

**Selección Técnico Económica de Conductores de Líneas de Transmisión de Energía
Eléctrica**

**Andersson Fabián Areiza Pinzón
Angiee Lisbeth Becerra Sandoval**

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingenieros Electricistas

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Bucaramanga
2018**

**Selección Técnico Económica de Conductores de Líneas de Transmisión de Energía
Eléctrica**

**Andersson Fabián Areiza Pinzón
Angiee Lisbeth Becerra Sandoval**

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingenieros Electricistas

Director

**Hermann Raúl Vargas Torres
Doctor Ingeniero Electricista**

Codirector

**Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga
Doctor Ingeniero Electricista**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Bucaramanga**

2018

Dedicatoria

A mis padres

Cecilia Pinzón Pérez

Jaime de Jesús Areiza Mazo

A mis hermanos

Jhon Alexander Areiza Pinzón

Lizeth Tatiana Areiza Pinzón

Yancely Areiza Pinzón

A mis Abuelos

Maria Regina Mazo Mazo

Domingo Areiza

A mis tíos

Martha, Carlos, Graciela, Mario

y a mis amigos y compañeros que me acompañaron en mi proceso de formación profesional.

Andersson Fabián Areiza Pinzón.

A mis padres

Alonso Becerra Ortega

Marlene Sandoval Sánchez

A mis abuelos

Teresa Isabel Ortega Rolón

Flor María Sánchez Becerra

Elias Sandoval Parada

A mi hermana

Wendy Dayana Sandoval Sánchez

A mis tíos

Edith, Marina, Olga, Hernando, Freddy, Jorge, Ernesto, Adriano, Gledys, Amparo, Zoraida

A mis amigos

Alejandra, Tatiana, Yolanda, Lina, Jessica, Mafe, Laura, Gabriela, Jennyfer, Andersson, Brayán,

Michael, Fernando, Jhon, Edinson, Miguel, Oscar, Carlos.

Lograr esta meta no hubiese sido posible sin la compañía de ustedes, el amor incondicional y apoyo brindado. A Dios gracias por enviar a las mejores personas a hacer parte de este lindo proceso de aprendizaje. Les hago presente mi amor y agradecimiento hacia ustedes, mi grandiosa familia.

Angiee Lisbeth Becerra Sandoval

Agradecimientos

A Dios por guiarnos, acompañarnos y ayudarnos durante toda nuestra vida y en especial durante nuestro desarrollo como ingenieros. Por poner a las personas indicadas, nuestros directores de trabajo, profesores y compañeros de estudio, para facilitar el camino de este aprendizaje.

A nuestros padres por su apoyo, entrega, amor y sacrificio incondicional para vernos crecer como los mejores profesionales. A ellos que desde la infancia nos inculcaron valores de responsabilidad y amor hacia el estudio, infinitas gracias por el esfuerzo de hacernos mejores personas.

Al Dr. Hermann Raúl Vargas, director del trabajo de grado, por su dirección y asesoría las cuales hicieron posible la realización de este trabajo de grado.

Al Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, codirector y profesor, quien ha confiado y creído en nosotros. Por ayudarnos, guiarnos y brindarnos el conocimiento necesario en cada avance del trabajo de grado.

A nuestros compañeros de estudio que sin esperar algo a cambio, brindaron su conocimiento y apoyo durante toda la carrera, haciendo posible lograr cada meta semestre a semestre.

Agradecemos a todas las personas que nos apoyaron durante el desarrollo de este trabajo de grado.

Tabla de Contenido

Introducción	18
1. Objetivos	23
1.1 Objetivo General	23
1.2 Objetivos Específicos	23
2. Metodologías y criterios para la selección técnica de un conductor	24
2.1 Criterios para la selección del tamaño del conductor más apropiado.	24
2.2 Cálculo de la relación de corriente - temperatura en conductores aéreos desnudos.....	25
2.3 Determinación del conductor por experiencia técnica.....	28
2.4 Selección económica con base en los conductores seleccionados.....	29
2.5 Selección de la metodología.....	30
3. Implementación de la metodología.	31
3.1 Selección del nivel de tensión.	31
3.2 Selección inicial del conductor (criterio por capacidad amperimétrica).	32
3.3 Fenómeno corona	33
3.4 Métodos para el cálculo del gradiente superficial del conductor.....	35
3.4.1 Método de coeficiente de potencial.....	35
3.4.2 Método de Markt y Mengele.	39
3.5 Métodos para el cálculo de pérdidas corona	42
3.5.1 Método de F. W. Peek.....	43
3.5.2 Método de Peterson.	43
3.5.3 Método de Electricité de France.	47

3.6	Cálculo de la ampacidad en estado estable	54
3.7	Análisis económico	65
3.7.1	Cálculo del costo de pérdidas	65
3.8	Costo de pérdidas a valor presente.....	67
3.9	Costo Total	68
4.	Estructura del programa	69
4.1	Introducción	69
4.2	Parámetros de entrada.....	70
4.2.1	Parámetros técnicos	70
4.2.2	Parámetros económicos.....	72
4.3	Parámetros de salida	73
4.4	Ejemplos propuestos.....	73
4.4.1	Ejemplo 1.....	73
4.4.2	Ejemplo 2.....	75
4.4.3	Ejemplo 3.....	76
5.	Conclusiones	77
6.	Trabajos futuros	78
	Referencias Bibliográficas	80
	Apéndice.....	83

Lista de Tablas

Tabla 1. Tensiones normalizadas para el sistema de interconexión nacional.	32
Tabla 2. Coeficiente de estado de la superficie para el gradiente crítico.	35
Tabla 3. Valores del diámetro del haz para distintos conductores por fase.....	40
Tabla 4. Valores de “m” propuestos	45
Tabla 5. Clasificación de la precipitación según la intensidad.....	52
Tabla 6. Valor de la constante C en función de ω y X	61
Tabla 7. Coeficientes polinomiales en función del tipo de atmósfera.	62
Tabla 8. Coeficientes para corrección de flujo solar por altitud.....	63

Lista de Figuras

Figura 1. Concepto de costo de conductor económico.	21
Figura 2. Imagen de carga concentrada de cable.	36
Figura 3. Distancias geométricas entre múltiples conductores.	38
Figura 4. Distribución geométrica de una fase con “n” conductores en haz.	40
Figura 5. Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona.	45
Figura 6. Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona.	46
Figura 7. Gráfico para pérdidas en conductores secos.	49
Figura 8. Gráfico para determinar el coeficiente de estado de superficie del conductor.	52
Figura 9. Pérdida específica corona.	54
Figura 10. Factores que afectan la temperatura del conductor en su capa externa.	55
Figura 11. Diagrama de flujo del programa.	70
Figura 12. Configuración de la línea de transmisión.	74
Figura 13. Configuración de la línea de transmisión.	75
Figura 14. Ruta de acceso a la carpeta en MATLAB.	84
Figura 15. Ejecutar la herramienta desde la ventana de comando.	84
Figura 16. Entorno de trabajo.	85
Figura 17. Mensaje de aviso que ha finalizado el cálculo.	86
Figura 18. Mensajes de aviso que ha finalizado el ciclo respectivo.	87
Figura 19. Aviso de que el programa ha finalizado.	88

Figura 20. Ingreso de costos de torres y herrajería para análisis económico.....	90
Figura 21. Ingreso de parámetros de entrada.....	91
Figura 22. Fin de cálculo para fenómeno corona.....	92
Figura 23. Resultado 1 obtenido con el programa.....	93
Figura 24. Ingreso de parámetros de entrada.....	94
Figura 25. Resultado 2 obtenido con el programa.....	95
Figura 26. Ingreso de parámetros de entrada.....	96
Figura 27. Resultado 3 obtenido con el programa.....	97

Lista de Apéndices

Apéndice A. Guía del usuario 83

Glosario

Absortividad: Medida de la cantidad de luz absorbida por una disolución, definida como la unidad de absorbancia por unidad de concentración por unidad de longitud de la trayectoria de luz.

Ampacidad: Capacidad máxima de corriente a la cual se puede llevar un conductor sin que este supere su límite térmico.

Cargabilidad: Se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o varias líneas de transmisión, sin que se vean afectadas las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia.

Conductor: Grupo de alambres de cobre o aluminio que se trenzan bajo ciertos métodos normalizados con el fin de brindar un medio de transporte de electricidad óptimo para el sistema eléctrico de una región.

Confiabilidad: La confiabilidad de equipo es la probabilidad de que este pueda operar durante un determinado lapso de tiempo sin que aparezca una falla.

Emisividad: Es la proporción de radiación térmica emitida por una superficie u objeto debido a su temperatura.

Falla: Es la inhabilidad de un equipo para hacer lo que el usuario quiere que el equipo haga o realice.

Haz: Conjunto de subconductores eléctricos en una fase de la línea de transmisión.

OEM: Ondas electromagnéticas.

Sección: Se le llama así al área o al calibre de un conductor eléctrico.

SI: Unidades en el Sistema Internacional.

SIN: Sistema de Interconexión Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

RESUMEN

TÍTULO: SELECCIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE CONDUCTORES DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA *

AUTORES: ANDERSSON FABIÁN AREIZA PINZÓN
ANGIEE LISBETH BECERRA SANDOVAL**

PALABRAS CLAVES: SELECCIÓN TÉCNICO ECONÓMICA, MATLAB - GUIDE,
CONDUCTORES ELÉCTRICOS.

DESCRIPCIÓN:

La selección técnico económica de conductores para una línea de transmisión de energía eléctrica es un tema de suma importancia, ya que para desarrollar un proyecto de esta magnitud se debe invertir mucho dinero y si no se tiene una metodología que limite el tema económico podrían presentarse sobrecostos por malas decisiones al momento de seleccionar el conductor. La mala selección puede presentar consecuencias desfavorables para el sistema de transmisión nacional como pérdidas de potencia elevadas o interrupciones del servicio. La finalidad de las líneas de transmisión es que la energía que se genere sea transportada a los usuarios finales de manera continua y confiable.

En este trabajo de grado se pretende revisar que métodos, criterios técnicos y económicos se están utilizando hasta el momento, con el fin de escoger que metodología presenta mejores características para elaborar un proyecto de líneas de transmisión.

El estudio a realizar se hará en dos partes, una es el análisis técnico de la línea de transmisión y la otra el análisis económico de esta misma. El análisis técnico es fundamental porque garantiza calidad y confiabilidad durante el ciclo de vida económico de la línea, por lo tanto este análisis representa una restricción que se debe tener en cuenta para el diseño de la línea de transmisión. Para el análisis económico se realizará un estudio comparativo de los conductores comerciales, donde se considera el precio de cada conductor y las pérdidas de energía que se presentan durante su ciclo de vida.

Además, se efectuará la implementación del método identificado con las mejores características y se hará entrega de una interfaz gráfica elaborada con la ayuda de un complemento de MATLAB conocido como GUIDE, esta herramienta brindará facilidad al usuario de implementar la metodología seleccionada agilizando los cálculos y el proceso de ingeniería durante la fase de diseño.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Doctor Ingeniero Electricista. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga,
Doctor Ingeniero Electricista

Abstract

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC SELECTION OF CONDUCTORS OF ELECTRIC
POWER TRANSMISSION LINES*

AUTHORS: ANDERSSON FABIAN AREIZA PINZÓN
ANGIEE LISBETH BECERRA SANDOVAL**

KEY WORDS: TECHNICAL ECONOMIC SELECTION, MATLAB-GUIDE, POWER
CONDUCTORS.

DESCRIPTION:

The technical economic selection of conductors for an electric power transmission line is necessary in a project of this magnitude, the money that is invested is high and if there is not a methodology that limits the economic issue, there could be cost overruns due to poor decisions at the moment to select the conductor. Poor selection can have unfavorable consequences for the national transmission system such as high power losses or service interruptions. The purpose of the transmission lines is that the energy generated is transported to the end user in a continuous and reliable manner.

This report aims to review what methods, technical and economic criteria are being used so far in order to select which methodology has the best characteristics to prepare a transmission line project.

The study to be carried out will be done in two parts, one is the technical analysis of the transmission line and the other the economic analysis of the same. The technical analysis is fundamental because it guarantees quality and reliability during the economic life cycle of the line, therefore, this analysis represents a restriction that must be taken into account for the design of the transmission line. For the economic analysis, a comparative study of commercial drivers will be carried out, where the price of each driver and the energy losses that occur during their life cycle are considered.

In addition, the implementation of the method identified with the best features will be carried out and a graphic interface will be delivered with the help of a MATLAB add-on known as GUIDE, where this tool will make it easier for the user to implement the selected methodology by streamlining the calculations and the engineering process during the design phase.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Doctor Electrical Engineer. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor Electrical Engineer

Introducción

En esta sociedad la electricidad se ha vuelto un elemento indispensable en el estilo de vida de las personas, con el paso del tiempo se ha venido marcando fuertemente esta necesidad gracias al incremento de los desarrollos tecnológicos y de la población, que se manifiesta en un crecimiento constante de la demanda energética. Este crecimiento se debe respaldar con más generación de energía eléctrica y por ende aumentar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión (repotenciar las líneas) o construir nuevas líneas que permitan suministrar electricidad a las zonas que lo requieran.

El presente trabajo de grado se enfocará en el análisis para la selección técnico económica del conductor de una línea de transmisión, revisando las metodologías y criterios utilizados en la práctica con el fin de seleccionar el que presente mejores características para su previa implementación en MATLAB. El punto de partida es satisfacer los requerimientos técnicos antes de elaborar un análisis económico, ya que así se determinan algunas restricciones a tener en cuenta durante el estudio económico, que permita mantener la calidad y confiabilidad del proyecto.

El conductor por sus características eléctricas y físicas, influye en el diseño de las torres y su ubicación en el terreno, puede decirse que existe una familia de conductores que satisfacen técnicamente la relación presente entre torre y conductor, pero solo uno es el más apto para satisfacer las condiciones propias de diseño de las líneas de transmisión.

Requerimientos técnicos:

Para este estudio se recopilarán los procedimientos que se han utilizado para preseleccionar los conductores que estén aptos para la operación de la línea cumpliendo con los estándares de calidad.

En el capítulo 0 se mostrarán los criterios a tener en consideración y las diferentes metodologías presentes. La selección de la metodología se enfocará en la que presente mayores ventajas respecto a las otras y que además tenga resultados más precisos para la toma de decisiones en el proceso de ingeniería.

Los requerimientos técnicos necesarios para poder analizar la línea son:

- Tensión de la línea.
- Potencia eléctrica a transportar por la línea.
- Corriente eléctrica en el límite térmico para determinar hasta qué punto se puede sobrecargar la línea sin que se pierda sus propiedades mecánicas.
- Estudio de fenómeno corona.
- Calculo de pérdidas de potencia presentes en la línea.
- Preselección de conductores aptos para operar según diseño de la línea.

Requisitos económicos

Las pérdidas en las líneas de transmisión no son evitables, pero siguiendo un buen criterio de diseño y tomando en consideración factores como el calibre del conductor, material del conductor, número de conductores por fase, se puede minimizar las pérdidas, que de alguna manera contribuye con la mejora de la calidad de energía en el sistema de potencia.

Las pérdidas de energía en las líneas de transmisión se relacionan directamente con el costo operativo de la línea. Las bajas pérdidas de energía en las líneas permite reducir los costos operativos, a su vez reducir los costos de energía y potencia en el punto de entrega. Se debe tener en cuenta que si se aumenta el diámetro del conductor, esto implica un aumento en el costo de las instalaciones dado que el peso del conductor aumenta y soportarlo implica mayor inversión en las torres y en sus cimientos, por lo tanto no es posible reducir pérdidas y a la vez minimizar el costo de la obra.

El análisis económico se enfocará en minimizar:

- Pérdidas de transporte de energía, debidas al efecto Joule y al efecto Corona, relacionados respectivamente con la corriente y la tensión aplicada. Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor.
- Costo inicial de las instalaciones de la línea de transporte de energía (conductor, torres, herrajería, cimientos, derechos de vía, licencias ambientales, etc).

El reto del análisis económico es obtener un equilibrio entre estas dos consideraciones para llegar a un costo mínimo deseado que esté dentro del ciclo de vida de operación de la línea en el cual se desea amortizar el capital invertido. En la Figura 1 se observa en qué punto se desea llegar para obtener el conductor adecuado técnica y económicamente.

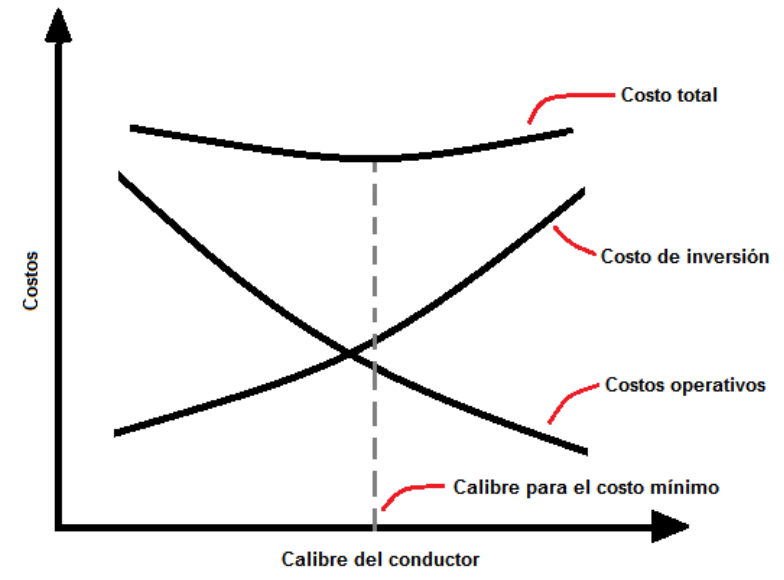


Figura 1. Concepto de costo de conductor económico. Adaptado de Beaty & Fink, 2013.

La selección económica de un conductor se determina mediante el método del valor presente de flujos de costos totales, cuyos principales componentes son:

- Costo anual de las pérdidas por efecto Joule.
- Costo anual de las pérdidas por efecto corona.
- Costo directo aproximado de la línea de transmisión.

El procedimiento a seguir para la selección del conductor adecuado es el siguiente:

- Se calcula el costo del conductor para cada sección del conductor.
- Se calcula el costo de las pérdidas por efecto joule para cada sección del conductor.
- Se calcula el costo de las pérdidas por efecto corona para cada sección del conductor.

- Se realiza la comparación económica mediante el método del valor presente del flujo de costos totales: costos de la instalación + costos operativos, considerando un período de vida útil para la línea y una tasa de descuento efectiva anual.

En el capítulo 3.7 se desarrollará todo el marco conceptual para obtener el costo total de los conductores preseleccionados, llevándolos a un valor presente y así poder realizar un análisis comparativo.

Organización del documento

El documento está conformado por seis capítulos y un apéndice. En el capítulo 0 se listan los objetivos del trabajo de grado.

En el capítulo 0, se realiza una recopilación de los métodos existentes para la selección técnica de un conductor y cuál de estos presenta mayores ventajas en su aplicación.

En el capítulo 3, se procede a implementar la metodología con mayores ventajas y todos los requerimientos técnicos para que el diseño de la línea cumpla con los estándares de calidad.

En el capítulo 4, se dará una introducción al programa, que lo compone, las entradas y salidas que requiere el programa y ejemplos propuestos para desarrollar con la herramienta computacional.

En el capítulo 5, se muestran conclusiones y en el capítulo 6 se proponen trabajos futuros.

En el Apéndice, se da una guía del usuario de cómo manejar la herramienta desarrollada y se da solución a los ejemplos propuestos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Elaborar una herramienta computacional capaz de implementar la metodología seleccionada con mayores ventajas para la selección técnico económica de conductores en las líneas de transmisión eléctrica.

1.2 Objetivos Específicos

- Revisar los métodos y criterios que intervienen para la selección técnico económica de conductores en las líneas de transmisión de energía eléctrica.
- Implementar en MATLAB el método identificado con mayores ventajas.
- Proponer ejemplos mostrando la funcionalidad de la herramienta desarrollada.

2. Metodologías y criterios para la selección técnica de un conductor

En este capítulo se mostrarán las metodologías aplicadas de tipo técnico para la selección del calibre del conductor, algunas tienen un fundamento empírico basado en años de trabajo en el área de líneas de transmisión, otras tendrán un enfoque más científico. El trabajo aquí es llegar a escoger, validar y seleccionar una de estas metodologías para ser empleada en el software a desarrollar y que pueda brindar un aporte significativo en el proceso de formación a los estudiantes de ingeniería eléctrica, ofreciendo una herramienta que entregue información confiable para la toma de decisiones en un proyecto de líneas de transmisión.

2.1 Criterios para la selección del tamaño del conductor más apropiado.

La selección del tamaño del conductor más apropiado para una tensión particular debe tener en cuenta los criterios técnicos y económicos que figuran abajo (Wayne & Fink, 2013):

- La capacidad máxima de transferencia de potencia debe estar de acuerdo con los requisitos del sistema.
- El área de la sección transversal del conductor debe ser tal que minimice el costo inicial de capital y el costo capitalizado de las pérdidas.
- El conductor debe cumplir con los tamaños normalizados ya utilizados en otros sitios en la red para minimizar costos en compra de repuestos.
- La capacidad térmica del conductor debe ser adecuada.

- El diámetro del conductor o el tamaño del haz debe cumplir con los estándares internacionales reconocidos para el nivel de radio interferencia y la descarga en corona.
- El conductor debe ser adecuado para las condiciones ambientales y cumplir los métodos de construcción entendidos en el país involucrado (tales como IEC, BS, IEEE, ICONTEC, ASTM, etc.).
- A tensiones mayores o iguales de 345 kV, el tamaño mínimo del conductor o el número mínimo del haz y el tamaño del conductor individual en un haz, además de consideraciones de costo, se debe determinar que no se produzcan los efectos ambientales eléctricos normalmente relacionados con el efecto corona. A tensiones inferiores a 345 kV (por ejemplo, de 69 a 230 kV), el tamaño mínimo normalmente se basa únicamente en la economía del conductor.

2.2 Cálculo de la relación de corriente - temperatura en conductores aéreos desnudos.

En esta metodología propuesta por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE Std 738, 2012) se hace un estudio de cómo se comporta la línea aérea en función de características del conductor y también los efectos ambientales a los cuales se expone el conductor desnudo, además esta metodología ofrece mayor confiabilidad para el sistema de transmisión eléctrica ya que se determina hasta que margen de uso (cargabilidad) se puede llevar el conductor sin que se pierdan sus propiedades mecánicas.

La temperatura del conductor está en función de:

- Propiedades del material conductor (principalmente la conductividad eléctrica).
- Diámetro del conductor.

- Condición de superficie del conductor (principalmente emisividad y absorptividad).
- Condiciones ambientales (temperatura del aire, calentamiento solar, velocidad y dirección del viento).
- Corriente eléctrica del conductor.

Las dos primeras son propiedades físicas del conductor que se puede decir que se mantienen constantes en el ciclo de vida de la línea. La condición de la superficie del conductor cambiará con el tiempo a medida que la capa externa de hilos se oscurezca debido a la precipitación de partículas en una línea energizada. Las condiciones ambientales varían gradualmente con la hora y la estación. El quinto, corriente eléctrica del conductor, varía con la carga del sistema de potencia, despacho de generación y otros factores.

Las ecuaciones que relacionan la corriente eléctrica con la temperatura del conductor se pueden usar para:

- Calcular la temperatura del conductor cuando la corriente eléctrica es conocida.
- Calcular la corriente que produce una temperatura máxima permisible del conductor dado.

La metodología IEEE Std 738 permite asumir una de dos condiciones de operación, la primera, la condición de estado estable, en la cual se considera que la corriente de carga permanece invariante en el tiempo. La segunda es la condición de estado dinámico que tiene en cuenta la variación instantánea de la corriente de carga durante un intervalo de tiempo definido. Este estándar incluye una descripción completa del método matemático y numérico generalmente aplicable e indica las fuentes de los valores que se utilizarán en el cálculo de las temperaturas de

los conductores de "estado estable" y "transitorio" y las clasificaciones térmicas de los conductores. (IEEE Std 738, 2013)

Utilizando las condiciones ambientales adecuadas, el proceso de cálculo es el siguiente:

- Cálculo de la ganancia de calor solar (es independiente de la temperatura del conductor).
- Se supone una temperatura de prueba del conductor.
- Se calcula la resistencia del conductor a la temperatura de prueba asumida.
- En combinación con las condiciones climáticas supuestas, se calculan los términos de pérdida de calor por convección y radiación.
- La corriente del conductor se calcula por medio de la ecuación de equilibrio térmico.
- La corriente calculada se compara con la corriente del conductor de prueba.
- La temperatura de prueba del conductor se aumenta o disminuye hasta que la corriente calculada sea igual a la corriente de prueba dentro de una tolerancia especificada por el usuario.
- El nivel de exactitud de esta metodología se centra en una adecuada selección de condiciones climáticas que permitan obtener resultados precisos de operación de la línea, para ello existe un estándar publicado por el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ), aquí se dará un resumen del proceso de selección. (CIGRE technical brochure 299, 2006)
- En ausencia de datos para el estudio de campo, se debe hacer uso de un escenario que represente el peor de los casos, que incluye una velocidad de viento perpendicular de 0,61 m/s (2,196 km/h) y una temperatura del aire cercana al máximo estacional. (IEEE Std 738, 2013)
- Si se realizan estudios de campo para obtener datos climáticos, estos deben realizarse bajo el uso de los métodos de instrumentación expuestos en el estándar CIGRÉ 299 para que tengan validez. (CIGRE technical brochure 299, 2006)

- Los índices se pueden ajustar en función de las temperaturas ambientales medidas o pronosticadas en las proximidades de la línea. Estos se denominan clasificaciones ajustadas continuamente a temperatura ambiente, y el CIGRÉ 299 sugiere que la elección de las velocidades del viento en el peor de los casos dependerá de la temperatura del aire asumida. (CIGRE technical brochure 299, 2006)
- El propietario operador de la línea puede elegir utilizar un equipo de monitoreo en tiempo real para determinar los índices en la línea, siempre que cumpla con ciertos requisitos de sensibilidad, precisión y calibración especificados en CIGRÉ 299. (CIGRE technical brochure 299, 2006)

2.3 Determinación del conductor por experiencia técnica.

Hay algunas reglas sencillas establecidas por la experiencia y la práctica, con diversas instalaciones de las líneas de transmisión y distribución, por medio de las cuales es posible planear e instalar una línea pequeña, pero práctica, sin necesidad de recurrir a cálculos complejos y complicados. (Jimenez Meza, Cantu Gutierrez, & Conde Enriquez, 2006)

- Regla número 1: La transmisión económica se puede tomar 1000 V por cada 1000 m de longitud de línea.
- Regla número 2: Por cada ampere de intensidad de la corriente que la línea deba transmitir, le corresponde 0,5 mm² de sección de conductor de cobre.

2.4 Selección económica con base en los conductores seleccionados.

Una vez identificados las posibles configuraciones para el montaje de la línea de transmisión, se procederá a calcular el peso total de cada uno de estos haciendo uso de la ecuación 1.

$$P_t = n * l * p * m \quad (1)$$

Donde:

n , número de conductores por haz.

l , longitud de la línea [km].

p , peso por unidad de longitud de cada conductor [kg/km].

m , número de fases.

Una vez obtenidos los resultados para las diferentes configuraciones de conductores para la línea, conviene seleccionar la más liviana dado que el costo general del proyecto es proporcional a dicho peso.

Este procedimiento es sencillo, pero se debe aclarar que este criterio no exime el análisis de los criterios de calidad de la línea de transmisión que se deben hacer previamente, antes de aplicar este criterio. La selección más adecuada debe tener coherencia entre todos los parámetros que hacen parte en el proceso de diseño de una línea eléctrica como son: efecto corona, pérdidas de potencia, regulación y gradientes de potencial dentro de la zona de servidumbre, etc.

2.5 Selección de la metodología.

De las metodologías mencionadas anteriormente por confiabilidad y por facilidad de obtener resultados precisos para diferentes ubicaciones geográficas, se implementará la mencionada en la sección 2.2. Esta metodología presenta mayores ventajas para la selección técnica de los conductores de fase en las líneas de transmisión. La tarea es realizar una buena selección de los parámetros de entrada para que la metodología seleccionada pueda dimensionar la capacidad térmica del conductor y que esta sea suficiente para que opere continuamente durante el ciclo de vida económico de operación del conductor.

En el trabajo de grado realizado por el estudiante Ivan Sanín de la Universidad Industrial de Santander (Sanín, 2008), se realiza un estudio comparativo de las metodologías mencionadas por IEEE y CIGRE para cálculo de ampacidad térmica en las líneas aéreas con conductores desnudos, dando resultados positivos que evidencian que la metodología dada por IEEE Std 738 es aplicable para el territorio colombiano con una tasa de error baja, además esta metodología ofrece mayor confiabilidad para sistemas de transmisión pues determina hasta qué punto se puede calentar el conductor sin que se pierdan sus propiedades mecánicas. Estas ventajas del método hicieron que fuese la elegida para ser aplicada en el presente documento.

Los criterios mencionados en la sección 2.1, también se tendrán en consideración para la selección del conductor.

3. Implementación de la metodología.

En el capítulo anterior, luego de buscar que metodologías y criterios se han tratado para la selección del conductor de fase en líneas de transmisión, se concluye que la metodología que brinda mayores ventajas es la mencionada en la sección 2.2, ya que abarca un estudio del comportamiento del conductor desnudo aéreo teniendo en cuenta condiciones climáticas, que a la final afectan algunos parámetros del cable conductor modificando su estado de operación en estado estable. Por lo tanto, en este capítulo se implementará la metodología mencionada que se fundamenta en el estándar IEEE 738. (IEEE Std 738, 2013)

3.1 Selección del nivel de tensión.

En Colombia las redes del sistema interconectado nacional se encargan de transportar la energía por medio de las líneas desde las plantas de generación hidráulica o térmica a las subestaciones y finalmente al usuario final. El sistema de transmisión nacional de energía eléctrica está conformado por líneas que operan a tensiones iguales o superiores a 220kV. El sistema de transmisión regional está conformado por redes nacionales que operan a tensiones menores de 220kV.

En el portal de XM se proporciona información de cada uno de los niveles de tensión en transmisión, la longitud total de líneas que hay para cada nivel y a quienes le pertenecen cada una de las líneas existentes, en la Tabla 1 se muestran todos los niveles de tensión disponibles en Colombia. (XM S.A E.S.P, 2018)

Tabla 1.

Tensiones normalizadas para el sistema de interconexión nacional.

STR	
Tensión [kV]	Longitud [km]
110	3333,28
115	7238,32
138	15,49
STN	
220	2655,23
230	1033,28
500	2535,37

Nota: Adaptado de XM, 2018

Para seleccionar el nivel de tensión al que se va a diseñar la línea, se debe tener en cuenta que este depende básicamente de estudios de flujos de carga que se desarrollan por programas de sistemas de potencia, donde se diseña la línea a construir y de ahí evalúan que nivel de tensión es el adecuado dependiendo de la cantidad de energía a transportar, permitiendo que las pérdidas de transporte se mantengan dentro de un margen de estabilidad económicamente aceptable.

3.2 Selección inicial del conductor (criterio por capacidad amperimétrica).

Con la potencia a transportar y la tensión previamente identificada, se calcula la corriente de línea con la ecuación 2. Conociendo la demanda máxima en una hora específica y conociendo el crecimiento de la demanda en el tiempo para un período dentro de la vida económica del cable también se puede determinar la capacidad de corriente de operación de la línea de transmisión.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V_L * fp * n} [A] \quad (2)$$

Donde:

P , potencia a transmitir [kW].

V_L , tensión de la línea de transmisión [kV].

fp , factor de potencia de la carga.

n , número de conductores en haz, por fase.

Se deberán determinar las secciones o calibres que cumplan con la corriente mínima calculada para cada una de las configuraciones (1, 2,..., n conductores en haz). La sección de los conductores se hará a partir de datos consignados en las tablas de conductores, donde la capacidad amperimétrica representará el límite térmico permisible bajo condiciones ambientales de diseño definidas previamente.

3.3 Fenómeno corona

En esta sección se pretende determinar qué número de conductores por fase son necesarios para que no se presente el efecto corona dadas las condiciones del conductor y del medio ambiente en el cual está operando la línea de transmisión.

La metodología que se describe en esta sección fue tomada de la tesis de pregrado del Ing. Rodrigo Fernando Sabaj Saavedra, de la universidad de Chile. (Sabaj, 2015)

Factores que afectan la aparición e intensidad de descargas corona:

- Gradiente superficial.
- Estado de la superficie del conductor.

- Densidad relativa del aire.
- Efecto del agua en el conductor.

F. W. Peek planteó la ecuación 3 y 4 para determinar el gradiente superficial crítico visual o de iniciación EC de un conductor cilíndrico liso, este gradiente es necesario para alcanzar el umbral corona en el gas que rodea el conductor.

$$E_c = g_o \delta m \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta R}} \right) \quad (3)$$

$$\delta = \frac{0,393 P}{273 + T} \quad (4)$$

Donde:

E_c , gradiente crítico superficial [kV/cm].

g_o , gradiente crítico disruptivo del aire 29,8 [kVpico/cm].

R , radio del conductor [cm].

P , presión atmosférica [mmHg].

T , temperatura ambiente [°C].

δ , densidad relativa del aire.

Esta ecuación considera un factor de corrección m que se muestra en la Tabla 2, este factor tiene en cuenta el estado de la superficie y la densidad relativa del aire (δ) que a su vez considera la presión y temperatura del aire, ecuación (4).

Tabla 2.

Coefficiente de estado de la superficie para el gradiente crítico.

m	Descripción
1	Conductor liso ideal
0,95	Conductor cableado, nuevo y limpio
0,7 – 0,8	Conductor cableado envejecido
0,5 – 0,7	Conductor tratado deficientemente
$\leq 0,6$	Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido

Nota: adaptado de Sabaj, 2015.

Una de las variables que influyen en el efecto corona es el gradiente superficial, Peek planteó una forma de hallar el gradiente crítico visual, ahora se mostrará el método de coeficiente de potencial y el de Markt y Mengele para encontrar el gradiente superficial del conductor.

3.4 Métodos para el cálculo del gradiente superficial del conductor.

3.4.1 Método de coeficiente de potencial. Mediante la aplicación directa de la teoría de imágenes se puede encontrar las cargas de un sistema de conductores, el plano de tierra se toma como eje referencia y se adiciona la imagen del conductor respecto al eje. (Ver Figura 2)

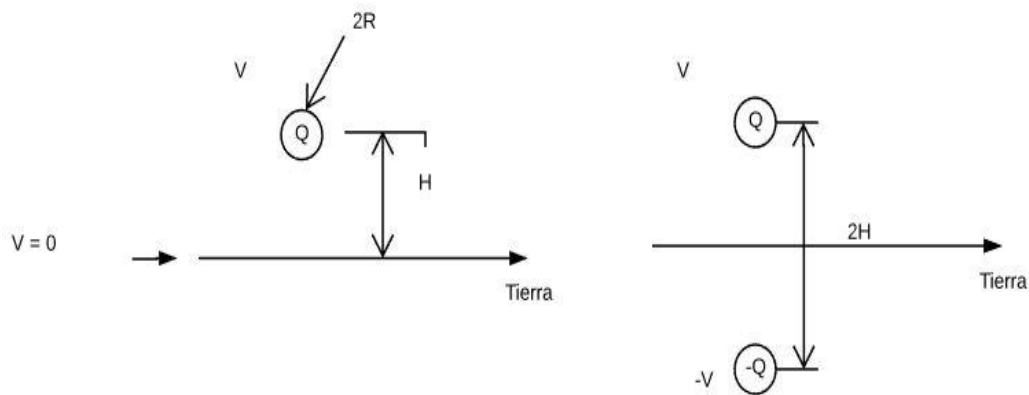


Figura 2. Imagen de carga concentrada de cable. Nota: adaptado de Sabaj, 2015.

Se debe verificar que la razón entre la altura sobre el suelo con respecto al radio del conductor sea alta ($H/R > 100$) para que la carga sea equivalente a una línea y la posición coincida con el centro del conductor (Sabaj, 2015). Si se da la condición anterior se puede obtener el gradiente superficial del conductor con la ecuación 5.

$$E = \frac{V}{R * \ln \frac{2H}{R}} \quad (5)$$

Donde:

E, gradiente superficial del conductor [k-V/cm].

V, potencial del conductor [kV].

R, radio del conductor [cm]

H, altura media del conductor [m].

El potencial puede expresarse en términos de la magnitud de la carga como se muestra en la ecuación 6.

$$V = \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2H}{R} \quad (6)$$

El campo eléctrico se puede determinar en configuraciones de más de un conductor por fase siempre y cuando la altura de los conductores y la separación entre ellos sea grande en comparación con el radio del mismo. Para ello, se definen los coeficientes de potencial propio del conductor “i” (P_{ii} ecuación 7) y mutuo entre conductores “i” y “j” (P_{ij} ecuación 8) como:

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2H_i}{R_i} \quad (7)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}} = P_{ji} \quad (8)$$

Las distancias entre conductores D'_{ij} y D_{ij} se muestran en la Figura 3

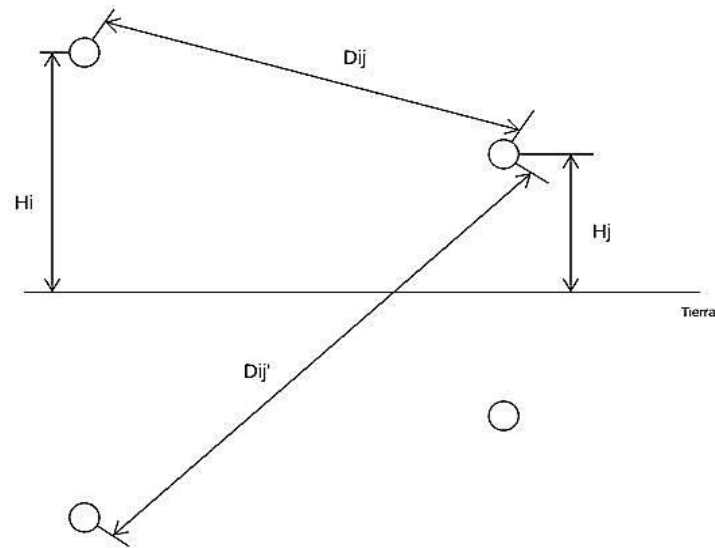


Figura 3. Distancias geométricas entre múltiples conductores.

Adaptado de: Sarmiento y Oviedo, 2011.

Matricialmente se tiene la ecuación 9, donde se despeja la carga, ecuación 10, para poder obtener el gradiente superficial promedio a lo largo de cada conductor simple, ecuación 11.

$$V = [P]Q \quad (9)$$

$$Q = [P]^{-1} V = [C] V \quad (10)$$

$$E_{mi} = \frac{q_i}{2\pi\epsilon_o R_i} \quad (11)$$

Donde:

V, vector de tensiones de fase [kV].

P, matriz de coeficientes de maxwell.

C, matriz de capacitancias.

Q, vector de cargas equivalentes.

R_i , radio equivalente del conductor [cm]

Cuando se tengan conductores en haz se recomienda usar el radio del conductor equivalente de igual capacidad descrito en el método de Markt y Mengele, ecuación 13 y en caso de conductor en hebras utilizar el radio medio.

3.4.2 Método de Markt y Mengele. Con este método se calcula el gradiente superficial en caso de líneas con conductores en haz. Este método se distribuye en tres fases:

Primera fase. La finalidad del método es obtener un único conductor equivalente de igual capacitancia. En esta primera parte se halla el radio del círculo de subconductores que se encuentran distribuidos como se muestra en la Figura 4 para posteriormente obtener el radio ficticio del conductor. Este conductor único de radio ficticio y colocado en el centro del haz, de igual capacitancia debería llevar la misma carga total, al mismo potencial.

$$A = \frac{s}{2 \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (12)$$

Donde:

s, separación entre dos conductores consecutivos en el haz de una fase [cm].

n, número de subconductores.

A, radio del círculo de subconductores [cm]

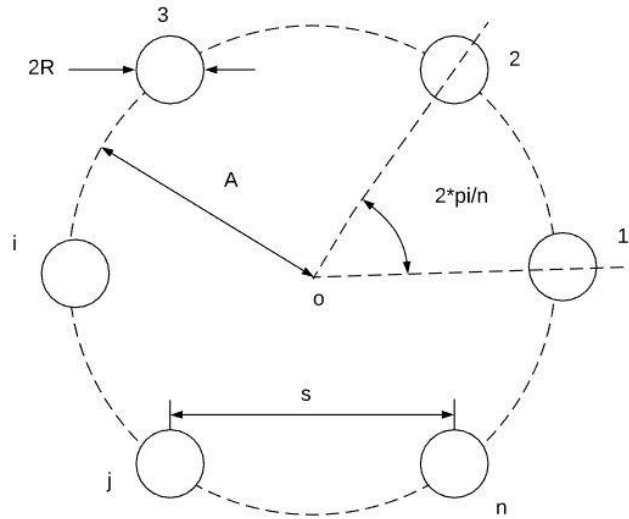


Figura 4. Distribución geométrica de una fase con “n” conductores en haz. Adaptado de: Sarmiento y Oviedo, 2011.

En la Tabla 3 se tienen valores del diámetro circunscrito en la Figura 4 para máximo 16 conductores por fase.

Tabla 3.

Valores del diámetro del haz para distintos conductores por fase

Conductores por fase	Diámetro del haz (2A) [cm]
2	45,7
3	52,8
4	64,6
6	91,4
8	101,6
12	127
16	152,4

Nota: Adaptado de Laforest, 1982.

Conocido el dato del radio de los subconductores se obtiene el radio ficticio con la ecuación 13.

$$R_c = (nRA^{n-1})^{\frac{1}{n}} = A \left(n \frac{R}{A} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (13)$$

Donde:

R_c , radio de conductor equivalente de igual capacidad [cm].

Segunda fase. En esta fase se halla la carga total de cada uno de los conductores equivalentes con el método de coeficientes de potencial descrito en la sección anterior. Se deben usar los valores de potencial adecuados para las diferentes fases y el radio ficticio de igual capacidad hallado en la primera fase.

Tercera fase. Ahora se calcula el gradiente superficial promedio con la ecuación 14, que se define como el promedio aritmético de los gradientes superficiales medios de subconductores individuales. Q_t es la carga total del haz hallada en la fase anterior.

$$E_m = \frac{Q_t}{2\pi\epsilon_o} \frac{1}{nR} \quad (14)$$

Y el gradiente superficial promedio máximo del haz está dado por la ecuación 15.

$$E_M = E_m \left[1 + \frac{R}{A} (n - 1) \cos \theta \right] \quad (15)$$

El máximo gradiente de potencial alrededor de la periferia del conductor se obtiene cuando el coseno del ángulo es igual a 1.

Para obtener el campo por este método se requiere del uso de una programa por computadora que tenga en cuenta todas las operaciones con matrices necesarias (Kiessling, Nefzger, Nolasco & Kaintzyk, 2003).

Se garantiza que no habrá fenómeno corona cuando el gradiente superficial máximo del conductor o del haz sea menor que el gradiente crítico corona, ecuación 16.

$$E_M < E_C \quad (16)$$

3.5 Métodos para el cálculo de pérdidas corona

Cuando se presenta el fenómeno corona en las líneas se libera energía que se manifiesta en forma de calor, luminosidad, generación de ozono, radiaciones electromagnéticas, produciendo interferencias en un amplio rango de frecuencias. Las pérdidas corona forman parte de la energía que se transmite ya que toda esta energía liberada proviene del campo eléctrico de la línea.

Las pérdidas corona difieren de las condiciones climáticas, en caso de buen tiempo son insignificantes en conductores bien dimensionados, no obstante están presentes y representan una cierta cantidad de energía consumida por la línea. Para condiciones de mal tiempo, las pérdidas pueden ser del orden de 100 veces las pérdidas de buen tiempo y pueden variar en un factor de 10 entre lluvia fuerte y leve.

Los métodos presentados a continuación difieren del tipo de conductor en cuestión.

3.5.1 Método de F. W. Peek. Este método no es recomendado debido a que no es estable si el diámetro de los conductores está por encima de 2,54 cm (1 pulgada), también porque Peek tampoco consideró en la expresión propuesta condiciones climáticas adversas.

3.5.2 Método de Peterson. El método de Peterson es aplicable sólo al caso de un conductor por fase y entrega mejores aproximaciones en el caso de conductores “gruesos” (más de 2,54 cm de diámetro).

El método se divide en tres partes para facilitar el cálculo de las pérdidas corona:

Primera fase. Primero se calcula la tensión característica de la línea por fase (e_d) con las ecuaciones 17, 18 o 19 según sea el caso. Existen tres casos importantes, uno para superficie lisa y dos para conductor compuesto por hebras:

Conductores redondos de superficie lisa y limpia:

$$e_d = 48,6 m \delta^{\frac{2}{3}} R \log\left(\frac{D}{R}\right) \quad (17)$$

Donde:

R, radio del conductor [cm].

D, distancia entre fases [cm].

δ , densidad relativa del aire.

e_d , tensión característica de la línea por fase [kVefectivo].

m , valor que depende de la Tabla 4

Para cables de varios hilos, que tienen 12 o más hebras en la capa exterior:

$$e_d = 48,6 m \delta^{2/3} \frac{\left[\log \frac{D}{c R_h} + (n_h - 1) \log \frac{D}{R - c R_h} \right]}{\frac{1}{c R_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - c R_h)}} \quad (18)$$

$$c = 1 - \frac{\sin \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} \quad (19)$$

Donde:

n_h , número de hebras de la capa exterior.

R_h , radio hebra capa exterior [cm].

R , radio medio del conductor [cm].

m , valor que depende de la Tabla 4.

c , constante adimensional para el cálculo de e_d

Para un cable que tiene 6 hebras en la capa exterior:

$$e_d = 35,47 m \delta^{2/3} R \left(\log \frac{D}{R} + 0,0677 \right) \quad (20)$$

Tabla 4.

Valores de “m” propuestos

0,87 – 0,9	Para condiciones comunes
0,67 – 0,74	Para conductores no lavados
0,912 – 0,93	Para conductores lavados con disolvente de grasas
0,885	Escobillados con una escobilla de alambre
1	Pulido
0,72 – 0,75	Conductores arrastrados y sucios con polvo
0,945	Después de 5 meses expuestos a la acción atmosférica
0,92	Sometido a la acción atmosférica, humedad baja de día
0,78	Sometido a la acción atmosférica, humedad baja de noche

Nota: adaptado de: Mena, (2008).

Segunda fase. Luego se calcula la razón entre la tensión por fase de servicio y la tensión característica de la línea V/e_d . Con esta razón se determina a través de la Figura 5 y la Figura 6 el valor del factor ϕ .



Figura 5. Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona.

Adaptado de Sabaj, 2015.

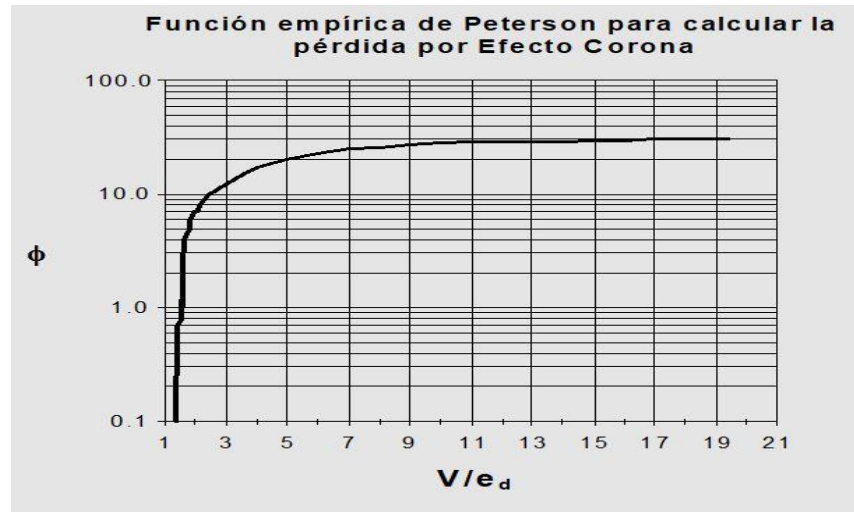


Figura 6. Función de Peterson para cálculo de pérdida por Efecto Corona.

Adaptado de Sabaj, 2015.

Tercera fase. Finalmente y determinado F se aplica la ecuación de Peterson para pérdidas corona para buen tiempo por la ecuación 21.

$$P_{PETERSON} = \frac{20,95 \times 10^{-6} f V^2}{\left(\log \frac{D}{R}\right)^2} \Phi \quad (21)$$

Donde:

$P_{PETERSON}$, potencia de pérdida por corona, en [kW/km/fase].

f , frecuencia del sistema [Hz].

V , tensión de servicio [kVefect fn].

3.5.3 Método de Electricité de France. Este método para hallar la pérdida corona es aplicable para conductor tipo en haz. Los investigadores desarrollaron dos métodos, uno de estos para las condiciones climáticas de buen tiempo y el otro para el mal tiempo.

Método para buen tiempo. En el caso de un conductor que está formado por elementos agrupados en pequeños haces de n subconductores por fase, se da la ecuación 22 para hallar la potencia de pérdidas corona.

$$P_{EDF} = P_0 r^{1.8} (n + 6)^2 \frac{f}{50} \quad (22)$$

Donde:

P_{EDF} , potencia de pérdida por corona [kW/km/fase].

f , frecuencia del sistema [Hz].

r , radio del subconductor [cm].

n , número de subconductores.

P_0 , es un factor de pérdida de potencia que se obtiene de la Figura 7 en función del gradiente relativo y el estado de la superficie del conductor (m).

$$E_0 = g_0 \delta \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}} \right) \quad (23)$$

$$E_r = \frac{E_m}{E_0} \quad (24)$$

Donde:

E_0 , campo eléctrico del subconductor liso ideal, [kV/cm]

g_0 y δ , son los descritos al principio de esta sección.

r , radio del subconductor [cm].

E_r , gradiente relativo

Las ecuaciones 25, 26, 27 28 y 29 son expresiones obtenidas por medio de una regresión exponencial que se adapta a los datos tomados de la Figura 7.

Conductor sucio:

$$P_0 = 2 \times 10^{-7} e^{16,339 E_r} \quad (25)$$

Conductor medianamente sucio:

$$P_0 = 2 \times 10^{-7} e^{15,163 E_r} \quad (26)$$

Estado medio de superficie del conductor:

$$P_0 = 2 \times 10^{-7} e^{14,646 E_r} \quad (27)$$

Conductor medianamente limpio:

$$P_0 = 2 \times 10^{-7} e^{15,266 E_r} \quad (28)$$

Conductor limpio:

$$P_0 = 2 \times 10^{-7} e^{13,56 E_r} \quad (29)$$

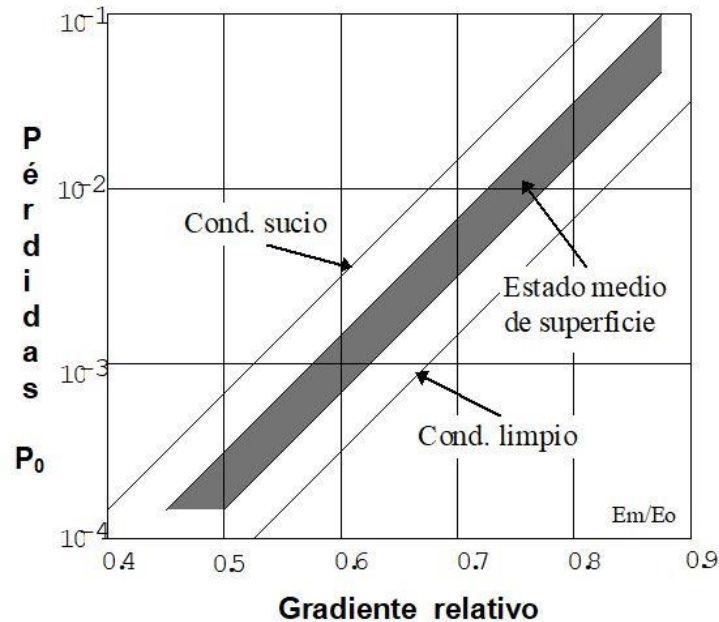


Figura 7. Gráfico para pérdidas en conductores secos.
Adaptado de Sabaj, 2015.

En la anterior se tienen diferentes valores para el factor de pérdida de potencia dependiendo de la condición de la superficie del cable, para poder definir un valor de pérdidas se determinarán unas condiciones de superficie y de estas condiciones se analizará que comportamiento tienen los datos arrojados por la tabla. El fin es obtener un modelo matemático que pueda adaptarse a esta condición de operación que permita facilitar la selección del factor de pérdida.

Método para mal tiempo. Este método es un proceso analítico desarrollado rigurosamente y verificado experimentalmente con mediciones en líneas y en jaulas de prueba. Fueron utilizadas configuraciones en haz de 1 a 8 subconductores, con diámetros entre 2,0 y 5,8 cm por conductor (Sabaj, 2015).

La pérdida corona para mal tiempo queda determinada por la ecuación 30.

$$P_{EDF} = kP_e \quad (30)$$

$$k = \frac{f}{50} (nr\beta)^2 \frac{\log(R_0/R_c) \log(\rho/R_c)}{\log(R_0/\rho)} \quad (31)$$

$$\beta = 1 + \frac{0,308}{\sqrt{r}} \quad (32)$$

$$\rho = 25\sqrt{nr} \quad (33)$$

$$C_\emptyset = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{R_0}{r}\right)} \quad (34)$$

$$C_\emptyset = C_s - C_m \quad (35)$$

$$C_s = \rightarrow_{C_{ii}} \quad (36)$$

$$C_m = \rightarrow_{C_{ij}} \quad (37)$$

Donde:

P_{EDF} , potencia de pérdida por corona [kW/km/fase].

k , factor que depende de las características geométricas de la línea y viene dado por la ec. 31

f , frecuencia del sistema [Hz].

r , radio del subconductor [cm].

R_0 , radio del conductor a potencial cero, de la línea coaxial equivalente (radio de la jaula equivalente), se obtiene despejando la ec. 34 [cm].

R_c , radio del conductor único equivalente de igual capacidad, ec. 13 [cm].

ρ , radio medio de emigración de la carga espacial, ec. 33 [cm].

n , número de subconductores.

P_e , pérdida específica corona (ver Figura 9), que depende del campo eléctrico relativo ec. 24 y del estado de superficie de los conductores (m se obtiene de la Figura 8) [kW/km/fase].

C_ϕ , capacitancia por fase para la línea completamente transpuesta, ec. 35, que es igual a la diferencia entre la capacitancia propia, ec. 36 y la capacitancia mutua, ec. 37 obtenidas de los coeficientes de Maxwell.

Y el factor m , para un mismo valor de intensidad de lluvia puede variar en 20 - 30%, dependiendo del grado de envejecimiento del conductor. Esta variación puede traducirse perfectamente en una variación de hasta 100% en la pérdida específica P_e , con bajas intensidades de lluvia, y bajo campo eléctrico. (Osorio, 2018)

Tabla 5.

Clasificación de la precipitación según la intensidad.

Intensidad de lluvia	Acumulación [mm/hr]
Débil	Intensidad < 2
Moderada	$2 \leq \text{Intensidad} \leq 15$
Fuerte	$15 \leq \text{Intensidad} \leq 30$
Muy fuerte	$30 \leq \text{Intensidad} \leq 60$
Torrencial	Intensidad ≥ 60

Nota: tomado de Wikipedia, s.f.

En la Tabla 5 se caracteriza la intensidad de lluvia de forma cualitativa para que el usuario pueda identificar en la Figura 8 el coeficiente de estado de superficie del conductor. El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), proporciona información hidrológica de diversas zonas geográficas que pueden ser usadas para una adecuada selección de intensidad de lluvia. (IDEAM, 2018)

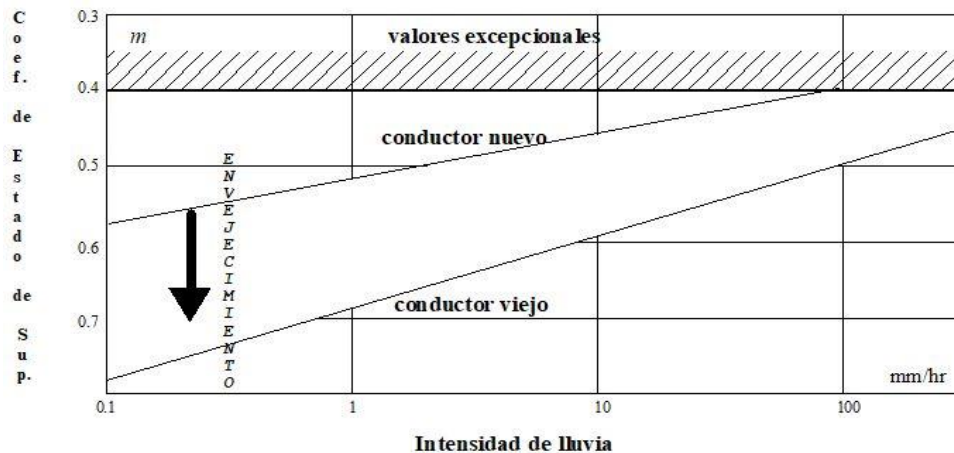


Figura 8. Gráfico para determinar el coeficiente de estado de superficie del conductor.

Adaptado de Sabaj, 2015.

Una vez identificado el coeficiente de estado de superficie del conductor, este se redondea a los valores que se muestran en la Figura 9 asociados con las pérdidas específicas que está en función

del campo eléctrico relativo, ecuación 24. Para propósitos de estandarizar el proceso se modelaron matemáticamente cada una de estas curvas de tipo exponencial como se observa en las ecuaciones 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45 y 46.

$$P_e(m = 0,4) = 0,0857e^{5,3575(E_r)} \quad (38)$$

$$P_e(m = 0,45) = 0,0464e^{6,1488(E_r)} \quad (39)$$

$$P_e(m = 0,5) = 0,0145e^{7,5204(E_r)} \quad (40)$$

$$P_e(m = 0,55) = 0,0096e^{7,999(E_r)} \quad (41)$$

$$P_e(m = 0,6) = 0,0038e^{9,1628(E_r)} \quad (42)$$

$$P_e(m = 0,65) = 0,0004e^{11,625(E_r)} \quad (43)$$

$$P_e(m = 0,7) = 0,0023e^{8,8419(E_r)} \quad (44)$$

$$P_e(m = 0,75) = 0,0004e^{10,718(E_r)} \quad (45)$$

$$P_e(m = 0,8) = 0,0008e^{9,3917(E_r)} \quad (46)$$

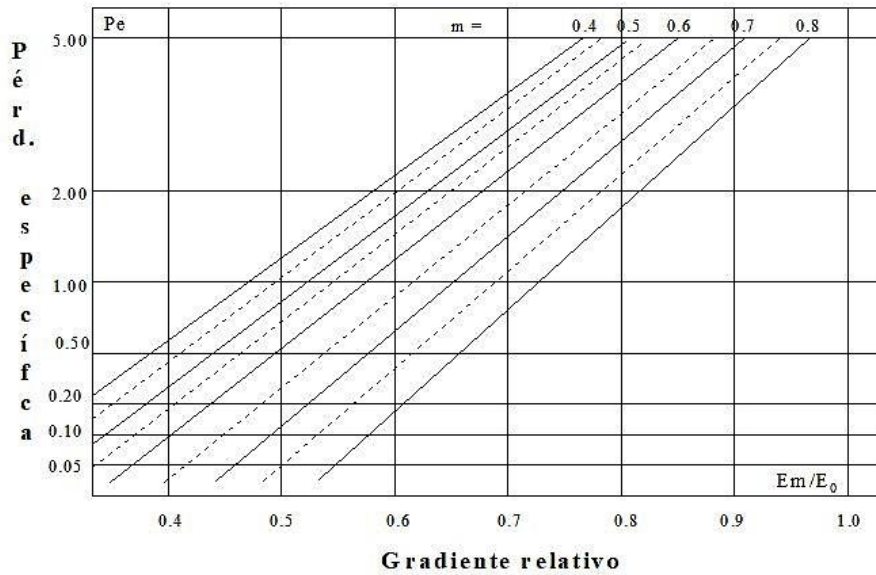


Figura 9. Pérdida específica corona. Adaptado de Sabaj, 2015.

3.6 Cálculo de la ampacidad en estado estable

La metodología que ofrece IEEE Std 738 permite determinar la capacidad térmica de los conductores dependiendo de las condiciones climáticas a las que se expone la línea (IEEE Std 738, 2013). En la Figura 10 se observan los fenómenos que se presentan en la línea que afectan la variación de temperatura en la capa externa del conductor.

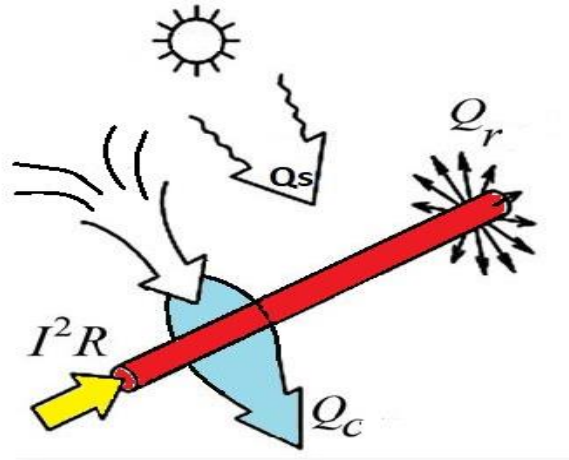


Figura 10. Factores que afectan la temperatura del conductor en su capa externa. Adaptado de Kotni, 2012.

El método que se expone en IEEE Std 738 está basado en la ecuación fundamental del balance de calor, ecuación 47. En este documento se tendrá en cuenta únicamente el cálculo de la ampacidad en conductores desnudos, bajo la condición de estado estable.

$$I^2R_{(T_{avg})} + q_s - q_c - q_r = mC_p \frac{dT_{avg}}{dt} = 0 \quad (47)$$

Donde:

I , corriente eléctrica [A].

R , resistencia eléctrica AC del conductor en función de la temperatura [W/m].

q_s , ganancia de calor solar [W/m], ec. 66

q_c , transferencia de calor por convección [W/m], ec. 52

q_r , transferencia de calor por radiación [W/m], ec. 58

$\frac{dT_{avg}}{dt} = 0$, en estado estable la variación de la temperatura en el tiempo es cero.

C_p , calor específico del material conductor.

Para el cálculo de la ampacidad se considera que las condiciones atmosféricas y ambientales son invariantes en el tiempo. La metodología IEEE ofrece la opción de realizar dos cálculos diferentes en estado estable:

- Calcular la temperatura del conductor cuando la corriente circulante es conocida.
- Calcular la intensidad de corriente que lleva el conductor al límite térmico definido por el usuario.

El análisis en estado estable parte de la ecuación 47 llamada ecuación de equilibrio térmico, donde la cantidad de calor emitido por el sistema es igual a la que este absorbe, en IEEE Std 738 se definen como fuentes de calor, la insolación y el efecto Joule. Por otro lado, asume como fuentes de refrigeración, el viento (enfriamiento por convección) y la radiación térmica del conductor hacia el medio.

Refrigeración por convección. La transferencia de calor por convección se analiza desde tres perspectivas. La primera asume la refrigeración de forma natural (velocidad del viento cero), la segunda y la tercera consideran vientos de baja y alta velocidad respectivamente. Cada uno de estos comportamientos está previamente definidos en modelos matemáticos independientes, tal como se muestra en las ecuaciones 48, 49 y 50 Se propone aplicar los modelos matemáticos al caso de estudio y utilizar como factor de refrigeración por convección, el mayor de los valores ecuación 52 (IEEE Std 738, 2013).

Velocidad del viento cero (convección natural [W/m])

$$q_{cn} = 3,645 \rho_f^{0,5} D_0^{0,75} (T_s - T_a)^{1,25} \quad (48)$$

Velocidad de viento baja (convección forzada [W/m])

$$q_{c1} = K_{angle} [1,01 + 1,35 N_{Re}^{0,52}] k_f (T_s - T_a) \quad (49)$$

Velocidad de viento alta (convección forzada [W/m])

$$q_{c2} = K_{angle} [0,754 N_{Re}^{0,6}] k_f (T_s - T_a) \quad (50)$$

$$N_{Re} = \frac{D_0 p_f V_w}{\mu_f} \quad (51)$$

$$q_c = \text{máx} \{q_{cn}, q_{c1}, q_{c2}\} \quad (52)$$

Donde:

ρ_f , densidad del aire en kg/m³, ec. 55

D_0 , diámetro del conductor [mm].

T_s , temperatura superficial del conductor [°C].

T_a , temperatura ambiente del aire [°C].

V_w , velocidad del viento [m/s].

K_{angle} , factor de corrección angular del viento, es adimensional ec. 57

μ_f , viscosidad dinámica del aire, en [kg/m-s] ec. 56

k_f , conductividad térmica del aire a la temperatura T_{film} [W/(m.°C)] ec. 54

N_{Re} , número de Reynolds ec. (3.50)

La conductividad térmica k_f , la densidad ρ_f , y la viscosidad del aire μ_f se calculan utilizando las ecuaciones 54, 55 y 56 para la temperatura T_{film} ecuación 53

$$T_{film} = \frac{T_s + T_a}{2} \quad (53)$$

$$K_f = (2,424 \times 10^{-2}) + (7,477 \times 10^{-5} T_{film}) - (4,407 \times 10^{-9} T_{film}^2) \quad (54)$$

$$\rho_f = \frac{(1,293 - 1,525 \times 10^{-4} H_e) + (6,379 \times 10^{-9} H_e^2)}{1 + 0,00367 T_{film}} \quad (55)$$

$$\mu_f = \frac{1,458 \times 10^{-6} (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4} \quad (56)$$

Donde:

H_e , altura del conductor sobre el nivel del mar [m].

T_{film} , temperatura de la capa límite [°C].

Además, el factor de corrección de dirección del viento K_{angle} , se obtiene a partir de la ecuación 57.

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194 \cos(2\phi) + 0,368 \sin(2\phi) \quad (57)$$

Donde:

ϕ , ángulo de incidencia del viento y el eje del conductor [grados “°”].

Refrigeración por Radiación. Las pérdidas de calor radiado se dan cuando el conductor es calentado a una temperatura mayor que la de sus alrededores, entonces la energía se transmite a sus alrededores por radiación. La tasa de transferencia depende de la diferencia de temperaturas, también define como la capacidad que posee el conductor de transferir calor al medio circundante a través de emisiones de OEM (ondas electromagnéticas) asociadas con la temperatura que posee. (IEEE Std 738, 2013)

La radiación se describe con la ley de Stefan- Boltzman, el modelo matemático para el cálculo de la refrigeración por radiación se presenta en la ecuación 58.

$$q_r = 17,8 D_0 \varepsilon \left[\left(\frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (58)$$

Este fenómeno depende básicamente del coeficiente de emisividad propio del conductor (ε). Dale Douglas (Sanín, 2008) recomienda utilizar en conductores nuevos $\varepsilon = 0,2$, y en conductores deteriorados por el tiempo $\varepsilon = 0,9$. Adicionalmente, se sugiere asumir una emisividad de 0,5 cuando el estado del conductor se desconoce.

Ganancia térmica por insolación. La tasa por ganancia de calor solar debido a la incidencia de los rayos solares, depende de los siguientes factores:

El coeficiente de absorción (α) que caracteriza al conductor. Se recomienda utilizar tres valores típicos, $\alpha = 0,2$ para conductores nuevos, $\alpha = 0,9$ para conductores deteriorados por el tiempo y $\alpha = 0,5$ cuando el estado de la superficie del conductor es desconocido (Sanín, 2008)

El ángulo de la altura solar H_c (altura solar “ $^{\circ}$ ”) y la orientación angular del sol con respecto al horizonte Z_c (acimut solar “ $^{\circ}$ ”), cuyos valores dependen de la altitud propia de la zona geográfica donde está ubicada la línea de transmisión. Las ecuaciones 59 y 60 permiten obtener estos parámetros con base en la altitud geográfica y la declinación solar.

$$H_c = \text{arc sin}[\cos(\text{Lat}) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\text{Lat}) \sin(\delta)] \quad (59)$$

$$Z_c = C + \text{arc tan}(X) \quad (60)$$

$$X = \frac{\sin(\omega)}{\sin(\text{Lat}) \cos(\omega) - \cos(\text{Lat}) \tan(\delta)} \quad [^{\circ}] \quad (61)$$

$$\delta = 23,46 \sin \left[\frac{284 + N}{365} \times 360 \right] \quad (62)$$

Donde:

Lat , latitud geográfica de la zona donde se encuentra ubicada la línea.

ω , ángulo de la hora local, en $[^{\circ}]$, es el número de hora desde medio día, por ejemplo: 11 a.m. = -15° ; 2 p.m. = $+30^{\circ}$

C , constante asociada con el acimut solar, se selecciona de la Tabla 6.

N, el día del año en el que se realiza el cálculo contando los días a partir del primero de enero, por ejemplo: Marzo 15 = 31 + 28 + 15 = 74, ver ecuación 62.

Tabla 6.

Valor de la constante C en función de ω y X

ω	C si $\chi \geq 0^\circ$	C si $\chi < 0^\circ$
$-180 \leq \omega < 0$	0	180
$0 \leq \omega < 180$	180	360

Nota: Adaptado de std IEEE 738, 2012.

La radiación solar total " Q_s " de la zona geográfica donde se encuentra la línea de transmisión, en IEEE Std 738 se representa matemáticamente en función de la altitud del sol (en grados) y el tipo de atmósfera (industrial o limpia). Adicionalmente, se le aplica un factor de corrección por el efecto de la altura sobre el nivel del mar [ecuaciones 63 y 64].

$$Q_s = A + BH_c + CH_c^2 + DH_c^3 + EH_c^4 + FH_c^5 + GH_c^6 \quad (63)$$

Donde:

Q_s , radiación solar incidente total [W/m²].

H_c , altitud solar calculada a partir de la ecuación 59

A, B, C, D, E, F , y G , coeficientes del modelo matemático y se seleccionan de la Tabla 7 con base en el tipo de atmósfera presente en la zona.

Tabla 7.

Coefficientes polinomiales en función del tipo de atmósfera.

Atmosfera limpia	
(Nivel de contaminación: Bajo ó Medio)	
A	-42,2391
B	63,8044
C	-1,9220
D	3,46921e-02
E	-3,61118e-04
F	1,94318e-06
G	-4,07608e-09
Atmosfera industrial	
(Nivel de contaminación: Medio-Alto ó Alto)	
A	53,1821
B	14,2110
C	6,6138e-01
D	-3,16578e-02
E	5,4654e-04
F	-4,3446e-06
G	1,3236e-08

Nota: Adaptado de std IEEE 738, 2012.

Ahora se realiza la corrección por altura y se obtiene la radiación solar incidente total, Q_{se} .

$$Q_{se} = K_{solar} Q_s \quad (64)$$

$$K_{solar} = A + BH_e + CH_e^2 \quad (65)$$

Donde:

Q_{se} , radiación solar incidente total corregida por altura [W/m^2].

H_e , elevación del conductor sobre el nivel del mar [m].

K_{solar} , factor de corrección por elevación, ec. 65. Los coeficientes se dan en la Tabla 8.

Tabla 8.

Coefficientes para corrección de flujo solar por altitud.

	SI
A	1
B	1,148e-04
C	-1,108e-08

Nota: Adaptado de std IEEE 738, 2012.

Finalmente se aplica el modelo matemático para el cálculo de la ganancia térmica por efecto solar expresado en la ecuación 66.

$$q_s = \alpha Q_{se} \sin(\theta) A' \quad (66)$$

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) - \cos(Z_c - Z_l)] \text{ [}^\circ\text{]}. \quad (67)$$

Donde:

A' , diámetro del conductor [m].

q_s , ganancia térmica por efecto solar [W/m].

Ganancia térmica por efecto Joule. En IEEE Std 738 se considera que el incremento de temperatura por efecto Joule depende únicamente de la resistencia propia del material a la temperatura T_{avg} considerada.

Esto se debe a que el análisis es realizado bajo condiciones de estado estable (intensidad de corriente constante). Por lo anterior, es necesario ajustar por temperatura el valor de la resistencia que proporciona el fabricante, este ajuste se realiza a través del modelo matemático presentado en la ecuación 68.

$$R_{(T_{avg})} = \left[\frac{R_{T_{High}} - R_{T_{Low}}}{T_{High} - T_{Low}} \right] \times (T_{avg} - T_{Low}) + R_{T_{Low}} \quad (68)$$

Donde:

$R_{(T_{avg})}$, resistencia del conductor a la temperatura T_{avg} [Ω/km].

$R_{T_{Low}}$ y $R_{T_{High}}$, resistencia eléctrica especificada para T_{Low} y T_{High} respectivamente [Ω/km].

T_{Low} y T_{High} , mínima y máxima temperatura del conductor para las cuales se especifica la resistencia del conductor a las frecuencias de 60 ó 50 Hz [$^{\circ}\text{C}$].

T_{avg} , temperatura de límite térmico del conductor [$^{\circ}\text{C}$].

Una vez se obtengan cada uno de los parámetros de la ecuación de equilibrio térmico, ecuaciones 66, 52, 58 y 68, despejando la ecuación 47, se obtiene la capacidad de corriente máxima permisible del conductor para una T_{avg} seleccionada, ecuación 69.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R_{(T_{avg})}}} \quad (69)$$

3.7 Análisis económico

3.7.1 Cálculo del costo de pérdidas. Las pérdidas de potencia tienen un impacto preponderante en el diseño de sistemas de transmisión porque hay que generarlas igual que la potencia que se transmite. Por esta razón, el cálculo del costo de pérdidas juega un papel importante en la sección económica del conductor.

El costo de pérdidas expresado por la ecuación 70 se divide en dos: costo de pérdidas por efecto joule, ecuación 71 y el costo de pérdidas corona, ecuación 76.

$$CP = C_J + C_C \quad (70)$$

El costo de las pérdidas por efecto joule se calcula mediante:

$$C_J = PE_J * PUP \quad (71)$$

$$PPJ = 3I^2 R_{(T_{avg})} \times 10^{-3} \quad (72)$$

$$PE_{JE.seca} = Nd_{seco} (PP_{J.Dmax} * h_{Dmax} + PP_{J.Dmed} * h_{Dmed} + PP_{J.Dmin} * h_{Dmin}) \quad (73)$$

$$PE_{JE.lluvia} = Nd_{lluvia} (PP_{J.Dmax} * h_{Dmax} + PP_{J.Dmed} * h_{Dmed} + PP_{J.Dmin} * h_{Dmin}) \quad (74)$$

$$PE_J = PE_{JE.seca} + PE_{JE.lluvia} \quad (75)$$

Donde:

PPJ , pérdidas por efecto Joule [kW/km].

I , corriente eléctrica [A], ec. 2

PE_J , pérdidas de energía por efecto Joule [kWh-año/km].

$R_{(T_{avg})}$, resistencia del conductor [W/km].

$PE_{J_{E.seca}}$, pérdidas de energía por efecto Joule en época seca [kWh-año/km].

$PE_{J_{E.lluvia}}$, pérdidas de energía por efecto Joule en época lluviosa [kWh-año/km].

PUP , precio unitario de potencia [\$/kWh].

El costo de las pérdidas de energía corona se calcula de la siguiente forma:

$$C_C = E_C * PUP \quad (76)$$

$$E_{C.buen\ tiempo} = Nd_{seco} * (24 * PP_{C,buen\ tiempo}) \quad (77)$$

$$E_{C.mal\ tiempo} = Nd_{lluvia} * (Nh_{seco} * PP_{C,buen\ tiempo} + Nh_{lluvia} * PP_{C,mal\ tiempo}) \quad (78)$$

$$E_C = E_{C.buen\ tiempo} + E_{C.mal\ tiempo} \quad (79)$$

Donde:

PP_C , pérdidas corona, se determinan por medio de los métodos mencionados en la sección 3.3 [kW/km].

E_C , energía corona teniendo en cuenta tiempo seco ec. 77 y tiempo lluvioso ec. 78 [kWh-año/km].

Nd_{seco} , número de días en tiempo sin lluvia.

Nd_{lluvia} , número de días en tiempo con lluvia.

Nh_{seco} , número de horas en tiempo con lluvia que no hay presencia de lluvia.

Nh_{lluvia} , número de horas en tiempo con lluvia que hay presencia de lluvia.

3.8 Costo de pérdidas a valor presente

El costo de pérdidas por efecto Joule y Corona a valor presente se calculan así:

$$CP_{vp} = C_{Jvp} + C_{Cvp} \quad (80)$$

$$C_{Jvp} = \sum_{i=1}^n \frac{C_{Ji}}{(1+t)^i} \quad (81)$$

$$C_{Cvp} = \sum_{i=1}^n \frac{C_{Ci}}{(1+t)^i} \quad (82)$$

Donde:

CP_{vp} , costo anual de pérdidas a valor presente [\$/km].

C_{Jvp} , costo anual de pérdidas Joule a valor presente [\$/km].

C_{Cvp} , costo anual de pérdidas corona a valor presente [\$/km].

C_{ji} , costo de pérdidas por efecto joule presentes en el año i .

C_{ci} , costo de pérdidas por efecto corona presentes en el año i .

t , tasa de descuento anual [p.u].

n , número de años para el estudio económico.

3.9 Costo Total

El costo total expresado por la ecuación 83 está definido por el costo del conductor y el costo de pérdidas que son producidas por el conductor y es necesario llevarlo a valor presente para el estudio técnico económico.

Con la siguiente ecuación se calcula el costo total a valor presente de una determinada sección del conductor:

$$CT_{vp} = CS + CP_{vp} \quad (83)$$

Donde:

CT_{vp} , costo total a valor presente [\$/km].

CS , costo del conductor actual para una determinada sección [\$/km].

4. Estructura del programa

4.1 Introducción

Se ha establecido que MATLAB será la plataforma de programación por diversas razones, una es porque la universidad cuenta con la licencia para operar este programa y facilidades para que los estudiantes lo puedan descargar (Matlab, 2018), también por la facilidad de utilizar sus herramientas que permite al programador desenvolverse con destreza y creatividad en el desarrollo de proyectos.

En este trabajo de grado se ha desarrollado un entorno de trabajo amigable para la selección económica de conductores en líneas de transmisión. En la sección A.2.1 de la guía de usuario, se harán recomendaciones para seleccionar adecuadamente los datos de las variables de entrada que el programa necesita en sus procesos de programación para que el conductor que arroje el programa sea válido y viable para un proyecto de líneas de transmisión.

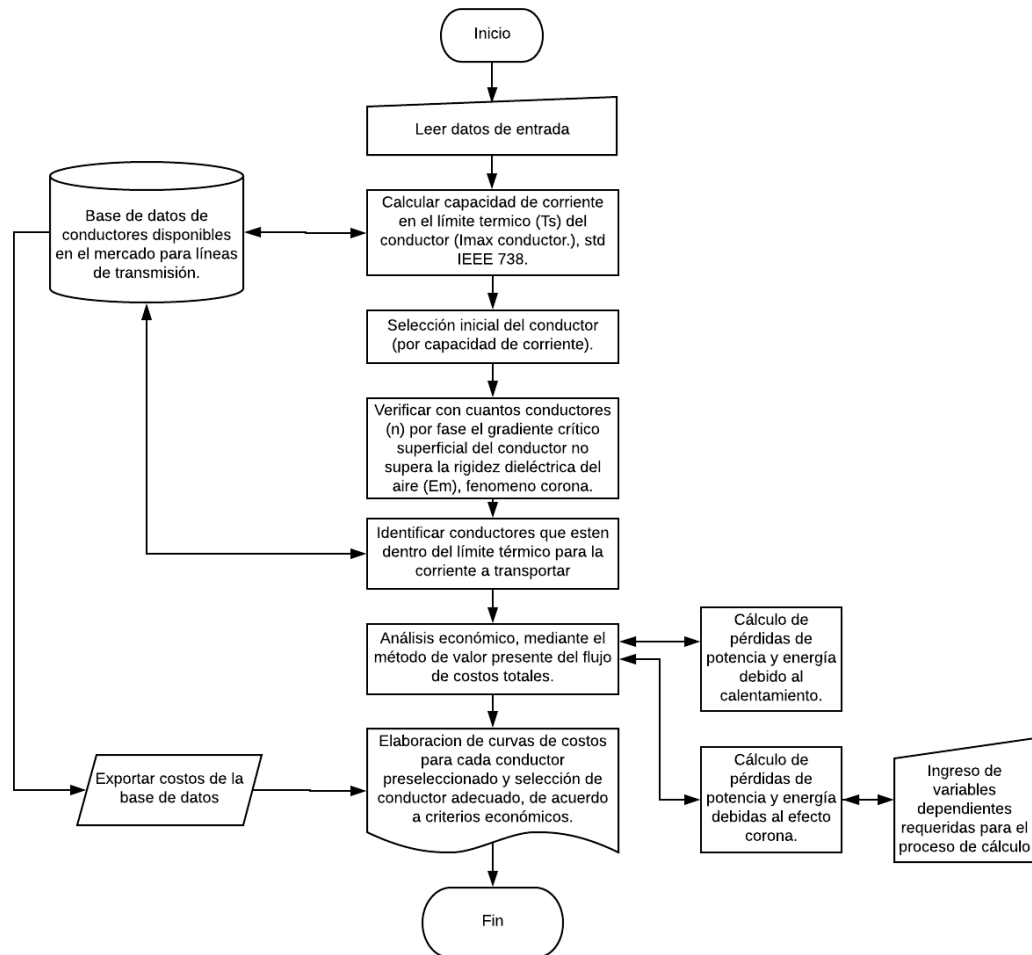


Figura 11. Diagrama de flujo del programa

4.2 Parámetros de entrada

4.2.1 Parámetros técnicos. Datos de diseño de la línea de transmisión:

- Tensión de operación (V_L) [kV].
- Número de conductores por haz [1 - 4].
- Configuración de la línea (distancia entre las fases, altura media del conductor sobre la tierra)

- Número de cables de guarda.
- Longitud de la línea (L) [km].
- Potencia a transportar la línea (P) [kW].
- Factor de potencia de la carga (fp).

Datos del medio al cuál se expone la línea de transmisión:

- Temperatura ambiente del aire (T_a) [°C].
- Velocidad del viento (V_w) [m/s].
- Altura sobre el nivel del mar (H_e) [m].
- Ángulo de incidencia del viento (ϕ) [°].
- Emisividad (ϵ), si el conductor está nuevo es 0,2, si el conductor está envejecido es 0,9 o si no se conoce estado de conductor es 0,5.
- Latitud (Lat) [°].
- Ángulo de hora local (ω) [°].
- Coeficiente de absorción (α), si el conductor está nuevo es 0,2, si el conductor está envejecido es 0,9 o si no se conoce estado de la superficie del conductor es 0,5.
- Día del año en el que se realiza el cálculo (N) contados desde el 1 de enero.
- Acimut de la línea (Z_l) [°].
- Nivel de contaminación, bajo ó medio, medio - alto ó alto.
- Temperatura superficial del conductor o temperatura de prueba (T_s) [°C].
- Días en época seca.
- Días en época de lluvia.

Datos de la configuración de la línea de transmisión:

- Número de circuitos.
- Número de conductores de guarda.
- Número de conductores por fase.
- Coordenadas de la configuración de la línea.

Datos que intervienen en el fenómeno corona:

- Gradiente superficial del aire.
- Coeficiente de superficie del conductor (m), depende del estado del conductor.
- Estado de superficie del conductor en condiciones de buen tiempo.
- Estado de superficie del conductor en condiciones de mal tiempo.
- Gradiente relativo.

4.2.2 Parámetros económicos

- Tasa de descuento anual [%].
- Periodo para estudio económico [años].
- Precio unitario de la energía definido en Colombia para las pérdidas de potencia en

transmisión

[\$/kWh].

4.3 Parámetros de salida

- Tipo de conductor (ACSR ó ACAR).
- Calibre del conductor [mm].
- Costo [\$].

4.4 Ejemplos propuestos

4.4.1 Ejemplo 1. Se diseña una línea de transmisión a 500 kV con una longitud de 167 km que atraviesa una zona geográfica con las siguientes características: Velocidad de viento 0,61 m/s (2.196 km/h) perpendicular al conductor, temperatura ambiente 40°C, máxima temperatura permisible del conductor 100°C, la línea recorre una dirección este a oeste ($Z_l = 90^\circ$), latitud 30° norte, atmósfera clara, altitud solar para las 11:00 a.m en junio 10 (día 161), elevación de la línea 500 msnm.

El conductor presenta una emisividad y una absorptividad solar de 0,5. Por la línea de transmisión se desea transportar un potencia máxima de 400 MW a un factor de potencia de 0,9, la operación de la línea se hará de acuerdo con el comportamiento de la curva de demanda típica en Colombia (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1994).

La línea es circuito sencillo configuración horizontal como se muestra en la Figura 12 con una distancia entre fases de 12 m y una altura promedio de 20 m, gradiente crítico del aire 30 kV/cm, conductor cableado nuevo y limpio. Para las pérdidas corona se asume que el cable en buen tiempo estará medianamente limpio, para mal tiempo el estado de superficie será de 0,6. Para el estudio

económico se usará una tasa de descuento del 10%, vida económica de la línea de 30 años y precio de la energía en transmisión de 150 \$/kWh.

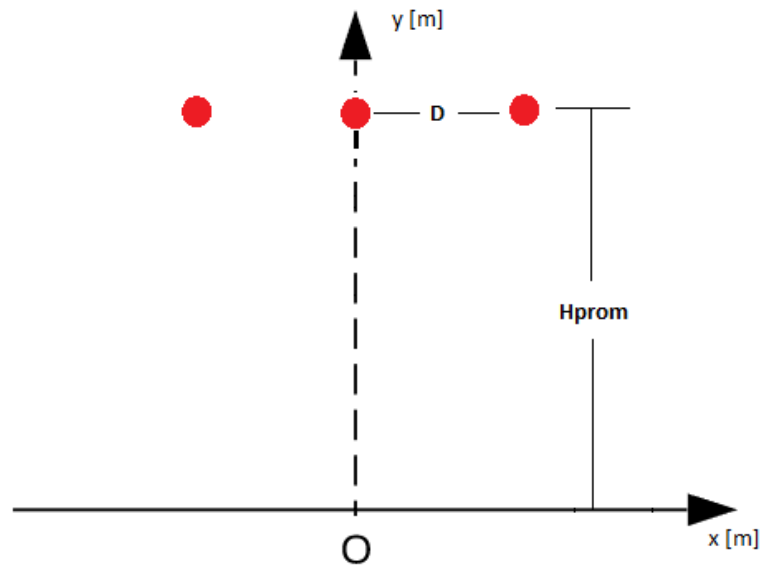


Figura 12. Configuración de la línea de transmisión.

El programa arroja que para las condiciones de operación y la configuración de la línea dadas, el arreglo de conductores más económico es 4 conductores por fase, cada uno de 44,1 mm de diámetro con un costo de \$22 762 400 000. Ver Figura 23

En el apéndice A, sección A.3 Ejemplos resueltos con el programase muestra como se utilizó el programa para llegar al resultado obtenido para este ejemplo.

4.4.2 Ejemplo 2. Para las mismas condiciones climáticas, geográficas, económicas y de estado del conductor del ejemplo anterior, se diseña una línea de transmisión de 230 kV con una longitud de 100 km circuito doble circuito como se muestra en la Figura 13 para transportar 500 MW a una subestación de transformación. Se tiene que la altura promedio es de 15 m, las distancia D1 de 6,5 m y D2 de 9 m. Determinar que arreglo de conductores es el más económico para esta línea de transmisión.

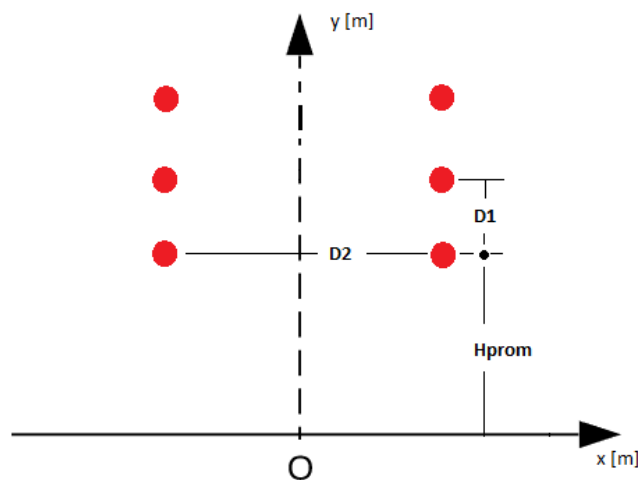


Figura 13. Configuración de la línea de transmisión.

El programa arroja que para las condiciones de operación y la configuración de la línea dadas, el arreglo de conductores más económico es 3 conductores por fase, cada uno de 45,79 mm de diámetro con un costo de \$141 040 000 000. Ver Figura 25

En el apéndice A, sección A.3 Ejemplos resueltos con el programa se muestra como se utilizó el programa para llegar al resultado de este ejemplo.

4.4.3 Ejemplo 3. Se realizó una convocatoria en mayo del 2014 para construir una línea de transmisión para reforzar el suministro de electricidad a la costa caribe de 500 kV (INTERCOLOMBIA, 2018) como se muestra en el mapa de transmisión eléctrica suministrado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que conecta con la subestación Chinú y Copey (UPME, 2018), la línea asociada con este proyecto tiene una longitud de 217 km y se tiene previsto que la potencia a transportar alcanza los 700 MW con factor de potencia de diseño de 0,9.

La temperatura promedio anual máxima registrada por la zona donde pasará la línea es de 33,2°C (IDEAM, 2018), latitud 8,8308° norte, altitud aproximada de 36°, intensidad de lluvia 8 mm/hora, 70 días con lluvia en el año, velocidad media del viento 2 m/s (7.2 km/h) a un ángulo de incidencia con el conductor de 30°, altura sobre el nivel del mar de 106 m, emisividad y coeficiente de absorción 0,5, ángulo de hora local 0°, día del año de estudio 172, acimut de la línea 45°, nivel de contaminación medio - alto, temperatura superficial del conductor 95°C, tasa de descuento 10%, periodo de vida económica del conductor 25 años, precio de energía en transmisión 90 \$/kWh, configuración de la línea horizontal circuito sencillo (ver Figura 12) distancia entre fases de 14 m y altura promedio de 25 m, estado del conductor nuevo y limpio, gradiente crítico del aire 29,8 kV/cm. Encontrar el arreglo de conductores más económico para este proyecto.

En la Figura 27 se muestran los resultados obtenidos por el programa una vez terminada correctamente la operación del programa como se explica en las etapas mencionadas en la sección

A.2 Operación de la *interfaz*. Los resultados obtenidos para el proyecto de la línea son un arreglo de 4 conductores por fase tipo ACAR con diámetro de 32 mm el cual tiene un costo de \$68 841 100 000.

En el apéndice A sección A.3 Ejemplos resueltos con el programa se muestra el procedimiento realizado en el programa para llegar al resultado de este ejemplo.

5. Conclusiones

De los métodos mencionados en el capítulo 2 se ha seleccionado la metodología dada por la IEEE Std 738 ya que es aplicable para el territorio colombiano con una tasa de error baja en comparación con la metodología propuesta por el CIGRE, además esta metodología ofrece mayor confiabilidad para sistemas de transmisión pues determina hasta qué punto se puede calentar el conductor sin que se pierdan sus propiedades mecánicas. (CIGRE technical brochure 299, 2006) (IEEE Std 738, 2013)

Se desarrolló un programa con la capacidad de seleccionar el conductor económico para una línea de transmisión de máximo cuatro conductores por haz, planteando ejemplos que permitan validar la funcionalidad del programa. El fin de esta herramienta es que sirva como material de apoyo para el grupo GISEL y los estudiantes de ingeniería eléctrica que cursen la asignatura de líneas de transmisión.

Se encontró que al seleccionar una mala configuración de la línea esta afecta el costo total debido que las pérdidas de potencia corona se salen del margen de estabilidad. Las pérdidas corona se hallaron con la expresión dada en el método de Electricité de France, debido a que considera más de un conductor por fase.

Se validó que para tensiones mayores o iguales a 345 kV el criterio principal para la selección del conductor resulta en tener en cuenta que no se supere el gradiente crítico corona, mientras que para niveles de tensión inferiores se debe tener en cuenta el hecho de que no se supere el límite térmico y con el análisis económico es más que suficiente.

Para el cálculo de la ampacidad en líneas de transmisión es necesario definir las condiciones geográficas, meteorológicas y técnicas asociadas al caso de estudio del sector donde se presenten las condiciones meteorológicas dominantes (escenario más crítico), para así garantizar que la corriente obtenida por la metodología sea la corriente restrictiva de la línea. A pesar del resultado económico que se obtiene con el software, existen otros factores que pueden elevar los costos de manera significativa y que se deben tener en cuenta durante el proceso de diseño, tales como derechos de vía, perfil de la trayectoria, licencias ambientales, poda de árboles, etc.

No se utilizaron los modelos de línea que tienen en cuenta reactancias y capacitancias pues no influyen en la caracterización de la línea en el análisis realizado, por lo tanto los cálculos realizados en la herramienta desarrollada no están sujetos a longitudes de línea. Se puede seleccionar el conductor técnico económico para diferentes diseños de línea, sean cortas, medianas o largas.

6. Trabajos futuros

Se propone implementar en el presente trabajo de grado el cálculo económico para evaluar arreglos de más de cuatro conductores en haz.

Para futuros casos de estudio, se recomienda elaborar una herramienta que evalúe costos para sistemas de transmisión en DC y transmisión subterránea con cables tipo XLPE.

Se recomienda estudiar casos experimentales como lo son los sistemas polifásicos (seis y doce fases), ya que según estudios realizados en Estados Unidos estas líneas han tenido un éxito relativo que las hace técnica y económicamente atractivas para la transmisión de energía eléctrica reemplazando el actual sistema eléctrico trifásico. (Kiessling et al., 2003).

Se recomienda ingresar los costos de estructuras y herrajería, tal como se explica en la sección A.2.2 Observación del apéndice, necesarios para soportar el conductor a seleccionar y así el programa arroje un conductor económicamente viable para el proyecto global de tendido de la línea de transmisión.

Referencias Bibliográficas

Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE). (2006). *Technical brochure 299. Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings. CIGRE Working Group B2.12.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1994) *Res. 002. Apolo*. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1994-CRG94002>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2018). *Atlas Climatológico de Colombia*. Recuperado de: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2013). *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*. IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013), 1-72.

INTERCOLOMBIA. (2018). *ISA INTERCOLOMBIA*. Recuperado de: www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/Refuerzo-Costa-Atlántica-a-500-kV.aspx

Jimenez, O, Cantu, V. & Conde, A. (2006). *Lineas de transmisión y distribución de energía eléctrica*. Universidad autónoma de Nuevo León, San Nicolas de los Garza de Nuevo León.

Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J., & Kaintzyk, U. (2003). *Overhead power lines: planning, desing, construction*. Berlín: Springer.

Kotni, L., (2012). *A proposed algorithm for an overhead transmission line conductor temperature rise calculation*. Faculty of Engineering, University of Science and Technology of Oran, John Wiley & Sons, Ltd. (p. 580).

Laforest, J. (1982). *Transmission line reference book. 345 kV and above* (2a ed.). United States: Electric power research institute.

Lluvia. (s.f). En Wikipedia. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Lluvia>. [2018, 30 de enero].

Matlab, G. i. (2018). *Plataforma UIS*. Recuperado de: http://www.uis.edu.co/webUIS/es/rss/imagenes/noticia_1153_7406_3.pdf

Mena, B. (2008). *Efecto corona en líneas de transmisión de 500kV*. (Tesis de pregrado). Escuela politécnica Nacional. Quito, Ecuador. Página 46.

Osorio, N. M. (2018). *Academia*. Recuperado de: https://www.academia.edu/15162858/Fenomeno_Corona_DOC

Sabaj, R. F. (2015). *Implementación de un modelo a escala para el estudio del efecto corona y medición de sus pérdidas según diversas condiciones y calidad del aire*. Tesis de pregrado. Universidad de Chile, Santiago de Chile.

Sanín Rincón, I. A. (2008). *Análisis de metodologías para el cálculo de la ampacidad en conductores desnudos, bajo la condición de estado estable*. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Sarmiento, E., & Oviedo, G. (2011). *Actualización del “manual de laboratorio de alta tensión” de la Universidad Industrial de Santander* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2018). *Simec*. Recuperado de: http://www.simec.gov.co/Portals/0/serv_sic/Documents/MAPA_TRANSMISION_PLAN_VISION_2028.pdf

Wayne, H., & Fink, D. (2013). *Standard handbook for electrical engineers* (6a ed.). New York: McGraw- Hill.

XM, S.A E.S.P (2018). *Parámetros técnicos del sin*. Recuperado de: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>

Apéndices

Apéndice A. Guía del usuario

A.1 Ejecución del programa

El programa desarrollado consta de tres archivos fundamentales para el funcionamiento de la interfaz llamados:

- TGAA.fig
- TGAA.m
- Lista_conductores.xlsx

Además de estos, en la carpeta “2. programa” está todo el paquete de archivos necesarios para que el programa sea ejecutado. MATLAB requiere que la ruta de acceso a esta carpeta sea definida para que pueda encontrar los archivos y realizar cualquier operación necesaria, como se muestra en la

Figura 14.

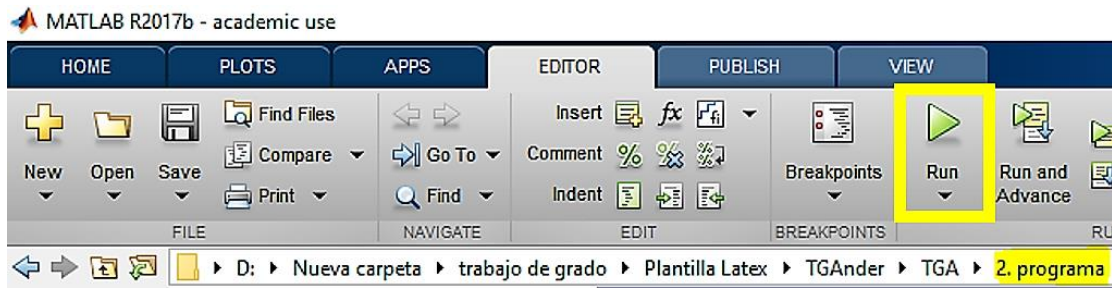


Figura 14. Ruta de acceso a la carpeta en MATLAB.

Una vez definida la ruta de acceso a la carpeta del programa, MATLAB podrá ejecutar la herramienta de dos formas. Una es pulsando el botón “Run” ubicado en la pestaña editor, ver

Figura 14 y la otra es llamando el archivo desde la ventana de comando como se muestra en la Figura 15.

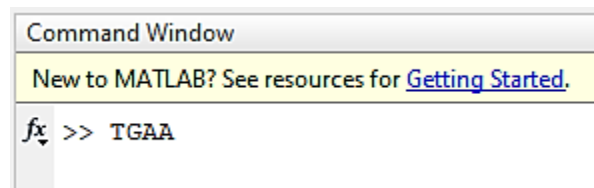


Figura 15. Ejecutar la herramienta desde la ventana de comando.

A.2 Operación de la interfaz

En la Figura 16 se muestra el entorno de trabajo para la selección técnico - económica del conductor de fase en el sistema de transmisión, el procedimiento a seguir se divide en tres etapas indispensables para que el programa funcione apropiadamente.

TGAA
SELECCIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE CONDUCTORES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Parámetros Técnicos

Datos de diseño de la Línea de Transmisión

VL de diseño: [] [kV]

? Longitud de la línea: [] [km]

Potencia a Transportar: [] [MW]

Factor de Potencia: [] [-]

Datos meteorológicos de la zona

Temperatura ambiente: [] [°C]

? Velocidad de Viento: [] [m/s]

h_{snm}: [] [m]

? Angulo entre dir. viento y cond.: [] [°]

? Emisividad: [] [-]

Latitud: [] [°]

? Angulo de hora local: [] [°]

Coeff. de absorción: [] [-]

? N (día del año 0 - 365): [] [Días]

Acimut de Línea: [] [°]

Nivel de contaminación: [] [-]

Temp. superficial del cond.: [] [°C]

Fenómeno Corona

Iniciar

N° de Circuitos: 0 []

N° cond guarda: []

N° cond x fase: []

Grad. sup. Aire: [] [kV/cm]

Coef. m: [] [] ?

Parámetros Económicos

Tasa de descuento anual: [] [%]

Periodo para estudio económico: [] [Años]

? Precio unitario de potencia: [] [\$/kWh]

Días en época seca: []

Días en época de lluvia: []


Pérdidas corona


Estado Superficie: [] [] ?


Estado Superficie: [] [] ?

Calcular

Salir







OUTPUT DATA

Conductor seleccionado

Tipo de conductor: [] Mostrar

Diámetro del conductor [] [mm]

Costo [\$]: [] N° cond. x fase []

Elaborado por: Andersson Fabián Areiza y Angiee Lisbeth Becerra.

Figura 16. Entorno de trabajo.

Primera etapa: Una vez ingresados todos los parámetros de entrada en el entorno de trabajo, se debe presionar el botón “Calcular” ubicado en la parte inferior izquierda del programa, esta acción permite correr el programa para el cálculo de la corriente máxima que puede soportar cada conductor almacenado en la base de datos gracias a la metodología IEEE Std 738. El programa dará un aviso al usuario de que ha terminado este cálculo mostrando una ventana emergente, ver Figura 17.

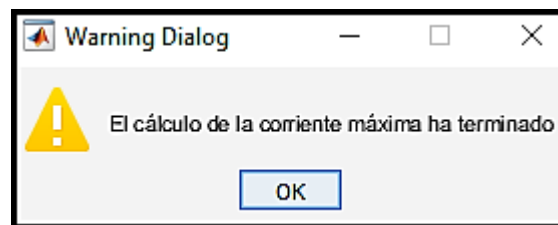


Figura 17. Mensaje de aviso que ha finalizado el cálculo.

Segunda etapa: En esta etapa se procede a realizar un ciclo iterativo con el fin de determinar el gradiente superficial y crítico para la configuración ingresada de la línea de transmisión, como se observa en el panel fenómeno corona. Este proceso es iterativo porque se debe presionar el botón “iniciar” cuatro veces, es decir una vez para cada arreglo de conductores por haz, por lo tanto antes de presionar este botón nuevamente debe asegurarse de modificar la cantidad de conductores por fase.

¿Cómo saber en qué momento volver a presionar el botón “iniciar”? Sencillo una vez se presione el botón, se inician los cálculos y al finalizar el programa abrirá una ventana emergente indicando que ha finalizado el ciclo respectivo, ver Figura 18.

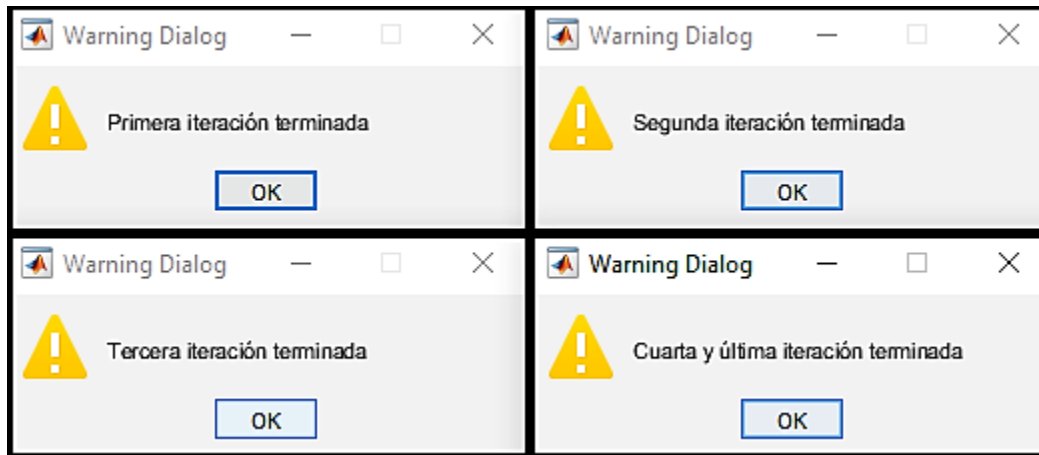


Figura 18. Mensajes de aviso que ha finalizado el ciclo respectivo.

Tercera etapa: Una vez se haya realizado adecuadamente las etapas anteriores, en la base de datos se habrá exportado la información técnica necesaria para la pre-selección de los conductores que cumplen con capacidad de corriente y fenómeno corona para los diferentes arreglos de conductores por haz. Con esta información, se hace el análisis económico calculando el costo total para cada conductor apto a operar bajo las condiciones ingresadas inicialmente, entonces faltaría saber cuál es el resultado económico, este se obtiene presionando el botón “mostrar” ubicado en la parte inferior derecha del panel “OUTPUT DATA”, la interfaz se traerá la información del conductor económico y se hará la selección dependiendo del siguiente criterio: si la atmósfera presenta un nivel de contaminación baja o media, arrojará el conductor ACSR más económico, mientras que si el nivel de contaminación es medio o alto, el programa seleccionará el conductor tipo ACAR como el más económico y se libera una ventana emergente informando que el programa ha finalizado, ver Figura 19.

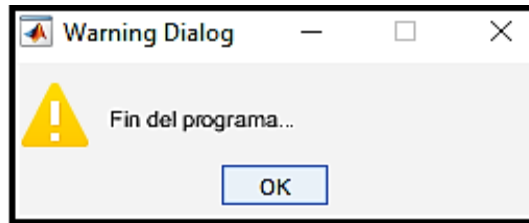


Figura 19. Aviso de que el programa ha finalizado.

Para evaluar otra línea se debe iniciar nuevamente el GUIDE. Se debe dar clic en el botón “Salir” y volver a ejecutar el programa tal como se indica en la

Figura 14 o en la Figura 15. Los datos de las líneas anteriores quedan almacenados.

A.2.1 Recomendaciones

El ángulo de incidencia del aire (ϕ), para antes de 2003 era común encontrar en literaturas un valor de 90° como valor típico. Sin embargo, a partir de los apagones ocurridos en 2003 (Dinamarca, Suecia, Italia, Este de los Estados Unidos) se ha considerado que asumir dicho valor puede poner en riesgo la operación del sistema, ya que en el momento que se presente un margen de refrigeración inferior que es muy probable debido a la no uniformidad de la catenaria, la línea de transmisión funcionará fuera de las condiciones para las cuales fue diseñada. Se recomienda manejar un valor de 30° que garantiza un balance entre los diferentes tipos de refrigeración por convección.

El valor asignado a los coeficientes de emisividad y absorptividad definidos en el estándar IEEE Std 738 debido al grado de sensibilidad de los modelos matemáticos ante la variación de estos parámetros es mínimo. Por tal motivo, se recomienda utilizar 0,5 como coeficiente para realizar un análisis general.

Se recomienda utilizar el menor valor registrado de velocidad del viento en la zona geográfica, que tenga en cuenta el escenario más desfavorable para el cálculo de corriente en el límite térmico del conductor.

Para el cálculo de la ampacidad en líneas de transmisión es necesario definir las condiciones geográficas, meteorológicas y técnicas asociadas con el caso de estudio del sector donde se presenten las condiciones meteorológicas dominantes (escenario más crítico), para así garantizar que la corriente obtenida por la metodología sea la corriente restrictiva de la línea.

Para determinar las pérdidas de potencia corona se tomó en consideración una curva típica de demanda en Colombia dada por la resolución CREG. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1994)

Para seleccionar los parámetros económicos para el caso de estudio, se recomienda tener en cuenta las consideraciones y fórmulas propuestas por la CREG 002 de 1994.

La información del clima necesario para el estudio de la línea de transmisión se puede tomar del atlas climatológico del instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales. (IDEAM, 2018)

A.2.2 Observación

El objetivo general de la herramienta desarrollada en este trabajo de grado es obtener el conductor de fase económico teniendo en cuenta los costos de las pérdidas y el precio del conductor, sin embargo el programa puede arrojar el análisis económico de la línea incluyendo los costos de las torres y demás herrajería para cada arreglo de conductores en las columnas 'BN - BO - BP - BQ' del archivo lista_conductores.xlsx anexo con el documento, ver Figura 20.

Parámetros Técnicos

Datos de diseño de la Línea de Transmisión

VL de diseño:	500	[kV]
Longitud de la línea:	167	[km]
Potencia a Transportar:	400	[MW]
Factor de Potencia:	0.9	[-]

Datos meteorológicos de la zona

Temperatura ambiente:	40	[°C]
Velocidad de Viento:	0.61	[m/s]
h _{snm} :	500	[m]
Angulo entre dir. viento y cond.:	90	[°]
Emisividad:	Estado des...	[-]
Latitud:	30	[°]
Angulo de hora local:	-15	[°]
Coef. de absorción:	Estado des...	[-]
N (día del año 0 - 365):	161	[Días]
Acimut de Línea:	90	[°]
Nivel de contaminación:	Bajo ó Medi...	
Temp. superficial del cond.:	100	[°C]

Parámetros Económicos

Tasa de descuento anual:	10	[%]
Periodo para estudio económico:	30	[Años]
Precio unitario de potencia:	150	[\$/kWh]
Días en epoca seca:	265	
Días en epoca de lluvia:	100	

SELECCIÓN TÉCNICO ECO

Fenómeno Corona Iniciar

N° de Circuitos: 1

N° cond guarda: 0

N° cond x fase: 1

Circuito 1:

	X	Y
Fase A está en conductor:	1	-12 20
Fase B está en conductor:	2	0 20
Fase C está en conductor:	3	12 20

Grad. sup. Aire: 30 [kV/cm]

Coef. m: Con... ?

Pérdidas corona

Estado Superficie: Conductor ... ?

Estado Superficie: m = 0.6 ?

Figura 21. Ingreso de parámetros de entrada.

Luego se realiza el cálculo iterativo tal como se explica en la segunda etapa de la sección

A.2 Operación de la *interfaz*. En la Figura 22 se muestra el final del ciclo iterativo y la configuración de la línea en el plano.

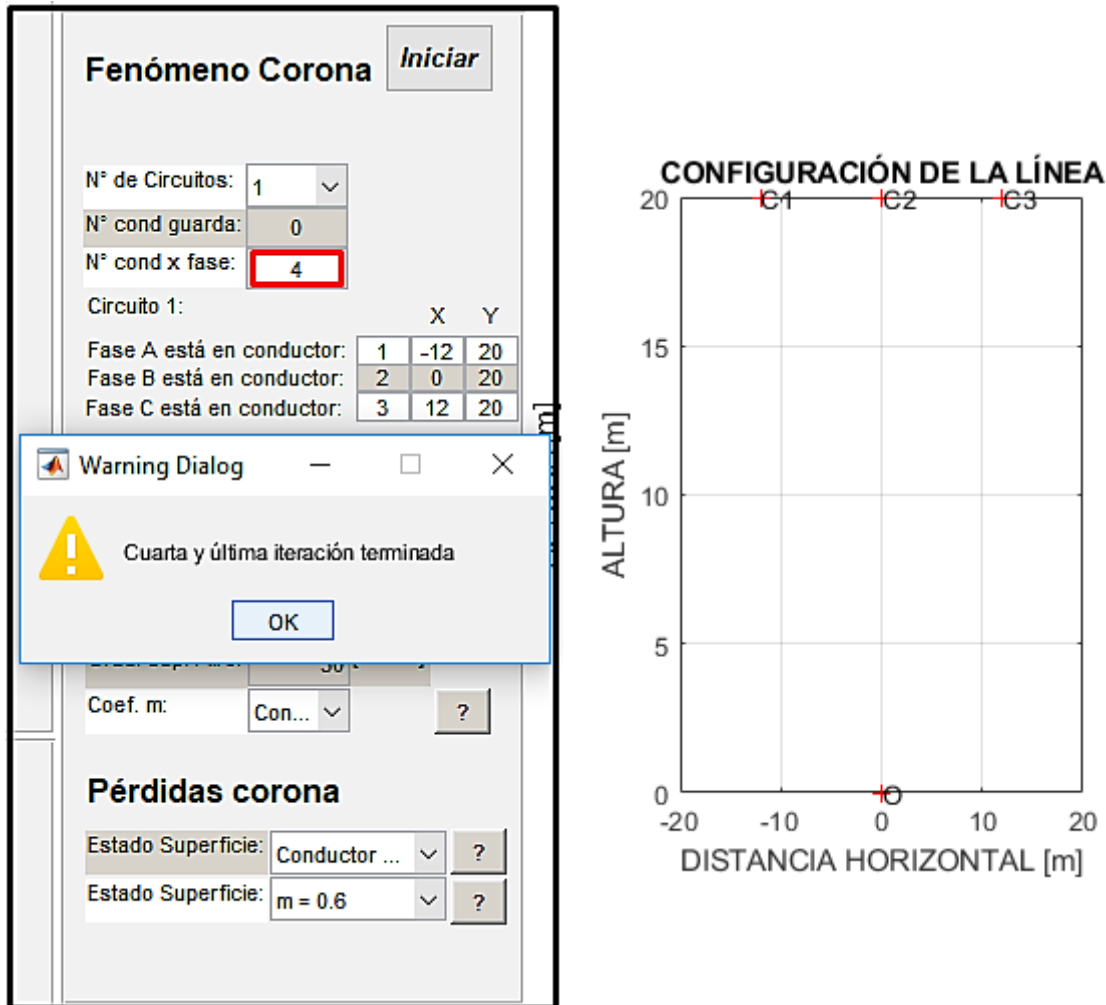


Figura 22. Fin de cálculo para fenómeno corona

Una vez se hayan terminado los 4 ciclos (uno por cada conductor) se procede a la etapa tres, donde el programa arroja las curvas de costos para cada conductor que cumpla con los criterios técnicos y por último selecciona el más económico dependiendo del nivel de contaminación ingresado en la interfaz gráfica, ver Figura 23.

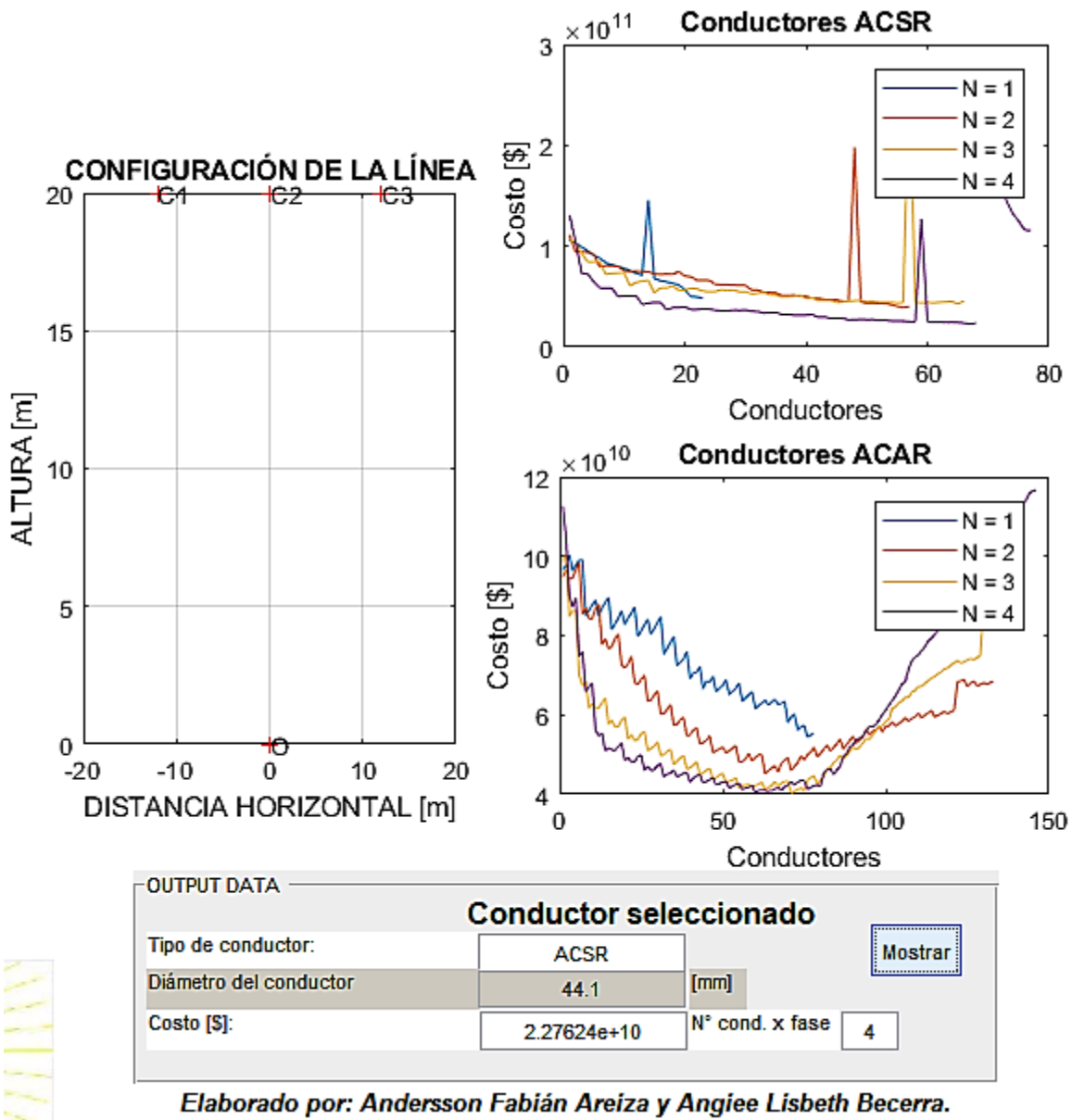


Figura 23. Resultado 1 obtenido con el programa.

A.3.2. Ejemplo 2

En la Figura 24, se observan los parámetros ingresados al entorno de trabajo, una vez hecho esto se procede tal como se explica en la primera parte de la sección

A.2 Operación de la *interfaz* para los cálculos técnicos y económicos.

Parámetros Técnicos

Datos de diseño de la Línea de Transmisión

VL de diseño:	Otro	[kV]	230
Longitud de la línea:	100	[km]	
Potencia a Transportar:	500	[MW]	
Factor de Potencia:	0.9	[-]	

Datos meteorológicos de la zona

Temperatura ambiente:	40	[°C]	
? Velocidad de Viento:	0.61	[m/s]	
hsnm:	500	[m]	
? Angulo entre dir. viento y cond.:	90	[°]	
Emisividad:	Estado des...	[-]	
Latitud:	30	[°]	
? Angulo de hora local:	-15	[°]	
Coef. de absorción:	Estado des...	[-]	
? N (día del año 0 - 365):	161	[Días]	
Acimut de Línea:	90	[°]	
Nivel de contaminación:	Bajo ó Medi...		
Temp. superficial del cond.:	100	[°C]	

Parámetros Económicos

Tasa de descuento anual:	10	[%]	
Periodo para estudio económico:	30	[Años]	
? Precio unitario de potencia:	150	[\$/kWh]	
Días en epoca seca:	265		
Días en epoca de lluvia:	100		

SELECCIÓN TÉCNICO ECO

Fenómeno Corona Iniciar

N° de Circuitos: 2

N° cond guarda: 0

N° cond x fase: 4

Circuito 1:

	X	Y
Fase A está en conductor:	1	-4.5 28
Fase B está en conductor:	2	-4.5 21.5
Fase C está en conductor:	3	-4.5 15

Circuito 2:

	X	Y
Fase A está en conductor:	4	4.5 28
Fase B está en conductor:	5	4.5 21.5
Fase C está en conductor:	6	4.5 15

Grad. sup. Aire: 30 [kV/cm]

Coef. m: Con... ?

Pérdidas corona

Estado Superficie: Conductor ... ?

Estado Superficie: m = 0.6 ?

Figura 24. Ingreso de parámetros de entrada.

Una vez se haya pasado por la etapa dos explicada en la sección

A.2 Operación de la *interfaz*, se procede a la etapa tres, donde el programa arroja las curvas de costos para cada conductor que cumpla con los criterios técnicos y por último selecciona el más económico dependiendo del nivel de contaminación ingresado en la interfaz gráfica, Figura 25.

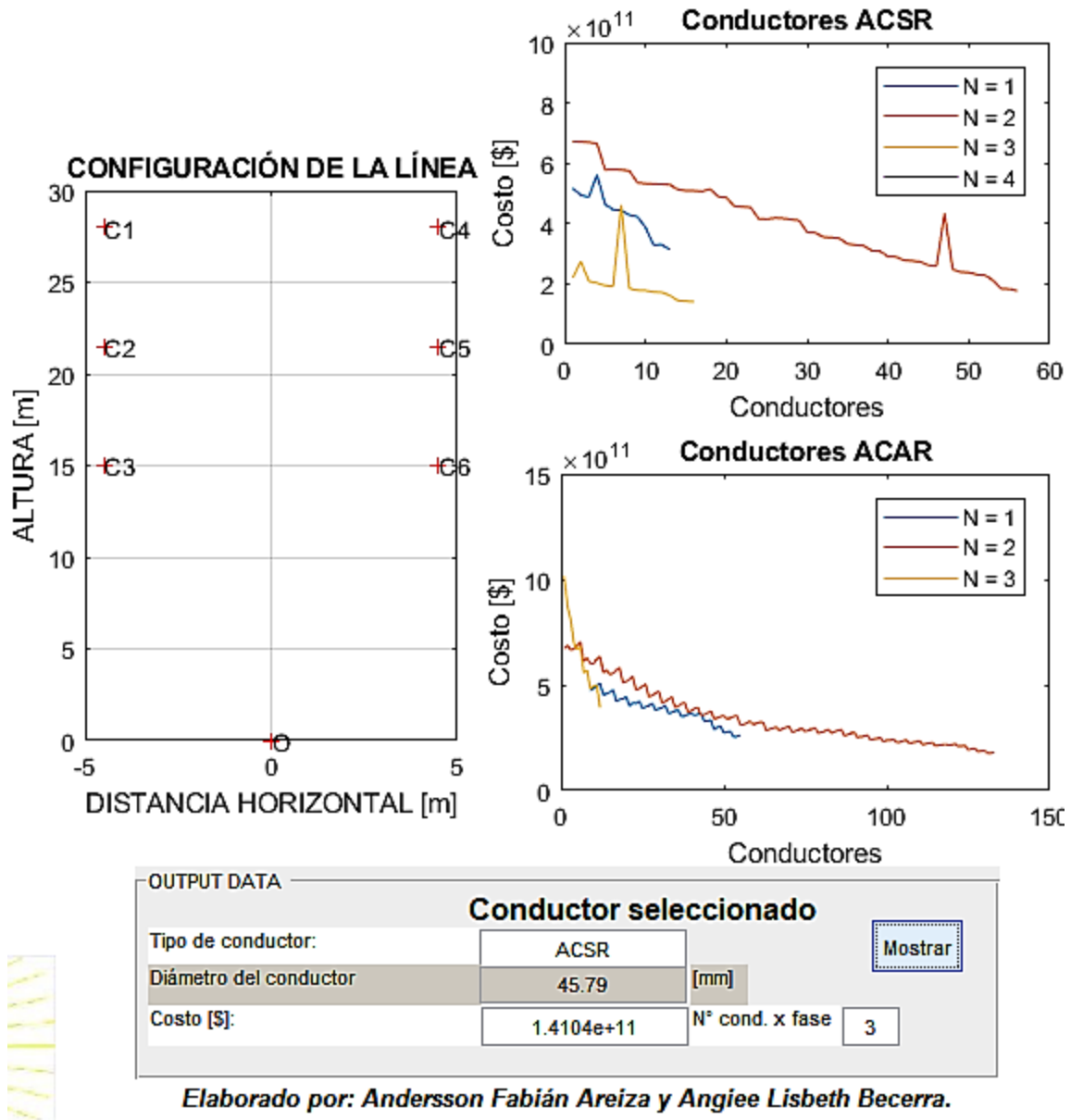


Figura 25. Resultado 2 obtenido con el programa.

A.3.3 Ejemplo 3

En la Figura 26, se observan los parámetros ingresados al entorno de trabajo, una vez hecho esto se procede tal como se explica en la primera etapa de la sección

A.2 Operación de la *interfaz* para los cálculos técnicos y económicos.

Parámetros Técnicos

Datos de diseño de la Línea de Transmisión

VL de diseño:	500	[kV]
Longitud de la línea:	217	[km]
Potencia a Transportar:	700	[MW]
Factor de Potencia:	0.9	[-]

Datos meteorológicos de la zona

Temperatura ambiente:	33.2	[°C]
? Velocidad de Viento:	2	[m/s]
hsnm:	106	[m]
? Angulo entre dir. viento y cond.:	30	[°]
Emisividad:	Estado des...	[-]
Latitud:	8.8308	[°]
? Angulo de hora local:	0	[°]
Coef. de absorción:	Estado des...	[-]
? N (día del año 0 - 365):	172	[Días]
Acimut de Línea:	45	[°]
Nivel de contaminación:	Medio - Alto...	
Temp. superficial del cond.:	95	[°C]

Parámetros Económicos

Tasa de descuento anual:	10	[%]
Periodo para estudio económico:	25	[Años]
? Precio unitario de potencia:	90	[\$/kWh]
Días en epoca seca:	295	
Días en epoca de lluvia:	70	

SELECCIÓN TÉCNICO ECO

Fenómeno Corona Iniciar

N° de Circuitos: 1

N° cond guarda: 0

N° cond x fase: 4

Circuito 1:

	X	Y
Fase A está en conductor:	1	-14 25
Fase B está en conductor:	2	0 25
Fase C está en conductor:	3	14 25

Grad. sup. Aire: 29.8 [kV/cm]

Coef. m: Con... ?

Pérdidas corona

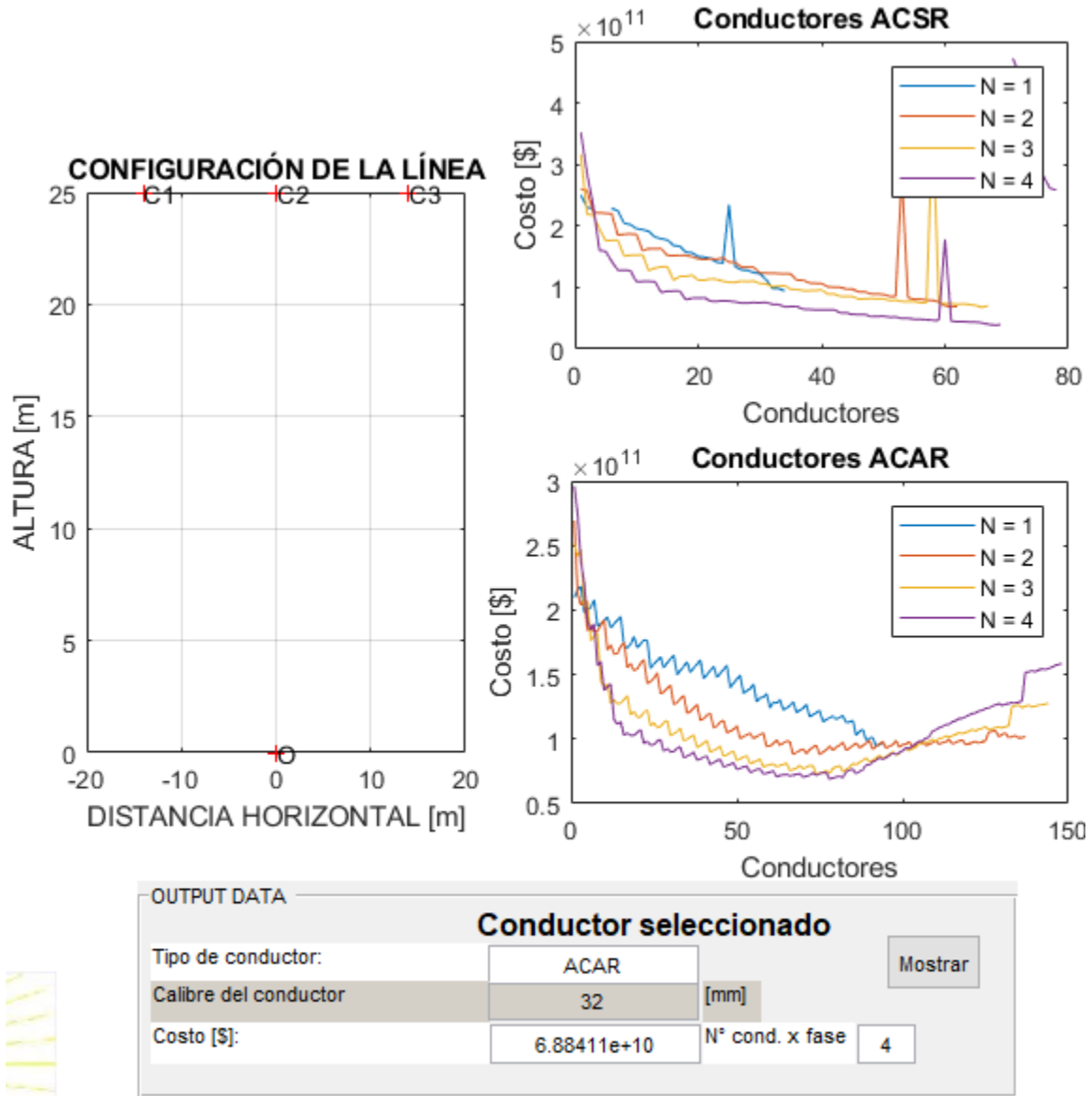
Estado Superficie: Conductor ... ?

Estado Superficie: m = 0.45 ?

Figura 26. Ingreso de parámetros de entrada.

Una vez se haya pasado por la etapa dos explicada en la sección

A.2 Operación de la *interfaz*, se procede a la etapa tres, donde el programa arroja las curvas de costos para cada conductor que cumpla con los criterios técnicos y por último selecciona el más económico dependiendo del nivel de contaminación ingresado en la interfaz gráfica, ver Figura 27.



Elaborado por: Andersson Fabián Areiza y Angiee Lisbeth Becerra.

Figura 27. Resultado 3 obtenido con el programa.