línea eléctrica en estado de operación normal

La corriente que circula por las fases induce una corriente en los hilos de guarda en el caso de líneas aéreas o pantallas y armaduras en cables subterráneos, esta corriente inducida se puede obtener a partir de la siguiente expresión, en donde se consideran que los hilos de guarda, pantallas y armaduras se conectan directamente a tierra. En caso de encontrarse conectadas por medio de una resistencia o impedancia se considera la caída de voltaje de la misma.

$$I_w = -Z_{ww}^{-1}Z_{wc}I_c$$

Ecuación 2.12. Matriz de corrientes de hilos de guarda, pantallas o armaduras

Con la corriente de las fases e hilos de guarda para líneas aéreas o las pantallas y armaduras de los cables subterráneos, podemos obtener la fuerza electromotriz longitudinal a través de una tubería.

$$-E_{pn} = Z_{pc}I_c - Z_{pw}Z_{ww}^{-1}Z_{wc}I_c$$

Ecuación 2.13. Matriz de campo electromagnético inducido en la tubería por una línea eléctrica en operación normal

Donde:

$I_c$  corriente de carga en A.

### 2.2.2. Campo magnético inducido en una tubería por línea eléctrica en estado de falla

En los sistemas de potencia se presentan fallas de tipo balanceadas y desbalanceadas, los cuales producen altas corrientes que inducen campos electromagnéticos en las tuberías cercanas, que se calcula como la suma vectorial de los campos electromagnéticos debido a las corrientes de falla opuesta dentro del paralelismo.

La magnitud de los campos electromagnéticos inducidos en una tubería, dependen de la proximidad de la tubería a la línea eléctrica, el tipo de falla y por ende la magnitud de las altas corrientes de falla.

En las fallas trifásicas balanceadas que producen corrientes de falla con bajo grado de desbalance, la suma vectorial de los campos electromagnéticos producidos por las corrientes de falla sobre una tubería cercana, dan como resultado un campo electromagnético longitudinal pequeño inducido en la tubería.

Los campos electromagnéticos longitudinales netos generados en una tubería son de mayor magnitud cuando son expuestas a fallas desbalanceadas producidas por una falla monofásica a tierra de una línea eléctrica, resultando el caso más crítico de análisis.

$$-E_{pf} = Z_{pc}I_f - Z_{pw}Z_{ww}^{-1}Z_{wc}I_f$$

Ecuación 2.14. Campo electromagnético inducido en la tubería en una falla monofásica

Donde:

$I_f$  corriente de falla en A.

### 2.2.3. Voltajes y corrientes inducidos en una tubería

Para el cálculo de los voltajes de la tubería causados por los campos electromagnéticos inducidos por la línea eléctrica, dentro de la zona de influencia de la línea, requiere del cálculo de los parámetros eléctricos de la tubería.

En el análisis la tubería metálica se puede considerar como un conductor de transmisión larga con pérdidas, de dimensiones geométricas y características físicas conocidas. El acoplamiento magnético de la línea eléctrica a la tubería puede representar como fuentes de campo electromagnético inducidas distribuidas en la tubería.

El circuito equivalente distribuido de una sección de tubería de longitud  $L$  en paralelo con los conductores de una línea eléctrica aérea se muestra en la Figura 2.2 de donde se encuentra las ecuaciones para la corriente y el voltaje de la tubería.

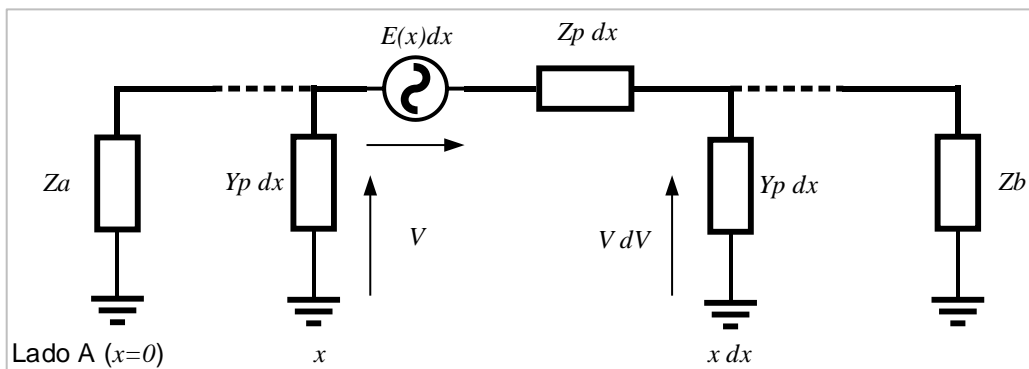


Figura 2.2 Circuito equivalente de parámetros distribuidos de la tubería

$$\frac{dV_p(x)}{dx} = -z_p I_p(x) + E_p(x) dx$$

Ecuación 2.15. Voltaje longitudinal en la tubería por acoplamiento inductivo

$$\frac{dI_p(x)}{dx} = y_p V_p(x)$$

Ecuación 2.16. Corriente longitudinal en la tubería por acoplamiento inductivo

Donde:

- $E_p(x)$  incremento longitudinal del campo electromagnético inducido en V/m;  
 $z_p$  impedancia serie de la tubería en  $\Omega/m$ ;  
 $y_p$  admitancia en derivación de la tubería en S/m.

Realizando la diferenciación de Ecuación 2.15 y Ecuación 2.16, se obtiene.

$$\frac{d^2 V_p(x)}{dx^2} = \gamma_p^2 V_p(x) + \frac{dE_p(x)}{dx}$$

Ecuación 2.17. Derivada de voltaje longitudinal en la tubería por acoplamiento inductivo

$$\frac{d^2 I_p(x)}{dx^2} = \gamma_p^2 I_p(x) - y_p E_p(x)$$

Ecuación 2.18. Derivada de corriente longitudinal en la tubería por acoplamiento inductivo

Donde:

$$\gamma_p = \sqrt{z_p y_p}$$

Ecuación 2.19. Constante de propagación de tubería con pérdidas en  $m^{-1}$

En una línea eléctrica operando en condiciones normales y sin falla, las corrientes inducidas hacia una tubería paralela son constantes, de igual manera que para una tubería cercana a una línea eléctrica con una falla monofásica a tierra. Para estas dos condiciones el campo electromagnético inducido en la tubería es constante en la sección paralela a la línea eléctrica. Considerando esto la ecuación del voltaje resulte se muestra a continuación.

$$V_p(x) = \frac{E_0}{\gamma_p} \left\{ \frac{[Z_B(Z_A - Z_{0p}) - Z_A(Z_B + Z_{0p})e^{\gamma_p L}]e^{-\gamma_p x} - [Z_A(Z_B - Z_{0p}) - Z_B(Z_A + Z_{0p})e^{\gamma_p L}]e^{-\gamma_p(L-x)}}{(Z_A + Z_{0p})(Z_B + Z_{0p})e^{\gamma_p L} - (Z_A - Z_{0p})(Z_B - Z_{0p})e^{-\gamma_p L}} \right\}$$

Ecuación 2.20. Voltaje longitudinal en la sección de una tubería por acoplamiento inductivo

$$I_p(x) = \frac{E_0}{\gamma_p Z_{0p}} \left\{ 1 + \frac{[Z_B(Z_A - Z_{0p}) - Z_A(Z_B + Z_{0p})e^{\gamma_p L}]e^{-\gamma_p x} + [Z_A(Z_B - Z_{0p}) - Z_B(Z_A + Z_{0p})e^{\gamma_p L}]e^{-\gamma_p(L-x)}}{(Z_A + Z_{0p})(Z_B + Z_{0p})e^{\gamma_p L} - (Z_A - Z_{0p})(Z_B - Z_{0p})e^{-\gamma_p L}} \right\}$$

Ecuación 2.21. Corriente longitudinal en la sección de una tubería por acoplamiento inductivo

Donde:

$$Z_{0p} = \sqrt{\frac{Z_p}{y_p}}$$

Ecuación 2.22. Impedancia característica de tubería con pérdidas

$Z_A$  impedancia vista desde el extremo A en  $\Omega$ ;

$Z_B$  impedancia vista desde el extremo B en  $\Omega$ .

La Ecuación 2.20 y Ecuación 2.21 se pueden usar para calcular el voltaje y la corriente de la tubería a lo largo de la sección de la tubería, en cualquier valor de  $x$  entre cero y  $L$ .

Los valores de las impedancias de los extremos se definen de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si la sección de la tubería que continúa unos pocos kilómetros más allá del extremo A, entonces  $Z_A = Z_{0p}$ .
- Si la tubería está sólidamente conectada a tierra en el extremo A, entonces  $Z_A = 0$ .
- Si la tubería tiene uniones aislantes y se desentierra en el extremo A, entonces  $Z_A = \infty$ .

Para el caso en el que la sección paralela de la tubería se encuentra aislada y desenterrada en el extremo B pero se extiende más allá del extremo A, se define  $Z_A = Z_{0p}$  y  $Z_B = \infty$ .

El acoplamiento inductivo se analiza para los escenarios en que la línea eléctrica aérea o subterránea transporta corrientes de operación en estado estacionario y corrientes donde existe una falla fuera de la línea eléctrica, siguiendo los siguientes pasos:

- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la línea eléctrica aérea, como radio de conductores, distancia entre fases, altura de fases, número de hilos de guarda, resistencia del terreno, etc.

- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la tubería o tuberías aéreas instaladas en la proximidad de la línea eléctrica, como radio de tubería, distancia de línea eléctrica, altura de instalación, tipo de material, resistencia del terreno, etc.
- Definición del área de incidencia de la línea eléctrica.
- Definición de segmentos equivalentes del sistema conformado por la línea eléctrica y la tubería aérea.
- Cálculo de la matriz de impedancias en serie de las líneas eléctricas aéreas o subterráneas en componentes de fase.
- Cálculo de parámetros eléctricos de sistema de tuberías metálicas aéreas.
- Cálculo de impedancias de acoplamiento entre conductores de fase y tuberías.
- Construcción de la matriz de impedancias en serie del sistema formado por la línea eléctrica aérea y el sistema de tuberías metálicas aéreas en componentes de fase.
- Cálculo de voltajes y corrientes en estado estacionario y aporte a la falla.

### 2.3. Acoplamiento Conductivo

En los sistemas eléctricos la tierra es considerada como un conductor infinito, el cual sirve de camino para la corriente durante condiciones de operación normal y falla de los sistemas eléctricos. En condiciones de falla a tierra en las instalaciones eléctricas, la corriente es descargada a través de los electrodos de la malla de puesta a tierra y producen un aumento de potencial desde los electrodos hacia el terreno de los alrededores o respecto a una tierra remota. El acoplamiento conductivo entre una línea eléctrica y una tubería se presenta bajo las siguientes condiciones:

- Cuando la tubería se encuentra instalada dentro del área de influencia de la malla a tierra, y se produce la descarga de corriente a tierra por una falla en el sistema o por descargas atmosféricas, que es uno de los casos más comunes en la práctica.
- Cuando la tubería se encuentra conectada al sistema de tierra de una subestación.

Cuando una tubería subterránea es instalada dentro de la zona de influencia de un sistema a tierra de una línea eléctrica o una subestación, el aumento del potencial de tierra durante una falla, puede dañar el aislamiento del recubrimiento de la tubería, debido a que estará

expuesto a una sobretensión, ya que el metal de la tubería permanece en un potencial de tierra. Si esta sobretensión es mayor que la resistencia dieléctrica del recubrimiento de la tubería, puede perforar el recubrimiento y dañar los sistemas de protección catódica. La intensa corriente de fuga puede dañar el metal de la tubería produciendo picaduras o hasta derretir la tubería, si se encuentra cerca de un electrodo de tierra. Dependiendo de la magnitud de la sobretensión esta se transferirá por la tubería hasta un punto remoto como una brida de aislamiento, un punto de acceso a la tubería o sistema de protección catódica y puede generar esfuerzos dieléctricos, que pueden crear voltajes de toque y de paso que pueden poner en peligro la seguridad del personal que trabaja en el sistema de tuberías.

Si la tubería está conectada al electrodo de tierra de una subestación o torre, el aumento del potencial de tierra de la subestación o torre, de igual manera se transfieren a puntos remotos de la tubería.

El circuito equivalente de una falla a tierra se muestra a continuación, de donde se obtiene el incremento de potencial en el lugar de la falla [24], [51].

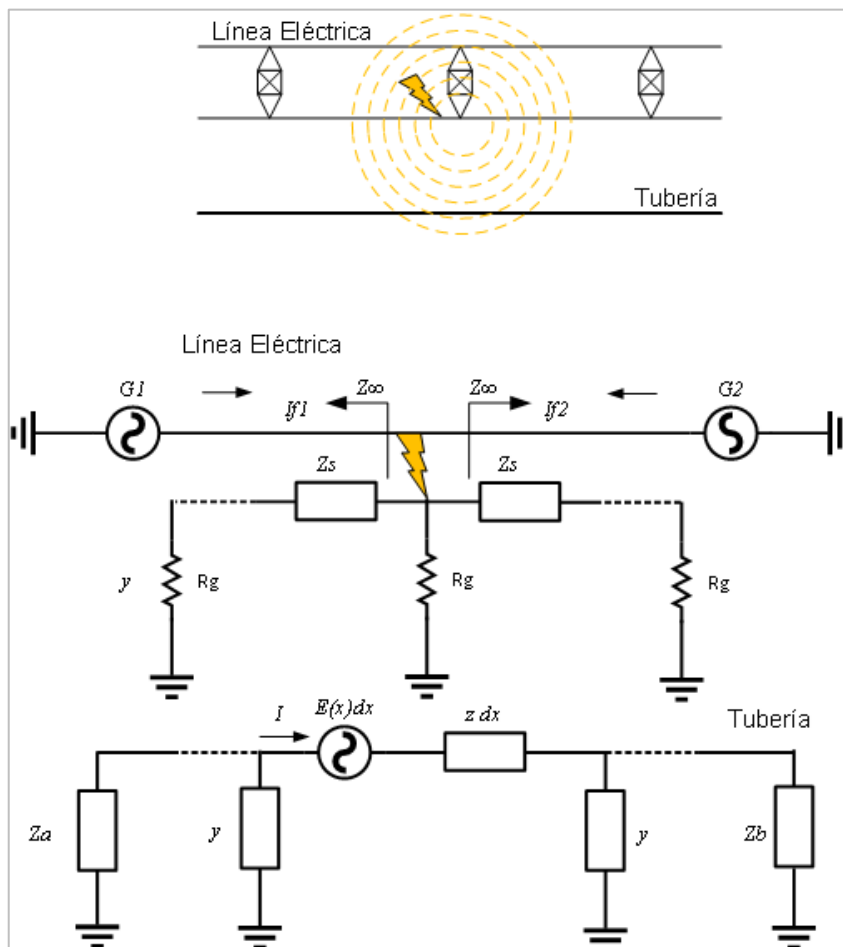


Figura 2.3 Sistema eléctrico en condición de falla en una línea eléctrica



$$V_T = \frac{kI_f}{\frac{1}{R_G} + \frac{2}{Z_\infty}}$$

Ecuación 2.23. Incremento de potencial debido a una falla en una torre

Donde:

- $R_G$  resistencia de sistema de tierra de torre o subestación en  $\Omega$ ;
- $Z_\infty$  impedancia de la línea vista desde el punto de falla en  $\Omega$ ;
- $I_f$  corriente de falla en A;
- $k$  factor de apantallamiento.

$$Z_\infty = \frac{Z_{sw}}{2} \left( 1 + \sqrt{1 + \frac{R_G}{Z_{sw}}} \right)$$

Ecuación 2.24. Impedancia de la línea vista desde el punto de falla

$$k = 1 - \frac{Z_{(c,f)w}}{Z_{ww}}$$

Ecuación 2.25. Factor de apantallamiento de línea eléctrica con un solo hilo de guarda

$$k = 1 - \frac{Z_{w1w1}Z_{w2(c,f)} - Z_{w1w2}Z_{w1(c,f)}}{Z_{w1w1}Z_{w2w2} - Z_{w1w2}^2} - \frac{Z_{w2w2}Z_{w1(c,f)} - Z_{w1w2}Z_{w2(c,f)}}{Z_{w1w1}Z_{w2w2} - Z_{w1w2}^2}$$

Ecuación 2.26. Factor de apantallamiento de línea eléctrica con dos hilos de guarda

Donde:

- $Z_{sw}$  impedancia del circuito formado entre los hilos de guarda y tierra en  $\Omega$ ;
- $Z_{(c,f)wi}$  impedancia del circuito formado entre el hilo de guarda  $i$  y fase en falla  $\Omega$ ;
- $Z_{w1w2}$  impedancia del circuito formado entre los hilos de guarda 1 y 2 en  $\Omega$ .

A partir del potencial producido por la corriente en el lugar de la falla, se puede obtener el potencial a lo largo del terreno.

$$V(x) \cong \frac{1}{1 + \frac{2\pi R_G}{\rho_e}} V_T$$

Ecuación 2.27. Incremento de potencial a lo largo del terreno

El acoplamiento conductivo se analiza para escenarios de falla en las áreas compartidas por las líneas eléctricas y las tuberías, siguiendo los siguientes pasos:

- Cálculo de la corriente de falla a tierra.
- Cálculo del crecimiento de potencial en el terreno debido a la descarga de la corriente de falla.
- Cálculo del crecimiento de potencial por la distancia.
- Cálculo de voltajes y corrientes a través del aislamiento de la tubería.

## 2.4. Capacidad de cables subterráneos por interacción térmica con tuberías

La exposición de los cables de poder a fuentes de transferencia de temperatura produce un decremento de su capacidad de corriente a transferir, debido a que el conductor se acerca más a su temperatura límite de operación, en donde se pueden producir daños del aislamiento, de los empalmes e incluso del conductor, cuando el cable se encuentra operando en condición estacionaria.

Mediante la norma IEC 60287, se realiza el cálculo de la corriente admisible del cable en operación a plena carga, considerando el aumento de temperatura y las pérdidas eléctricas de los componentes del cable y fuentes externas, por medio de la siguiente fórmula:

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d[0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)] - \Delta\theta_{int}}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_{4\mu})} \right]^{1/2}$$

Ecuación 2.28. Capacidad de corriente de cables subterráneos [69]

Donde:

- $n$  número de conductores;
- $R$  resistencia a.c. del conductor en máxima temperatura de operación en  $\Omega$ ;
- $T_1$  resistencia térmica entre conductor y pantalla en K·m/W;
- $T_2$  resistencia térmica entre la pantalla y la armadura en K·m/W;

$T_3$	resistencia térmica de la cubierta exterior del cable en K·m/W;
$T_4$	resistencia térmica del medio externo en K·m/W;
$T_{4\mu}$	resistencia térmica del relleno de la zanja en K·m/W;
$W_d$	pérdidas dieléctricas en W/m;
$\lambda_1$	porción de las pérdidas totales del cable en la pantalla;
$\lambda_2$	porción de las pérdidas totales del cable en la armadura;
$\Delta\theta$	aumento de temp. permisible del conductor por sobre la temp. ambiente K;
$\Delta\theta_{int}$	aumento de temperatura en la superficie del cable $i$ por los otros cables K.

La metodología para el análisis de la interacción térmica entre líneas eléctricas enterradas y tuberías enterradas, y definir el impacto de la transferencia térmica desde las tuberías hacia los cables.

- Recopilación de datos.
- Cálculo de las resistencias térmicas de cada uno de los componentes del sistema aplicando la metodología de la IEC 60287 en Matlab.

## 2.5. Valores admisibles de voltaje y corriente en tuberías

Los valores admisibles de corriente y voltaje presentes en las tuberías metálicas, han sido establecidos para las condiciones de operación en estado estacionario de acuerdo a la normativa disponible, de manera de precautelar la integridad del personal que interactúa con las tuberías y la integridad de la tubería metálica para su operación confiable.

Para régimen de operación normal en estado estable se aplicarán las recomendaciones de [61] y [62], en donde se establece un voltaje permisible para acoplamiento capacitivo o inductivo de 15 V.

Para régimen de operación en condiciones de falla se aplicarán las recomendaciones establecidas para los límites de la densidad de corriente en la tubería de [63].

Tabla 2.1 Probabilidad de corrosión en tubería metálica normativa Americana [63]

Densidad de corriente	Probabilidad de Corrosión
Menor a 20 A/m <sup>2</sup>	sin o poca probabilidad
Entre 20 A/m <sup>2</sup> y 100 A/m <sup>2</sup>	probabilidad media
Mayor a 100 A/m <sup>2</sup>	Muy alta probabilidad

En donde el voltaje en el revestimiento y la densidad de corriente de la tubería se definen.

$$I_{ac} = \frac{8 \cdot V_{pg}}{\pi \cdot \rho \cdot d}$$

Ecuación 2.29. Densidad de corriente en A/m

Donde:

$V_{pg}$  voltaje a.c. de la tubería respecto a tierra en V;

$\rho$  resistividad del suelo en profundidad de instalación de la tubería  $\Omega$ ;

$d$  diámetro de defecto en recubrimiento m, se recomienda 0,0113 m para un desperfecto de un área de 1 cm<sup>2</sup>;

Para definir el límite de voltaje soportado por el revestimiento se aplicarán las recomendaciones realizadas en [61].

Tabla 2.2 Valores límites de voltaje durante la falla [61]

Material recubrimiento	Voltaje kV
Bituminosa	1 – 1,2
Asfalto y alquitrán	3
FBE y polietileno	3 – 5

En casos especiales de líneas sobre los 138 kV, se aplicará las recomendaciones realizadas en [70].

$$T_v = 1,25 \cdot \sqrt{t_c}$$

Ecuación 2.30. Voltaje de prueba

Donde:

$t_c$  espesor promedio de recubrimiento en mils.

## 2.6. Metodología de Análisis Líneas Eléctricas Aéreas y Tuberías

La metodología de análisis de las interferencias electromagnéticas entre líneas eléctricas aéreas o subterráneas y tuberías aéreas incluye el cálculo de los parámetros eléctricos de los acoplamientos capacitivos, inductivos y conductivos del sistema, siguiendo los siguientes pasos:

- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la línea eléctrica, como radio de conductores, distancia entre fases, altura de fases, número de hilos de guarda, resistencia del terreno, etc.
- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de las tuberías aéreas instaladas en la proximidad de la línea eléctrica, como radio de tubería, distancia de línea eléctrica, altura de instalación, tipo de material, resistencia del terreno, etc.
- Definición del área de incidencia del acoplamiento inductivo de la línea eléctrica.
- Definición de segmentos equivalentes del sistema conformado por la línea eléctrica y la tubería aérea o subterránea.
- Cálculo de la matriz de impedancias, potenciales, capacitancias de las líneas eléctricas en componentes de fase.
- Cálculo de parámetros eléctricos propios de la tubería metálicas aérea o subterránea.
- Cálculo de los parámetros eléctricos mutuos del sistema de conformados por las tuberías y líneas eléctricas, tales como las impedancias, coeficientes de potencial, capacitancias y admitancias.
- Construcción de la matriz de impedancias, admitancias, potencial y capacitancias del sistema formado por las líneas eléctricas y el sistema de tuberías en componentes de fase.
- Cálculo de los voltajes y corrientes producidos por acoplamiento capacitivo entre la línea eléctrica aérea y la tubería aérea.
- Cálculo de los voltajes y corrientes en estado estacionario a máxima carga producido por acoplamiento inductivo entre la línea eléctrica aérea y la tubería.

- Cálculo de las corrientes máximas de aporte a una falla monofásica producido por acoplamiento inductivo.
- Cálculo de voltajes y corrientes longitudinales de la tubería producido por acoplamiento conductivo.
- Análisis de valores obtenidos y revisión de que se encuentren en límites permitidos.

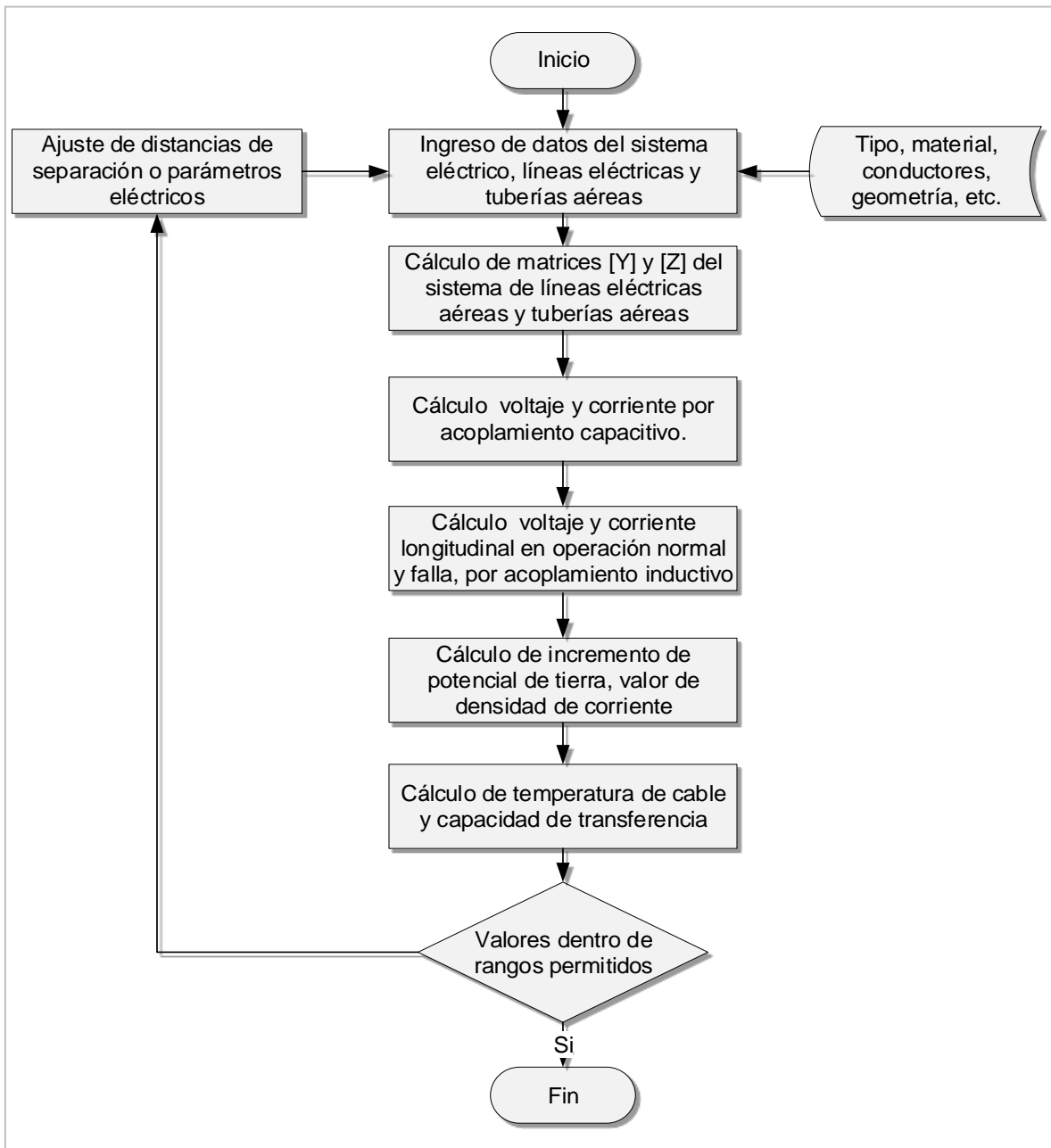


Figura 2.4 Diagrama de flujo metodología de cálculo de voltaje en tuberías

## 2.7. Metodología de Análisis Líneas Eléctricas y Tuberías Subterráneas

La metodología de análisis de interferencias entre líneas eléctricas aéreas o subterráneas y tuberías subterráneas incluye el cálculo de los parámetros eléctricos de los acoplamientos inductivos y conductivos del sistema.

- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la línea eléctrica, como radio de conductores, distancia entre fases, altura de fases, número de hilos de guarda, resistencia del terreno, etc.
- Definición de los parámetros eléctricos, físicos y geométricos de la tubería o tuberías subterráneas instaladas en la proximidad de la línea eléctrica, como radio de tubería, distancia de línea eléctrica, tipo de recubrimiento, profundidad de instalación, tipo de material, resistencia del terreno, etc.
- Definición del área de incidencia de la interferencia de la línea eléctrica.
- Definición de segmentos equivalentes del sistema conformado por la línea eléctrica y la tubería aérea.
- Cálculo de la matriz de impedancias en serie de las líneas eléctricas en componentes de fase.
- Cálculo de parámetros eléctricos de sistema de tuberías metálicas subterráneas.
- Cálculo de impedancias de acoplamiento entre conductores o cables de fase y tuberías.
- Construcción de la matriz de impedancias en serie del sistema formado por la línea eléctrica y el sistema de tuberías metálicas subterráneas en componentes de fase.
- Cálculo de los voltajes y corrientes de las tuberías, producido por acoplamiento inductivo de línea eléctrica operando en estado estacionario a máxima carga.
- Cálculo de los voltajes y corrientes de las tuberías, producido por acoplamiento inductivo de línea eléctrica operando con corrientes máximas de aporte a una falla monofásica fuera del sistema línea eléctrica tubería.
- Cálculo de voltajes y corrientes longitudinales de la tubería producido por acoplamiento conductivo.
- Análisis de valores obtenidos y revisión de que se encuentren en límites permitidos.

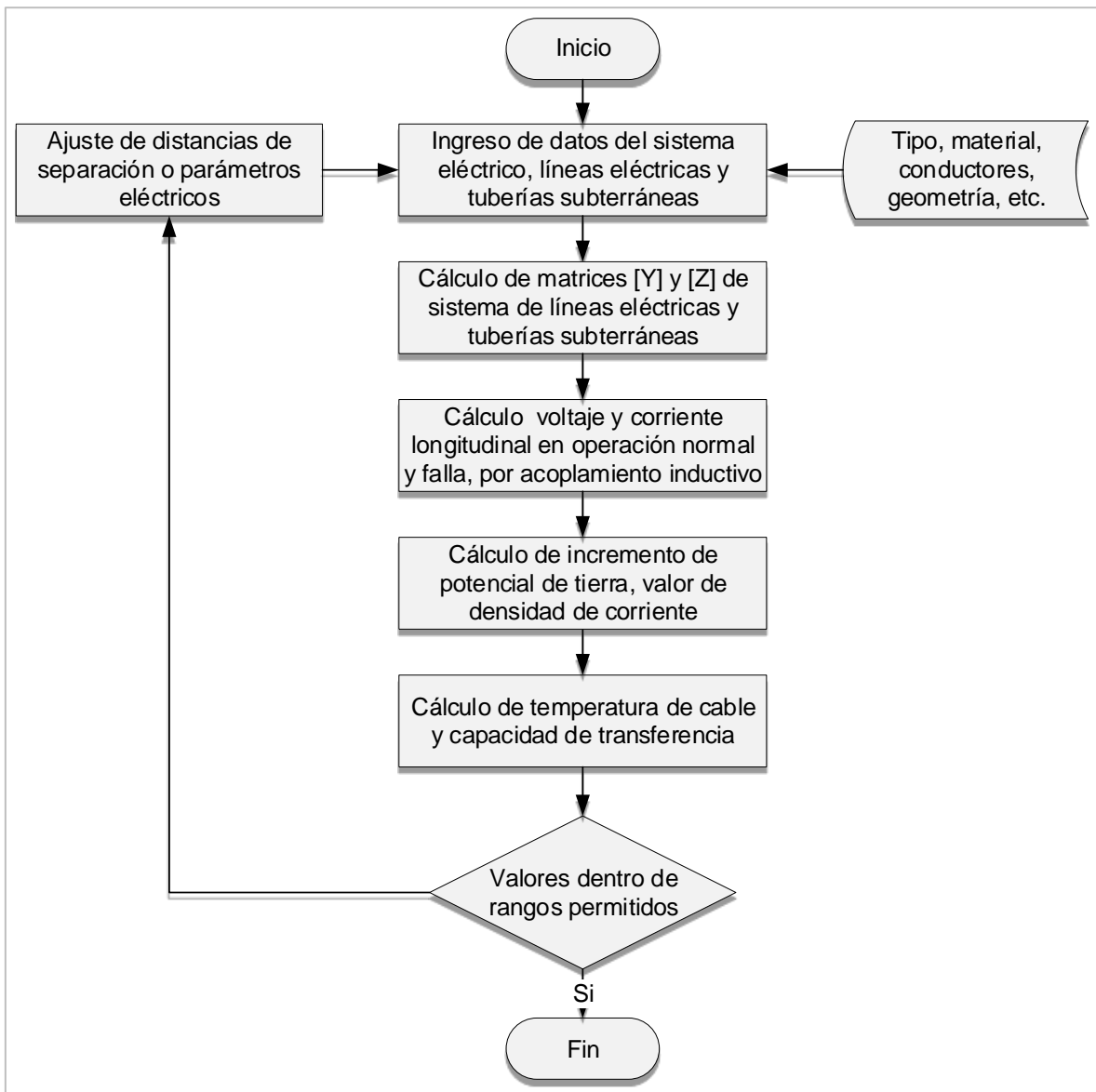


Figura 2.5 Diagrama de flujo metodología de cálculo tuberías subterráneas



### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Con la metodología indicada en el capítulo 2, se realiza el análisis de casos típicos representativos y la aplicación en un caso real, de manera de verificar el impacto de las líneas eléctricas sobre tuberías existentes.

#### 3.1. Resultados

La metodología de análisis de interferencias entre líneas eléctricas y tuberías requiere el cálculo de los parámetros eléctricos de los acoplamientos capacitivos, inductivos y conductivos del sistema, de manera que en la presente sección se realizarán los cálculos para ejemplos típicos en el área petrolera.

##### 3.1.1. Acoplamiento entre Líneas Eléctricas y Tuberías

###### 3.1.1.1. Acoplamiento Capacitivo

Aplicaremos la metodología del capítulo 2 para aplicar la metodología en un caso típico en el sector petrolero de una línea eléctrica aérea de 69 kV circuito simple, con conductor de fase ACSR calibre 4/0 AWG y dos hilos de guarda con conductor acero de 3/8 de pulgada, que comparte la ruta de cinco kilómetros en paralelo con una tubería aérea, de 12 pulgadas de diámetro estándar sin recubrimiento, a una separación entre el eje de la línea eléctrica aérea y la tubería de 10 metros, instalada a un metro sobre el suelo como se muestra a continuación.

Tabla 3.1 Características de línea aérea 69 kV

Descripción	Unidades	Valor
Voltaje	kV	69
Calibre conductor fase	AWG	4/0
Tipo conductor	-	ACSR
Distancia entre conductores de fase	m	2,2
Altura conductores de fase	m	12,0
Calibre conductor de guarda	pulg.	3/8
Tipo conductor	-	Acero
Dist. entre conductores de guarda	m	3,0
Altura conductores de guarda	m	15,0
Resistencia de puesta a tierra	ohm	5

Tabla 3.2 Características de tubería aérea

Descripción	Unidades	Valor
Radio interior tubería	m	0,1524
Radio exterior tubería	m	0,1619
Material tubería	-	Acero
Material chaqueta	-	N/A
Espesor recubrimiento	m	0,004
Distancia de separación	m	10
Altura de instalación	m	1
Resistencia de puesta a tierra	ohm	5

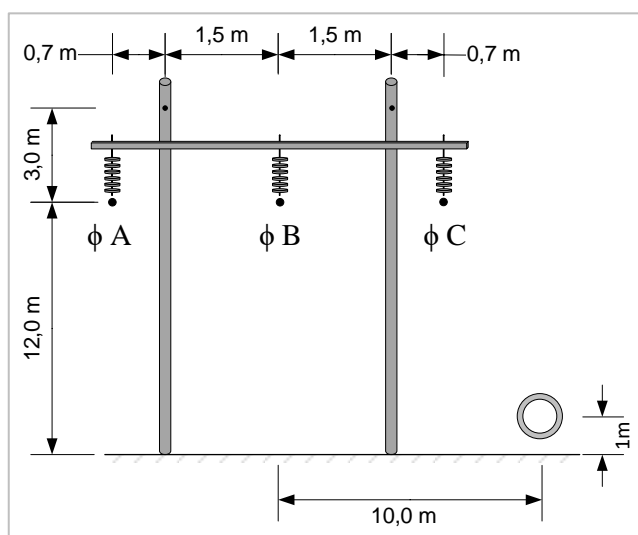


Figura 3.1 Disposición de línea eléctrica aérea y tubería aérea

De acuerdo al calibre del conductor e hilo de guarda sus radios son  $r_c = 0,00715 \text{ m}$ ,  $r_w = 0,0038 \text{ m}$ . De acuerdo al diámetro de la tubería su radio es  $r_p = 0,162 \text{ m}$ .

Procedemos a calcular los parámetros geométricos de la línea y la tubería con la Ecuación 1.4 y Ecuación 1.5.

$$x_a = -2,2 \text{ m} , x_b = 0,0 \text{ m} , x_c = 2,2 \text{ m} , x_{w1} = -1,5 \text{ m} , x_{w2} = 1,5 \text{ m} , x_p = 10 \text{ m}$$

$$y_a = 12,0 \text{ m} , y_b = 12,0 \text{ m} , y_c = 12,0 \text{ m} , y_{w1} = 15 \text{ m} , y_{w2} = 15 \text{ m} , y_p = 1 \text{ m}$$

$$D_{ab} = \sqrt{(-2,2 - 0)^2 + (12,0 + 12,0)^2} = 24,1 \text{ m}$$

$$d_{ab} = \sqrt{(-2,2 - 0)^2 + (12,0 - 12,0)^2} = 2,2 \text{ m}$$

$$D_{ap} = \sqrt{(-2,2 - 10,0)^2 + (12,0 + 1)^2} = 19,25 \text{ m}$$

$$d_{ap} = \sqrt{(-2,2 - 10,0)^2 + (12,0 - 1)^2} = 17,96 \text{ m}$$

$$D_{ij} = \begin{bmatrix} 24,00 & 24,10 & 24,40 & 27,25 & 27,01 & 17,83 \\ 24,10 & 24,00 & 24,10 & 27,04 & 27,04 & 16,40 \\ 24,40 & 25,10 & 25,00 & 27,75 & 27,51 & 16,68 \\ 27,25 & 27,04 & 27,01 & 30,00 & 30,15 & 18,12 \\ 27,01 & 27,04 & 27,25 & 30,15 & 30,00 & 19,70 \\ 17,83 & 16,40 & 15,16 & 18,12 & 19,70 & 2,00 \end{bmatrix} \text{ m}$$

$$d_{ij} = \begin{bmatrix} 0,00715 & 2,20 & 4,40 & 4,76 & 3,08 & 16,43 \\ 2,20 & 0,00715 & 2,20 & 3,35 & 3,35 & 14,87 \\ 4,40 & 2,20 & 0,00715 & 3,08 & 4,76 & 13,49 \\ 4,76 & 3,35 & 3,08 & 0,0038 & 3 & 16,38 \\ 3,08 & 3,35 & 4,76 & 3,00 & 0,0038 & 18,12 \\ 16,43 & 14,87 & 13,49 & 16,38 & 18,12 & 0,1619 \end{bmatrix} \text{ m}$$

Calculamos la matriz de potenciales del sistema.

$$P = \frac{1}{2 \pi \varepsilon_0} \begin{bmatrix} 8,12 & 2,39 & 1,71 & 1,74 & 2,17 & 0,08 \\ 2,39 & 8,11 & 2,39 & 2,09 & 2,09 & 0,10 \\ 1,71 & 2,39 & 8,11 & 2,17 & 1,74 & 0,12 \\ 1,74 & 2,09 & 2,17 & 8,97 & 2,31 & 0,10 \\ 2,17 & 2,09 & 1,74 & 2,31 & 8,97 & 0,08 \\ 0,08 & 0,10 & 0,12 & 0,10 & 0,08 & 2,51 \end{bmatrix} \text{ m/F}$$

Calculamos el coeficiente de potencial real de la tubería.

$$p_p = \frac{1}{2 \pi \varepsilon_0} \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1^2 - 0,1619^2}}{0,16190} \right) \text{ m/F}$$

$$p_p = \frac{2.5073}{2 \pi \varepsilon_0} m/F$$

Con lo cual la matriz de potencial queda como se muestra a continuación.

$$P = \frac{1}{2 \pi \varepsilon_0} \begin{bmatrix} 8,12 & 2,39 & 1,71 & 1,74 & 2,17 & 0,08 \\ 2,39 & 8,11 & 2,39 & 2,09 & 2,09 & 0,10 \\ 1,71 & 2,39 & 8,11 & 2,17 & 1,74 & 0,12 \\ 1,74 & 2,09 & 2,17 & 8,97 & 2,31 & 0,10 \\ 2,17 & 2,09 & 1,74 & 2,31 & 8,97 & 0,08 \\ 0,08 & 0,10 & 0,12 & 0,10 & 0,08 & 2,51 \end{bmatrix} m/F$$

Aplicando la reducción de los potenciales de los hilos de guarda se obtiene la matriz reducida.

$$P' = \begin{bmatrix} 1,34 & 0,30 & 0,19 & 0,01 \\ 0,30 & 1,32 & 0,30 & 0,01 \\ 0,19 & 0,30 & 1,34 & 0,02 \\ 0,01 & 0,01 & 0,02 & 0,45 \end{bmatrix} 10^{11} m/F$$

Calculamos el voltaje capacitivo, la carga eléctrica y la corriente de descarga de la tubería.

$$V = -135,34 + j135,38 V$$

$$Q = 3,01 + j3,01 pC/m$$

$$I = 5,66 + j5,67 mA/m$$

### 3.1.1.2. Acoplamiento Inductivo

Con el ejemplo de la sección 3.1.1.1 se calculan las matrices del acoplamiento inductivo de la línea. Se toman las siguientes consideraciones:

Una línea eléctrica en un sistema de 60 Hz, con tres conductores de fase con resistencia eléctrica a.c. de  $0,26 \Omega/km$  por fase y con dos cables de guarda con resistencia eléctrica de  $2,4 \Omega/km$ , la tubería tiene un valor de resistividad de  $1,7 \cdot 10^{-7} \Omega m$ , permeabilidad relativa de 300 y permitividad relativa de 1. La línea eléctrica y la tubería se encuentran en un terreno con una resistividad de  $200 \Omega m$ , típica en el oriente ecuatoriano.

Se realiza el cálculo de las distancias de los conductores a sus imágenes considerando el retorno de tierra.

$$p_e = \sqrt{\frac{200}{j2 \times 60\pi\mu_0}} = 459,4 - j459,4 \text{ m}$$

$$D'_{aa} = 24 + 2(459,4 - j459,4) = 942,88 - j918,88 \text{ m}$$

$$D'_{ab} = \sqrt{(-2,2 - 0)^2 + (12,5 + 12,5 + 2(459,4 - j459,4))^2} = 946,38 - j918,88 \text{ m}$$

$$D'_{ij} = \begin{bmatrix} 9,43 - j9,19 & 9,43 - j9,19 & 9,43 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 \\ 9,43 - j9,19 & 9,43 - j9,19 & 9,43 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 \\ 9,46 - j9,19 & 9,43 - j9,19 & 9,43 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 \\ 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,49 - j9,19 & 9,49 - j9,19 \\ 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,46 - j9,19 & 9,49 - j9,19 & 9,49 - j9,19 \end{bmatrix} 10^2 \text{ m}$$

Se realiza el cálculo de la matriz de impedancias de la línea eléctrica.

$$Z_L = \begin{bmatrix} 3,19 + j9,33 & 0,58 + j4,82 & 0,58 + j4,30 & 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,57 \\ 0,58 + j4,82 & 3,19 + j9,33 & 0,58 + j4,82 & 0,58 + j4,51 & 0,58 + j4,51 \\ 0,58 + j4,30 & 0,58 + j4,82 & 3,19 + j9,33 & 0,58 + j4,57 & 0,58 + j4,24 \\ 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,57 & 41,0 + j43,0 & 0,58 + j4,59 \\ 0,58 + j4,57 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,59 & 41,0 + j43,0 \end{bmatrix} 10^{-4} \Omega/m$$

Con el cálculo de los parámetros de la línea eléctrica se calcula el área de incidencia, para saber si la tubería se encuentra en el área de afectación de la línea eléctrica.

$$d = 200\sqrt{200} = 2828,4 \text{ m}$$

Se calcula el efecto de la resistividad del terreno en la tubería y como afecta en la distancia de separación a la línea para el cálculo de la impedancia.

$$D_e = 658,87 \sqrt{\frac{200}{60}} = 1202,9 \text{ m}$$

$$d_{ij} \leq \frac{1202,9}{7,32} = 164,33 \text{ m}$$

Se verifica que la distancia de separación entre la tubería y la línea eléctrica de 10 metros sea menor a la distancia crítica de separación de 164,33 m, con esta verificación se procede al cálculo de los parámetros eléctricos de la tubería, impedancia, admitancia, la constante de propagación y la impedancia característica.

$$z_p = \frac{\sqrt{\pi \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 10^{-7} \cdot \mu_0 \mu_p}}{2\pi \cdot 0,162} + \pi^2 \cdot 60 \cdot 10^{-7} + j \left[ \frac{\sqrt{\pi \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 10^{-7} \cdot \mu_0 \mu_p}}{2\pi \cdot 0,162} + 4\pi \cdot 60 \cdot 10^{-7} \ln \left( \frac{1202,9}{0,162} \right) \right]$$

$$= (1,68 + j7,80) 10^{-4} \Omega/m$$

$$y_p = \frac{j 4\pi^2 \varepsilon_0 \varepsilon_{pc} \cdot 60}{\ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - 0,162^2}}{0,162} \right)} = j8,365 \cdot 10^{-9} S/m$$

$$\gamma_p = \sqrt{(1,68 + j7,80) 10^{-4} \cdot j8,365 \cdot 10^{-9}} = (0,27 + j2,57) 10^{-6} m^{-1}$$

$$Z_{0p} = \sqrt{\frac{(1,68 + j7,80) 10^{-4}}{j8,365 \cdot 10^{-9}}} = 307,1 - j32,55 \Omega/m$$

También calcularemos las impedancias mutuas entre los conductores y las tuberías.

$$z_{pa} = \pi^2 \cdot 60 \cdot 10^{-7} + j4\pi \cdot 60 \cdot 10^{-7} \ln \left( \frac{1202,9}{19,25} \right) = (0,59 + j3,24) 10^{-4} \Omega/m$$

Luego de calcular todas las impedancias mutuas obtenemos la nueva matriz de impedancias del sistema.

$Z_L$

$$= \begin{bmatrix} 3,19 + j9,33 & 0,58 + j4,82 & 0,58 + j4,30 & 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,57 & 0,59 + j3,24 \\ 0,58 + j4,82 & 3,19 + j9,33 & 0,58 + j4,82 & 0,58 + j4,51 & 0,58 + j4,51 & 0,59 + j3,31 \\ 0,58 + j4,30 & 0,58 + j4,82 & 3,19 + j9,33 & 0,58 + j4,57 & 0,58 + j4,24 & 0,59 + j3,39 \\ 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,57 & 41,0 + j43,0 & 0,58 + j4,59 & 0,59 + j3,24 \\ 0,58 + j4,57 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,59 & 41,0 + j43,0 & 0,59 + j3,16 \\ 0,59 + j3,24 & 0,59 + j3,31 & 0,59 + j3,39 & 0,59 + j3,24 & 0,59 + j3,16 & 1,67 + j7,80 \end{bmatrix} \\ \times 10^{-4} \Omega/m$$

Se calcula el campo eléctrico inducido en la tubería por kilómetro cuando la línea se encuentra en estado de operación normal, con una carga de 43 MVA y factor de potencia de 0,95.

$$E_{pn} = - \left( \begin{bmatrix} 0,59 + j3,24 & 0,59 + j3,31 & 0,59 + j3,39 \end{bmatrix} \times 10^{-4} \times \begin{bmatrix} 592,36 - j194,70 \\ -464,80 - j415,65 \\ -127,57 + j610,35 \end{bmatrix} \right. \\ \left. - \begin{bmatrix} 0,59 + j3,24 & 0,59 + j3,16 \end{bmatrix} 10^{-4} \times \begin{bmatrix} 41,0 + j43,0 & 0,58 + j4,59 \\ 0,58 + j4,59 & 41,0 + j43,0 \end{bmatrix}^{-1} \times 10^{-4} \right. \\ \left. \times \begin{bmatrix} 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,57 \\ 0,58 + j4,57 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,24 \end{bmatrix} \times 10^{-4} \right. \\ \left. \times \begin{bmatrix} 592,36 - j194,70 \\ -464,80 - j415,65 \\ -127,57 + j610,35 \end{bmatrix} \right) = (-2,7 + j4,0) \cdot 10^{-3} \text{ V/m}$$

Procedemos al cálculo del voltaje y la corriente aplicando la metodología descrita en la sección 2.2.3, y considerando que la tubería se encuentra conectada a tierra en el extremo A y en el extremo B.

$$a = 5 \times (5 + 307,1 - j32,55) = 1560,5 - j1627,5$$

$$b = 5 \times (5 - (307,1 - j32,55)) = 1510,5 + j1627,5$$

$$c = e^{(0,27 + j2,57) \times x \times 10^{-6}}$$

$$d = e^{-(0,27 + j2,57) \times x \times 10^{-6}}$$

$$e = e^{-(0,27 + j2,57) \times (5000 - x) \times 10^{-6}}$$

$$f = 5 + (307,1 - j32,55)$$

$$g = 5 - (307,1 - j32,55)$$

$$V_p(x) = \frac{(-2,7 + j4,0) \cdot 10^{-3}}{(0,27 + j2,57)10^{-6}} \times \left[ \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right] V/m$$

$$I_p(x) = \frac{(-2,7 + j4,0) \times 10^{-3}}{(307,1 - j32,55) \times (0,27 + j2,57)10^{-6}} \times \left( 1 + \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right) A$$

/m

Con las ecuaciones de voltaje y corriente podemos graficar el comportamiento del voltaje y la corriente en la tubería en el tramo de análisis.

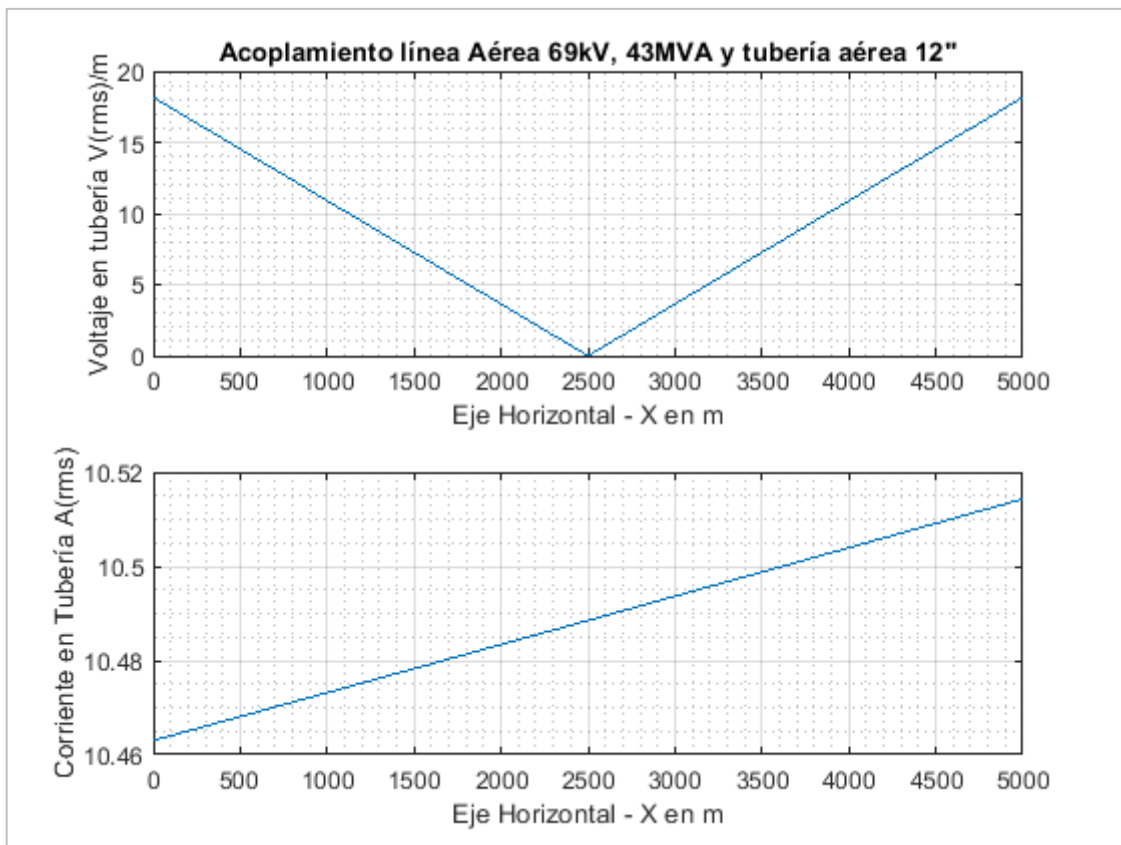


Figura 3.2 Voltaje y corriente en tubería aérea inducida por línea de 69 kV operación normal

Para el análisis del caso de falla en la línea se considera una falla en la fase C, con una intensidad de 5 kA, de manera de calcular el campo electromagnético inducido en la tubería, los voltajes y las corrientes transferidas por la tubería.



$$\begin{aligned}
E_{pf} = & - \left( [0,59 + j3,24 \quad 0,59 + j3,31 \quad 0,59 + j3,39] 10^{-4} \times \begin{bmatrix} 5000 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right. \\
& - [0,59 + j3,24 \quad 0,59 + j3,16] 10^{-4} \times \begin{bmatrix} 41,0 + j43,0 & 0,58 + j4,59 \\ 0,58 + j4,59 & 41,0 + j43,0 \end{bmatrix}^{-1} 10^{-4} \\
& \left. \times \begin{bmatrix} 0,58 + j4,24 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,57 \\ 0,58 + j4,57 & 0,58 + j4,50 & 0,58 + j4,24 \end{bmatrix} 10^{-4} \times \begin{bmatrix} 9000 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right) \\
= & -0,70 + j2,53 \text{ V/m}
\end{aligned}$$

$$a = 5 \times (5 + 307,1 - j32,55) = 1560,5 - j1627,5$$

$$b = 5 \times (5 - (307,1 - j32,55)) = 1510,5 + j1627,5$$

$$c = e^{(0,27 + j2,57) \times x \times 10^{-6}}$$

$$d = e^{-(0,27 + j2,57) \times x \times 10^{-6}}$$

$$e = e^{-(0,27 + j2,57) \times (5000 - x) \times 10^{-6}}$$

$$f = 5 + (307,1 - j32,55)$$

$$g = 5 - (307,1 - j32,55)$$

$$V_p(x) = \frac{(-0,70 + j2,53)}{(0,27 + j2,57) 10^{-6}} \times \left[ \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right] \text{ V/m}$$

$$\begin{aligned}
I_p(x) = & \frac{(-0,70 + j2,53)}{(307,1 - j32,55) \times (0,27 + j2,57) 10^{-6}} \times \left( 1 + \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right) \text{ A} \\
& /m
\end{aligned}$$

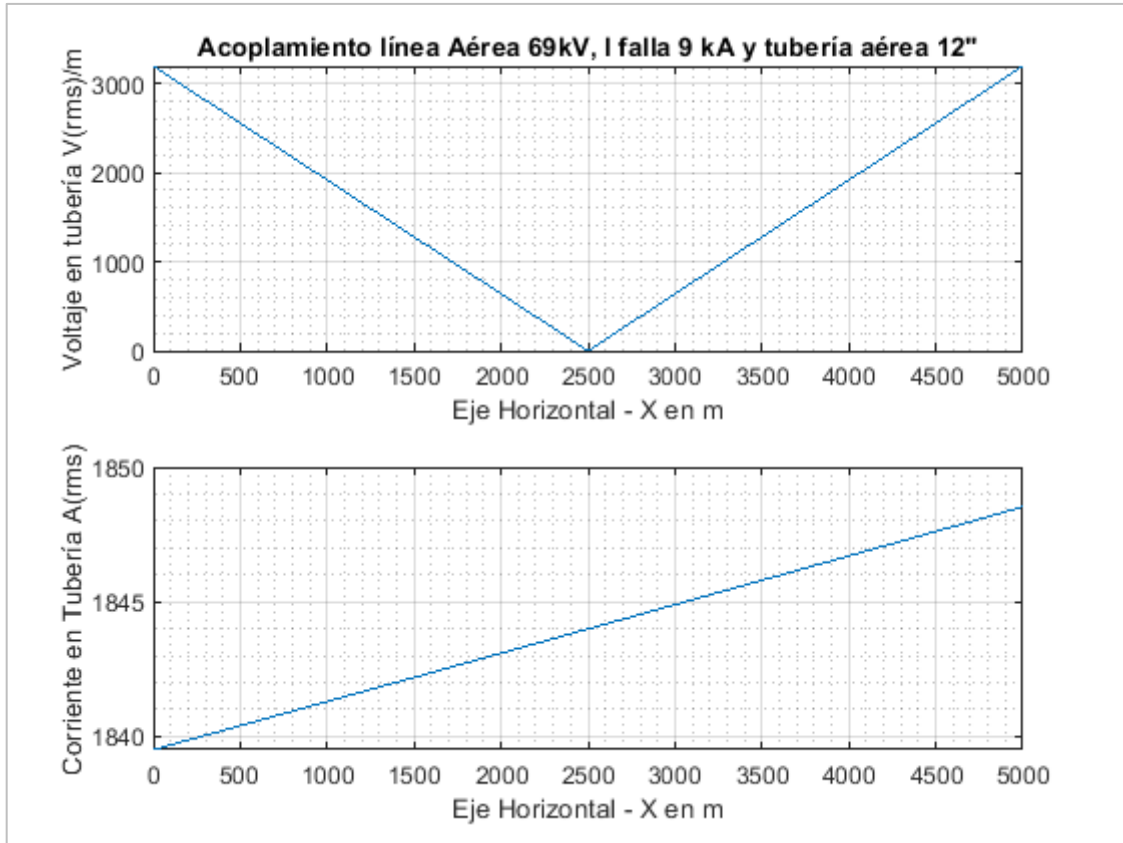


Figura 3.3 Voltaje y corriente en tubería aérea inducida por línea de 69 kV condición de falla

Para el análisis de la metodología aplicada en Matlab (MTB), se implementa el modelo del sistema en los programas ATP-EMTP (ATP) y Digsilent Power Factory (DPF).

El modelo eléctrico de la línea aérea en paralelo con la tubería aérea a lo largo de cinco kilómetros, se subdivide en secciones de 500 m, para realizar la medición de voltaje en cada sección y comparar con los resultados obtenidos en la aplicación implementada. Se considera dos condiciones para la tubería: sin conexión a tierra en los dos extremos, para analizar el comportamiento del acoplamiento inductivo y capacitivo que se presenta entre la línea eléctrica aérea y la tubería. Y un segundo escenario con la tubería conectada a tierra en el lado A y B por medio de una resistencia de tierra de 5 ohm para analizar el comportamiento del acoplamiento inductivo que se presenta entre la línea eléctrica y la tubería.

En condición de operación normal del sistema se considera una carga, al final de la línea eléctrica de 43 MVA con factor de potencia de 0,95, que es la máxima capacidad de transporte por la línea, con una fuente trifásica balanceada de 69 kV.

En condición de falla en la línea eléctrica, se considera una falla monofásica al final de la línea aérea en la fase C, con una corriente de falla de 5 kA, que es la máxima capacidad de falla en un sistema típico, con una fuente trifásica balanceada de 69 kV.

En el Anexo II se muestran los modelos implementados, a continuación se presenta el resumen de los resultados de la modelación.

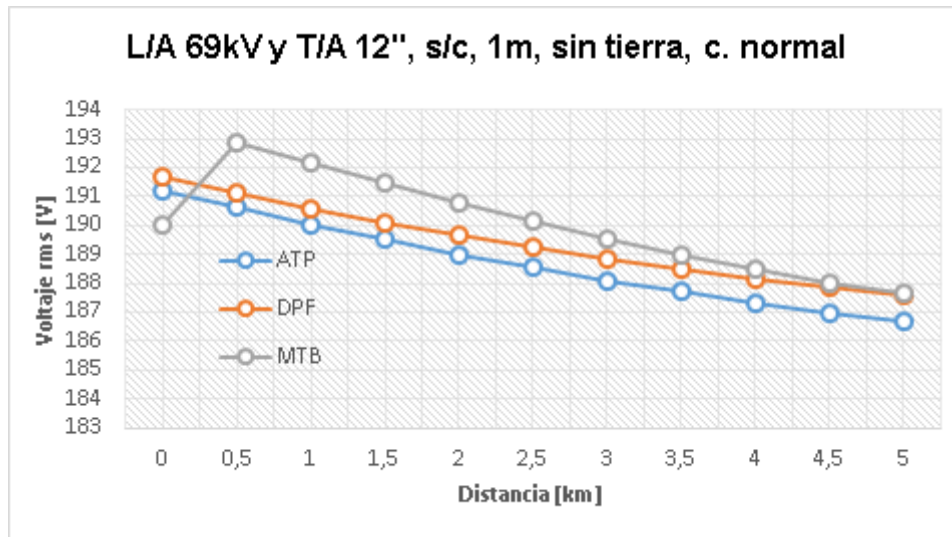


Figura 3.4 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en condición de operación normal

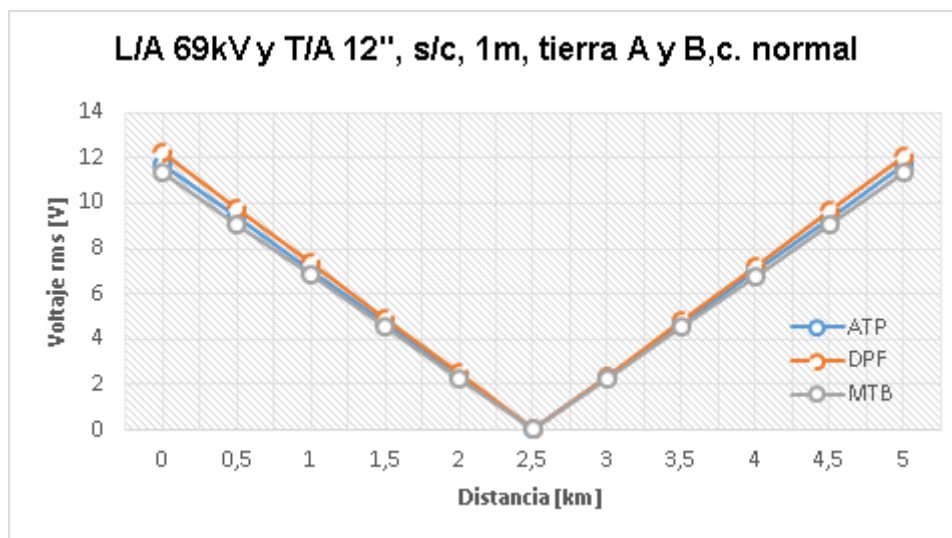


Figura 3.5 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en condición de operación normal

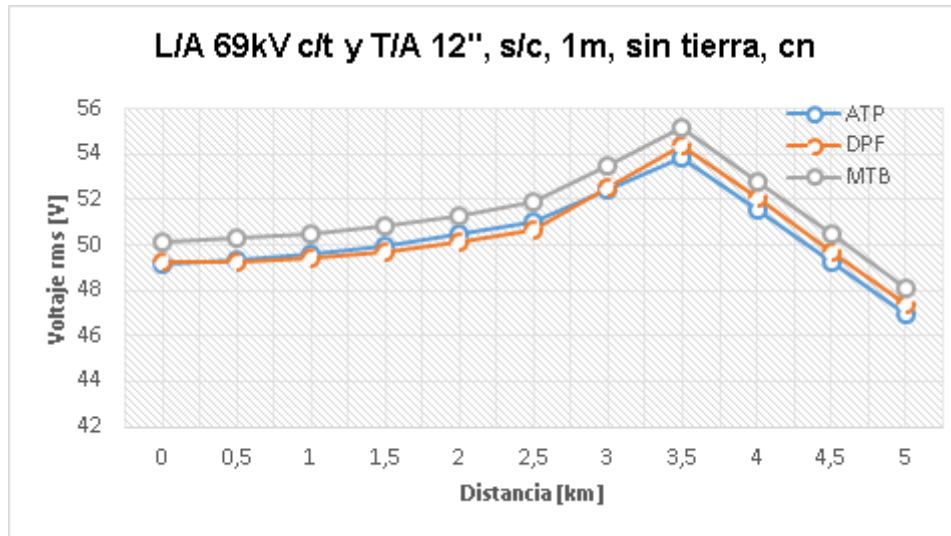


Figura 3.6 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea con transposición de fases en condición de operación normal

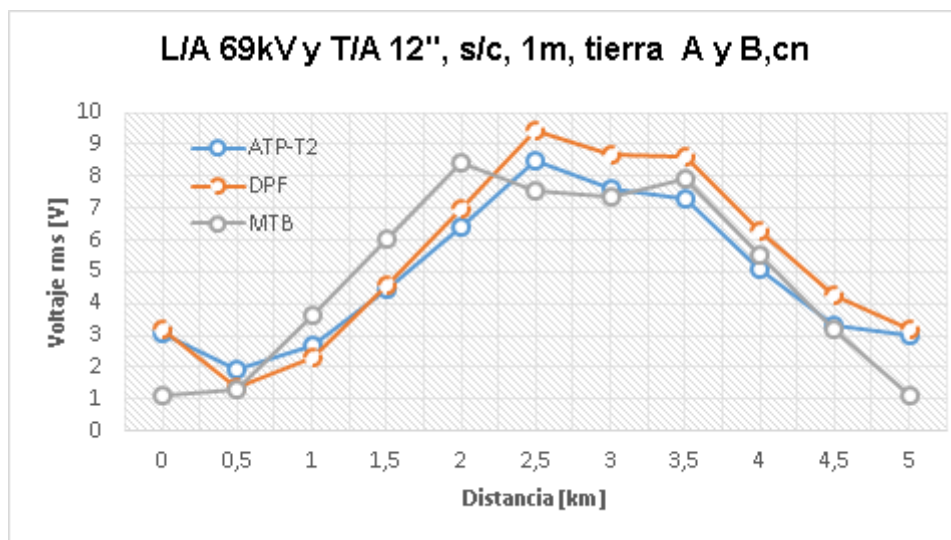


Figura 3.7 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea con transposición de fases, en condición de operación normal

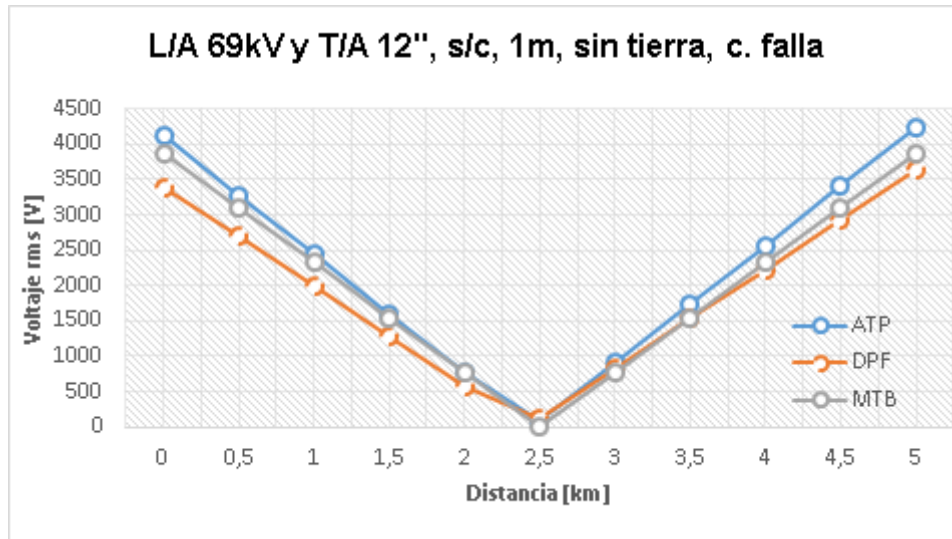


Figura 3.8 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en condición de falla fase C

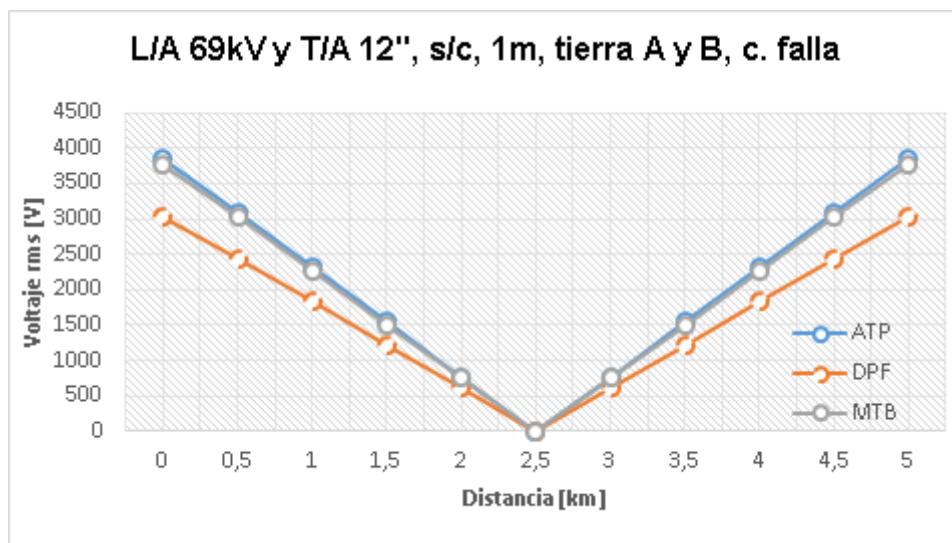


Figura 3.9 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en condición de falla fase C

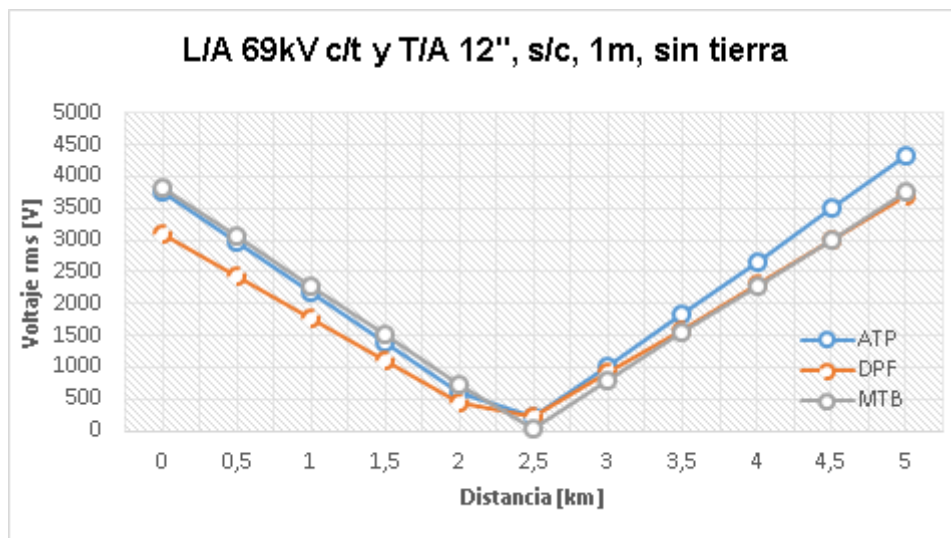


Figura 3.10 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea con transposición de fases en condición de falla fase C

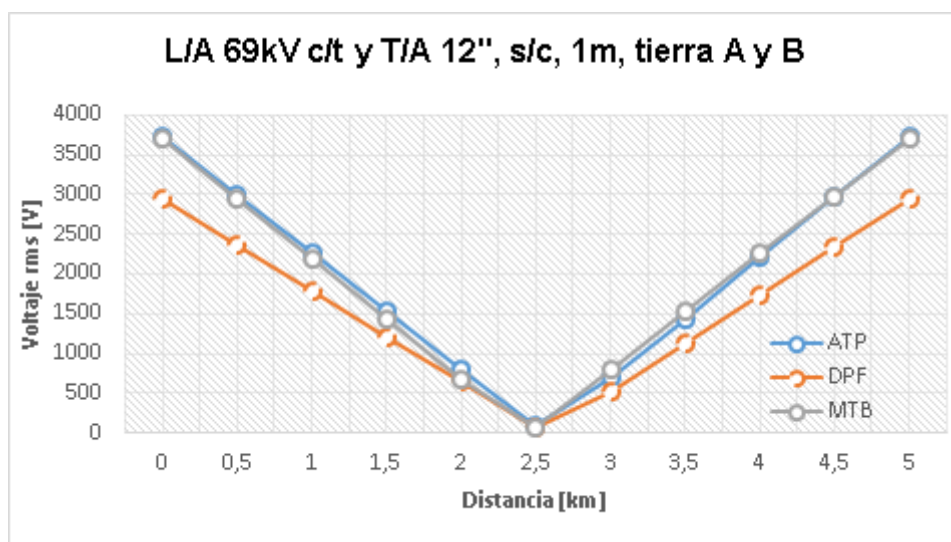


Figura 3.11 Comparación de valores de voltaje en tubería aérea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea con transposición de fases en condición de falla fase C

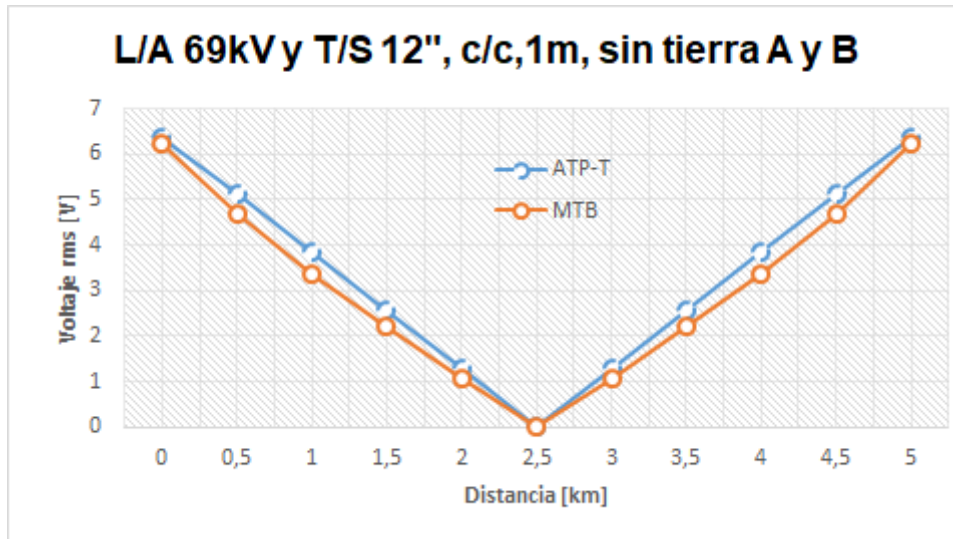


Figura 3.12 Comparación de valores de voltaje en tubería subterránea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en operación normal

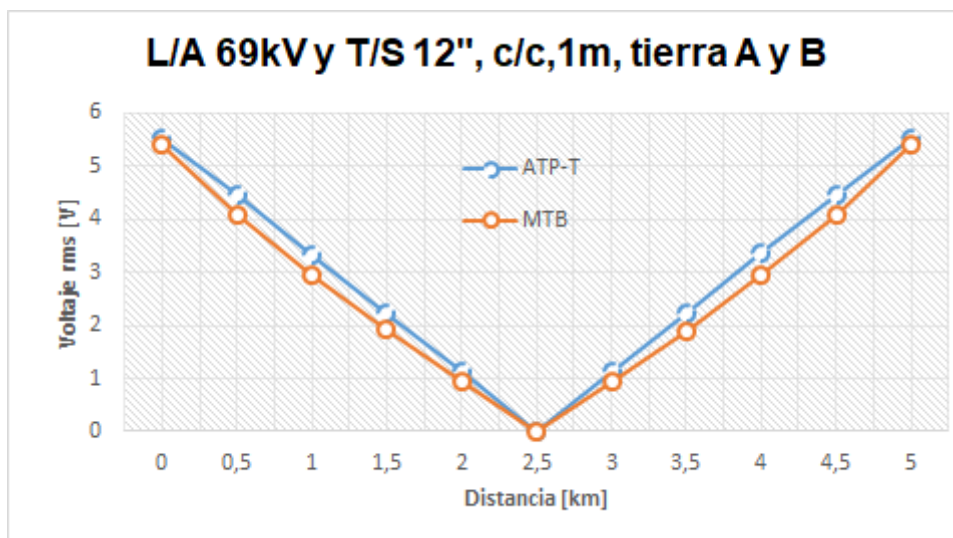


Figura 3.13 Comparación de valores de voltaje en tubería subterránea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en operación normal

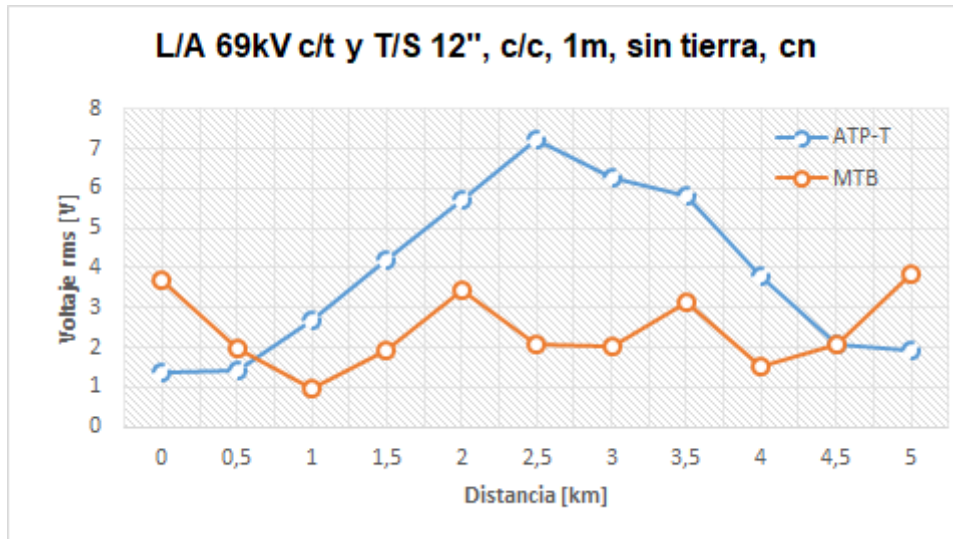


Figura 3.14 Comparación de valores de voltaje en tubería subterránea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea con transposición de fases en operación normal

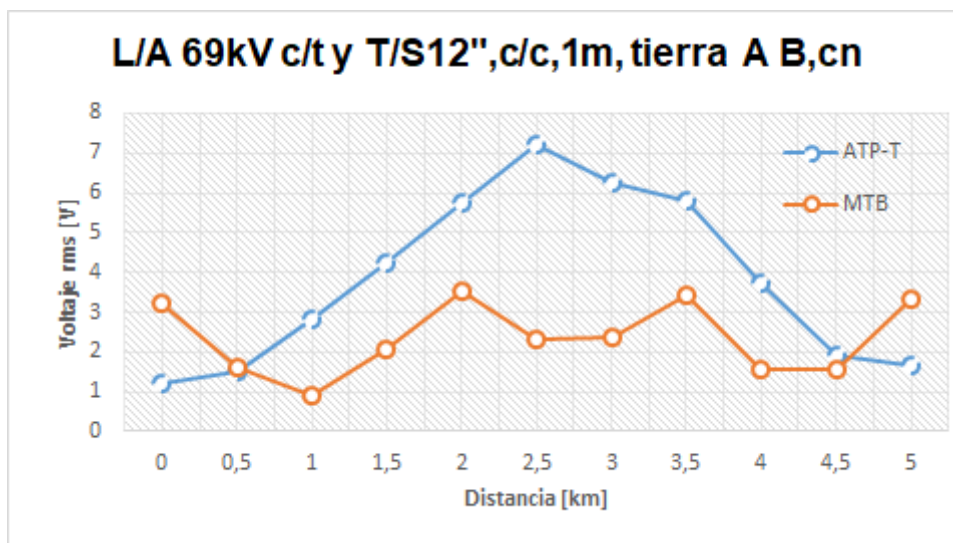


Figura 3.15 Comparación de valores de voltaje en tubería subterránea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea con transposición de fases, en operación normal



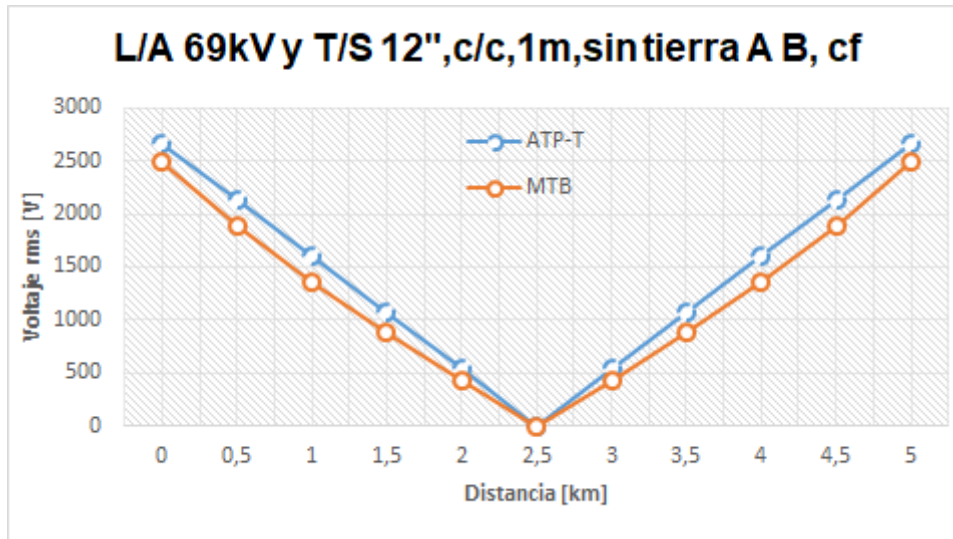


Figura 3.16 Comparación de valores de voltaje en tubería subterránea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en condición de falla fase C

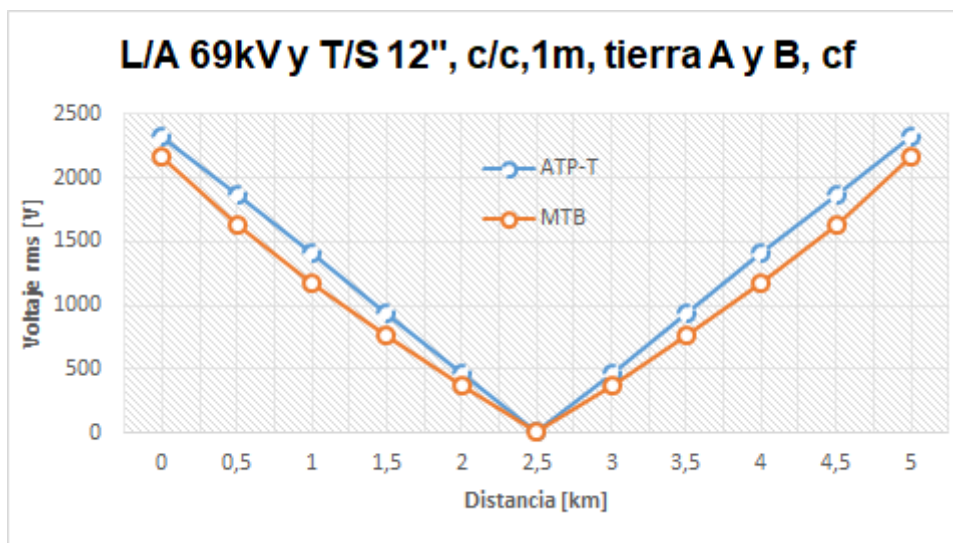


Figura 3.17 Comparación de voltaje en tubería subterránea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea sin transposición de fases en condición de falla fase C

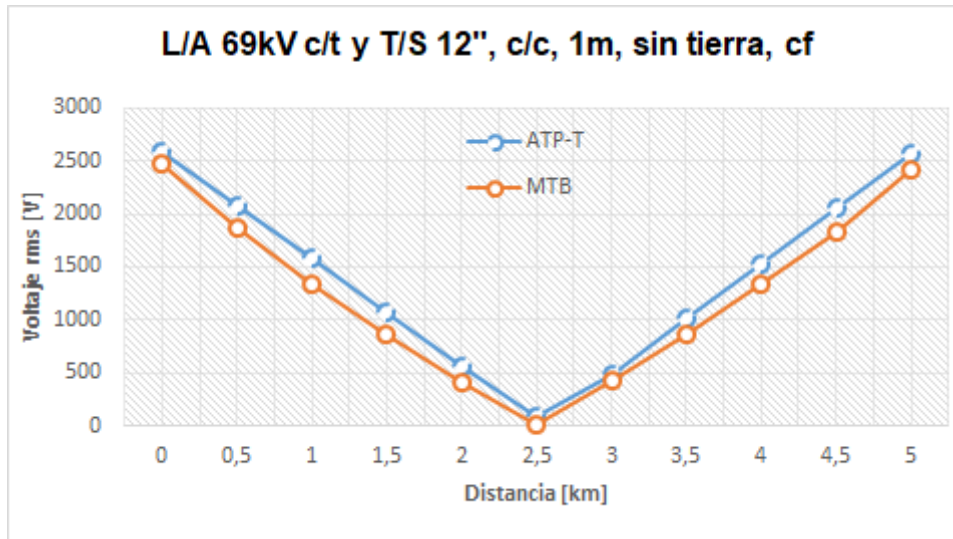


Figura 3.18 Comparación de voltaje en tubería subterránea 12" aislada de tierra, línea eléctrica aérea con transposición de fases en condición de falla fase C

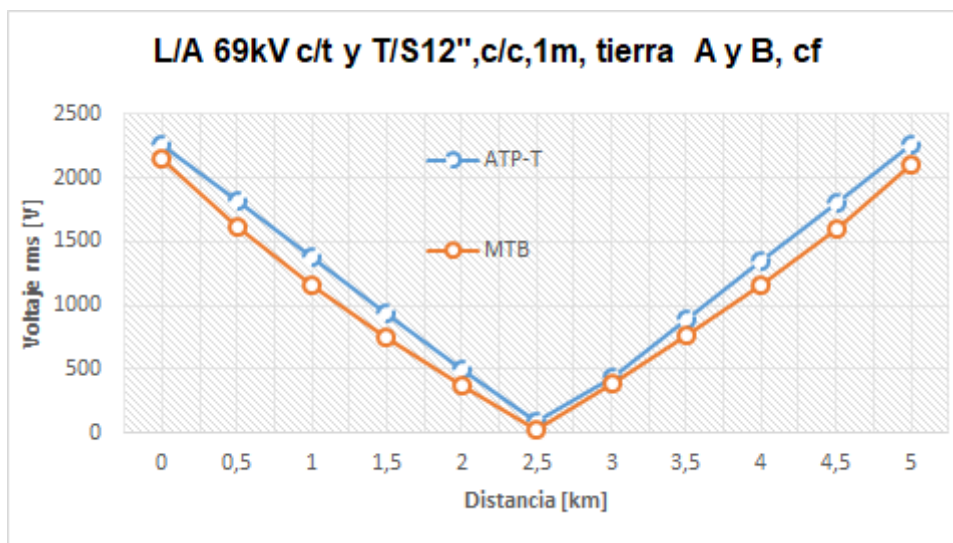


Figura 3.19 Comparación de voltaje en tubería subterránea 12" conectada a tierra en A y B, línea eléctrica aérea con transposición de fases en condición de falla fase C

### 3.1.1.3. Acoplamiento Conductivo

Continuando el análisis del ejemplo de la sección anterior 3.1.1.2, consideramos una falla en la mitad de la línea eléctrica con una corriente de falla 10 kA, en donde se encuentra ubicada una torre eléctrica con una resistencia de puesta a tierra 10  $\Omega$ . Se considera que la línea tiene vanos de 100 m.

$$Z_{sw} = \frac{(7,75 + j9,64) \cdot 10^{-4} \cdot 100}{2} = (0,0388 + j0,0482) \Omega$$

$$Z_{\infty} = \frac{(0,0388 + j0,0482)}{2} \left( 1 + \sqrt{1 + \frac{10}{0,0388 + j0,0482}} \right) = 0,37 + j0,2 \Omega$$

$$k = 1 - [(7,75 + j9,64) \cdot 10^{-4} \cdot (0,58 + j4,29) \cdot 10^{-4} - (0,58 + j4,59) \cdot 10^{-4} \cdot (0,58 + j4,7) \cdot 10^{-4} - (7,75 + j9,64) \cdot 10^{-4} \cdot (0,58 + j4,7) \cdot 10^{-4} + (0,58 + j4,59) \cdot 10^{-4} \cdot (0,58 + j4,29) \cdot 10^{-4}] / [((7,75 + j9,64) \cdot 10^{-4})^2 - ((0,58 + j4,59) \cdot 10^{-4})^2]$$

$$= 0,49 - j0,22$$

$$V_T = \frac{(0,49 - j0,22) \cdot 9000}{\frac{1}{10} + \frac{2}{0,37 + j0,2}} = 100,25 + j61,42 \text{ V}$$

$$V(x) \cong \frac{1}{1 + \frac{2\pi \cdot 10}{200} x} (100,25 + j61,42) \text{ V/m}$$

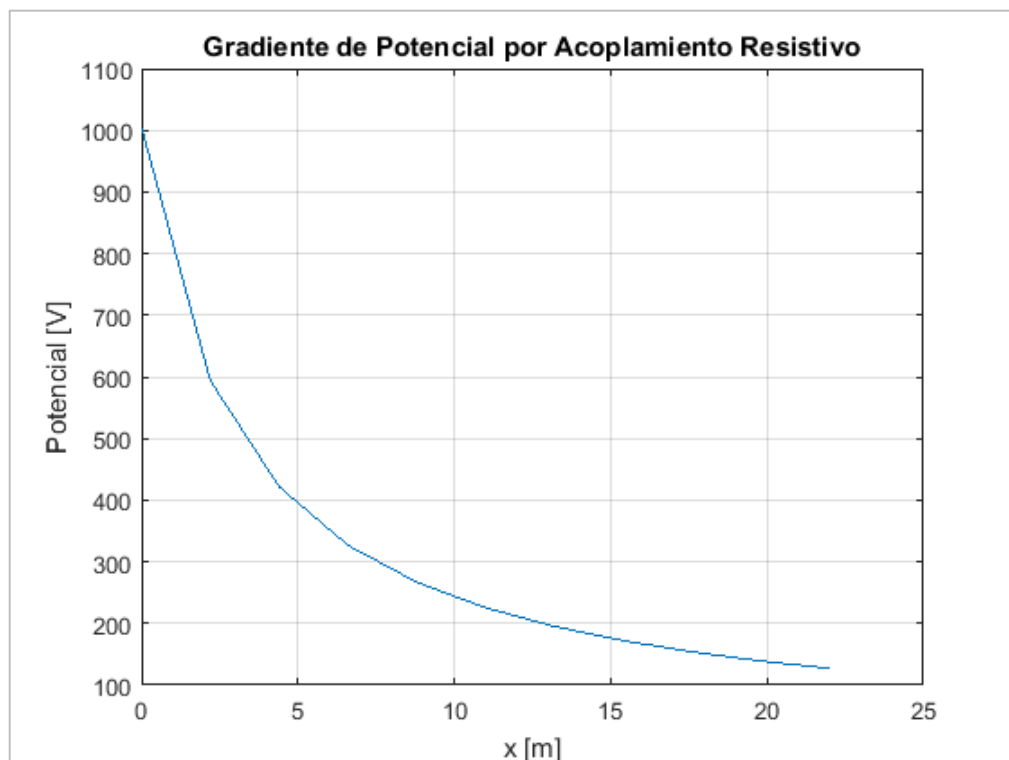


Figura 3.20 Potencial en una torre por falla monofásica

### 3.1.2. Acoplamiento entre Líneas Eléctricas y Tubería Subterráneas

La metodología de análisis de interferencias entre líneas eléctricas aéreas o subterráneas y tuberías subterráneas incluye el cálculo de los parámetros eléctricos de los acoplamientos inductivos y conductivos del sistema.

#### 3.1.2.1. Acoplamiento Inductivo

En el presente caso consideramos un cable de las siguientes características:

Tabla 3.3 Características de cable enterrado 69 kV

Descripción	Unidades	Valor
Voltaje	kV	69
Material aislamiento	-	XLPE
Material chaqueta	-	PVC
Permitividad relativa aislamiento	-	3,0
Permitividad relativa chaqueta	-	8,0
Material Conductor	-	Aluminio
Permeabilidad relativa conductor	-	1,0
Resistividad conductor AC@90°C	Ohm/km	0,1519
Material Pantalla	-	Aluminio
Permeabilidad relativa pantalla	-	1,0
Resistencia pantalla AC@20°C	Ohm/km	0,1726
Diámetro total	mm	81,0
Diámetro conductor	mm	18,4
Espesor aislamiento	mm	16,5
Espesor pantalla	mm	1,9
Espesor de la chaqueta	mm	3,5
Tipo de instalación	-	Tresbolillo
Distancia de separación centros	mm	81,0
Profundidad de instalación	m	1,0

Tabla 3.4 Características de tubería enterrada

Descripción	Unidades	Valor
Radio interior tubería	m	0,152
Radio exterior tubería	m	0,162
Material tubería	-	Acero
Material chaqueta	-	PVC
Espesor recubrimiento	m	0,004

Distancia de separación	m	2,0
Profundidad de instalación	m	1,0

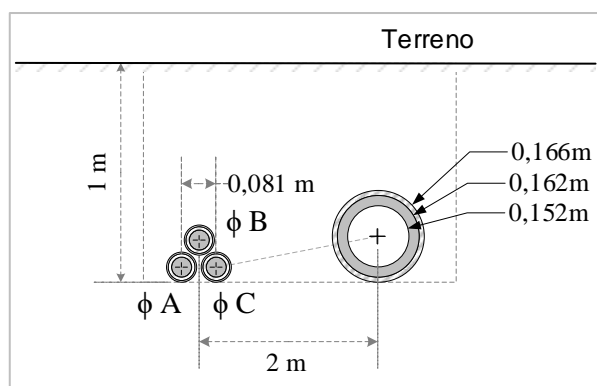


Figura 3.21 Disposición de línea eléctrica subterránea y tubería subterránea

Con los datos del cable procedemos a calcular la matriz de impedancias del sistema del cable.

$$D_E = 658,87 \sqrt{\frac{200}{60}} = 1203 \text{ m}$$

$$f(r_{oc}, r_{ic}) = 1$$

$$Z_{cc} = 0,1519 \times 10^{-3} + \pi^2 \times 60 \times 10^{-7} + j 4 \pi \times 60 \left[ \frac{1}{4} + \ln \left( \frac{1202,9}{9,20 \times 10^{-3}} \right) \right] \times 10^{-7}$$

$$= (2,2 + j9,1) \times 10^{-4} \Omega/m$$

$$f(r_{os}, r_{is}) = 1 - \frac{2 (26,5 \times 10^{-3})^2}{(37,0 \cdot 10^{-3})^2 - (26,5 \cdot 10^{-3})^2}$$

$$+ \frac{4 (26,5 \times 10^{-3})^4}{((37,0 \cdot 10^{-3})^2 - (26,5 \cdot 10^{-3})^2)^2} \ln \left( \frac{37,0 \times 10^{-3}}{26,5 \times 10^{-3}} \right) = 0,3763$$

$$Z_{ss} = 0,1726 \times 10^{-3} + \pi^2 \times 60 \times 10^{-7}$$

$$+ j 4 \times \pi \times 60 \times \left[ \frac{1}{4} \times f(r_{os}, r_{is}) + \ln \left( \frac{1202,9}{37,0} \right) \right] \times 10^{-7}$$

$$= (1,72 + j7,90) \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{ca,cb} = \pi^2 \times 60 \times 10^{-7} + j 4 \times \pi \times 60 \times \ln\left(\frac{1202,9}{81 \times 10^{-3}}\right) \times 10^{-7}$$

$$= (0,59 + j7,243) \times 10^{-4} \Omega/m$$

En el cálculo de parámetros de la tubería se considera que  $y_p = y_{pc}$ , ya que con los tipos de revestimientos actuales  $y_e \cong 0$  como se indica en [24].

$$y_{pc} = \frac{2\pi \cdot 0,1619}{0,25 \times 10^6 \times (0,004)} + j \frac{4\pi^2 \times 60 \times 0,1619 \times \varepsilon_0 \times 3}{(0,004)} = (10,17 + j0,03) \cdot 10^{-4} S/m$$

$$z_p = \frac{\sqrt{\pi \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 10^{-7} \cdot \mu_0 \cdot 300}}{2\pi \cdot 0,1619} + \pi^2 \cdot 60 \cdot 10^{-7}$$

$$+ j \left[ \frac{\sqrt{\pi \cdot 60 \cdot 1,7 \cdot 10^{-7} \cdot \mu_0 \cdot 300}}{2\pi \cdot 0,1619} + 4\pi \cdot 60 \cdot 10^{-7} \ln\left(\frac{1202,93}{0,1619}\right) \right]$$

$$= (1,67 + j7,80) \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$\gamma_p = \sqrt{(1,67 + j7,80) \times 10^{-4} \times (10,17 + j0,03) \times 10^{-4}} = (7,00 + j5,67) \times 10^{-4} m^{-1}$$

$$Z_{0p} = \sqrt{\frac{(1,65 + j5,84) \cdot 10^{-4}}{(10,17 + j0,042) \cdot 10^{-4}}} = 0,69 + j0,56 \Omega/m$$

$$Z_i = \begin{bmatrix} 1,5 + j9,1 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j3,6 \\ 0,6 + j7,2 & 1,5 + j9,1 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j3,6 \\ 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 1,5 + j9,1 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 & 0,6 + j3,6 \\ 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 1,7 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j3,6 \\ 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 1,7 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j3,6 \\ 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 1,7 + j7,9 & 0,6 + j3,6 \\ 0,6 + j3,6 & 0,6 + j3,6 & 0,6 + j3,6 & 0,6 + j3,6 & 0,6 + j3,6 & 0,6 + j3,6 & 1,7 + j7,8 \end{bmatrix}$$

$$\cdot 10^{-4} \Omega/m$$

Con el cálculo de la matriz de impedancias del sistema cable y tubería se realiza el cálculo del campo inducido en la tubería, considerando que las pantallas del cable se encuentran directamente conectadas a tierra.

$$Z_{pc} = [0,6 + j3,6 \quad 0,6 + j3,6 \quad 0,6 + j3,6] \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{pw} = [0,6 + j3,6 \quad 0,6 + j3,6 \quad 0,6 + j3,6] \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{ww} = \begin{bmatrix} 1,7 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 \\ 0,6 + j7,2 & 1,7 + j8,0 & 0,6 + j7,2 \\ 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 1,7 + j8,0 \end{bmatrix} \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

$$Z_{wc} = \begin{bmatrix} 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 \\ 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 & 0,6 + j7,2 \\ 0,6 + j7,2 & 0,6 + j7,2 & 0,6 + j8,0 \end{bmatrix} \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

Se calcula el campo magnético inducido en la tubería por kilómetro cuando la línea se encuentra en estado de operación normal, con una carga de 28,63 MVA y factor de potencia de 0,95.

$$E_{pn} = -Z_{pc} \times \begin{bmatrix} 228,00 - j74,94 \\ -178 - j159j98 \\ -49,1 + 234,92 \end{bmatrix} = (3,97 - j3,49) \times 10^{-4} \text{ V/m}$$

Con el valor del campo inducido se calcula la corriente y el voltaje resultante en la tubería considerando que la tubería está conectada a tierra en el extremo A y B.

$$a = 5 \times (5 + (0,69 + j0,56)) = 28,45 - j2,8$$

$$b = 5 \times (5 - (0,69 + j0,56)) = 21,55 + j2,8$$

$$c = e^{(7,00 + j5,67) \times 10^{-4} \times x}$$

$$d = e^{-(7,00 + j5,67) \times 10^{-4} \times x}$$

$$e = e^{-(7,00 + j5,67) \times 10^{-4} \times (5000 - x)}$$

$$f = 5 + (0,69 + j0,56)$$

$$g = 5 - (0,69 + j0,56)$$

$$V_p(x) = \frac{(3,97 - j3,49) \times 10^{-4}}{(7,00 + j5,67) \times 10^{-4}} \times \left[ \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right] \text{ V/m}$$

$$I_p(x) = \frac{(3,97 - j3,49) \times 10^{-4}}{(0,69 + j0,56) \times (7,00 + j5,67) \times 10^{-4}} \times \left( 1 + \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right) \text{ A} \\ /m$$

Con las ecuaciones de voltaje y corriente podemos graficar el comportamiento del voltaje y la corriente en la tubería en el tramo de análisis.

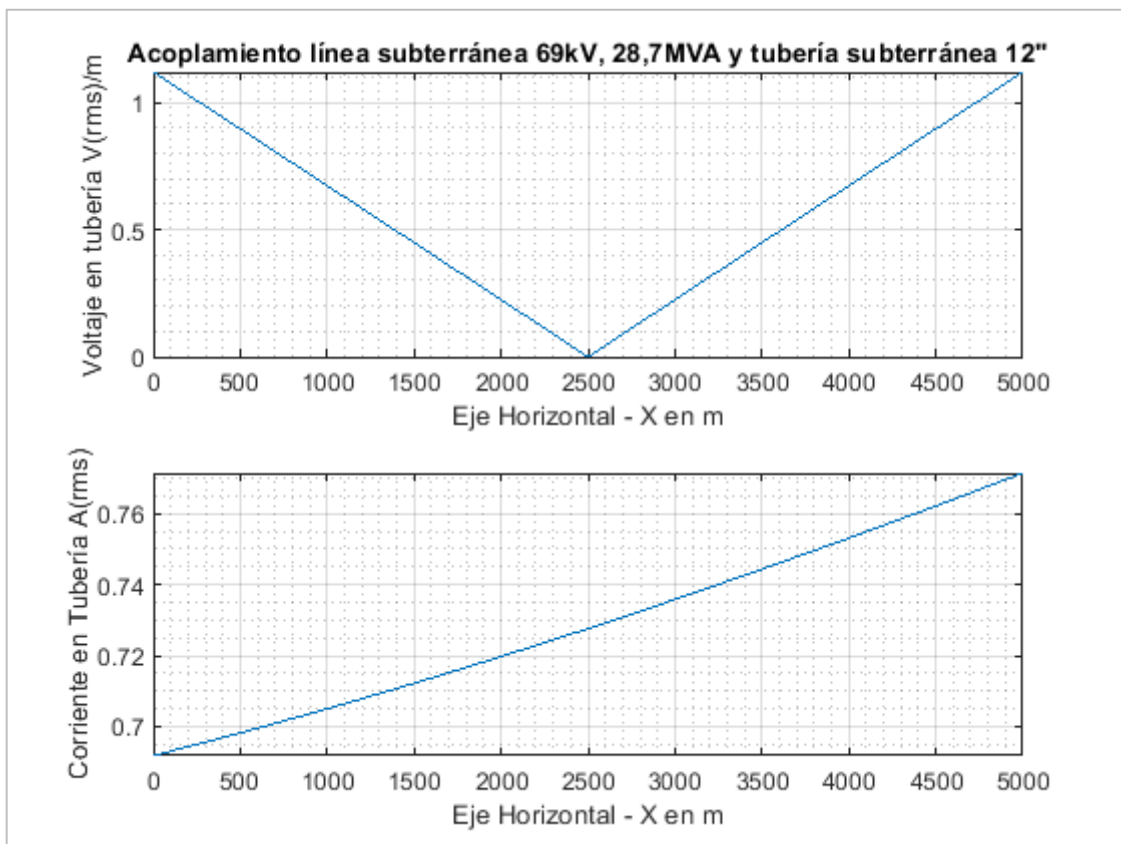




Figura 3.22 Voltaje y corriente en tubería subterránea inducida por línea de 69 kV subterránea en operación normal

$$E_{pf} = - \left( Z_{pc} \times \begin{bmatrix} 6380 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - Z_{pw} Z_{ww}^{-1} Z_{wc} \times \begin{bmatrix} 6380 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right) = (0,151 - j0,02) \text{ V/m}$$

$$V_p(x) = \frac{(-1,08 - j0,17) \times 10^{-4}}{(7,00 + j5,67) \times 10^{-4}} \times \left[ \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right] \text{ V/m}$$

$$I_p(x) = \frac{(-1,08 - j0,17) \times 10^{-4}}{(0,69 + j0,56) \times (7,00 + j5,67) \times 10^{-4}} \times \left( 1 + \frac{(b - a \times c) \times d - (b - a \times c) \times e}{f^2 \times c - g^2 \times d} \right) \text{ A/m}$$

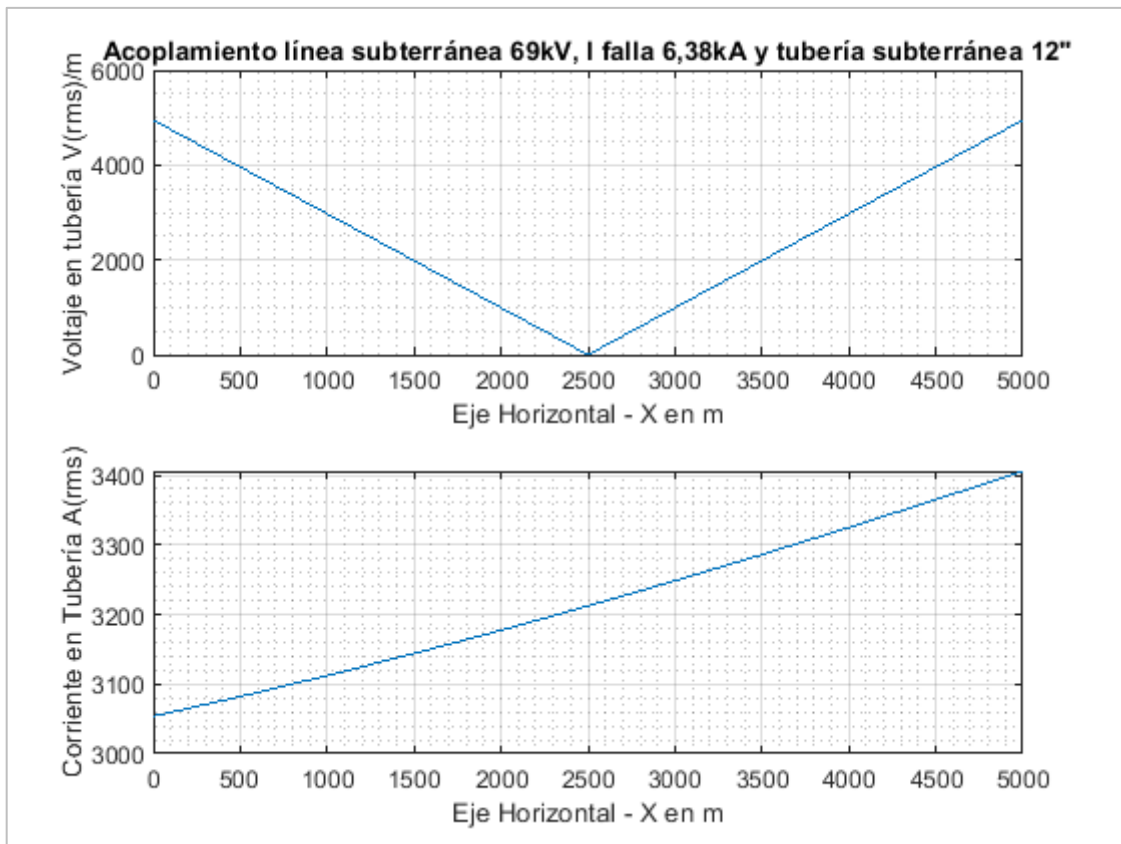


Figura 3.23 Voltaje y corriente en tubería subterránea inducida por línea de 69 kV subterránea en falla

Para el análisis de la metodología aplicada en Matlab (MTB), de igual manera se implementa el modelo del sistema en los programas ATP-EMTP (ATP) y Digsilent Power Factory (DPF).

El modelo eléctrico de línea eléctrica subterránea en paralelo con la tubería aérea a lo largo de cinco kilómetros, se subdivide en secciones de 500 m, para realizar la medición de voltaje en cada sección y comparar con los resultados obtenidos en la aplicación implementada. Se considera dos condiciones para la tubería: el primer escenario sin conexión a tierra en los dos extremos y el segundo escenario con la tubería conectada a tierra en el lado A y B por medio de una resistencia de tierra de 5 ohm para analizar el comportamiento del acoplamiento inductivo que se presenta entre la línea eléctrica y la tubería.

En condición de operación normal del sistema se considera una carga, al final de la línea eléctrica de 28,6 MVA con un factor de potencia de 0,95, que es la máxima capacidad de transporte por la línea, con una fuente trifásica balanceada de 69 kV, las pantallas de la línea eléctrica están conectadas a tierra en los dos extremos por medio de una resistencia de 5 ohmios y se considera dos casos: con y sin transposición de pantallas.

En condición de falla en la línea eléctrica, se considera una falla monofásica al final de la línea aérea en la fase C, con una corriente de falla de 6,83 kA, que es la máxima capacidad de falla en un sistema típico, con una fuente trifásica balanceada de 69 kV.

En el Anexo II se muestran los modelos implementados, a continuación, se presenta el resumen de los resultados de la modelación.

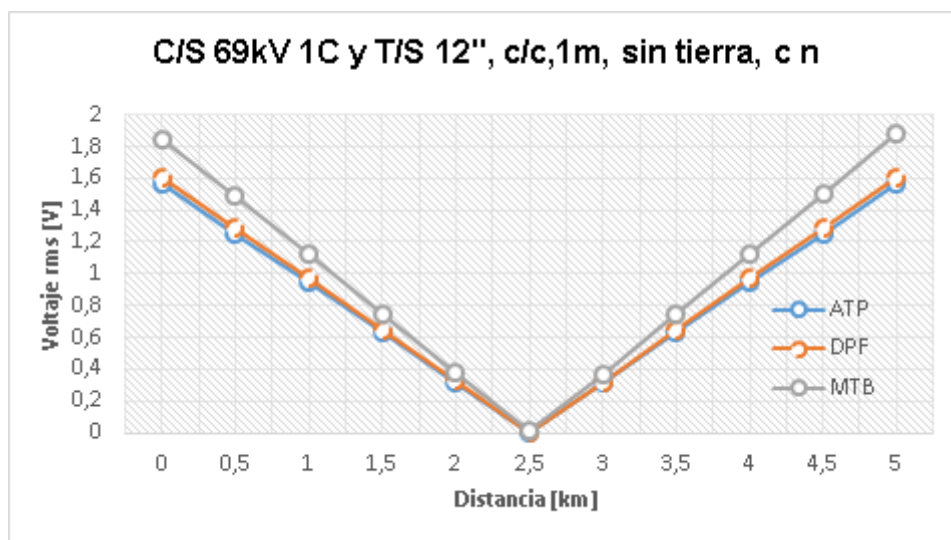


Figura 3.24 Comparación de valores de voltaje en tubería aislada de tierra, línea eléctrica sin transposición de pantallas, en condición de operación normal

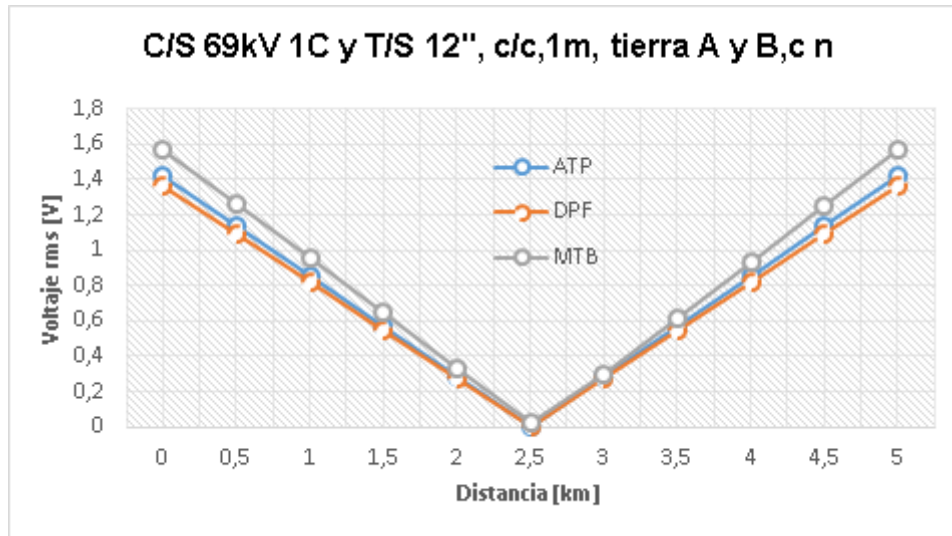


Figura 3.25 Comparación de valores de voltaje en tubería conectada a tierra en A y B, línea eléctrica sin transposición de pantallas en condición de operación normal

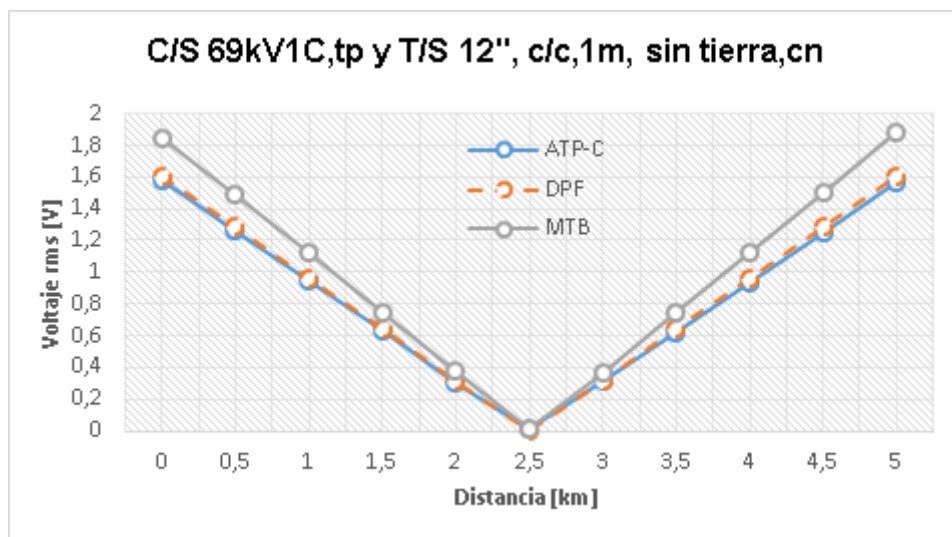


Figura 3.26 Comparación de valores de voltaje en tubería aislada de tierra, línea eléctrica con transposición de pantallas, en condición de operación normal

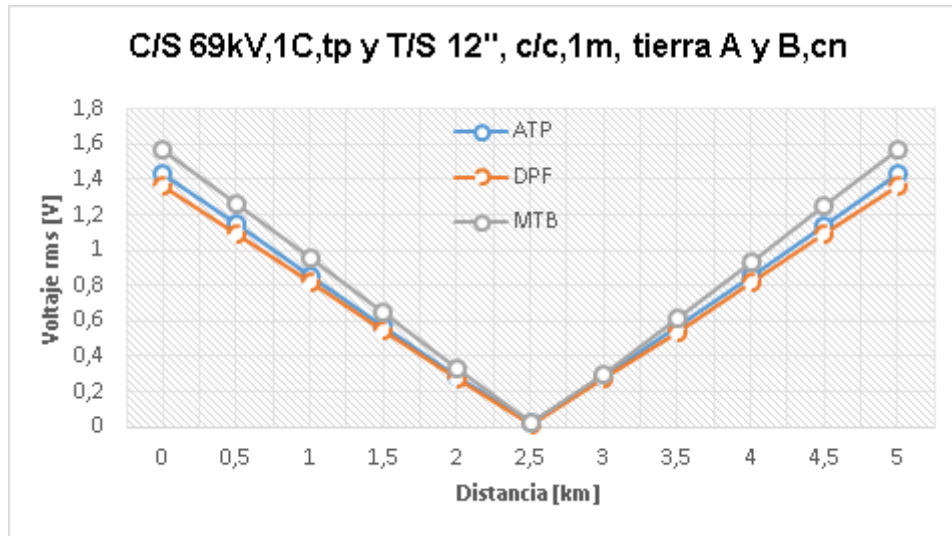


Figura 3.27 Comparación de valores de voltaje en tubería conectada a tierra en A y B, línea eléctrica con transposición de pantallas, en condición de operación normal

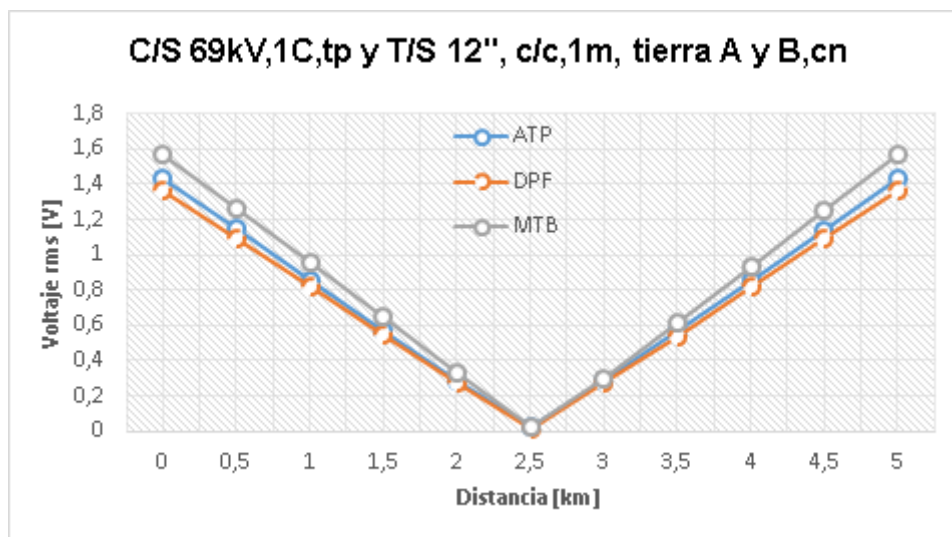


Figura 3.28 Comparación de valores de voltaje en tubería aislada de tierra, línea eléctrica sin transposición de pantallas, en condición de falla fase c

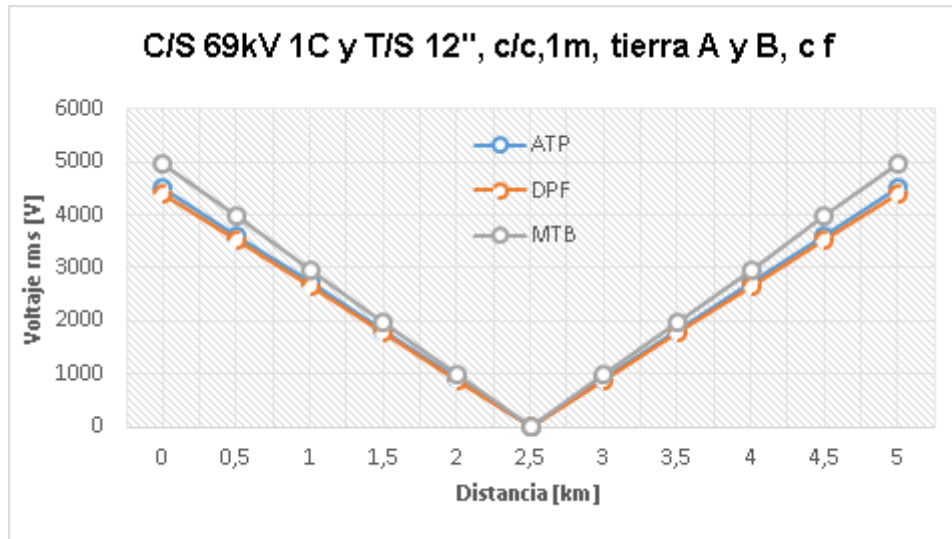


Figura 3.29 Comparación de valores de voltaje en tubería conectada a tierra en A y B, línea eléctrica sin transposición de pantallas, en condición de falla fase c

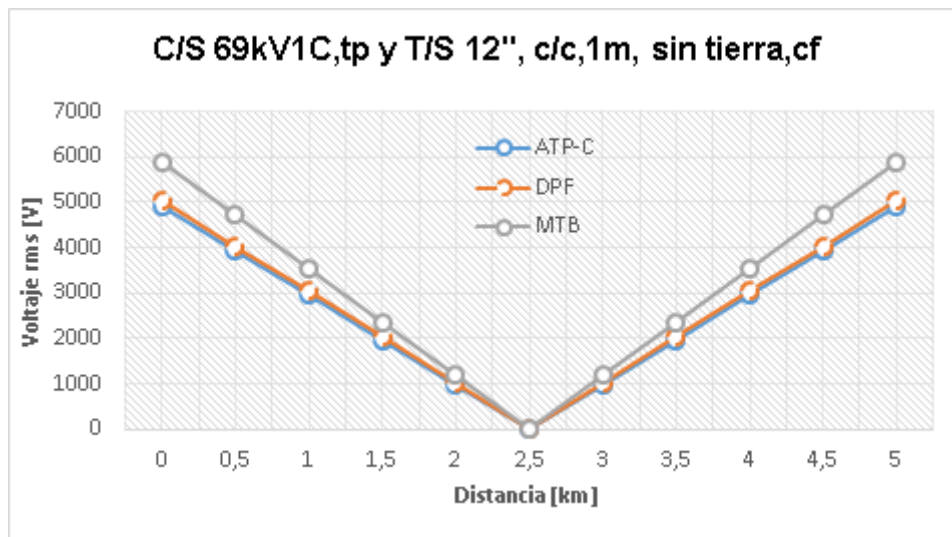


Figura 3.30 Comparación de valores de voltaje en tubería aislada de tierra, línea eléctrica con transposición de pantallas, en condición de falla fase c

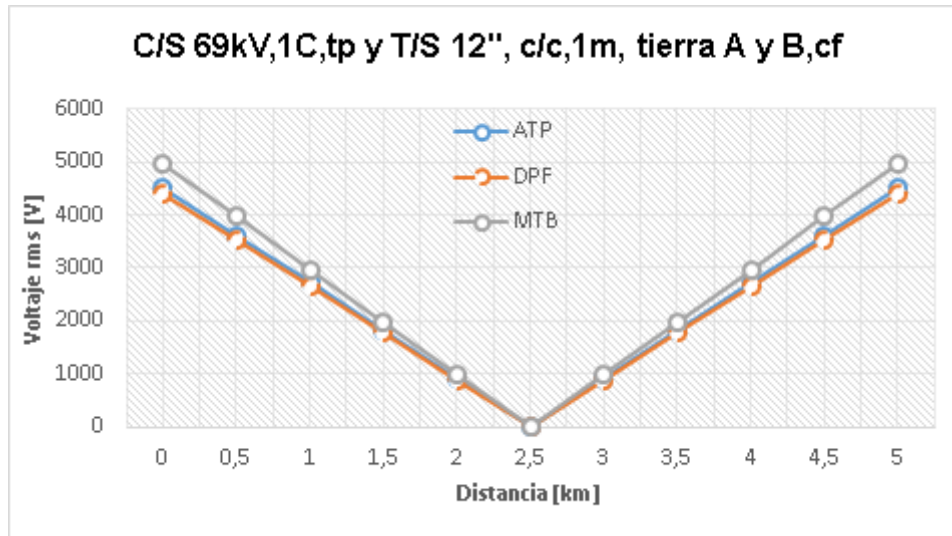


Figura 3.31 Comparación de valores de voltaje en tubería conectada a tierra en A y B, línea eléctrica con transposición de pantallas, en condición de falla fase c

### 3.1.2.2. Acoplamiento Conductivo

De acuerdo a la metodología presentada se calcula el factor de apantallamiento para un cable enterrado en configuración tresbolillo.

$$k = 1 - [(2,2 + j9,1) \cdot 10^{-4} + 2 \cdot (1,5 + j8,0) \cdot 10^{-4} - (0,6 + j8,0) \cdot 10^{-4} - (0,6 + j7,1) \cdot 10^{-4} - (0,6 + j7,1) \cdot 10^{-4}] / [(2,2 + j9,1) \cdot 10^{-4} + 2 \cdot (1,5 + j8,0) \cdot 10^{-4} + 3 \cdot \frac{10}{1000}] = 0,87 - j0,11$$

$$V_T = \frac{(0,49 - j0,22) \cdot 9000}{(1,5 + j8,0) \cdot 10^{-1}} = (2,87 - j9,2) \cdot 10^3 \text{ V}$$

$$V(x) \cong \frac{1}{1 + \frac{2\pi 10}{200} x} ((2,87 + j9,2) \cdot 10^3) \text{ V/m}$$

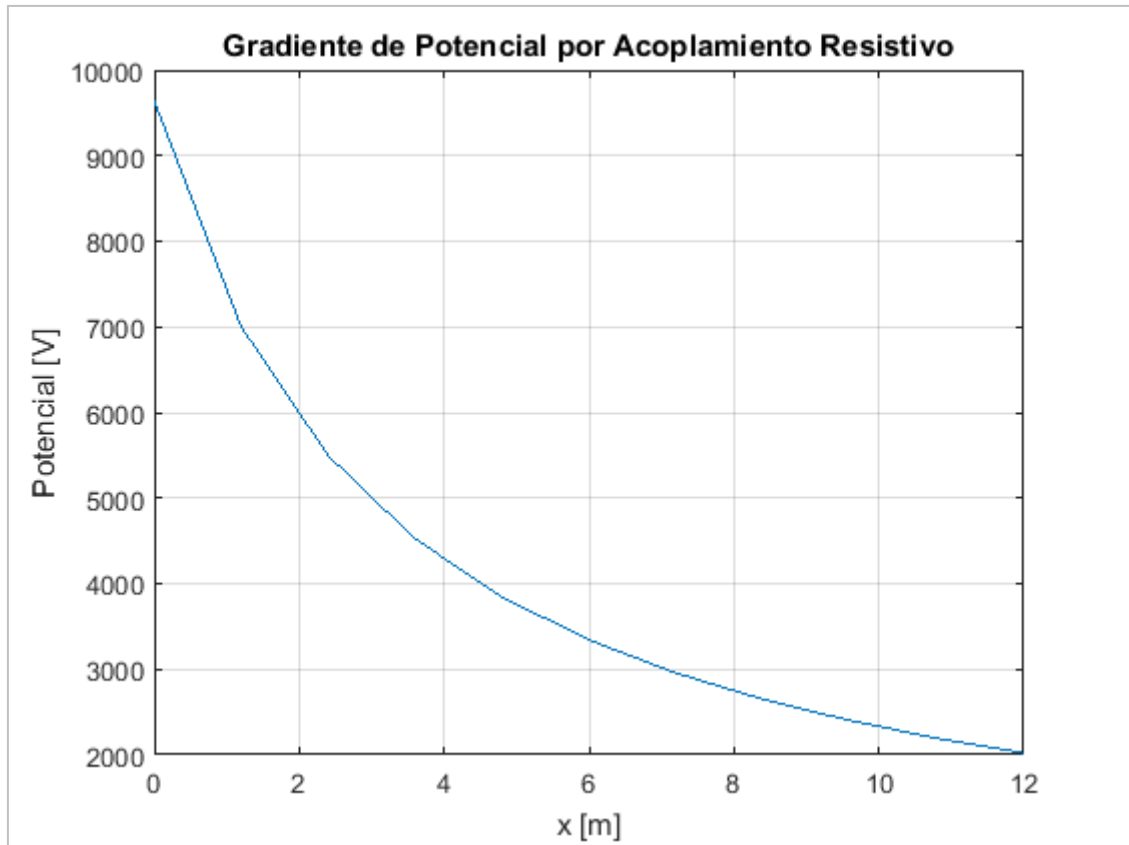


Figura 3.32 Potencial debido a una falla monofásica en cable enterrado

### 3.1.3. Capacidad de cables subterráneos por la influencia de tuberías subterráneas

Se realiza el análisis de la interacción térmica entre líneas eléctricas enterradas y tuberías enterradas, para definir el impacto de la transferencia térmica desde las tuberías hacia los cables.

- Cálculo de las resistencias térmicas de cada uno de los componentes del sistema aplicando la metodología de la IEC 60287 en Matlab.

Tabla 3.5 Características de cable enterrado 69 kV

Descripción	Unidades	Valor
Voltaje	kV	69
Material aislamiento	-	XLPE
Temperatura ambiente	°C	30
Temperatura de Operación Máx	°C	90
Tipo de conexión a tierra pantallas	-	Transposición
Resistencia DC@25°C $R_0$	Ohm/km	0,125
Resistencia DC@90°C $R'$	Ohm/km	0,160
Resistencia AC@90°C $R$	Ohm/km	0,161
Perdidas aislamiento $\tan \delta$	-	0,001
Permitividad relativa aislamiento $\epsilon$	p.u.	2,5
Capacitancia $C$	nF/m	0,191
Pérdidas dieléctricas aislamiento $W_d$	W/m	0,115
Resistencia pantalla $R_s$	Ohm/km	0,112
Factor de pérdidas $\lambda_1$	p.u.	0,037
Resistencia térmica de cond. y pant. $T_1$	Km/W	0,638
Resistencia térmica cubierta $T_3$	Km/W	0,170
Resistencia térmica externa $T_4$	Km/W	3,77

$$I = \left[ \frac{(90 - 30) - [0,5 \cdot 0,638 + (0,17 + 3,77)]}{1,61 \cdot 10^{-4} \cdot 0,638 + 1,61 \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 0,037)(0,17 + 3,77)} \right]^{1/2} = 279 \text{ A}$$

### 3.1.4. Análisis del voltaje inducido

Para establecer la incidencia de la distancia entre la línea y la tubería en paralelismos, sobre el voltaje inducido en la tubería, se variará la distancia entre la varios tipos de líneas eléctricas y tuberías metálicas para analizar la variación del el voltaje máximo inducido en la tubería aplicando la metodología implementada en este trabajo.

En el análisis del voltaje inducido en tuberías aéreas se considera el voltaje de seguridad humana como límite para el voltaje inducido, dando prioridad la seguridad humana, y con conexión a tierra de los extremos de la tubería considerado como el caso más crítico.

En el caso de tuberías se considera el voltaje producido por una densidad de corriente de 20 A/m<sup>2</sup>, como límite para el voltaje inducido en la tubería.

Para el análisis de estado de condición de falla en las líneas eléctricas, se ha realizado el análisis de corrientes de falla fase a tierra en el Sistema Nacional Interconectado y en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero modelado en Power Factory, estableciendo que la corriente de falla de 5 kA es la más recurrente en los niveles de voltaje analizados. Para los cálculos se ha considerado que la falla ocurre en la fase más cercana a la tubería, siendo esta la fase C.



Las gráficas de los resultados del cálculo se encuentran en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y son resumidas a continuación.

En el análisis de paralelismos entre líneas de 13,8 kV en condición de operación normal y tuberías, se establece que para las líneas de circuito simple no existe problemas en los valores de voltaje inducido en las tuberías aéreas y subterráneas, para líneas aéreas eléctricas doble circuito sin y con transposición se ha obtenido una distancia de separación debido a la afectación del voltaje inducido como se indica en la Tabla 3.6 y Tabla 3.7. En líneas de doble circuito transpuestas se observa que no existen reducciones del voltaje inducido respecto a las líneas sin transposición, al contrario, anulan el efecto de rotación de fases.

Para condiciones de falla en la línea eléctrica aérea y tubería aérea o subterránea, el límite de voltaje inducido es superior en la tubería aérea que en la tubería subterránea debido a que la línea y la tubería tienen mayor distanciamiento.

Tabla 3.6 Distancia entre línea aérea 13,8 kV y tubería aérea 12”

Calibre Conductor	211,6 kcmil			336,4 kcmil	
	OHS	ODN	ODC	ODN	ODC
Nivel 13,8 kV Conf.					
Potencia MVA	6,79	11,88	11,88	17,74	17,74
Dist Op. Nor, m	0,00	8,00	0,00	9,00	0,00
Dist. O N L Transp., m	0,00	11,0	11,0	17,0	14,0
Dist. C. Falla m	100	425	425	425	425

Tabla 3.7 Distancias entre línea aérea 13,8 kV y tubería subterránea 12”

Calibre Conductor	211,6 kcmil			336,4 kcmil	
	OHS	ODN	ODC	ODN	ODC
Nivel 13,8 kV Conf.					
Potencia MVA	6,79	11,88	11,88	17,74	17,74
Dist Op. Nor, m	0,00	0,00	0,00	6,00	0,00
Dist. O N L Transp., m	0,00	0,00	0,00	6,00	6,00
Dist. C. Falla m	18,0	200 (25)	200 (25)	200 (25)	200 (25)

Para el caso de líneas subterráneas de 13,8 kV se concluye que la existe mayor voltaje inducido en las tuberías, cuando los cables se encuentran en configuración plana, que cuando se encuentra en configuración trébol. En la Tabla 3.8 se indican las distancias al límite del voltaje inducido permitido y entre paréntesis las distancias a las que se puede llegar si se coloca juntas de aislamiento en el cambio de subterráneo a aéreo de la tubería.

Tabla 3.8 Distancias entre Línea subterránea 13,8 kV y tubería subterránea 12”

Calibre Conductor	107,22 mm <sup>2</sup>		380,03 mm <sup>2</sup>	
Nivel 13,8 kV	FC	TC	FC	TC
Potencia MVA	6,79	11,88	11,88	17,74
Dist O N m	14,0 (10)	0,2 (0,1)	60,0 (16,0)	0,9 (0,6)
Dist. C. Falla m	170 (17)	8,0 (0,1)	170 (17,0)	68 (4)

El análisis del voltaje inducido en tuberías por líneas aéreas de 34,5 kV en condición de operación normal y falla, establece que para líneas de circuito simple no existe problemas en los valores de voltaje inducido en las tuberías aéreas y subterráneas, para líneas aéreas eléctricas doble circuito sin y con transposición se debe considerar una separación debido a la afectación del voltaje inducido como se indica en la Tabla 3.9 y Tabla 3.10. En líneas doble circuito transpuestas se observa que no existen reducciones del voltaje inducido respecto a las líneas sin transposición, al contrario, anulan el efecto de rotación de fases.

Tabla 3.9 Distancia entre línea aérea 34,5 kV y tubería aérea 12”

Calibre	211,6 kcmil	336,4 kcmil		
Nivel 34,5 kV	OHS	OHS	ODC	ODN
Potencia MVA	16,97	25,4	44,34	44,34
Dist O N m	0,00	0,00	18,0	0,00
Dist. O N L Transp. m	0,00	0,00	22,0	17
Dist. C. Falla m	100	100	420	420

Tabla 3.10 Distancia entre línea aérea 34,5 kV y tubería subterránea 12”

Calibre	211,6 kcmil	336,4 kcmil		
Nivel 34,5 kV	OHS	OHS	ODC	ODN
Potencia MVA	16,97	25,4	44,34	44,34
Dist O N m	0,00	0,00	14 (9)	0,00
Dist. O N L Transp. m	0,00	0,00	11 (5)	10 (3)
Dist. C. Falla m	15,0	15,0	200 (25)	200 (25)

En el análisis del impacto de las líneas subterráneas de 34,5 kV en las tuberías, se han analizado circuitos simples, se observa de igual manera que el voltaje inducido en la tubería en menor cuando los cables son instalados en configuración trébol y que las distancias se pueden reducir si se instalan bridas de aislamiento en los cambios de subterráneo a aéreo en la tubería. En la Tabla 3.11 se muestran las distancias obtenidas.

Tabla 3.11 Distancia entre línea subterránea 34,5 kV y tubería subterránea 12”

Calibre	107,22 mm <sup>2</sup>		380,03 mm <sup>2</sup>	
Nivel 34,5 kV	FC	TC	FC	TC
Potencia MVA	21	21	41	41
Dist O N m	39 (22)	0,2 (0,1)	60,0 (16,0)	0,9 (0,6)
Dist. C. Falla m	170 (17)	82 (5)	170 (17)	126 (12)

En el análisis de las líneas eléctricas aéreas de 69 kV en condición de operación normal en paralelo a tuberías aéreas para una línea de circuito simple no evidencia problemas de voltaje inducido en la tubería. Las distancias obtenidas se muestran en la Tabla 3.12 y la Tabla 3.13.

Tabla 3.12 Distancia entre línea aérea 69 kV y tubería aérea 12”

Calibre Conductor	211,6 kcmil	750 kcmil		
Nivel 69 kV	OHS	OTS	ODC	ODN
Potencia MVA	33,94	78,97	138,2	138,2
Dist O N m	0	35	60	12
Dist. O N L Transp. m	0	25	90	45
Dist. C. Falla m	100	120	390	390

Tabla 3.13 Distancia entre línea aérea 69 kV y tubería subterránea 12”

Calibre Conductor	211,6 kcmil	750 kcmil		
Nivel 69 kV	OHS	OTS	ODC	ODN
Potencia MVA	33,94	78,97	138,2	138,2
Dist O N m	0,00	20 (10)	38 (25)	0,00
Dist. O N L Transp. m	0,00	5,00	30 (19)	27 (17)
Dist. C Falla m	20	25	190 (20)	190 (20)

Para líneas subterráneas de 69 kV en condición de operación normal, se observa que la se produce voltaje inducido en la tubería menor al límite de daño con cables en configuración trébol en donde se requiere la distancia de separación que se muestra en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Distancia entre línea subterránea 69 kV y tubería subterránea 12”

Calibre Cable	240 mm <sup>2</sup>			380,03 mm <sup>2</sup>	
Nivel 13,8 kV	FC	TC	2c-TC	FC	TC
Potencia MVA	22,95	22,95	40,16	72,57	72,57
Dist O N m	13 (9)	1 (0,5)	3 (1,8)	44 (33)	4 (2,5)
Dist. C Falla m	160 (16)	150 (16)	160 (15)	560 (152)	150 (15)

Para configuraciones típicas de líneas aéreas de 138 kV, se ha encontrado que con mayor separación de fases, la transposición de las mismas en la línea ayuda a reducir el voltaje inducido, pero su efecto sigue siendo menor a instalar los conductores en configuración circular. En la Tabla 3.15 y Tabla 3.16 se muestran las distancias obtenidas.

Tabla 3.15 Distancia entre línea aérea en 138 kV y tubería aérea 12”

Calibre	750 kcmil		
	OTS	ODC	ODN
Nivel 138 kV	OTS	ODC	ODN
Potencia MVA	157,95	276,41	276,41
Dist O N m	40	170	30
Dist. O N L Transp. m	50	160	100
Dist. C Falla m	120	420	420
Dist. C F L Transp. m	120	400	400

Tabla 3.16 Distancia entre línea aérea en 138 kV y tubería subterránea 12”

Calibre	750 kcmil		
	OTS	ODC	ODN
Nivel 138 kV	OTS	ODC	ODN
Potencia MVA	157,95	276,41	276,41
Dist O N m	30	100 (65)	15
Dist. O N L Transp. m	0	72 (50)	65 (45)
Dist. O Falla m	25	190 (20)	190 (18)
Dist. O F L Transp. m	22	190 (20)	190 (18)

Para los casos de líneas subterráneas de 138 kV las distancias críticas se encuentran definidos por las corrientes de falla para la instalaciones en formación trébol, y por la corriente de operación normal en configuración plana. En la Tabla 3.17 se muestran las distancias obtenidas.

Tabla 3.17 Distancia entre línea subterránea en 138 kV y tubería subterránea 12”

Calibre	1600 mm <sup>2</sup>		
	FC	TC	2c-TC
Nivel 138 kV	FC	TC	2c-TC
Potencia MVA	217,03	217,03	379,81
Dist O N m	64 (43)	6 (4)	22 (15)
Dist. O Falla m	160 (18)	160 (18)	570 (158)

A nivel de 230 kV se han analizado tres tipos de líneas eléctricas aéreas de doble circuito que se encuentran en el Sistema Nacional Interconectado. De los resultados obtenidos que

se indican en la Tabla 3.18 y la Tabla 3.19, se observa que la transposición de fases permite reducir el voltaje de falla tanto en condición de falla como de operación normal.

Tabla 3.18 Distancia entre línea aérea en 230 kV y tubería aérea 12"

Calibre	1113 kcmil		1200 kcmil		2x750 kcmil	
	ODN	ODC	ODN	ODC	ODN	ODC
Nivel 230 kV						
Potencia MVA	408,17	408,17	416,41	416,41	618,62	618,62
Dist O N m	260	40	260	40	400	50
Dist. O N L Trans. m	190	110	190	110	340	190
Dist. C Falla m	400	400	400	400	400	400
Dist. C F L Transp. m	100	100	100	100	100	100

Tabla 3.19 Distancia entre línea aérea en 230 kV y tubería subterránea 12"

Calibre	1113 kcmil		1200 kcmil		2x750 kcmil	
	ODN	ODC	ODN	ODC	ODN	ODC
Nivel 230 kV						
Potencia MVA	408,17	408,17	416,41	416,41	618,62	618,62
Dist O N m	130 (80)	25 (20)	130 (80)	25 (20)	200 (120)	40 (30)
Dist. O N L Tran. m	80 (50)	80 (50)	80 (50)	80 (50)	120 (80)	100 (70)
Dist. O Falla m	190 (20)	190 (20)	190 (20)	190 (20)	190 (20)	190 (20)
Dist. O F L Transp. m	190 (20)	190 (20)	190 (20)	190 (20)	190 (20)	190 (20)

A nivel de 230 kV también se ha analizado el impacto de las líneas subterráneas con una capacidad de transferencia de las líneas aéreas que se dispone en el SNI, y seleccionando calibres que sea práctico instalar.

Tabla 3.20 Distancia entre línea subterránea en 230 kV y tubería subterránea 12"

Calibre	2000 mm <sup>2</sup>		
Nivel 230 kV	FC	TC	2c-TC
Potencia MVA	289,22	289,22	578,44
Dist O N m	54 (35)	6 (4)	23 (15)
Dist. O Falla m	160 (20)	160 (20)	570 (160)

Cuando existen cruces entre una línea eléctrica aérea y una tubería se obtiene en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestra la influencia del ángulo con que cruza una línea de 230 kV desde fuera del área de incidencia, resultando menor la influencia en ángulos superiores a los 45°.

### 3.1.5. Aplicación Práctica

El sistema a analizar se compone de un oleoducto de 24", la tubería de flujo es subterránea para transporte petróleo, que comparte la ruta con una línea eléctrica subterránea de 69 kV y tienes cruces con una línea de doble circuito de 230 kV.

La línea de 69 kV interconecta el Sistema Eléctrico Petrolero SEIP en la S/E Shushufindi Central, con el Sistema Nacional Interconectado SNI en la S/E Jivino 69 kV, con una capacidad de transferencia de 52 MVA, por medio de una doble terna de cable calibre 240 mm<sup>2</sup>, aislamiento XLPE que se encuentra instalado a una separación de 2 m del oleoducto, en configuración tresbolillo.

La línea aérea doble circuito de 230 kV interconecta la S/E Jivino con la S/E Shushufindi, se encuentra conformada por un doble haz de cable calibre 750 kCMIL, ACAR, con una capacidad de transferencia de 400 MVA.



Figura 3.33 Ruta de oleoducto Shushufindi - Lago Agrío

Con la modelación de los tramos se establecerán los valores de corriente y voltaje resultantes en condición de operación en estado estable y serán comparados con mediciones del potencial de la tubería realizadas en campo.

Tabla 3.21 Características de cable enterrado 69 kV

Descripción	Unidades	Valor
Voltaje	kV	69
Material aislamiento	-	XLPE
Material chaqueta	-	PVC
Permitividad relativa aislamiento	-	2,5
Permitividad relativa chaqueta	-	8,0
Material Conductor	-	Aluminio
Permeabilidad relativa conductor	-	1
Resistencia AC@90°C	Ohm/km	0,126
Material Pantalla	-	Aluminio
Permeabilidad relativa pantalla	-	1
Resistencia AC@20°C	Ohm/km	0,086
Diámetro total del cable	mm	70
Diámetro del conductor	mm	18,1
Espesor del aislamiento	mm	18,6
Espesor de la pantalla	mm	2,05
Espesor de la chaqueta	mm	5,3
Tipo de instalación	-	Tresbolillo
Distancia de separación centros	mm	70
Profundidad de instalación	m	1,2

Tabla 3.22 Características de tubería enterrada

Descripción	Unidades	Valor
Espesor tubería	m	0,01748
Diámetro exterior tubería	m	0,610
Material de tubería	-	Acero
Material de recubrimiento	-	PVC
Espesor recubrimiento	m	0,004
Distancia de separación a cable	m	4
Profundidad de instalación	m	1,5

Para la modelación de la ruta del oleoducto se han considerado siete tramos de acuerdo a los tramos paralelos equivalentes que se pueden desarrollar.

Tabla 3.23 Características de línea aérea 230 kV

Descripción	Unidades	Valor
Voltaje	kV	230
Material aislamiento	-	XLPE
Material chaqueta	-	PVC
Permitividad relativa aislamiento	-	2,5
Permitividad relativa chaqueta	-	8,0
Material Conductor	-	Aluminio
Permeabilidad relativa conductor	-	1
Resistencia AC@90°C	Ohm/km	0,126
Material Pantalla	-	Aluminio
Permeabilidad relativa pantalla	-	1
Resistencia AC@20°C	Ohm/km	0,086

Diámetro total del cable	mm	70
Diámetro del conductor	mm	18,1
Espesor del aislamiento	mm	18,6
Espesor de la pantalla	mm	2,05
Espesor de la chaqueta	mm	5,3
Tipo de instalación	-	Tresbolillo
Distancia de separación centros	mm	70
Profundidad de instalación	m	1,2

Tabla 3.24 Descripción de secciones de ruta

Tramo	Descripción	Long. m	X1 m	X2 m
1	Tub. – LS 69 kV	1911	4	4
2	Tub. – LS 69kV – LT 230 kV	511	777	562
3	Tub. – LS 69kV – LT 230 kV	205	554	546
4	Tub. – LS 69kV – LT 230 kV	383	546	224
5	Tub. – LT 230 kV	666	204	617
6	Tub. – LT 230 kV	289	617	986
7	Tub. – LT 230 kV	249	986	1655

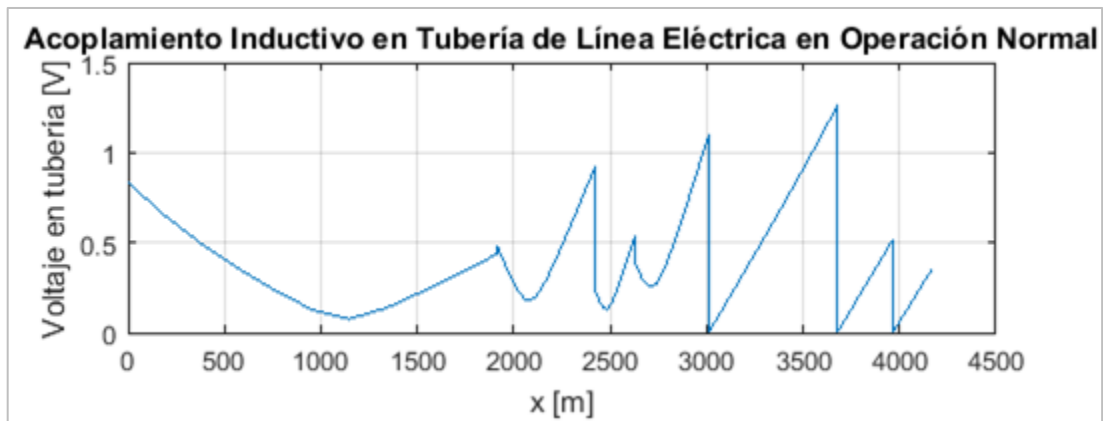


Figura 3.34 Voltaje inducido en la tubería

De los resultados se observa que el acoplamiento entre la línea enterrada, la línea aérea y la tubería cumple con los límites de tolerancia en estado estable con voltajes menores a 15 [V].

Con respecto a rango de corrosión se establece que la densidad de corriente es menor al rango de probabilidad de afectación a la tubería donde el voltaje debe ser menor a 17,75 [V].



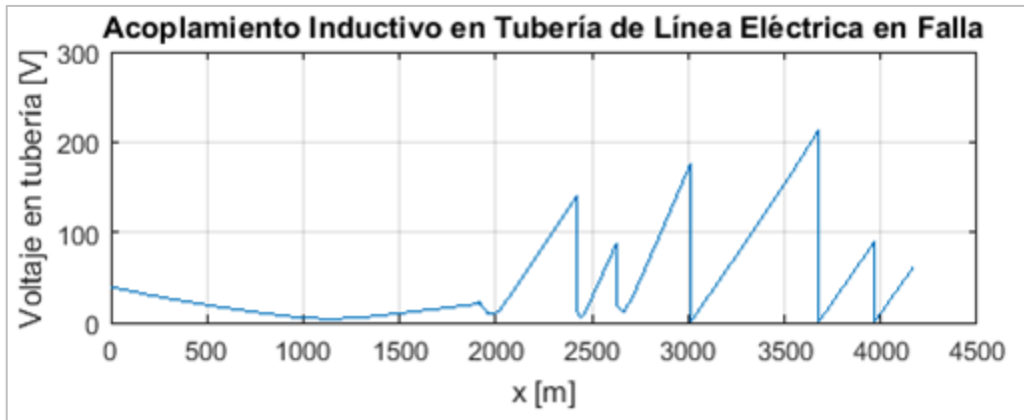


Figura 3.35 Voltaje inducido en la tubería

El voltaje en condiciones de falla es menor a los 1000 V.

Con respecto a rango de corrosión se establece que la densidad de corriente es menor al rango de probabilidad de afectación a la tubería donde el voltaje debe ser menor a 17,75 V.

Para el modelo se han considerado las condiciones actuales de operación, donde un circuito de la línea de 230 kV se encuentra en vacío y el segundo circuito se encuentra energizado a 69 kV.

También se observa reducción en la interferencia inductiva del cable enterrado con la tubería, esto es debido a que se aumentó la distancia entre los cables y la tubería.

Se realiza el análisis de la interacción térmica entre líneas eléctricas enterradas y tuberías enterradas, para definir el impacto de la transferencia térmica desde las tuberías hacia los cables. Los datos son los mismos que en el ejemplo realizado en la sección anterior considerando la doble terna.

- Cálculo de las resistencias térmicas de cada uno de los componentes del sistema aplicando la metodología de la IEC 60287-3 en Matlab.

Tabla 3.25 Características de cable enterrado 69 kV

Descripción	Unidades	Valor
Voltaje	kV	69
Material aislamiento	-	XLPE
Temperatura ambiente	°C	30
Temperatura de Operación Máx.	°C	90
Tipo de conexión a tierra pantallas	-	Transposición
Resistencia DC@25°C $R_0$	Ohm/km	0,125
Resistencia DC@90°C $R'$	Ohm/km	0,160
Resistencia AC@90°C $R$	Ohm/km	0,161

Descripción	Unidades	Valor
Perdidas aislamiento $\tan \delta$	-	0,001
Permitividad relativa aislamiento $\epsilon$	p.u.	2,5
Capacitancia $C$	nF/m	0,191
Pérdidas dieléctricas aislamiento $W_d$	W/m	0,115
Resistencia pantalla $R_s$	Ohm/km	0,112
Factor de pérdidas $\lambda_1$	p.u.	0,037
Resistencia térmica de cond. y pant. $T_1$	Km/W	0,638
Resistencia térmica cubierta $T_3$	Km/W	0,150
Resistencia térmica externa $T_4$	Km/W	5,960

$$I = \left[ \frac{(90 - 30) - [0,5 \cdot 0,638 + (0,15 + 5,96)]}{1,61 \cdot 10^{-4} \cdot 0,638 + 1,61 \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 0,037)(0,15 + 5,96)} \right]^{1/2} = 229 \text{ A}$$

De los resultados obtenidos existe decremento en la capacidad de transferencia por el intercambio de temperatura con la terna adicional y la tubería.

### 3.2. Discusión

En el ejemplo de la sección 3.1.1.2 donde se muestra el acoplamiento inductivo de una línea aérea en operación normal y una tubería aérea, se puede observar que los resultados obtenidos en la rutina de Matlab en comparación con los datos obtenidos en ATP y Power Factory tienen una desviación debido al cálculo de la impedancia propia de la tubería, debido a que ATP y Power Factory considera que se trata de un conductor hueco lo cual afecta en los resultados del voltaje y la corriente, considerando que ATP entrega el voltaje en valores pico se ha realizado la conversión a valores rms para realizar el análisis, para condiciones de operación normal de la línea eléctrica aérea.

En el ejemplo de la sección 3.1.1.2 donde se muestra el acoplamiento inductivo de una línea aérea transfiriendo altas corrientes y una tubería aérea, se observa que los valores de los voltajes son similares, mientras que los valores de corriente se mantienen superiores al modelo formulado.

En el análisis de la fuerza electromotriz inducida de las líneas eléctricas a las tuberías, se observa que, para todos los casos, la intensidad de corriente determina la cantidad de fuerza electromotriz inducida.

El acoplamiento inductivo de las líneas eléctricas aéreas a tuberías aéreas depende de la distancia de la tubería al centro de la línea y de la compensación de los campos

electromagnéticos que se produce en la cercanía de la línea. Esto indica que mientras más se pueda compensar los campos electromagnéticos con la disposición de las fases menor será la interferencia en las tuberías.

La altura de las fases en la línea eléctrica influencia en el voltaje inducido en la tubería, una manera de mitigar el voltaje en las tuberías es aumentando la altura de las fases.

La interferencia electromagnética de las líneas eléctricas subterráneas se encuentra compensada cuando los cables se instalan en configuración tresbolillo, de igual manera que en los casos anteriores el acoplamiento a la tubería depende de la distancia al centro de la ruta de los cables.

## 4. CONCLUSIONES

En resumen, el campo electromagnético generado por los sistemas de transmisión de energía produce interferencias en las infraestructuras en sus proximidades. Estas interferencias pueden causar problemas de ruido, aceleración de la corrosión de tuberías metálicas y también causar problemas de mantenimiento y seguridad de las mismas.

En el análisis de las regulaciones internacionales sobre la interferencia entre líneas eléctricas y tuberías para buscar valores límites de tolerancia, se destaca que en cada una de las normas se aplica el mismo criterio el precautelar la integridad del personal como de la instalación.

Al tener líneas eléctricas aérea con transposición se requiere considerar una nueva sección de línea para simular el cambio de fases.

Al tener líneas eléctricas subterráneas con transposición de pantallas se debe considerar una nueva sección de línea en donde se aplique el cruce de pantallas y calcular la nueva matriz de impedancias.

La distancia entre la línea eléctrica y la tubería, el voltaje y la corriente en la línea eléctrica, disposición de instalación de las fases, la resistencia de conexión a tierra, la resistividad del suelo, las características de la tubería y la longitud de los paralelismos influyen en el voltaje inducido en la tubería.

La transposición de fases en líneas aéreas permite reducir el voltaje inducido en la tubería en condición de operación normal, pero este anula el efecto de reducción de voltaje al tener una disposición de fases de tipo circular. En condiciones de falla el efecto es imperceptible.

En el caso de tuberías aéreas el límite de seguridad del personal, prevalece sobre el límite de seguridad de la tubería.

La instalación de cables en configuración trébol ayuda a reducir el voltaje inducido en la tubería.

En el trabajo presentado se analiza el impacto que tienen las líneas eléctricas en las tuberías metálicas, donde el campo electromagnético generado puede inducir potenciales peligrosamente altos en las tuberías y acelerar el proceso de corrosión.

En el estudio de la interacción entre las líneas eléctricas y tuberías sobre el suelo o enterrados bajo tierra, se evalúa el efecto de varios parámetros, como la magnitud de las corrientes de las líneas eléctricas, los perfiles de ubicación de la tubería y la resistividad del suelo.

Para la definición de las distancias de instalación de las líneas subterráneas y aéreas no solo se debe considerar la interferencia electromagnética, sino las distancias de seguridad para trabajos de mantenimiento y operación de manera de no afectar a los sistemas.

El aporte realizado en el presente trabajo es:

- La aplicación de las matrices de impedancias y admitancias para el cálculo de la fuerza electromotriz inducida en la tubería;
- El análisis de la capacidad del cable con fuentes externas de calor.
- La implementación del modelo con sistemas híbridos, aéreos y enterrados.

Se recomienda que para líneas aéreas de 13,8 kV las distancias de las tuberías sean de no menos de 5 m para líneas de circuito simple en configuración horizontal, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla. Para líneas subterráneas se recomienda una distancia de 60 centímetros.

Se recomienda que, para líneas aéreas de 34,5 kV las distancias de las tuberías sean de no menos de 10 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla. Se recomienda para líneas subterráneas de hasta 34,5 kV que las distancias hacia las tuberías no sean menores a 1,5 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla.

Se recomienda distancias entre líneas aéreas de 69 kV y las tuberías sean de no menos de 10 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla. Se recomienda para líneas subterráneas de hasta 69 kV que las distancias hacia las tuberías no sean menores a 2 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla.

Se recomienda distancias entre líneas aéreas de 138 kV y las tuberías sean de no menos de 400 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla. Se recomienda para líneas subterráneas de hasta 138 kV que las distancias hacia las tuberías no sean menores a 18 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla.

Se recomienda distancias entre líneas aéreas de 230 kV y las tuberías sean de no menos de 400 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla. Se recomienda para líneas subterráneas de hasta 230 kV que las distancias hacia las tuberías no sean menores a 20 m, considerando las distancias de seguridad de trabajo y el gradiente de potencial ante una falla.

Se recomienda que en los cruces entre líneas aéreas y tuberías las torres más cercanas a las tuberías no se conecten a tierra, sino las siguientes y que la líneas se aleje al menos los 400 metros recomendados.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Lings, «EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200kV and Above», Electric Power Research Institute EPRI, Palo Alto, CA, Tech. Rep. 1011972, dic. 2005. Accedido: feb. 14, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.epri.com/#/pages/product/000000000001011972/>.
- [2] T. Gönen, *Electrical power transmission system engineering: analysis and design*, 3.<sup>a</sup> ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014.
- [3] *Instructivo de Autorización Depósitos de Distribución de Gas Licuado*, vol. No. 006-001-DIRECTORIO-ARCH-2014. 2014.
- [4] F. Pollaczek, «On the Field Produced by an Infinitely Long Wire Carrying Alternating Current», *Electrische Nachrichten Technik*, vol. Vol. III, pp. 339-359, 1926.
- [5] J. R. Carson, «Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return», *Bell System Technical Journal*, vol. 5, n.º 4, pp. 539-554, oct. 1926, doi: 10.1002/j.1538-7305.1926.tb00122.x.
- [6] E. D. Sunde, *Earth conduction effects in transmission systems*, 1.<sup>a</sup> ed., vol. 34, 1 vols. New York: D. Van Nostrand Company, Inc., 1950.
- [7] J. Pohl, «Influence of High-Voltage Over-Head Lines on Covered Pipelines», *CIGRE*, n.º Paper No. 326, 1966.
- [8] B. Favez y J. C. Gougeuil, «Contribution to Studies on Problems Resulting from the Proximity of Overhead Lines with Underground Metal Pipelines», *CIGRE Proceedings*, n.º Paper No. 336, 1966.
- [9] J. Dabkowski y A. Taflove, «Mutual Design Considerations for Overhead AC Transmission Line and Gas Transmission Pipelines, Volumen 1: Engineering Analysis», EPRI/AGA, Chicago, Illinois, EPRI EL-904, PR742-1, Vol. 1, 1978.
- [10] A. Taflove y J. Dabkowski, «Prediction Method for Buried Pipeline Voltages Due to 60 Hz AC Inductive Coupling Part I-Analysis», *TPAS*, vol. PAS-98, n.º 3, pp. 780-787, may 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319290.
- [11] J. Dabkowski y A. Taflove, «Prediction Method for Buried Pipeline Voltages Due to 60 Hz AC Inductive Coupling Part II--Field test Verification», *TPAS*, vol. PAS-98, n.º 3, pp. 788-794, may 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319291.
- [12] K. Jaffa y J. Stewart, «Magnetic Field Induction From Overhead Transmission and Distribution Power Lines on Buried Irrigation Pipelines», *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, n.º 3, pp. 990-1000, mar. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316634.
- [13] F. Dawalibi y A. Pinho, «Computerized Analysis of Power Systems and Pipelines Proximity Effects», *TPWRD*, vol. 1, n.º 2, pp. 40-48, abr. 1986, doi: 10.1109/TPWRD.1986.4307932.
- [14] M. Frazier, «Power Line-Induced AC Potential on Natural Gas Pipelines for Complex Rights-of-Way Configurations. Volume 1. Engineering Analysis. Final report», AGA/PRC/EPRI, Schaumburg, Illinois, USA, EPRI-EL-3106-Vol.1, may 1983.
- [15] B. Jacquet y W. B. R. Moore, «Effects of Earth Currents on Buried Pipelines and Cables», en *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, Francia, 1988, vol. Study Committee 36.
- [16] F. P. Dawalibi, R. D. Southey, Y. Malric, y W. Tavcar, «Power line fault current coupling to nearby natural gas pipelines: Volume 1, Analytic methods and graphical techniques: Final report.», EPRI/AGA, Montreal, Quebec, Canada, Technical Report EPRI-EL-5472-Vol.1, nov. 1987.
- [17] F. P. Dawalibi y R. Da. Southey, «Analysis of electrical interference from power lines to gas pipelines. I. Computation methods», *TPWRD*, vol. 4, n.º 3, pp. 1840-1846, jul. 1989, doi: 10.1109/61.32680.

- [18] F. P. Dawalibi y R. D. Southey, «Analysis of electrical interference from power lines to gas pipelines. II. Parametric analysis», *TPWRD*, vol. 5, n.º 1, pp. 415-421, ene. 1990, doi: 10.1109/61.107306.
- [19] S. T. Sobral, W. G. Castinheiras, M. M. Nielsen, V. S. Costa, y D. Mukhedkar, «Interferences between faulted power circuits and communication circuits or pipelines-simplification using the decoupled method», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 6, n.º 4, pp. 1599-1606, oct. 1991, doi: 10.1109/61.97698.
- [20] S. T. Sobral, V. G. P. Fleury, J. R. Villalba, y D. Mukhedkar, «“Decoupled method” for studying large interconnected grounding systems using microcomputers. I. Fundamentals», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, n.º 4, pp. 1536-1544, oct. 1988, doi: 10.1109/61.193953.
- [21] S. T. Sobral, V. G. P. Fleury, J. R. Villalba, y D. Mukhedkar, «“Decoupled method” for studying large interconnected grounding systems using microcomputers. II. Utilization on Itaipu ground system and complementary aspects», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, n.º 4, pp. 1545-1552, oct. 1988, doi: 10.1109/61.193954.
- [22] M. Abdel-Salam y A. Al-Shehri, «Induced voltages on fence wires and pipelines by AC power transmission lines», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 30, n.º 2, pp. 341-349, abr. 1994, doi: 10.1109/28.287525.
- [23] R. D. Southey, F. P. Dawalibi, y W. Vukonich, «Recent advances in the mitigation of AC voltages occurring in pipelines located close to electric transmission lines», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 9, n.º 2, pp. 1090-1097, abr. 1994, doi: 10.1109/61.296294.
- [24] CIGRE SC 36, «Guide on the Influence of High Voltage AC Power Systems on Metallic Pipelines», CIGRE, Paris, France, Technical Brochures WG 36.02-095, 1995.
- [25] Xiao-Mei Yang y Xiao-Bang Xu, «Interference of nonlinear ferromagnetic pipeline on magnetic field produced by power lines», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 11, n.º 2, pp. 644-649, abr. 1996, doi: 10.1109/61.489317.
- [26] K. J. Satsios, D. P. Labridis, y P. S. Dokopoulos, «The influence of multi-layer ground on the electromagnetic field of an overhead power transmission line in the presence of buried conductors», *Electrical Engineering*, vol. 80, n.º 5, pp. 343-348, oct. 1997, doi: 10.1007/BF01370971.
- [27] K. J. Satsios, D. P. Labridis, y P. S. Dokopoulos, «Finite element computation of field and eddy currents of a system consisting of a power transmission line above conductors buried in nonhomogeneous earth», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 13, n.º 3, pp. 876-882, jul. 1998, doi: 10.1109/61.686987.
- [28] G. Djogo y M. M. A. Salama, «Calculation of inductive coupling from power lines to multiple pipelines and buried conductors», *Electric Power Systems Research*, vol. 41, n.º 1, pp. 75-84, abr. 1997, doi: 10.1016/S0378-7796(96)01162-5.
- [29] F. Dawalibi y R. D. Southey, «On the Mechanisms of Electromagnetic Interference between Electrical Power Systems and Neighboring Pipelines», <http://www.sestech.co>, 2000. \www.sestech.com/pdf/User2000 C.pdf (accedido ago. 31, 2018).
- [30] Y. Li, F. P. Dawalibi, y J. Ma, «Electromagnetic Interference Caused by a Power system Network on a Neighboring Pipeline», <http://www.sestech.co>. [http://www.sestech.co/pdf/User2000\\_D.pdf](http://www.sestech.co/pdf/User2000_D.pdf) (accedido ago. 31, 2018).
- [31] F. P. Dawalibi, Y. Li, y J. Ma, «Safety of pipelines in close proximity to electric transmission lines», en *Proceedings of 2000 IEEE IAS Workshop on Electrical Safety in Industry*, New Delhi, India, 2000, pp. 15-20, doi: 10.1109/ESW.2000.848333.
- [32] E. Collet, B. Delores, M. Gabillard, y I. Ragault, «Corrosion due to AC influence of very high voltage power lines on polyethylene-coated steel pipelines: evaluation of risks – preventive measures», *Anti-Corrosion Methods and Materials*, vol. 48, n.º 4, pp. 221-227, ago. 2001, doi: 10.1108/EUM0000000005629.
- [33] R. D. Southey, W. Ruan, y F. P. Dawalibi, «AC Mitigation Requirements: A Parametric Analysis», presentado en Corrosion/2001 Proceedings of NACE International



- Conference, Texas, 2001, [En línea]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/NACE-01604>.
- [34] R. D. Southey, W. Ruan, F. P. Dawalibi, y S. Fortin, «Estimating AC Mitigation Requirements for Pipelines Installed in High Voltage AC Corridors: Fault Conditions», en *Conf. Corrosion 2003*, Houston, Texas, 2003, pp. 1-12, Accedido: feb. 15, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://store.nace.org/03698-estimating-ac-mitigation-requirements>.
- [35] N. Kouloumbi, G. Batis, N. Kioupis, N. Kioupis, y P. Asteridis, «Study of the effect of AC-interference on the cathodic protection of a gas pipeline», *Anti-Corrosion Methods and Materials*, vol. 49, n.º 5, pp. 335-345, oct. 2002, doi: 10.1108/00035590210440728.
- [36] M. A. Elhribawy, L. S. Jennings, S. M. Al Dhalaan, y W. W. L. Keerthipala, «Practical results and finite difference method to analyze the electric and magnetic field coupling between power transmission line and pipeline», en *Proceedings of the 2003 International Symposium on Circuits and Systems, 2003. ISCAS '03.*, Bangkok, Thailand, 2003, vol. 3, p. III-431-III-434, doi: 10.1109/ISCAS.2003.1205048.
- [37] G. C. Christoforidis, P. S. Dokopoulos, y K. E. Psannis, «Induced voltages and currents on gas pipelines with imperfect coatings due to faults in a nearby transmission line», en *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Porto, Portugal, Portugal, 2001, vol. vol.4, p. 6, doi: 10.1109/PTC.2001.964818.
- [38] G. C. Christoforidis, D. P. Labridis, y P. S. Dokopoulos, «Inductive interference calculation on imperfect coated pipelines due to nearby faulted parallel transmission lines», *Electric Power Systems Research*, vol. 66, n.º 2, pp. 139-148, ago. 2003, doi: 10.1016/S0378-7796(03)00018-X.
- [39] G. C. Christoforidis, D. P. Labridis, y P. S. Dokopoulos, «A Hybrid Method for Calculating the Inductive Interference Caused by Faulted Power Lines to Nearby Buried Pipelines», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, n.º 2, pp. 1465-1473, abr. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.839186.
- [40] G. C. Christoforidis, D. P. Labridis, y P. S. Dokopoulos, «Inductive Interference on Pipelines Buried in Multilayer Soil Due to Magnetic Fields From Nearby Faulted Power Lines», *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 47, n.º 2, pp. 254-262, may 2005, doi: 10.1109/TEMC.2005.847399.
- [41] CIGRE SC C4 y COECOR, «AC Corrosion on Metallic Pipelines due to Interference from AC Power Lines - Phenomenon, Modelling and Countermeasures», CIGRE, Paris, France, Technical Brochures J.W.G. C4.2.02-290, 2006.
- [42] L. Bortels, J. Deconinck, C. Munteanu, y V. Topa, «A General Applicable Model for AC Predictive and Mitigation Techniques for Pipeline Networks Influenced by HV Power Lines», *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, n.º 1, pp. 210-217, ene. 2006, doi: 10.1109/TPWRD.2005.848754.
- [43] CIGRE SC 4, «Mitigation Techniques of Power Frequency Magnetic Fields originated from Electric Power Systems», CIGRE, Paris, France, Technical Brochures WG C4.204-373, 2009.
- [44] T. A. Papadopoulos, G. C. Christoforidis, D. D. Micu, y L. Czumbil, «Medium-voltage cable inductive coupling to metallic pipelines: A comprehensive study», en *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cluj-Napoca, Romania, sep. 2014, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2014.6934713.
- [45] R. Djekidel y M. Djillali, «Capacitive Interferences Modeling and Optimization between HV Power Lines and Aerial Pipelines», *IJECE*, vol. 4, pp. 486-497, ago. 2014.
- [46] R. Djekidel, «Optimum Phase Configuration and Location of the Aerial Pipeline in the Vicinity of a High Voltage Overhead Line», *Periodica Polytechnica Elect. Eng. and Comput. Sci.*, vol. 60, n.º 2, pp. 143-150, 2016, doi: 10.3311/PPee.8997.
- [47] G. C. Christoforidis, D. D. Micu, T. A. Papadopoulos, L. Czumbil, y C. C. Parisses, «Interference analysis from medium-voltage cables of photovoltaic plants to metallic

- pipelines», en *2013 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, Dublin, sep. 2013, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2013.6715002.
- [48] C. A. Charalambous, A. Demetriou, A. Lazari, y A. Nikolaidis, «Effects of Electromagnetic Interference on Underground Pipelines caused by the Operation of High Voltage A.C. Traction Systems: The Impact of Harmonics», *TPWRD*, vol. PP, n.º 99, pp. 1-9, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2803080.
- [49] British Standards Institution, *Effects of electromagnetic interference on pipelines caused by high voltage a.c. electric traction systems and/or high voltage a.c. power supply systems*, vol. BS EN 50443:2011. pp. 1-32.
- [50] *Evaluation of a.c. corrosion likelihood of buried pipelines applicable to cathodically protected pipelines*, vol. BS EN 15280:2013. 2013, pp. 1-40.
- [51] N. D. Tleis, *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*, 1. publ. Amsterdam: Elsevier, 2008.
- [52] A. Ametani, N. Nagaoka, Y. Baba, T. Ohno, y K. Yamabuki, *Power system transients: theory and applications*, Second edition. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2017.
- [53] J. A. Martínez-Velasco, Ed., *Transient analysis of power systems: solution techniques, tools, and applications*. Chichester, West Sussex: Wiley, 2015.
- [54] A. Deri, G. Tevan, A. Semlyen, y A. Castanheira, «The Complex Ground Return Plane a Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return», *IEEE TPAS*, vol. PAS-100, n.º 8, pp. 3686-3693, ago. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.317011.
- [55] A. Ametani, T. Ohno, y N. Nagaoka, *Cable System Transients: Theory, Modeling and Simulation*. Singapore: John Wiley & Sons, Singapore Pte. Ltd, 2015.
- [56] CIGRE SC B1, «Cable Systems Electrical Characteristics», CIGRE, Paris, France, Technical Brochures WG B1.30-531, 2013.
- [57] L. M. Wedepohl y D. J. Wilcox, «Transient analysis of underground power-transmission systems. System-model and wave-propagation characteristics», *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 120, n.º 2, p. 253, 1973, doi: 10.1049/piee.1973.0056.
- [58] A. Ametani, «A General Formulation of Impedance and Admittance of Cables», *TPAS*, vol. PAS-99, n.º 3, pp. 902-910, may 1980, doi: 10.1109/TPAS.1980.319718.
- [59] A. Ametani, T. Yoneda, Y. Baba, y N. Nagaoka, «An Investigation of Earth-Return Impedance Between Overhead and Underground Conductors and Its Approximation», *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 51, n.º 3, pp. 860-867, ago. 2009, doi: 10.1109/TEMC.2009.2019953.
- [60] IEEE, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, vol. IEEE Std. 80. .
- [61] NACE International, *Standard recommended practice: mitigation of alternating current and lightning effects on metallic structures and corrosion control systems*, vol. RP0177. 2014.
- [62] *Principles and practices of electrical coordination between pipelines and electric supply lines*, vol. CAN/CSA-C22.3 NO. 6-13 (R2017). 2013, p. 63.
- [63] NACE TG 327, «AC Corrosion State of the Art: AC Corrosion Rate Mechanism and Mitigation Requirements», NACE International, Houston, Texas, Reporte NACE Report 35110, 2010.
- [64] CEN TC 219, *Evaluation of AC corrosion likelihood of buried pipelines. Application to cathodically protected pipelines*, vol. 329. 2014.
- [65] API, «Recommended Practice for Construction Parallel to Existing Underground Transmission Pipelines», RECOMMENDATION PRACTICE RP 1172, abr. 2014.
- [66] ARCONEL, *Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones*, vol. RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-0 1 8 /18. 2018, p. 13.
- [67] ARCONEL, *Regulación sobre Distancias de Seguridad*, vol. REGULACIÓN 002-10. p. 11.
- [68] IEEE, «2017 National Electrical Safety Code(R) (NESC(R))», IEEE, Code IEEE C2, 2017. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7526279.

- [69] IEC, *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General*, vol. IEC 60287-1-1. 2006, p. 65.
- [70] NACE, *Discontinuity (Holiday) Testing of New Protective Coatings*, vol. NACE SP0188. .

## **6. ANEXOS**

ANEXO I. Diagrama de Flujo de programa implementado

ANEXO II. Validación de modelo implementado con ATP-EMTP y Digsilent Power Factory

ANEXO III. Ejemplo de Cálculo de Corriente Admisible en conductor

ANEXO IV. Gráficos de análisis de sensibilidad

ANEXO V. Programa Implementado en Matlab

ANEXO VI. Manual de programa implementado en Matlab

## ORDEN DE EMPASTADO