

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO
DESPLANIFICACIÓN, CONTINGENCIA SIMPLE Y CONDUCTORES HTLS.
UN ANÁLISIS COMPARATIVO DC/AC

SANTIAGO GÓMEZ ESTRADA

cc 18614151

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2019

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO
DESPLANIFICACIÓN, CONTINGENCIA SIMPLE Y CONDUCTORES HTLS.
UN ANÁLISIS COMPARATIVO DC/AC

SANTIAGO GÓMEZ ESTRADA

cc 18614151

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de M.Sc. en
Ingeniería Eléctrica

DIRECTOR

Ph.D Antonio Hernando Escobar Zuluaga

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2019

A mis padres Rubén Darío y María Mercedes.
A mis hermanas Ángela María y María Isabel.
A mi esposa Tania Cristina e hijos Mariana y Tomás.
A mis tíos y tías.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente:

Al Ph.D Antonio H. Escobar Zuluaga por la orientación y seguimiento en la realización de este trabajo.

Al Ph.D Andrés H. Domínguez por toda su colaboración en la realización de este trabajo.

A mis padres Rubén Darío y María Mercedes, por su inmenso amor, apoyo e inculcarme el espíritu de servicio.

A mis hermanas Ángela María y María Isabel por su amor y apoyo durante toda la vida.

A mi esposa e hijos por llenar de alegrías cada día.

A todos mis familiares por su apoyo y afecto.

A todos mis amigos.

A la Universidad Tecnológica de Pereira, el programa de Tecnología Eléctrica y el programa de Ingeniería Eléctrica que me han aportado los conocimientos y herramientas para aportar al crecimiento de la sociedad.

RESUMEN

Resumen del proyecto de grado presentado al programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, como parte de los requisitos necesarios para optar al título de M.Sc. en Ingeniería Eléctrica.

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION DE LA RED DE TRANSMISION CONSIDERANDO DESPLANIFICACION, CONTINGENCIA SIMPLE Y CONDUCTORES HTLS. UN ANALISIS COMPARATIVO DC/AC

SANTIAGO GOMEZ ESTRADA

Noviembre / 2018

Orientador: Prof. Dr. Antonio Hernando Escobar Zuluaga
Línea de Investigación: Planeamiento en Sistemas Eléctricos

Palabras-clave:

Sistema de Transmisión, Flujo de Carga, Optimización, Planeamiento, Programación Lineal, Algoritmo Genético.

El presente trabajo está enfocado en realizar un análisis comparativo de los resultados de los flujos de carga DC y AC en el Planeamiento de Sistemas de Transmisión considerando desplanificación, contingencia simple y conductores HTLS, utilizando técnicas de solución exacta como la programación lineal entera, y técnicas metaheurísticas de optimización como los algoritmos genéticos.

En primera instancia se muestran las características que definen el problema de planeamiento de sistemas de transmisión a largo plazo, los modelos matemáticos usados, y las técnicas de optimización empleadas para resolver el problema, además se hace una revisión del estado del arte.

Después de ser definidos los conceptos, modelos y técnicas de solución de los problemas antes mencionados, se aplicará el modelo DC que considera retirar elementos existentes, alternativas de conductores para la red nueva y reconductorizar la red existente con conductores HTLS sobre el sistema de prueba Colombia 2007, para dar solución al problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión que considera desplanificación y contingencias simples.

El propósito esencial del trabajo es el de realizar un análisis comparativo de los resultados del planeamiento obtenido usando flujo de carga DC con los resultados de ángulos y flujos de potencia que entrega el flujo AC sobre la propuesta de inversión final.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INDICE DE FIGURAS	8
INDICE DE TABLAS	9
1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.1 IMPORTANCIA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	11
1.2 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE MÉTODOS QUE DISMINUYAN EL ESPACIO DE SOLUCIÓN EN EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE REDES DE TRANSMISIÓN	12
1.3 MOTIVACIÓN PARA INCLUIR LA RETIRADA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO	13
2. OBJETIVOS.....	14
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	14
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO	14
3. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DE ARTE	15
3.1 PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN.....	15
3.2 ANTECEDENTES	19
4. MODELOS MATEMÁTICOS DEL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO	22
4.1 MODELO DE TRANSPORTES	23
4.2 MODELO HÍBRIDO LINEAL.....	24
4.3 MODELO DC CON GENERACIÓN FICTICIA	26
4.4 MODELO DC QUE CONSIDERA DIFERENTES ALTERNATIVAS DE CONDUCTORES EN LA RED NUEVA	27
4.5 MODELAMIENTO MATEMÁTICO INCLUYENDO LA POSIBILIDAD DE RETIRAR LÍNEAS DE TRASMISIÓN.....	29
4.5.1 Modelo DC que considera retirar elementos existentes	31
4.5.2 Modelo DC que considera: retirar elementos existentes, alternativas de conductores para la red nueva y reconductorizar la red existente	32
4.6 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA SIMPLE (N-1)	35
5. METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN	38
5.1 ALGORITMO GENÉTICO DE CHU-BEASLEY APLICADO AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION DE LA RED DE TRANSMISIÓN	39

5.1.1	Población inicial.....	40
5.1.2	Criterio de Diversidad.....	40
5.1.3	Función Objetivo e Infactibilidad	40
5.1.4	Codificación	41
5.1.5	Selección.....	42
5.1.6	Recombinación	42
5.1.7	Mutación	43
5.1.8	Mejoría local de un individuo.....	43
5.1.9	Alteración de la población.....	44
5.1.10	Criterio de parada.....	44
5.2	CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA - HTLS	45
5.2.1	Tipos de conductores HTLS	46
5.2.2	Construcción o reconductorización de líneas con conductores HTLS.....	48
6.	RESULTADOS	51
6.1	SOLUCIÓN PARA DESPLANIFICACIÓN, CONTINGENCIA (N-1) Y CONDUCTORES HTLS .	51
6.2	SOLUCIÓN DE LOS FLUJOS DE CARGA AC Y DC	54
6.3	RELACIÓN REACTANCIA RESISTENCIA X/R	59
6.4	COMPORTAMIENTO DE LOS ANGULOS DE LAS TENSIONES NODALES.....	60
6.5	COMPORTAMIENTO DE LAS ABERTURAS ANGULARES DE LOS CORREDORES	61
6.6	COMPORTAMIENTO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA.....	64
7.	APORTES.....	66
8.	CONCLUSIONES	67
9.	TRABAJOS FUTUROS	68
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	69
	ANEXOS	74
	BASE DE DATOS SISTEMA COLOMBIANO 2007.....	74
	BASE DE DATOS FLUJO DE CARGA AC	82
	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA	92

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Codificación para el problema de planeamiento	27
Figura 2 Esquema de operación para análisis de contingencia simple.....	37
Figura 3 Codificación propuesta en la metodología	41
Figura 4 Recombinación de un punto usada en la metodología.	42
Figura 5 Mutación usada en la metodología.	43
Figura 6 Distribución X/R en los corredores del sistema	59
Figura 7 Relación X/R en los corredores del sistema	59
Figura 8 Ángulos nodales θ_{iAC} , θ_{iDC}	60
Figura 9 Error absoluto ángulos nodales = $ \theta_{iAC} - \theta_{iDC} $	60
Figura 10 Distribución del error absoluto de los ángulos nodales	60
Figura 11 Abertura angular en cada corredor θ_{ijAC} , θ_{ijDC}	61
Figura 12 Distribución de las aberturas angulares θ_{ij}	61
Figura 13 Error absoluto de θ_{ij} para los flujos AC y DC.....	62
Figura 14 Distribución del error absoluto de las aberturas angulares θ_{ij}	62
Figura 15 Comportamiento de θ_{ijAC} y $\text{Sen}(\theta_{ijAC})$	63
Figura 16 Comportamiento de θ_{ijDC} y $\text{Sen}(\theta_{ijDC})$	63
Figura 17 Flujo de potencia por circuito en cada corredor del sistema	64
Figura 18 Error porcentual de los flujos P_{ij}	64
Figura 19 Distribución del error porcentual de los flujos P_{ij}	65
Figura 20 Diagrama unifilar del sistema.....	92

INDICE DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1 Reporte de kilómetros de línea de transmisión de diferentes países.....	49
Tabla 2 Reporte de porcentaje de tipo de conductor.....	49
Tabla 3 Solución al problema de planeamiento	51
Tabla 4 Corredores de 230 kV existentes reconductorizados en su totalidad	52
Tabla 5 Corredor reconductorizado con un circuito eliminado	52
Tabla 6 Corredores reconductorizados con adición de circuitos.....	52
Tabla 7 Corredores a 230 kV eliminados	53
Tabla 8 Corredores a 500 kV eliminados	53
Tabla 9 Transformador 230/500 kV y circuitos de 500 kV eliminados	53
Tabla 10 Circuitos de 230 kV y Transformadores 230/500 kV adicionados	54
Tabla 11 Numero de circuitos eliminados en corredores de 230 kV	54
Tabla 12 Flujo de potencia AC y DC por los circuitos de cada corredor	55
Tabla 13 Ángulos de las tensiones nodales.....	58
Tabla 14 Porcentaje de corredores por rango de abertura angular	61
Tabla 15 Porcentaje de corredores por rango del error absoluto de θ_{ij}	62
Tabla 16 Demanda y generación en cada nodo.....	74
Tabla 17 Parámetros de la red convencional para el proceso de planeamiento	76
Tabla 18 Parámetros la red HTLS para el proceso de planeamiento.....	79
Tabla 19 Parámetros del sistema colombiano en conductores convencionales	82
Tabla 20 Parámetros del sistema colombiano en conductores HTLS.....	87

1. INTRODUCCIÓN.

El problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica consiste en determinar las inversiones que deben ser realizadas en la infraestructura del sistema de transmisión de energía eléctrica, de tal forma que la red existente se adecue para satisfacer los requerimientos de la generación y la demanda futura. Las inversiones consideran la adición de nuevas subestaciones, el refuerzo de subestaciones existentes o la construcción de nuevas líneas de transmisión en corredores nuevos o existentes. Los estudios de planeamiento toman como referencia la red actual y consideran el incremento de la demanda existente en los nodos del sistema, el surgimiento de nuevos puntos de demanda, las alternativas de nueva generación y el incremento de la capacidad de la generación existente, en un horizonte de tiempo que normalmente es de 10 o más años [1]. El planeamiento de la expansión, también denominado planeamiento de largo plazo, tradicionalmente tiene como principal objetivo minimizar el costo de inversión en nuevos elementos. Esto por causa de las denominadas tecnologías “pesadas” a las que están asociadas las inversiones en el sistema de transmisión. Las denominadas tecnologías “pesadas” se caracterizan porque movilizan grandes cantidades de recursos económicos, por los grandes espacios que ocupan, por los largos periodos de tiempo de implementación y puesta a punto, y porque una vez construida la infraestructura asociada no es posible su retiro o su traslado a otro sitio.

Matemáticamente, el problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión pertenece a la categoría de problemas no lineales enteros-mixtos (PNLEM). Esto quiere decir que dentro del problema se ven involucradas funciones no lineales y variables de tipo entero (cantidad de líneas de transmisión o transformadores a instalar en los corredores de transmisión) o del tipo real (flujo de potencia activa, ángulo de fase de la tensión). Adicionalmente, este problema puede ser del tipo NP-completo (problemas para los cuales no existe un algoritmo que encuentre la solución óptima en tiempo polinomial) cuando se plantea para sistemas de gran tamaño y alta complejidad [2] [3]. Los problemas del tipo PNLEM con múltiples objetivos y NP-completo se encuentran en la categoría de problemas más difíciles de resolver.

En sistemas de tamaño y complejidad moderada es posible llegar a la solución óptima mediante técnicas exactas (*Simplex, Branch and Bound, Branch and Cut*). Sin embargo, cuando la complejidad del sistema aumenta, el resultado es una explosión combinatorial de soluciones factibles tan grande que hace prohibitiva la implementación de técnicas de solución exactas. Por tal motivo se hace necesario recurrir a técnicas de solución híbridas que permitan encontrar soluciones de alta calidad (eventualmente la óptima) en tiempos razonables.

En este trabajo se presenta una metodología para planificar la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica considerando (desplanificación + contingencia simple + conductores convencionales y HTLS), además de realizar un análisis comparativo de los resultados de aplicar el flujo de carga DC y AC a la red planeada. La identificación de las inversiones en el sistema de transmisión se logrará mediante el uso de técnicas de solución heurística y metaheurística.

1.1 IMPORTANCIA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Tanto en el sector eléctrico colombiano como en el sector eléctrico mundial, la inversión en la expansión del sistema eléctrico constituye un factor de gran importancia, debido a la permanente necesidad de acondicionar la estructura del sistema, para garantizar la integridad operativa, sin afectar la libre competencia e interacción entre comercializadores y consumidores de energía eléctrica.

Este escenario competitivo lleva a que el sistema eléctrico se someta a una continua reestructuración regulatoria y de mercado, esto ha motivado la investigación con el propósito de plantear alternativas de solución a los distintos problemas que han surgido por este nuevo esquema. Gran parte de estos problemas se originan en un planeamiento de la expansión a largo plazo del sistema eléctrico, que no considera la opción de mercado abierto de energía.

En el planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica se busca determinar la red de transmisión que debe ser construida en el futuro de forma tal que los costos de inversión, operación, administración, mantenimiento y pérdidas sean mínimos, garantizando simultáneamente el abastecimiento de energía eléctrica a todos los usuarios. Un planeamiento inadecuado del sistema de transmisión no sólo pone en riesgo el abastecimiento de energía eléctrica, también afecta la calidad, la seguridad y tiene serios impactos económicos y ambientales para la sociedad.

A pesar de que el planeamiento de la expansión de la red de transmisión se realice de acuerdo a una estructura lógica y coherente, la incertidumbre que lo acompaña puede llevar a un mal direccionamiento, hacia objetivos que no coinciden con los de una meta posterior o a no satisfacer situaciones no previstas inicialmente. Por este motivo, el planeamiento de un sistema de transmisión debe replantearse periódicamente, ajustándolo a cambios en la información de entrada (predicciones de generación y demanda futura, entre otros), o guiándolo hacia nuevos objetivos (cambios regulatorios en las condiciones de seguridad, calidad, estabilidad, entre otras). La principal consecuencia de un planeamiento inadecuado o mal direccionado es un sistema ineficiente operando durante muchos años, ya que una vez construida una línea de transmisión o una subestación, su retiro o traslado es inviable.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad encargada del planeamiento de la red de transmisión en Colombia. Actualmente, realiza un planeamiento basado en un diagnóstico de la red actual, a partir del cual se establece una red objetivo que es la que guía el planeamiento de corto y mediano plazo. Todo este proceso incluye análisis de flujo de carga, corto circuito, estabilidad transitoria y de tensión, transferencia entre áreas, límites de importación o exportación, energía no suministrada, y todo lo relacionado con el componente económico [1]. La complejidad matemática y computacional del problema de planeamiento de redes de transmisión es un gran obstáculo para la UPME en su objetivo de planear una red eficiente y económica en todos los aspectos ya mencionados.

La gran importancia, los elevados costos asociados, y la alta complejidad del sistema eléctrico, la cual está en crecimiento constante y cuenta con la presencia de diferentes agentes de decisión con objetivos en conflicto (oferta y demanda), incentivan a la investigación de metodologías que aporten a la mejora y al aprovechamiento del sistema.

1.2 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE MÉTODOS QUE DISMINUYAN EL ESPACIO DE SOLUCIÓN EN EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE REDES DE TRANSMISIÓN

Debido a la explosión combinatorial que presenta el problema de planeamiento de redes de transmisión, se forma todo un espacio de solución que incluye soluciones de mala y buena calidad. Comúnmente, el tamaño del espacio de solución está directamente relacionado con el tamaño del sistema a analizar, sin embargo, influyen otros factores como la conectividad de los nodos o que tan enmallado sea el sistema.

Resolver el problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión para sistemas complejos utilizando técnicas exactas puede requerir de tiempos o capacidades de memoria prohibitivos, haciendo inviable su aplicación. Las técnicas heurísticas convergen a sub-espacios de buena calidad, pero nunca llegan a la solución óptima global para el caso de sistemas altamente complejos. Por otro lado, las técnicas metaheurísticas entregan soluciones de muy buena calidad, en la mayoría de los casos, con el inconveniente de que el ajuste de parámetros de la técnica aplicada puede requerir mucho tiempo.

De ahí surge la importancia de desarrollar metodologías que mejoren la forma en que se realiza la búsqueda por el espacio de solución. Se busca suministrar mecanismos que le permitan a la técnica de solución seleccionar sub-espacios de forma inteligente y encontrar rápida y fácilmente la solución óptima global o en su defecto, soluciones de muy buena calidad.

Se han realizado diferentes propuestas de este tipo para el problema de planeamiento de redes de transmisión. En [4] se disminuye el espacio de solución mediante adiciones previas de líneas de transmisión indicadas por un recocido simulado y un algoritmo GRASP (*Greedy*

Randomized Adaptive Search Procedures), para ejecutar finalmente un Branch and Bound que termina de solucionar el problema. En [5] se adicionan restricciones al modelo matemático para evitar evaluar partes del espacio de solución donde no está la solución óptima global, esto se logra mediante la técnica *Branch and Cut*. En [6] se implementa un algoritmo genético para un número reducido de iteraciones (“Microgenético”) con el objetivo de identificar las variables principales del problema y entregarlas como datos de entrada a la técnica de solución principal (*algoritmo genético de Chu-Beasley - AGCB*).

1.3 MOTIVACIÓN PARA INCLUIR LA RETIRADA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO

El problema de planeamiento de largo plazo de energía eléctrica tradicional determina un plan de expansión de costo mínimo, para un periodo de tiempo futuro, y considera que las inversiones en líneas y transformadores realizados en el pasado contribuyen con la solución del problema. Considerar que la red inicial es inalterable afecta el proceso de optimización, ya que el espacio de soluciones es más restricto, y puede afectar en la calidad de la solución.

Considerar que es posible retirar líneas o transformadores existentes de la topología inicial, mejora el desempeño del proceso de optimización y eventualmente permite reducir el costo de la nueva red de transmisión, porque la búsqueda de soluciones se hace en un espacio menos restricto. Los elementos de la red base pueden afectar la operación futura debido a las nuevas exigencias que en un determinado momento presente la red y no se pueden visualizar en los planes de expansión realizados anteriormente. La posibilidad de retirar circuitos existentes o desplanificar permite identificar elementos que disminuyen la eficiencia de la red futura, los cuales deben ser desconectados del sistema para la operación normal. Estas líneas deben permanecer disponibles para cuando el sistema las requiera nuevamente en otro escenario de operación [7].

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica que utilice desplanificación, contingencia simple y considere opciones de inversión en conductores HTLS, y comparar los resultados obtenidos usando flujo de carga DC con los obtenidos usando flujo de carga AC.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el estado del arte del problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica.
- Desarrollar metodologías heurísticas o metaheurísticas que permitan identificar elementos relevantes para la red de transmisión futura mediante la implementación de modelos usados en el problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión.
- Resolver el problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión utilizando técnicas de reducción del espacio de solución, desplanificación, contingencia simple, conductores convencionales y conductores HTLS.
- Verificar que tan cercanos o lejanos son los resultados de los flujos de carga AC y DC aplicados a la red planeada.

2.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El trabajo consta de 4 etapas: una primera etapa de revisión de la documentación relacionada con el planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión, haciendo énfasis en aquellas propuestas que involucren planeamiento. En la segunda etapa, se hace un estudio de los modelos matemáticos utilizados para representar el problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión. En la tercera etapa se aplicará el modelo de la parte dos que considera desplanificación, contingencia simple y conductores HTLS al sistema de prueba Colombia 2007 que permitan dar solución al problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión. Durante la cuarta y última etapa se realiza la comparación de los flujos de carga AC y DC de la red proyectada y así verificar que tan cercanos o lejanos son los resultados de ambos flujos de carga en la red colombiana planeada.

3. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DE ARTE

3.1 PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN

El problema de planeamiento de redes de transmisión ha evolucionado tanto en el modelo matemático usado para representar el problema como en la forma de resolver el problema resultante. En [8] se encuentra la primera propuesta de un modelo matemático que representa dicho problema, basado en el concepto de flujo de carga. En este trabajo también se sugiere por primera vez el uso de técnicas de optimización para resolver el problema. Garver propone un método aproximado para llegar a configuraciones de buena calidad, sin garantizar que estas sean la solución óptima del problema. En cada iteración, se resuelve un modelo de transportes relajado, pues se admiten adiciones de elementos con valores fraccionarios (se elimina la restricción de que las variables de decisión sean enteras). Con esta consideración, el problema se convierte en un problema de programación lineal relativamente fácil de resolver. Una vez resuelto el modelo de transportes relajado, se determina el corredor de transmisión que conduce el mayor flujo de potencia activa y se adiciona a la configuración base un elemento en dicho corredor. Tras realizar esta modificación al sistema eléctrico, el proceso se repite hasta que en la solución del PL no se solicite la adición de ningún elemento, es decir, cuando todos los elementos del vector de solución son iguales a 0. Este algoritmo logra encontrar la solución óptima global de sistemas pequeños, pero a la hora de analizar sistemas grandes y complejos, puede llevar a respuestas alejadas de la solución óptima global. En general, con este algoritmo es posible encontrar configuraciones de buena calidad sin la garantía de que estas sean el óptimo global del sistema estudiado.

En [9] se utiliza una representación relajada del modelo híbrido lineal en la que se permiten adiciones de elementos con parte fraccionaria. El algoritmo de solución propuesto se fundamenta en la idea de que los elementos de la red actual deben ser suficientes para resolver el problema operativo del sistema eléctrico, y sólo en el caso de que estos no cumplan con su labor, se debe recurrir a los elementos candidatos para ser adicionados. Al basar su representación matemática en el modelo híbrido lineal, el algoritmo de Villasana-Garver exige el cumplimiento de la primera y segunda ley de Kirchhoff para los elementos pertenecientes a la red base y sólo el cumplimiento de la primera ley de Kirchhoff para las adiciones de elementos propuestas en la solución del modelo. Por otro lado, todos los procesos correspondientes a la componente iterativa del algoritmo son los mismos que los presentados en [8]. Uno de los aspectos más interesantes de este algoritmo es que la respuesta obtenida resulta ser factible no sólo para el modelo híbrido lineal, sino también para el modelo DC, sin embargo, no existe ninguna garantía de que esta solución sea la óptima para ese modelo, principalmente porque esta respuesta proviene de un algoritmo heurístico constructivo [10].

Una propuesta similar a la de [9] es presentada en [11], denominada algoritmo de red marginal. En este algoritmo, se resuelven los modelos de dos redes independientes en cada iteración del algoritmo. El primer modelo corresponde al modelo de flujo de carga DC para la configuración actual. En caso de que la red no sea adecuada, se construye la denominada "Red Marginal", la cual está constituida por la generación no despechada por la red base, la demanda no atendida, las fracciones de líneas de transmisión y/o subestaciones pertenecientes a la red base y que no son utilizadas tras resolver el primer modelo y los elementos candidatos a ser adicionados. Se realiza el planeamiento de esta red marginal a partir del modelo de transportes y se determina cual es el corredor por el que circula el mayor flujo de potencia activa, a este corredor se le adiciona un elemento y se repite el proceso hasta que la red actual planteada con el modelo de flujo de carga DC no presente inconvenientes operativos.

En [12] se propone el denominado algoritmo de mínimo esfuerzo, el cual utiliza el modelo de flujo de carga DC, que a primera vista, resulta insuficiente ya que en dicho flujo no se consideran los corredores de transmisión sin elementos dentro de la red base (corredores candidatos), los cuales deben ser tenidos en cuenta durante el proceso de planeamiento. Sin embargo, este aspecto es solucionado con la superposición de una red ficticia compuesta por una cantidad muy baja de elementos ($n_{ij}=0.001$ en cada corredor) con una capacidad de transmisión ilimitada. Estos elementos sólo son utilizados cuando la red existente resulta insuficiente para atender satisfactoriamente toda la demanda futura. Para el algoritmo en general se permite la sobrecarga de los corredores de transmisión tanto de la red actual como de la red ficticia (se elimina los límites de capacidad de transmisión de los corredores de transmisión). En caso de que se presenten sobrecargas en alguno de los corredores, se usa el indicador de sensibilidad de mínimo esfuerzo para elegir el elemento candidato más atractivo. Este proceso se repite iterativamente hasta que no se presenten sobrecargas en la red construida.

Una explicación detallada del origen y la utilidad del índice de sensibilidad de mínimo esfuerzo es presentada en [2]. De manera complementaria, en [13] se presenta un análisis completo del principio de mínimo esfuerzo aplicado al flujo de potencia activa.

En [14] se presenta un algoritmo de solución similar al de mínimo esfuerzo, denominado algoritmo de mínimo corte de carga. La diferencia principal entre estos dos algoritmos radica en que el algoritmo de mínimo esfuerzo se fundamenta en la sobrecarga de los corredores de transmisión, mientras que el algoritmo de mínimo corte de carga basa su funcionamiento en el racionamiento de energía eléctrica (corte de carga) del sistema.

Las técnicas de optimización combinatorial surgen como alternativa a las técnicas de optimización exactas que presentan problemas de convergencia cuando intentan resolver problemas asociados a sistemas eléctricos de gran tamaño y complejidad. A pesar de que existen técnicas capaces de explorar de forma implícita todo el espacio de solución del

problema, la explosión combinatorial causada por la gran cantidad de variables y restricciones de los sistemas reales hace su aplicación prohibitiva en términos del tiempo computacional. Las técnicas de optimización combinatorial por otro lado, exploran una pequeña parte del espacio de solución de forma controlada y encuentran soluciones de muy buena calidad [10], [15].

Existe una gran variedad de técnicas combinatoriales cuyo fundamento se basa en procesos observados en la naturaleza. A pesar de que no aparentan tener la rigurosidad matemática de las técnicas exactas, todos estos algoritmos están fundamentados en una base matemática implícita e igual de rigurosa. A continuación, se mencionan algunas de las técnicas de optimización combinatorial más representativas aplicadas en el problema de planeamiento de redes de transmisión.

- Recocido Simulado: Fundamentada en el proceso físico de calentamiento de un material sólido [16].
- Algoritmos Genéticos: Inspirada en los mecanismos de selección natural que han marcado la evolución de las especies [17].
- Búsqueda Tabú: Basado en procesos de inteligencia artificial que permiten guiar de forma inteligente una técnica heurística [18].
- Algoritmos de conducta colectiva: Inspirados en comportamientos colectivos o sociales. Se destacan el algoritmo de colonia de hormigas y el de cúmulo de partículas [19].

El principal aspecto complicante de este tipo de técnicas se presenta a la hora de establecer el valor adecuado de los parámetros que rigen el comportamiento de los mecanismos propios del algoritmo metaheurístico. Este es un proceso que puede tardar mucho tiempo y que depende en gran medida del conocimiento y la experiencia del planeador.

Esta clase de técnicas pasaron por un proceso de maduración que finalmente logró demostrar un gran desempeño al entregar soluciones de muy buena calidad de manera adecuada y eficiente para problemas complejos, lo que ha estimulado la investigación y la profundización en su implementación [10].

Es conocido que la solución del problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión para sistemas de gran tamaño y alta complejidad usando técnicas exactas puede requerir tiempos de cómputo prohibitivos [2] [10]. Las técnicas heurísticas convergen a sub-espacios de buena calidad, pero nunca llegan a la solución óptima global para el caso de sistemas complejos. Por otro lado, las técnicas metaheurísticas entregan soluciones de muy buena calidad en la mayoría de los casos, con el inconveniente de que el ajuste de parámetros de la técnica aplicada puede requerir poco o mucho tiempo, dependiendo de la experiencia y habilidades del planeador.

A partir de esta consideración surge la importancia de desarrollar metodologías que mejoren la forma en que se realiza la búsqueda por el espacio de solución. Se busca suministrar mecanismos que le permitan a la técnica de solución seleccionar sub-espacios de forma inteligente para encontrar la solución óptima global o en su defecto, soluciones de muy alta calidad, en tiempos de cómputo cortos. A continuación, se presentan las propuestas más relevantes de este tipo encontradas para el problema de planeamiento estático de redes de transmisión.

En [4] se presenta un método para resolver el problema de planeamiento de redes de transmisión representado con el modelo DC que consta de dos etapas. En la primera etapa se fijan algunas inversiones iniciales a partir de un método híbrido constituido por los algoritmos GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedures*) y un recocido simulado (*Simulated Annealing*). Estas inversiones iniciales permiten reducir el tamaño del espacio de solución del problema, lo que facilita la aplicación de la segunda etapa, que consiste en usar la técnica *Branch and Bound* para explorar la región reducida y alcanzar fácilmente soluciones de alta calidad.

En [5] se propone una técnica heurística para la solución del problema de planeamiento de redes de transmisión basada en las técnicas de *Branch and Bound* y *Branch and Cut*. La técnica consiste en resolver un modelo híbrido lineal relajado (sin condición de entero de las variables) al que se le agregan restricciones especializadas (cortes) para acercarse a la del modelo DC. Los cortes reducen el recorrido de la técnica de solución a través del espacio de solución.

En el problema de la expansión de la red de transmisión, el aspecto importante es la determinación de las rutas de transmisión que debe seguir la potencia activa del sistema. Desde este punto de vista, tradicionalmente se ha considerado el modelo de flujo de carga DC como el modelo ideal para realizar el planeamiento de largo plazo. El problema reactivo se deja para resolverlo en una fase posterior. Una vez determinadas las rutas óptimas de transmisión para los flujos DC, puede plantearse un nuevo problema que involucre aspectos asociados a la potencia reactiva y utilizar un flujo de carga AC a un número reducido de casos identificados por el problema de optimización que usa el modelo DC. En consecuencia, el modelo DC se utiliza para explorar exhaustivamente el espacio de soluciones en busca de las mejores alternativas de expansión, mientras que el modelo AC se utiliza para refinar la búsqueda de la mejor solución en subespacios reducidos de soluciones. Existen otros modelos derivados del modelo de flujo de carga DC que también resuelven el problema de forma eficiente, como el modelo lineal disyuntivo, el cual permite convertir un problema de PNLEM en un problema de programación lineal entero-mixto: PLEM, el cual es equivalente desde el punto de vista matemático, pero resulta más fácil de resolver que el PNLEM. El modelo lineal disyuntivo es una representación lineal del modelo DC, mediante un proceso en el que se encuentran relaciones lineales para representarlo. Este modelo tiene la desventaja de tener un mayor número de variables, pero la ventaja de

ser lineal. De otro lado, existe otro modelo para realizar el planeamiento de la expansión de la red de transmisión, en el que se considera la retirada de líneas para mejorar la operación del sistema, este modelo es llamado *desplanificación* [7] [20]. Desde el punto de vista de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es muy importante que en los estudios de planeamiento se incluyan criterios de seguridad como lo es el análisis de contingencia simple, el cual permite que la solución obtenida se acerque más a la realidad y pueda considerarse viable por los entes encargados de la operación del sistema de potencia.

Las soluciones obtenidas mediante un estudio de contingencias son obviamente de mayor costo, pero más confiables. Los sistemas eléctricos alrededor del mundo están incluyendo en sus estructuras: políticas regulatorias; políticas de mercado; políticas de seguridad y políticas de confiabilidad. Lo anterior genera nuevos escenarios que crean un sistema de mayor competencia donde el problema de inversión en expansión es de suma importancia debido a que se requiere de una actualización periódica del sistema eléctrico que se acondicione para permitir la integralidad operativa del sistema.

Respecto a trabajos relacionados con contingencia y seguridad, en [21] y [22], se presenta un modelo matemático para resolver el problema de planeamiento considerando restricciones de seguridad. En [23], se presenta el problema de planeamiento considerando contingencia simple y un algoritmo genético multiobjetivo. En [24], se presenta una discusión sobre como considerar el criterio de contingencia N-1 en el planeamiento de la transmisión. En [25], se presenta el planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando contingencias combinado con incertidumbre en la demanda.

3.2 ANTECEDENTES

El problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión ha tenido una evolución tanto en el modelo matemático usado para representar el problema como en la forma de resolver el problema resultante. Garver [8] fue el primero en proponer un modelo basado en el concepto de flujo de carga y también fue el primero en sugerir el uso de técnicas de optimización para resolver el problema resultante. Luego, se desarrollaron métodos de optimización matemática exacta que combinan programación lineal y programación dinámica [26], [27], y los denominados métodos heurísticos constructivos basados en sensibilidad [12].

De los anteriores trabajos, surgen en la literatura especializada varias investigaciones con el propósito de desarrollar modelos para resolver este problema utilizando técnicas exactas como la programación lineal [9], programación no lineal [28], programación lineal entera mixta [29], descomposición de *Benders* [30] [31], el algoritmo de *Branch and Bound* [32] [33], y el método de punto interior [34]. También existen diversos trabajos que utilizan técnicas heurísticas, entre las que se destacan los que usan funciones de sensibilidad [12] [35] y funciones sigmoides [36]. Finalmente, existe un amplio espectro de trabajos que utilizan las denominadas técnicas basadas en sistemas inteligentes, como los algoritmos

genéticos [17] [37] [38] [39] [40], *simulated annealing* [41], búsqueda tabú [18] [20], GRASP [42], teoría de juegos [43] [44] [45], los sistemas especializados [46] y técnicas metaheurísticas de inicio múltiple [47], esta última consta de dos etapas, la primera etapa utiliza el Algoritmo Heurístico Constructivo de Garver y la segunda etapa utiliza dos técnicas una Heurística de búsqueda local por vecindad y la otra *Path Relinking*.

Puede encontrarse una revisión de las publicaciones y modelos que han sido utilizados para resolver el problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica en [48] [49]. En [50] se encuentra un resumen de los tipos de planeamiento, y en [51] se presenta una clasificación de los algoritmos utilizados.

Adicional a lo mencionado anteriormente en las siguientes publicaciones se hace referencia al uso de los conductores HTLS en los sistemas de transmisión.

- En [52] "**Reconductoring using HTLS conductors. Case study for a 220 kV double circuit transmission LINE in Romania**" muestran como reconductorizar una línea de transmisión utilizando conductores HTLS es una buena elección si se desea aumentar la capacidad de transporte de una línea, ya que presenta grandes ventajas desde los puntos de vista técnico, ambiental y económico.
- En [53] "**Increased ratings of overhead transmission circuits using HTLS and compact designs**" los autores muestran las bondades que tienen los conductores HTLS cuando se trata de repotenciar líneas de transmisión ya que permiten reutilizar la infraestructura existente incrementando la capacidad de transferencia de energía de la red original.
- En [54] "**Planning and operational issues arising from the widespread use of HTLS conductors**" los autores hacen hincapié en las restricciones medioambientales, los costos asociados a la compra de la zona de servidumbre para el montaje de una nueva línea de transmisión y muestran como reconductorizar una línea ya existente con conductores HTLS es una buena solución a la necesidad de ampliar la capacidad de transporte de energía por dicha línea en un horizonte de corto plazo, además comparan la posibilidad de duplicar los circuitos pero aclaran que esta solución es solo aplicable en escenarios de largo plazo.
- En [55] "**Uprating a 220 kV double circuit transmission LINE in Romania; study of the possible solutions, technical and economic comparison**" los autores muestran la viabilidad de reconductorizar una línea de transmisión utilizando conductores HTLS al no requerir modificación alguna sobre las estructuras existentes, para ello analizaron siete casos diferentes, el primero con el conductor convencional y los otros seis casos con diferentes tipos de conductores HTLS, dando como mejor solución a partir del análisis económico que considera el costo del conductor y las pérdidas de energía el usar del conductor ACSS.

- En [56] **“An investigation on line loadability increase with high temperature conductors”** los autores muestran el aumento de la capacidad de carga (límite térmico) de las líneas de transmisión con conductores HTLS en comparación con los conductores tradicionales y hace énfasis en la ventaja que brindan los conductores HTLS ya que a diferencia de los tradicionales pueden usarse en líneas medias y largas si se controla la caída de tensión a través de la línea al inyectar potencia reactiva en el extremo receptor de la línea.
- En [57] **“Statistical analysis & comparison of HTLS conductor with conventional ACSR conductor”** los autores discuten los resultados estadísticos que muestran que los conductores HTLS pueden usarse para reconductorizar las líneas de transmisión de energía eléctrica, ya que al no requerir modificación alguna sobre las estructuras existentes y a casi duplicar la capacidad de transferencia de energía en comparación con los conductores tradicionales son una muy buena y rápida solución para el aumento de la capacidad de transferencia de energía.
- En [58] **“Transmission expansion planning model considering conductor thermal dynamics and high temperature low sag conductors”** los autores muestran un modelo de planeamiento que tiene en cuenta la reconductorización de las líneas o corredores de transmisión con conductores HTLS como una opción viable ya que requiere pocas modificaciones estructurales y tiempos cortos fuera de servicio, la adición de líneas paralelas que usan conductores convencionales o conductores HTLS y la relajación de la restricción térmica so pena de penalización por la degradación de los conductores al ser sometidos a flujos de potencia que exceden sus capacidades y reducen su vida útil.
- En [59] **“A new approach to increase the integration of RES in a mediterranean island by using HTLS conductors”** los autores muestran como los conductores HTLS son una buena alternativa para aumentar la capacidad de transferencia de potencia por las líneas existentes y así poder transportar la energía proveniente de fuentes de energía renovable desde Sicilia hasta el continente, la red eléctrica de alta tensión existente en Sicilia la estudiaron y analizaron con el software Neplan® y muestran cómo es posible aumentar la exportación de potencia activa a tierra firme, bajo ciertas condiciones de carga durante el verano y el invierno.
- En [60] **“Transmission expansion planning considering conductor proposals with different wire size and technology”** los autores muestran un modelo y una metodología de solución para resolver el problema de expansión de la red de transmisión, considerando la selección del tamaño del cable y la tecnología de construcción de los conductores para las líneas de transmisión para cada nuevo corredor. El problema de optimización lo resuelven utilizando el algoritmo genético especializado Chu-Beasley combinado con una técnica exacta.

4. MODELOS MATEMÁTICOS DEL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO

El modelamiento matemático de cualquier problema de la vida real consiste en representar lo más fielmente el comportamiento del proceso, definiendo todas las posibles variables del problema y encontrando todas aquellas interrelaciones que hacen que el modelo construido funcione de forma adecuada. El modelamiento se dificulta en la medida en que se desee una mejor aproximación al problema por medio de un ajuste más eficiente de las relaciones empleadas y de la adición de más variables y funciones. Por otro lado, la inclusión de muchas variables e interrelaciones en los problemas pueden hacerlos difíciles de resolver con las técnicas de solución disponibles en la actualidad.

Los organismos encargados de la planeación, en los diferentes países, deben determinar *donde, que y cuántos* elementos deben ser adicionados al sistema de tal forma que se cumplan las restricciones de operación, de demanda y de generación, al tiempo que se tenga un plan de inversiones de costo mínimo. De acuerdo a las características del problema ideal, se debería representar la red de transmisión a través del modelo de flujo de carga AC, sin embargo, este modelo presenta algunas particularidades que dificultan su uso, como son:

- Se dificulta la implementación con sistemas que contienen nodos aislados, ya que es común en la fase inicial del proceso de optimización del planeamiento de la expansión de la red de transmisión tener cargas o generación futura no conexas, lo que genera inconvenientes en la convergencia del problema. Se debe esclarecer que no es el modelo matemático del flujo AC el que no permite obtener convergencia en redes no conexas, sino las técnicas de programación no lineal necesarias para resolverlo, disponibles en la actualidad.
- Se eligen prematuramente las alternativas de abastecimiento de potencia reactiva, dándole poca importancia al uso de nueva tecnología e información futura más acorde con la realidad.

En el problema de la expansión de la red de transmisión, el aspecto importante es la determinación de las rutas de transmisión que debe seguir la potencia activa del sistema. Desde este punto de vista, tradicionalmente se ha considerado el modelo de flujo de carga DC como el modelo ideal para realizar el planeamiento de largo plazo. El problema reactivo se deja para ser resuelto en una fase posterior. Una vez determinadas las rutas óptimas de transmisión para los flujos DC, puede plantearse un nuevo problema que involucre aspectos asociados a la potencia reactiva y utilizar un flujo de carga AC a un número reducido de casos identificados por el problema de optimización que usa el modelo DC. En consecuencia, el modelo DC se utiliza para explorar exhaustivamente el espacio de soluciones en busca de las mejores alternativas de expansión, mientras que el modelo AC

se utiliza para refinar la búsqueda de la mejor solución en subespacios reducidos de soluciones que incluyen el efecto de la potencia reactiva. Existen otros modelos derivados del modelo de flujo de carga DC que también resuelven el problema de forma eficiente, como el modelo lineal disyuntivo, el cual permite convertir un problema de PNLEM en un problema de programación lineal entero-mixto: PLEM, el cual es equivalente desde el punto de vista matemático, pero resulta más fácil de resolver que el PNLEM. El modelo lineal disyuntivo es una representación lineal del modelo DC, mediante un proceso en el que se encuentran relaciones lineales para representarlo [2]. Este modelo tiene la desventaja de tener un mayor número de variables, pero la ventaja de ser lineal.

En este trabajo, se utiliza el modelo DC y sus variantes para representar la red de transmisión. También se utilizan otros modelos menos irrestrictos como son: el modelo de transportes y el modelo híbrido lineal, que sirven para implementar algoritmos heurísticos en la solución del problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión.

Para considerar la posibilidad de alterar conductores de la red existente, se utilizó un modelo especial para integrar un sistema de identificación de líneas redundantes o líneas que afectan el correcto funcionamiento de la red y que están presentes en la red base. El modelo considera retirar de la operación normal circuitos existentes [20] [7], como también un modelo que considera propuestas de conductores de diferentes tecnologías en el problema de planeamiento.

4.1 MODELO DE TRANSPORTES

El modelo de transportes fue la primera propuesta sistemática de modelamiento matemático usado con éxito en el problema de planeamiento de sistemas de transmisión. El modelo fue propuesto por [8], y representó el inicio de una sistematización de los problemas de planeamiento de transmisión sugiriendo el uso de modelos diferentes para los problemas de operación y de planeamiento [2].

El modelo de transporte sugiere que en una red de transmisión sólo se debe cumplir la primera ley de Kirchhoff. La segunda ley de Kirchhoff no es considerada. A través de este modelo se pueden encontrar topologías atractivas que sirven como punto de inicio de modelos más exactos.

El modelo de transportes asume la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf + g &= d \\
 |f_{ij}| &\leq (n_{ij} + n_{ij}^0) \bar{f}_{ij} \quad (1) \\
 0 \leq g &\leq \bar{g} \\
 0 \leq n_{ij} &\leq \bar{n}_{ij} \\
 n_{ij}, n_{ij}^0 &\text{ Entero} \\
 f_{ij} &\text{ Irrestringido} \\
 i, j &\in \Omega
 \end{aligned}$$

En el modelo (1) v es la inversión debido a adiciones de circuitos en el sistema, c_{ij} es el costo de adicionar un circuito en la rama $i-j$, n_{ij} es el número de circuitos adicionados en la rama $i-j$, f es el vector de flujos cuyos elementos f_{ij} representan el flujo total en el camino $i-j$, S es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico completo, g es el vector de generaciones nodales, d es el vector de demandas nodales, n_{ij}^0 es el número de circuitos existentes en la rama $i-j$ en la configuración base o inicial, \bar{f}_{ij} es el flujo máximo permitido para un circuito en el camino $i-j$, \bar{g} es el vector de máxima generación nodal, \bar{n}_{ij} es el número máximo de circuitos que pueden ser adicionados en la rama $i-j$ y Ω representa el conjunto de los corredores de transmisión existentes en la red base y corredores de transmisión nuevos.

El modelo de transportes presentado en (1), aunque difiere del originalmente presentado en [8], es conceptualmente equivalente y representa un problema de programación lineal entero-mixto.

En el modelo (1), el conjunto de restricciones del tipo $Sf + g = d$ representan las ecuaciones correspondientes a la primera ley de Kirchhoff. Las restricciones del tipo $|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^0) \bar{f}_{ij}$ representan la capacidad de transmisión de las líneas o transformadores. Las restricciones del tipo $0 \leq g \leq \bar{g}$ son para limitar la generación en cada barra del sistema y las restricciones del tipo $0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij}$ son para limitar el número de posibles adiciones en cada circuito (líneas o transformadores).

4.2 MODELO HÍBRIDO LINEAL

El modelo híbrido lineal es una representación que se asemeja más al modelo DC que el modelo de transportes. Este modelo es usado en [9] [33] y [61].

El modelo híbrido lineal considera que en una red eléctrica existen dos redes superpuestas. La primera red, configurada por el sistema inicial o base, debe cumplir con la primera y

segunda ley de Kirchhoff. La segunda red, configurada por las líneas candidatas a adición, debe cumplir solamente la primera ley de Kirchhoff.

En otras palabras, la formulación híbrida sugiere que se debe satisfacer la primera ley de Kirchhoff en todas las barras del sistema considerando todos los circuitos (existentes y candidatos de adición) y se debe cumplir la segunda ley de Kirchhoff solamente en los lazos existentes en la configuración base.

El modelo híbrido lineal asume la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf' + S_0 f_0 + g &= d \\
 f_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) &= 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \\
 |f_{ij}^0| &\leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \\
 |f_{ij}'| &\leq n_{ij}' \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega \quad (2) \\
 0 &\leq g \leq \bar{g} \\
 0 &\leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \\
 n_{ij} &\quad \text{Entero} \\
 f_{ij} &\quad \text{Irrestringido} \\
 \theta_j &\quad \text{Irrestringido} \quad \forall j \in \Omega_3
 \end{aligned}$$

En el modelo (2), Ω_1 representa el conjunto de corredores de transmisión existentes en la configuración base, Ω_3 representa el conjunto de barras que hacen parte de la configuración base, S_0 es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema existente en la configuración base, f_0 es el vector de flujos en los circuitos existentes en la configuración base, f' es el vector de flujos en los circuitos candidatos de adición, θ_j son los ángulos de fase de las barras que están conectadas al sistema eléctrico en la configuración base y γ_{ij}^0 es la susceptancia equivalente de los circuitos en la red base en el corredor $i-j$. De otro lado, aunque no se muestra en el modelo, el conjunto que representa los corredores de transmisión candidatos o nuevos es Ω_2 .

En el modelo (2), el conjunto de ecuaciones $Sf' + S_0 f_0 + g = d$ representan la primera ley de Kirchhoff para cada barra del sistema. El conjunto de ecuaciones $f_{ij}^0 - \gamma_{ij}^0 (\theta_i - \theta_j) = 0$ representan la segunda ley de Kirchhoff para cada lazo existente en la configuración base. El conjunto de ecuaciones $|f_{ij}^0| \leq n_{ij}^0 \bar{f}_{ij}$ y $|f_{ij}'| \leq n_{ij}' \bar{f}_{ij}$ representan el flujo máximo de potencia permitido para los lazos existentes en la red base y para cada lazo de los circuitos candidatos.

4.3 MODELO DC CON GENERACIÓN FICTICIA

Como se comentó antes, el modelo DC es considerado ideal para trabajar el problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión, y su desempeño ha sido probado una y otra vez en diferentes investigaciones reportadas en la literatura especializada [20] [33] [37] [38] [39] [62]. Este modelo considera las dos leyes de Kirchhoff y asume la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_d} r_i \\
 \text{s.a.} & \\
 & Sf + g + r = d \\
 & f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij}^{eq} = 0 \\
 & |\theta_i - \theta_j| \leq \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij} * (n_{ij} + n_{ij}^0)} \quad (3) \\
 & 0 \leq g \leq \bar{g} \\
 & 0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \\
 & 0 \leq r \leq d \\
 & n_{ij} \quad \text{Entero} \\
 & \gamma_{ij}^{eq} \quad \text{Discreto} \\
 & f_{ij}, \theta_j \quad \text{Irrestringido} \\
 & i, j \in \Omega
 \end{aligned}$$

En el modelo (3), las variables y símbolos no explicados en secciones anteriores son: Ω_d es el subconjunto de nodos de carga, α es un parámetro de penalización asociado a la potencia no servida, r es el vector de generadores artificiales, γ_{ij}^{eq} es la susceptancia equivalente en el corredor $i-j$, γ_{ij} es la susceptancia de un circuito en el corredor $i-j$, θ_j es el vector de ángulos nodales para todas las barras del sistema.

Las dos primeras restricciones del modelo representan la primera y segunda ley de Kirchhoff aplicadas a todo el conjunto de corredores de transmisión y barras del sistema. El conjunto restante de restricciones son operativas o de inversión: límites de flujo de potencia por las líneas, límites en generación y límites de adición de circuitos. El problema es PNLEM, debido a la presencia de variables de tipo entera, como el número de circuitos adicionados en cada rama, y a la existencia de las restricciones correspondientes a la segunda ley de Kirchhoff, que son no lineales.

Para dar solución al problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión el esquema de codificación más usual es la codificación entera.

Figura 1 Codificación para el problema de planeamiento

$n_{1\ 3}$	$n_{1\ 4}$	$n_{2\ 3}$	$n_{3\ 4}$	$n_{8\ 10}$	$n_{9\ 12}$
2	1	0	1	3	1

La Figura 1 muestra un ejemplo de codificación entera, utilizada usualmente cuando se utilizan técnicas metaheurísticas de optimización como el algoritmo genético y el algoritmo de búsqueda tabú, entre otros. En la Figura 1, el vector representa una propuesta de inversión, en la cual se propone la adición de un circuito en los corredores 1-4, 3-4 y 9-12; la adición de dos circuitos en el corredor 1-3; la adición de tres circuitos en el corredor 8-10 y no se proponen adiciones en el corredor 2-3. El nombre de los corredores i - j depende de los nombres de los nodos inicial y final del corredor, y la variable n_{ij} se utiliza para designar la cantidad de adiciones propuestas por corredor.

Dada una propuesta de solución definida por un conjunto de valores n_{ij} , el modelo se reduce al siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \alpha \sum_{i \in \Omega_4} r_i \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf + g + r &= d \\
 f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij}^{eq} &= 0 \\
 |\theta_i - \theta_j| &\leq \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij} * n_{ij}^0} \\
 0 &\leq g \leq \bar{g} \\
 0 &\leq r \leq d
 \end{aligned} \tag{4}$$

El modelo resultante presentado en (4) se conoce como flujo de carga DC con generación ficticia, y a través de su solución es posible determinar si una propuesta de solución logra atender toda la demanda a pesar de la existencia de restricciones de transmisión. Si la demanda no atendida es cero la solución es adecuada. La existencia de generadores ficticios permite la convergencia del método en casos donde parte de la demanda del sistema no puede ser atendida por causa de las restricciones. La inclusión de los generadores ficticios tiene como propósito determinar los nodos de carga de la red donde la demanda no es completamente atendida por causa de las restricciones presentes en la red de transporte.

4.4 MODELO DC QUE CONSIDERA DIFERENTES ALTERNATIVAS DE CONDUCTORES EN LA RED NUEVA

El modelo matemático propuesto para resolver el problema de planeamiento de la expansión de la red de transmisión basado en conductores de diferente calibre y tecnología, derivado del modelo (3). Asume la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
\min v = & \sum_{(i,j) \in \Omega_1} C_{ij} n_{ij} + \sum_{(i,j) \in \Omega_2} C_{ij}^* n_{ij}^* + \alpha \sum_{i \in \Omega_4} r_i \\
s.a. & \\
S^0 f^0 + S' f' + g + r = & d \\
f_{ij}^0 - (\theta_i - \theta_j)(n_{ij} + n_{ij}^0) \gamma_{ij} = & 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 \\
f_{ij,k}' - (\theta_i - \theta_j) n_{ij,k}' \gamma_{ij,k}' y_{ij,k} = & 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_2, k=1, \dots, nk \\
\sum_{k=1}^{nk} y_{ij,k} = & 1 \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 \\
f_{ij}' = \sum_{k=1}^{nk} f_{ij,k}' & \\
|\theta_i - \theta_j| \leq \frac{\overline{f_{ij}^0}}{\gamma_{ij}} \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 & \\
|\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\overline{f_{ij,1}'}}{\gamma_{ij,1}'} + M(1 - y_{ij,1}), \dots, \frac{\overline{f_{ij,nk}'}}{\gamma_{ij,nk}'} + M(1 - y_{ij,nk}) \right\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 & \quad (5) \\
0 \leq g \leq \overline{g} & \\
0 \leq n_{ij} + n_{ij}^0 \leq \overline{n_{ij}} \quad \forall (i,j) \in \Omega_1 & \\
0 \leq n_{ij}^* \leq \overline{n_{ij}} \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 & \\
0 \leq r \leq \overline{r} & \\
n_{ij}^* = \sum_{k=1}^{nk} n_{ij,k}' & \\
C_{ij}^* = \sum_{k=1}^{nk} C_{ij,k}' & \\
y_{ij,k} \in \{0,1\} & \\
\{n_{ij}, n_{ij}^0, n_{ij,k}', n_{ij}^*\} \text{ Entero} & \\
\{\gamma_{ij}, \gamma_{ij,k}'\} \text{ Discreto} & \\
\{f_{ij}^0, f_{ij,k}', g_i, \theta_j\} \text{ Irrestricto} &
\end{aligned}$$

En el modelo anterior, algunas cantidades y relaciones ya fueron definidas, con excepción de las siguientes: C_{ij} es el costo de adicionar una línea en la rama $i-j$ en la red base, $C_{ij,k}'$ es el costo de adicionar una línea en la rama $i-j$ en la red nueva en el tipo de conductor k , S^0 y S' son matrices de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico en la red base y red nueva, f^0 y f' son vectores de flujo cuyos elementos representan el flujo total en el camino $i-j$ en la red base (f_{ij}^0) y red nueva ($f_{ij,k}'$), y para la red nueva en el conductor de tipo k , γ_{ij} y $\gamma_{ij,k}'$ son la susceptancia de una línea en el corredor $i-j$ en la red base y en la red nueva para el tipo de conductor k , θ es el vector de ángulos nodales, $\overline{f_{ij}^0}$ y $\overline{f_{ij,k}'}$ son el flujo máximo permitido para una línea en el camino $i-j$ en la red base y red nueva, y para la red nueva para el conductor del tipo k , n_{ij} es el número de refuerzos adicionados en la rama $i-j$ en la red base, $\overline{n_{ij}}$ es el número máximo de líneas que se pueden adicionar en la rama $i-j$, $n_{ij,k}'$ es el número

de líneas adicionadas en la rama $i-j$ con el tipo de conductor k , y $y_{ij,k}$ es una variable binaria para elegir el tipo de conductor.

La función objetivo está compuesta por tres términos: el primero representa la suma de los costos de los refuerzos adicionados en la red base, el segundo representa la suma de los costos de los elementos adicionados según el tipo de conductor k en la red nueva y el tercero representa la suma de demandas no atendidas en los nodos de carga.

En el modelo se deben hacer las siguientes aclaraciones:

- M , es un parámetro de gran tamaño, para establecer un control en la segunda ley de Kirchhoff para los límites de la abertura angular.
- El grupo de restricciones $f'_{ij,k} - (\theta_i - \theta_j) n_{ij,k} \gamma'_{ij,k} y_{ij,k} = 0$, representan la segunda ley de Kirchhoff aplicada al conjunto de reactancias de cada corredor de transmisión nuevo, conectada entre los nodos $i-j$ con el conductor del tipo k . Si el conductor tipo k está seleccionado, el valor de $y_{ij,k} = 1$, y se aplica la segunda ley de Kirchhoff al corredor. Si $y_{ij,k} = 0$ no se aplica la segunda ley de Kirchhoff a dicho corredor y, adicionalmente, obliga a que el flujo $f'_{ij,k}$ sea cero.
- La restricción $\sum_{k=1}^{nk} y_{ij,k} = 1$ garantiza que por cada corredor de transmisión nuevo $i-j$, sólo pueda seleccionarse un tipo de conductor k de los nk posibles.
- Existen dos restricciones de abertura angular, la primera es aplicada a los corredores de la red existente, y en la segunda, el término $M(1 - y_{ij,nk})$ se hace cero para el corredor $i-j$ con el tipo de conductor k elegido para esa línea de transmisión ($y_{ij,ck} = 1$), convirtiendo la restricción en: $|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{f_{ij,ck}} / \gamma'_{ij,ck}$, ya que los demás términos asumen valores muy grandes porque para ellos $y_{ij,k} = 0$, y la función usada selecciona el menor valor.
- El modelo (5) conserva el tipo de conductor para la red existente debido a que no se considera desconexión de elementos de la red que se encuentren en operación.
- Para una propuesta de inversión en transmisión dada, el modelo (5) se reduce a un problema de programación lineal.

4.5 MODELAMIENTO MATEMÁTICO INCLUYENDO LA POSIBILIDAD DE RETIRAR LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el modelamiento matemático tradicional del problema de planeamiento, la idea principal es identificar las líneas y transformadores que deben ser adicionados a la red actual para que el sistema opere adecuadamente bajo las condiciones de generación y demanda futura. Este planeamiento parte del supuesto de que todos los elementos existentes en la red actual hacen parte de la solución óptima futura. En ese contexto no existe la posibilidad de retirar elementos existentes en la topología inicial. Adicionalmente,

ciertas líneas pudieron haber sido adicionadas al sistema en el pasado en otro contexto diferente al de operación normal.

En este apartado se propone un modelo para el problema de planeamiento considerando la retirada de líneas de transmisión, lo que será denominado planeamiento considerando *desplanificación*. La idea de *desplanificar* es valorar la potencialidad de obtener una mejor solución para una red futura considerando la posibilidad de retirar de operación normal algunos circuitos existentes en la topología inicial.

Es conocido tanto formal como informalmente [63], que los operadores de los sistemas eléctricos modifican la topología de la red para mejorar perfiles de tensión [64], incrementar la capacidad de transferencia de potencia [65], ajustar el despacho de generación, alterar la relación producción-consumo de potencia reactiva, reducir costos de operación, reducir pérdidas de potencia y mejorar la seguridad del sistema [66], entre otros. Con base en esta idea, en este trabajo, se evalúa la posibilidad de retirar elementos de la operación normal y se considera el reconductorizar el sistema usando nuevas tecnologías y materiales en la construcción de conductores, para mejorar el desempeño operativo de la red y reducir costos de inversión.

Puede no ser evidente que al retirar elementos de la red actual se produzca un mejor desempeño en la red futura, especialmente si se asume que la red actual fue obtenida mediante un proceso de optimización o fue adecuadamente planeada. Se puede probar que un planeamiento que es realizado a partir de considerar la retirada de la operación normal de algunas líneas de la red actual, produce soluciones con menor costo de inversión que el planeamiento que usa todos los elementos de la red inicial. Una explicación por la cual una red de transmisión actual puede representar una solución inicial de pobre calidad para un problema nuevo es que los escenarios de generación y carga considerados en el proceso de optimización para el sistema estudiado cambian, por tal razón, la red óptima cambia, dependiendo de hacia dónde estén direccionados los escenarios de generación y carga futuros.

Pruebas experimentales muestran que para un sistema eléctrico, diversos escenarios de generación/carga producen diferentes configuraciones óptimas de la red. Los escenarios de generación/carga futuros son inciertos y no pueden ser previstos con precisión y seguridad. Los planes de expansión se realizan con base en estos escenarios. En consecuencia, la red actual no se comporta según las predicciones de los estudios de expansión pasados y su desempeño es en realidad el resultado de discontinuidades, rupturas e inflexiones de los escenarios considerados en un pasado, altamente influenciado por los comportamientos de los diversos agentes participantes, tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda.

Es de aclarar que el proceso de *desplanificación* debe incluir estudios adicionales de seguridad, porque el retirar elementos del sistema podría reducir la confiabilidad del mismo.

En este trabajo se explora la *desplanificación* como un proceso en el cual es posible reducir costos al tener la posibilidad de retirar elementos y modificar los conductores de la red existente. Adicional a esto es importante aclarar que los circuitos que sea necesario desconectar en el proceso de desplanificación deben permanecer disponibles para ser conectados cuando se requieran por razones de seguridad.

Desde el punto de vista del problema de optimización, que resulta al considerar la desplanificación, este es un problema de programación no lineal con variables enteras y continuas (PNL-IM), de difícil solución. Con el propósito de encontrar soluciones de excelente calidad de forma eficiente, resulta necesario aplicar técnicas de solución robustas como las denominadas técnicas de optimización metaheurísticas [41] [62].

4.5.1 Modelo DC que considera retirar elementos existentes

La propuesta de modelamiento matemático utilizado para considerar el retiro de operación de circuitos existentes en la topología base, en el problema de planeamiento tradicional es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_i r_i \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf + g + r &= d \\
 f_{ij} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,eq} &= 0 \\
 |f_{ij}| &\leq (n_{ij} + n'_{ij}) \bar{f}_{ij} \\
 0 \leq n_{ij} &\leq \bar{n}_{ij} \\
 0 \leq n'_{ij} &\leq n_{ij}^0 \\
 0 \leq g &\leq \bar{g} \\
 0 \leq r &\leq d \\
 \gamma_{ij,eq} &= (n_{ij} + n'_{ij}) \gamma_{ij} \\
 n_{ij}, n_{ij}^0 &\text{ entero} \\
 \gamma_{ij,eq} &\text{ discreto} \\
 f_{ij}, \theta_i, g_i &\text{ irrestricto} \\
 \forall (i, j) &\in \Omega
 \end{aligned} \tag{6}$$

Para el cual ya fueron definidas en los modelos anteriores todas las cantidades y relaciones, con excepción de la nueva variable de decisión n'_{ij} . Esta variable representa las líneas existentes en cada corredor de la red inicial y les asigna un costo de inversión de valor cero. n'_{ij} puede asumir un valor máximo $n_{ij,k}^0$. Esto quiere decir que el proceso de planeamiento de la expansión con desplanificación no considera los circuitos existentes, pero los deja como alternativas. Cuando el plan de expansión utiliza circuitos que ya existen en la red real, los incluye con costo cero. Este modelo para desplanificación puede adecuarse para

considerar alternativas de conductores en los corredores nuevos y existentes, lo que se mostrará más adelante.

Como ya se dijo antes, en esta propuesta de modelamiento matemático no existen líneas en la red base, y existe un nuevo tipo de línea que ingresa con costo igual a cero. Por tanto, si todas las líneas existentes en la red actual son importantes para la operación del sistema eléctrico futuro, las nuevas variables $n'_{ij,k}$ resultan iguales a $n^0_{ij,k}$. Sin embargo, si alguna línea existente afecta la operación adecuada de la red eléctrica futura entonces se debe cumplir en la solución que $n'_{ij,k} < n^0_{ij,k}$. Después de resolver el problema se pueden identificar las líneas retiradas del sistema mediante la relación $n''_{ij,k} = n^0_{ij,k} - n'_{ij,k}$.

En general pueden identificarse tres diferentes grupos de líneas entre las existentes:

- a. Líneas que son fundamentales para la operación adecuada del sistema eléctrico futuro.
- b. Líneas que no son fundamentales para la operación del sistema eléctrico futuro pero que pueden permanecer en el sistema de transmisión ya que son irrelevantes desde el punto de vista de la operación normal, pero pueden resultar importantes en otro contexto del planeamiento. Por ejemplo, desde el punto de vista de la seguridad del sistema eléctrico futuro.
- c. Líneas de transmisión que afectan negativamente la operación adecuada del sistema eléctrico futuro.

Este modelo no incentiva la permanencia o no de los elementos que afectan o no afectan el sistema, es el proceso de optimización el que decide que es lo mejor en operación y costo.

4.5.2 Modelo DC que considera: retirar elementos existentes, alternativas de conductores para la red nueva y reconductorizar la red existente

En este modelo se toma ventaja del concepto de *desplanificación* para incluir en la red existente propuestas de inversión que no son frecuentes en el planeamiento tradicional, esto es, incluir la posibilidad de que se reemplace el conductor de la red existente por otro de mejor tecnología, o bien, menor o mayor capacidad, según lo que el proceso de optimización decida que sea lo mejor para la operación y de forma que se obtenga una red de costo mínimo para el horizonte de tiempo estudiado. De esta forma el proceso de optimización se enfrenta a tres tipos de circuitos en la red base: 1) un circuito con costo cero, que es el que ya está construido en la red inicial, 2) un circuito que modifica el conductor, pero conserva la estructura física que lo soporta. Para esto solo se incluyen costos del nuevo conductor, accesorios e instalación; y 3) un circuito de refuerzo a otro existente que fue reconductorizado. Obviamente debe usarse la misma tecnología para el conductor del nuevo circuito, pero debe incluirse el costo completo del circuito, es decir, el costo del conductor nuevo, el costo de obras civiles para las estructuras de soporte, el costo de las estructuras, el costo de los elementos complementarios requeridos para unir los conductores a las estructuras, entre otros.

De otro lado, en los corredores de transmisión nuevos se tiene la posibilidad de construir circuitos en cualquiera de los tipos de conductores propuestos, asumiendo el costo completo del circuito según el conductor elegido.

La propuesta de modelamiento matemático utilizado en este trabajo considera a) el retiro de operación circuitos existentes en la topología base; b) nuevas alternativas de inversión en conductores en la red existente; y c) nuevas alternativas de inversión en conductores en la red nueva o candidata. Es la siguiente:

$$\begin{aligned}
\min v = & \sum_{(i,j) \in \Omega_1} C'_{ij,k0} n'_{ij,k0} y_{ij,k0} + \sum_{(i,j) \in \Omega_1} CR_{ij}'' nr_{ij}'' + \sum_{(i,j) \in \Omega} C''_{ij} n''_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_4} r_i \\
s.a. & \\
Sf + S'f' + g + r = & d \\
f'_{ij,k0} y_{ij,k0} + f'_{ij,k} y_{ij,k} - (\theta_i - \theta_j) \gamma'_{ij,eq} y_{ij,k0} - (\theta_i - \theta_j) (n_{ij,k} + nr_{ij,k}) \gamma_{ij,k} y_{ij,k} = & 0 \\
& \forall (i, j) \in \Omega_1, k = 1, \dots, nc. \text{ Con } k \neq k0 \\
f_{ij,k} - (\theta_i - \theta_j) n_{ij,k} \gamma_{ij,k} y_{ij,k} = & 0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_2, k = 1, \dots, nc. \\
|\theta_i - \theta_j| \leq y_{ij,k0} \left[\frac{\overline{f_{ij,k0}}}{\overline{\gamma_{ij,k0}}} \right] + (1 - y_{ij,k0}) \left[\min \left\{ \frac{\overline{f_{ij,k}}}{\overline{\gamma_{ij,k}}} + M(1 - y_{ij,k}) \right\} \right] & \\
& \forall (i, j) \in \Omega_1, k = 1, \dots, nc. \text{ Con } k \neq k0 \\
|\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\overline{f_{ij,1}}}{\overline{\gamma_{ij,1}}} + M(1 - y_{ij,1}), \dots, \frac{\overline{f_{ij,nc}}}{\overline{\gamma_{ij,nc}}} + M(1 - y_{ij,nc}) \right\} & \forall (i, j) \in \Omega_2 \\
\gamma'_{ij,eq} = \gamma'_{ij,k0} (n'_{ij,k0} + n_{ij,k0}^0) & \\
\sum_{k=1}^{nc} y_{ij,k} = 1 \quad \forall (i, j) \in \Omega & \tag{7} \\
f_{ij} = \sum_{k=1}^{nk} f_{ij,k} ; f'_{ij} = \sum_{k=1}^{nk} f'_{ij,k} & \\
0 \leq g \leq \overline{g} & \\
0 \leq n_{ij,k0}^0 \leq n_{ij,k0}^0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_1 & \\
0 \leq \sum_{k=1}^{nc} nr_{ij,k} y_{ij,k} \leq n_{ij}^0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_1 & \\
0 \leq y_{ij,k0} (n_{ij,k0}^0 + n'_{ij,k0}) + y_{ij,k} (nr_{ij,k} + n_{ij,k}) \leq \overline{n_{ij}} \quad \forall (i, j) \in \Omega_1 & \\
0 \leq \sum_{k=1}^{nc} n_{ij,k} y_{ij,k} \leq \overline{n_{ij}} \quad \forall (i, j) \in \Omega_2 & \\
0 \leq r \leq \overline{r} & \\
nr_{ij}'' = \sum_{k=1}^{nc} nr_{ij,k} y_{ij,k} ; CR_{ij}'' = \sum_{k=1}^{nc} cr_{ij,k} y_{ij,k} ; n_{ij}'' = \sum_{k=1}^{nc} n_{ij,k} y_{ij,k} ; C_{ij}'' = \sum_{k=1}^{nc} c_{ij,k} y_{ij,k} & \\
y_{ij,k0} \in \{y_{ij,k}\}, y_{ij,k} \in \{0,1\}, \{nr_{ij,k}, n_{ij,k}, n_{ij,k0}^0, n'_{ij,k0}, n_{ij}, nr_{ij}''\} \text{ Entero} & \\
\{\gamma_{ij,k}, \gamma'_{ij,eq}, \gamma'_{ij,k0}\} \text{ Discreto}, \{f'_{ij,k0}, f'_{ij,k}, f_{ij,k}, g_i, \theta_j, f_{ij}, f'_{ij}\} \text{ Irrestringido} &
\end{aligned}$$

Algunas relaciones y cantidades en el modelo (7) ya han sido definidas anteriormente, sin embargo, se explicarán algunas cantidades y relaciones para aclarar el modelo. Se explica en primer lugar cada tipo de variable que agrega circuitos en la red. La variable $n_{ij,k0}^{0'}$ representa las líneas existentes en cada corredor de la red inicial en el tipo de conductor $k0$ (correspondiente a la red base) y les asigna un costo de inversión de valor cero, $n_{ij,k0}^{0'}$ puede asumir un valor máximo $n_{ij,k0}^0$, que es la cantidad de circuitos existentes en la red base en el tipo de conductor $k0$. Esto quiere decir que el proceso de planeamiento de la expansión con *desplanificación* no considera los circuitos existentes, pero los deja como alternativas, igual que en el modelo (6). La variable $n_{ij,k0}^{'}$ representa los refuerzos sobre las adiciones en $n_{ij,k0}^{0'}$, claro está, si el sistema los requiere, con costo $C_{ij,k0}^{'}$. La variable $nr_{ij}^{'}$ contiene la cantidad de circuitos que se reconductorizan ($nr_{ij,k}^{'}$), en el corredor $i-j$ con conductor tipo k y con costo $cr_{ij,k}^{'}$ (en este caso el costo lo contiene $CR_{ij}^{'}$). La variable $n_{ij}^{'}$ contiene la cantidad de circuitos nuevos ($n_{ij,k}^{'}, nr_{ij,k}^{'}$), en el corredor $i-j$ con conductor tipo k y con costo $c_{ij,k}^{'}$ (en este caso el costo lo contiene $C_{ij}^{'}$).

De otro lado, f es el vector de flujos cuyos elementos f_{ij} representan el flujo total en el camino $i-j$, en el tipo de conductor k en la red nueva o candidata. $f^{'}$ es el vector de flujos cuyos elementos $f_{ij}^{'}$ representa el flujo total en el camino $i-j$ en el tipo de conductor k en la red considerada base (recordar que: $f_{ij,k0}^{'} \in \{f_{ij,k}^{'}\}$), entonces la red existente también es una propuesta para la red futura). $y_{ij,k}$ es una variable binaria usada para seleccionar el tipo de conductor k en cada corredor del sistema. $\gamma_{ij,eq}^{'}$ es la susceptancia equivalente de los circuitos que se adicionen en la red considerada base y que pertenecen al tipo de conductor $k0$ en el corredor $i-j$. $\gamma_{ij,k}$ es la susceptancia de un circuito del tipo k en la red nueva. $\gamma_{ij,k0}^{'}$ es la susceptancia de un circuito en la red considerada base en el corredor $i-j$ del tipo $k0$. M , al igual que el modelo presentado en (5), es un parámetro de gran tamaño, para establecer un control en la segunda ley de Kirchhoff para los límites de la abertura angular en todo el sistema.

En este modelo es importante hacer las siguientes aclaraciones:

- $\left\{ f_{ij,k0}^{' } y_{ij,k0} + f_{ij,k}^{' } y_{ij,k} - (\theta_i - \theta_j) \gamma_{ij,eq}^{' } y_{ij,k0} - (\theta_i - \theta_j) (n_{ij,k}^{' } + nr_{ij,k}^{' }) \gamma_{ij,k} y_{ij,k} = 0 \right\}$: En esta restricción la función de $y_{ij,k0}$ y $y_{ij,k}$, es separar el tipo de adiciones en el conjunto de corredores que se adicionen en la red considerada base para aplicar la segunda ley de Kirchhoff de forma apropiada. Si $y_{ij,k0} = 1$ y $y_{ij,k} = 0$ para todo $k \neq k0$, entonces el proceso de optimización sugiere seleccionar circuitos del tipo $k0$, es decir, conservar el conductor predefinido en la red base con adiciones del tipo $n_{ij,k0}^{'}$ y/o $n_{ij,k0}^{0'}$. De otro lado

si se sugiere $y_{ij,k0}=0$ y $y_{ij,k}=1$ para todo $k \neq k0$, entonces el proceso de optimización está priorizando reconductorizar el corredor $i-j$ y tal vez reforzar ese corredor con adiciones del mismo tipo de conductor k , en este caso aparecen adiciones del tipo $n_{ij,k}$ y/o $n_{ij,k}$.

- b. $\left\{ f_{ij,k} - (\theta_i - \theta_j) n_{ij,k} \gamma_{ij,k} y_{ij,k} = 0 \right\}$: La función de esta restricción es aplicar la segunda ley de Kirchoff a corredores en la red considerada nueva. De esta forma $y_{ij,k}$ solo podrá tener el valor "1" para un tipo de conductor en cada corredor $i-j$.

- c. $\left\{ \left| \theta_i - \theta_j \right| \leq y_{ij,k0} \left[\frac{\overline{f_{ij,k0}}}{\gamma_{ij,k0}} \right] + (1 - y_{ij,k0}) \left[\min \left\{ \frac{\overline{f_{ij,k}}}{\gamma_{ij,k}} + M(1 - y_{ij,k}) \right\} \right] \right\}$: La función de

esta restricción es aplicar el límite de abertura angular en los corredores de la red considerada base, dependiendo del tipo de adición, es decir, si se sugiere conservar el mismo conductor en la red base entonces $y_{ij,k0}=1$, dejando el límite de abertura angular impuesto por la relación $\overline{f_{ij,k0}} / \gamma_{ij,k0}$. De otro lado, si se selecciona otro tipo de conductor, entonces $y_{ij,k0}=0$, y la abertura angular se limita según el tipo de conductor propuesto con la relación $\overline{f_{ij,k}} / \gamma_{ij,k}$, ya que la cantidad $M(1 - y_{ij,k})$ será igual a cero para el tipo de conductor k seleccionado.

- d. $\left\{ \left| \theta_i - \theta_j \right| \leq \min \left\{ \frac{\overline{f_{ij,1}}}{\gamma_{ij,1}} + M(1 - y_{ij,1}), \dots, \frac{\overline{f_{ij,nc}}}{\gamma_{ij,nc}} + M(1 - y_{ij,nc}) \right\} \right\}$: limita la abertura

angular en los corredores de transmisión nuevos, imponiendo como límite la relación para el tipo de conductor k .

- e. El modelo (7) para una propuesta de inversión en transmisión, al igual que el modelo DC con generación ficticia, se reduce a un problema de programación lineal.

4.6 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA SIMPLE (N-1)

El análisis de contingencias en un sistema eléctrico de potencia es una compleja labor que debe ser considerada en cualquier estudio de planeamiento. Cualquier sistema debe estar diseñado para operar de forma adecuada ante cualquier contingencia que pueda presentar el sistema, es decir, la salida de operación de un elemento por mantenimiento o falla. Generalmente las redes que son diseñadas para soportar salidas planeadas o no planeadas de los elementos de transmisión son de mayor costo de construcción que las convencionales, esto porque son menos vulnerables. Además, entre más seguro se desee

el diseño del sistema (por ejemplo, si se considera la salida de dos o más elementos de la operación) la red solución tiene un costo considerablemente mayor. En este trabajo solo se tiene en cuenta la salida de operación de un elemento a la vez (análisis de contingencia simple), y la operación adecuada de la red está asociada a la energía no servida.

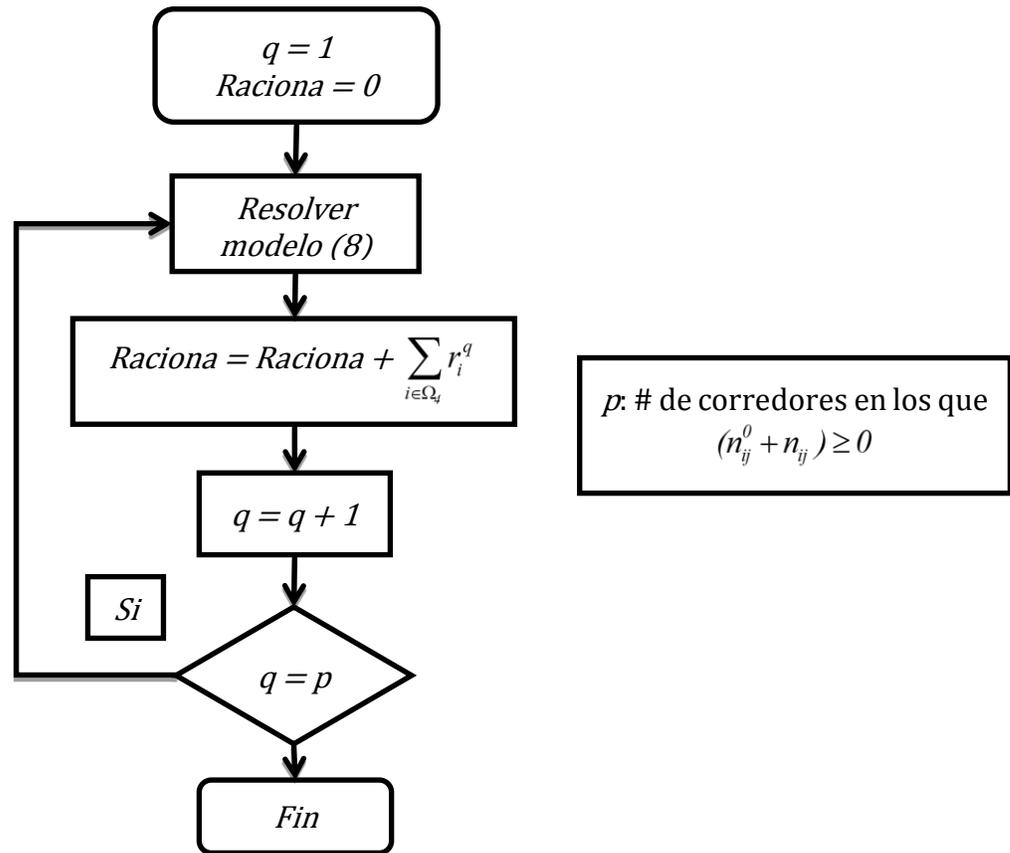
Definir un modelo para el planeamiento de la transmisión que incluya análisis de contingencias es una tarea difícil que aún no tiene una convención en común. A continuación, se presentará el esquema de funcionamiento de contingencia simple para el modelo DC con generación ficticia. Sin embargo, el procedimiento es común para cada uno de los modelos presentados en el documento, es decir, se aplica de igual forma.

El modelo (8), es el mismo modelo presentado en (3), sin embargo, se define un índice q , que representa la operación del sistema para un escenario q dado. Cada escenario q estará definido de acuerdo a la contingencia que se realice (salida de operación de una línea o transformador). Al final se obtiene un conjunto solución de líneas y transformadores de potencia de mínimo costo y mínima potencia no servida para todos los posibles escenarios de contingencia.

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij}^q + \alpha \sum_{i \in \Omega_d} r_i^q \\
 \text{s.a.} & \\
 Sf^q + g^q + r^q &= d \\
 f_{ij}^q - (\theta_i^q - \theta_j^q) \gamma_{ij}^{eq} &= 0 \\
 |\theta_i^q - \theta_j^q| &\leq \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij} * (n_{ij}^q + n_{ij}^{q0})} \\
 0 \leq g^q &\leq \bar{g} \\
 0 \leq n_{ij}^q &\leq \bar{n}_{ij} \\
 0 \leq r^q &\leq d \\
 n_{ij}^q &\text{ Entero} \\
 \gamma_{ij}^{eq} &\text{ Discreto} \\
 f_{ij}^q, \theta_j^q &\text{ Irrestringido} \\
 i, j &\in \Omega
 \end{aligned} \tag{8}$$

Para comprender mejor la propuesta de funcionamiento se define el esquema de operación presentado en la Figura 2.

Figura 2 Esquema de operación para análisis de contingencia simple



En la Figura 2, la variable “*Raciona*” representa el racionamiento acumulado para todos los escenarios de contingencia.

5. METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

El problema tradicional de planeamiento de la expansión de la red de transmisión define como propuestas de inversión la construcción de líneas de transmisión, subestaciones de potencia e instalación de transformadores. En todos los casos se considera la adición de líneas con conductores definidos previamente por los entes de planeación. Esta característica requiere de un organismo planeador con mucha experiencia y, adicionalmente, requiere de herramientas de simulación donde se puedan analizar diversas alternativas de nueva tecnología en conductores para los corredores nuevos de transmisión. Durante la selección a priori de los conductores para los corredores de transmisión, se realiza un estudio de casos que, fundamentalmente son sugeridos por un experto o por los agentes del sistema. No se hace una evaluación exhaustiva de todas las posibles alternativas que pueden surgir. En este trabajo se propone adicionar al problema de optimización la posibilidad de determinar los conductores más adecuados para los corredores de transmisión nuevos. También, se incluye un aspecto que resulta novedoso en el planeamiento de la expansión de la red de transmisión, que es la reconductorización de la red existente. De esta forma, se podría evaluar el impacto tanto económico como operativo de reemplazar conductores existentes en la red por otros de menor o mayor capacidad según elija el proceso de optimización. Con la reconductorización, idealmente, se busca ampliar la capacidad de transmisión del sistema y de actualizar la red eléctrica. Para lograr este objetivo, se utiliza la capacidad de evaluar la desconexión de líneas de la red existente de uno de los modelos presentados en el capítulo 4, explícitamente el modelo presentado en (7), el modelo de *desplanificación*. Con el modelo de *desplanificación* se pueden proponer alternativas de inversión de nueva tecnología en conductores tanto para la red existente como la red nueva. Aparecen tres posibles casos en el proceso de optimización en la red existente: 1) Que utilice el conductor definido a priori por el ente planeador. 2) Que desconecte el conductor definido a priori por el ente planeador y lo reemplace por un conductor nuevo. Y 3) Que no utilice ningún conductor, y decida que el corredor de transmisión no se utilice. Respecto a la red nueva, simplemente se elige el conductor que resulte con mayor beneficio operativo y económico. Y, finalmente, un conductor dado en la red existente puede ser reemplazado por uno que mejore la operación del sistema y el costo final de la red.

Para la solución del problema de planeamiento, en este trabajo se propone utilizar la técnica metaheurística algoritmo genético, más específicamente el algoritmo genético basado en la lógica de *Chu and Beasley* [67]. Respecto a los conductores de nueva tecnología, se propone utilizar una tecnología en conductores que permite mayor circulación de corriente, mayor temperatura de operación y según el diseño se pueden evitar modificaciones en las estructuras y cimientos de las torres de transmisión, en el caso de la red existente.

A continuación se detallará el algoritmo genético aplicado al problema de planeamiento, y se introducirá el tipo de conductor propuesto en esta investigación, denominado conductor de alta temperatura (HTLS - “*high temperature low-sag*”) del tipo ACSS.

5.1 ALGORITMO GENÉTICO DE CHU-BEASLEY APLICADO AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION DE LA RED DE TRANSMISIÓN

El algoritmo genético de Chu-Beasley se fundamenta en la teoría del algoritmo genético tradicional, pero presenta modificaciones que le permiten encontrar soluciones de muy buena calidad, y en varias ocasiones le permiten encontrar el óptimo global del problema. Este algoritmo es más eficiente que el AG convencional.

Por otro lado, muy a menudo los problemas que se desean resolver son multimodales, lo que hace que los métodos de optimización tradicionales queden atrapados en óptimos locales, esta debilidad es superada por el AGCB, ya que su estructura le permite realizar una mayor exploración del espacio solución. En el problema de planeamiento, es usual encontrar múltiples óptimos locales, lo cual dificulta el proceso de optimización en sistemas de gran tamaño y complejidad. Sin embargo el AGCB, y en general, los algoritmos genéticos, han mostrado ser robustos cuando se resuelve el problema de planeamiento de la expansión de redes de energía eléctrica [37] [7].

Algunas de las características que hacen al AGCB más eficiente que el AG tradicional son:

- a. En el proceso de selección de la mejor solución se mantienen separados los valores de la función objetivo y la infactibilidad. No se utiliza una función de adaptación (*fitness*) que combine la función objetivo con la infactibilidad. El proceso de reemplazo de un individuo de la población actual por un nuevo descendiente considera la función objetivo separadamente de la infactibilidad.
- b. En cada ciclo generacional se reemplaza un sólo individuo de la población y se aplica diversidad y el elitismo como criterio de reemplazo. Es decir que un individuo de la población sólo puede ser reemplazado por un descendiente de mejor calidad que él.
- c. Se utiliza el concepto de diversidad en la población, es decir, todos los individuos de la población deben ser diferentes entre sí y deben conservar una distancia de diversidad, en bits. Esto permite una mayor exploración y reduce la posibilidad de quedar prematuramente atrapado en soluciones óptimas locales.
- d. Involucra el criterio de aspiración que quiere decir que un individuo que es de mejor calidad que todos los individuos que existen o han existido en la población, puede entrar a ella así no cumpla con la distancia mínima exigida por el criterio de diversidad.
- e. Incluye una etapa de mejoría local del individuo candidato a entrar a la población. En esta etapa la metaheurística se potencia con la aplicación de una heurística aplicable al tipo de problema que se está resolviendo.

A continuación se describirán cada una de las partes que conforman el AGCB en la investigación:

5.1.1 Población inicial

La población inicial de los algoritmos genéticos generalmente se construye de forma aleatoria lo que la mayoría de las veces aumenta el esfuerzo computacional y requiere de más tiempo para encontrar soluciones aceptables. Este problema puede ser mejorado con poblaciones construidas de forma heurística o aleatoria controlada, incluyendo uno o varios criterios de sensibilidad. Un resumen de las técnicas más usuales para construir la población inicial puede encontrarse en [68]. En este trabajo se utilizan las siguientes técnicas heurísticas, algoritmo de Garver presentado en [2] y [8], algoritmo de mínimo esfuerzo presentado en [2] y [69], algoritmo de mínimo corte de carga presentado en [2] y [35] y algoritmo de Villasana-Garver presentado en [2] y [9].

Pruebas experimentales han mostrado que al construir una parte de la población con técnicas heurísticas constructivas y la otra parte de forma aleatoria controlada se mejora el desempeño del proceso de optimización. La parte heurística permite encontrar subespacios de alta calidad donde eventualmente se encuentran soluciones subóptimas e inclusive la solución óptima global. La parte aleatoria controlada se construye produciendo perturbaciones sobre los indicadores de sensibilidad, primero para explorar un espacio de solución más amplio y segundo para identificar las variables de decisión principales de las secundarias.

5.1.2 Criterio de Diversidad

Se debe cumplir, durante todo el proceso de optimización del AGCB, que entre los individuos de la población exista una distancia mínima de separación para garantizar la heterogeneidad en la población. Otra ventaja de este criterio es que asegura una mejor exploración del espacio de solución y previene la convergencia prematura, común en el algoritmo genético tradicional.

La distancia mínima en el problema de planeamiento es definida en el espacio de solución diferenciando el número de genes diferentes en cada propuesta de inversión, esto debido a que el problema de planeamiento se codifica usando representación entera. Debe tenerse claro que la distancia mínima puede variar según el sistema, teniendo criterios desde la diferencia entre el número de bits, hasta métricas que combinan el costo total asociado a la solución, como es el caso en el criterio de aspiración, el cual permite que ingrese un individuo en la población si su costo es menor que el de la incumbente, pero no cumple el criterio de diversidad.

5.1.3 Función Objetivo e Infactibilidad

Tradicionalmente los problemas que presentan restricciones y en donde se hace uso del algoritmo genético u otras técnicas de optimización, se tiene la estrategia de penalizar la infactibilidad para encontrar soluciones que cumplan con las restricciones propuestas en los modelos mediante factores de penalización. Luego son incluidas en la función de costos

para formar la función objetivo. Existen otras propuestas que sólo permiten soluciones factibles o soluciones infactibles. En el AGCB la función de costo o función objetivo y la función de infactibilidad cumplen funciones distintas. La función de costo es usada en el proceso de selección y en el proceso en que se sustituye un hijo por un padre, cuando en la población todos los individuos cumplen con las restricciones impuestas por el modelo. Por otro lado, la función de infactibilidad es usada en el momento de sustituir un hijo por un padre en la población, cuando aún existe infactibilidad en la población. Esta última característica resulta ser interesante, ya que le permite al método desplazarse por el espacio infactible, donde puede encontrar inversiones que sean útiles para encontrar la solución óptima global.

En el problema de planeamiento, la evaluación de cada individuo se hace calculando el costo total de la inversión en líneas y transformadores como también el costo asociado a la infactibilidad representado en el corte de carga o demanda no atendida. El primer valor se asocia al denominado problema de inversión y el segundo al denominado problema de operación.

5.1.4 Codificación

En este trabajo, el cromosoma de decisión tiene dos componentes. En el primer componente, el AGCB especializado debe decidir la adición de circuitos tanto en corredores nuevos como en los existentes. En el segundo componente, en el caso de corredores nuevos, debe decidir el tipo de conductor para su operación. En la Figura 3 se presenta el esquema de codificación utilizado.

Figura 3 Codificación propuesta en la metodología

$n_{1\ 3}$	$n_{1\ 4}$	$n_{2\ 3}$	$n_{3\ 4}$	$n_{8\ 10}$	$n_{9\ 12}$
2	1	0	1	3	1
$k_{1\ 3}$	$k_{1\ 4}$		$k_{3\ 4}$	$k_{8\ 10}$	$k_{9\ 12}$
1	1		2	3	1

En la Figura 3, $n_{2\ 3}$, representa el número de transformadores. $n_{1\ 3}$, $n_{1\ 4}$, $n_{3\ 4}$, $n_{8\ 10}$ y $n_{9\ 12}$ representa el número de líneas de transmisión. k_{ij} define el tipo de conductor propuesto para las líneas de transmisión. Por ejemplo, en las líneas 1-3, 1-4, 9-12 se selecciona el conductor tipo 1 ($k_{1\ 3}=k_{1\ 4}=k_{9\ 12}=1$), en la línea 3-4 se selecciona el conductor tipo 2 ($k_{3\ 4}=2$), en la línea 8-10 se selecciona el conductor tipo 3 ($k_{8\ 10}=3$). De otro lado, en la base de un sistema analizado debe estar relacionado cada tipo de conductor con sus datos específicos. En un corredor de transmisión existente, sólo se permite colocar refuerzos usando el mismo tipo de conductor que posee dicho corredor.

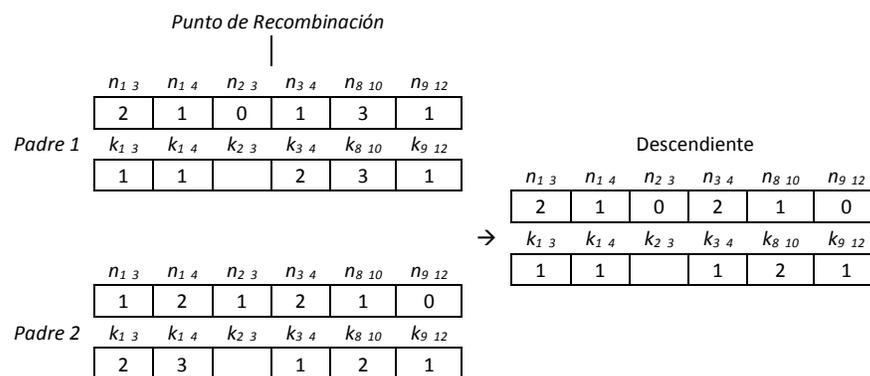
5.1.5 Selección

En el AGCB el proceso de selección se hace mediante la técnica “torneo”, la cual es más eficiente que la técnica “ruleta” que hace parte de la gama “selección proporcional” usada en el algoritmo genético tradicional. Aquí se gana eficiencia en tiempo de cómputo al no requerir transformar el problema a uno de maximización, además garantiza una población más diversa, ya que cada individuo de la población tiene igual probabilidad de ser elegido para hacer parte de la siguiente generación. La técnica selecciona k participantes, donde k varía entre 2 y 4. El proceso es como sigue: se eligen aleatoriamente k individuos de la población, de allí se selecciona el que tenga la mejor función objetivo, calificándose como primer padre. Luego se repite el proceso para encontrar el segundo padre, garantizando en el proceso que ambos padres sean distintos. Después los padres pasan a la fase de recombinación. Se debe tener especial cuidado con la elección del número de participantes en el torneo, dependiendo del tamaño de la población, de forma que el proceso no sea demasiado elitista.

5.1.6 Recombinación

Esta fase utiliza las configuraciones obtenidas en la selección. Aquí se realiza lo que se conoce en genética como “*crossing over*”, que significa intercambiar material genético, y en el caso de planeamiento consiste en combinar la información de los padres encontrados en la selección con el propósito de obtener un individuo con una configuración de mejor calidad, generalmente se obtienen dos descendientes de la recombinación, pero en el AGCB, a diferencia del algoritmo genético tradicional, sólo un descendiente tiene la posibilidad de conformar la siguiente generación, y el otro es eliminado. Para el problema de planeamiento con propuesta de conductores de diferente tecnología, supóngase que se tienen los dos padres en la Figura 4.

Figura 4 Recombinación de un punto usada en la metodología.

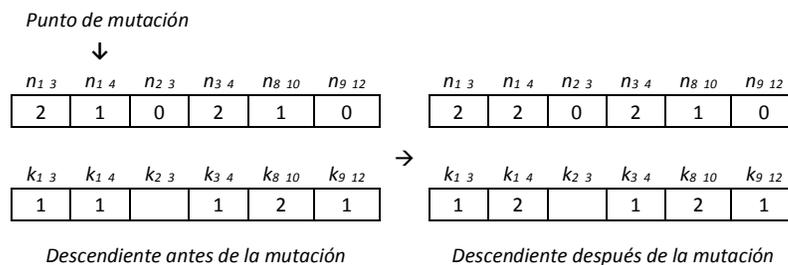


también se tendría una propuesta de conductor para la red existente. Una característica interesante es que cada corredor nuevo tiene asociado un tipo de conductor k , este acompaña siempre al corredor en el proceso de intercambio. Es decir, si el corredor se transfiere al descendiente, pasa con su tipo de conductor. El ejemplo anterior utiliza recombinación de 1 punto, pero en el proceso de ajuste de parámetros del algoritmo se experimenta también con recombinación de 2 puntos.

5.1.7 Mutación

A diferencia del algoritmo genético tradicional la mutación en el AGCB se ejerce en un solo individuo, definiéndose como la alteración de 1 o más genes del vector decisión (descendiente obtenido del proceso de recombinación) de acuerdo al porcentaje o tasa de mutación. En el planeamiento de la expansión de la red de transmisión la mutación se hace de acuerdo a la tasa que se fije de mutación, y la modificación en el gen seleccionado depende de varios factores. Se define un límite máximo de corte de carga (*maxcor*), luego si la propuesta tiene un corte de carga mayor al límite máximo, se dará probabilísticamente más prioridad a adicionar circuitos que a remover. Además, tendrá la posibilidad de mutar el tipo de conductor k_{ij} de forma aleatoria. También se tendrá un límite superior de líneas agregadas por corredor, el cual debe respetarse durante el proceso de optimización. En la Figura 5 se muestra un ejemplo de mutación aplicada a la configuración obtenida en la fase de recombinación.

Figura 5 Mutación usada en la metodología.



5.1.8 Mejoría local de un individuo

En el planeamiento de la expansión de la red de transmisión, luego de la etapa de mutación, el descendiente puede ser sometido a un análisis especial en el que puede mejorarse su función objetivo y/o disminuir su infactibilidad. Usando indicadores de sensibilidad se puede determinar si existen corredores donde aún se requieran adiciones. Para este propósito se utiliza una técnica heurística constructiva basada en la propuesta de Villasana-Garver-Salon. En [2], puede encontrarse también una descripción detallada de esta heurística y su funcionamiento. El indicador de sensibilidad usado, *máximo flujo de potencia*, puede identificar varias adiciones que resultan interesantes para mejorar la solución y entre ellas se selecciona una, que puede ser la mejor, para agregar un circuito.

En este trabajo se utiliza esta etapa para identificar en forma heurística refuerzos en corredores candidatos.

Otra alternativa de mejoramiento que se aplica en este trabajo consiste en identificar elementos redundantes en el sistema, es decir, elementos que al ser removidos reducen el costo de inversión, pero no alteran la factibilidad del problema. Para esto se resuelve sucesivamente la propuesta actual eliminando cada vez un circuito adicionado. El proceso de retiro de circuitos se realiza en orden de mayor a menor costo.

5.1.9 Alteración de la población

En el AGCB, a diferencia del algoritmo genético tradicional, sólo se reemplaza un individuo de la población en cada ciclo generacional. El proceso de sustitución de individuo en el AGCB sigue las siguientes reglas:

- 1) El descendiente sólo puede reemplazar a un individuo de la población de menor calidad. Se pueden presentar los siguientes casos:
 - a) Un descendiente infactible en una población donde existen individuos infactibles. En este caso el descendiente reemplaza al individuo más infactible siempre que su infactibilidad sea menor que la del individuo que reemplaza.
 - b) Un descendiente infactible en una población donde no existen soluciones infactibles. En este caso no existe reemplazo y el descendiente es descartado.
 - c) Un descendiente factible en una población donde existen individuos infactibles. En este caso se reemplaza el descendiente por el individuo más infactible de la población.
 - d) Un descendiente factible en una población donde sólo existen individuos factibles. En este caso se compara la función objetivo asociada al descendiente con la de los individuos de la población y se reemplaza al individuo con peor función objetivo si la función objetivo del descendiente supera la del peor individuo de la población.

Para todos los casos, si el descendiente tiene mejor función objetivo que el mejor de la población y no cumple diversidad se usa el criterio de aspiración.

- 2) El descendiente debe ser diferente a todos los individuos de la población, para poder pertenecer a la siguiente generación, de lo contrario será eliminado.

5.1.10 Criterio de parada

El proceso finaliza si no se mejora la incumbente después de un número preestablecido de generaciones.

5.2 CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA - HTLS

Cerca del 80% de las líneas de transmisión en la actualidad (a nivel mundial) fueron puestas en funcionamiento con conductores ACSR [70]. Muchas de estas líneas se construyeron para una vida útil de 40 años, sin embargo, hoy en día (50 a 70 años después) aún siguen en funcionamiento. Este hecho es de gran importancia, ya que indica que en cualquier momento una línea pueda salir de funcionamiento por deterioro del conductor, además, las torres que soportan los conductores también tienen el mismo tiempo de vida. Lo anterior impulsa a la creación de estrategias de inversión que mejoren la confiabilidad de la red de transmisión eléctrica.

Hace unos años, se ha venido desarrollando un nuevo tipo de conductor que soporta altas temperaturas, es decir, mientras un ACSR soporta como máximo 75°C, los nuevos conductores soportan 200°C sin que se vean afectadas sus características mecánicas y eléctricas. Los nuevos conductores son llamados HTLS. Este tipo de conductores al tener una mayor capacidad de temperatura, proporcionan un aumento significativo en la corriente que puede circular por ellos.

Existen varios tipos de conductores HTLS, sin embargo no todos han sido ampliamente probados debido a limitaciones en diseño, instalación, mantenimiento, disponibilidad y costo excesivo. En el diseño de nuevas líneas, el costo de mantenimiento y vida útil debe compararse con respecto a un conductor ACSR en la misma ubicación. De otro lado, en líneas ya existentes, puede usarse la reconductorización, que implica solo cambiar el conductor, de esta forma, se evitan muchas modificaciones en elementos implícitos en el proceso de instalación. El conductor HTLS más comúnmente usado es el ACSS, debido a que su costo de mantenimiento y vida útil es equivalente al ACSR. Una posible consecuencia del uso de conductores de alta capacidad de temperatura, es que pueden acarrear problemas de regulación de tensión, estabilidad y pérdidas técnicas, que deben ser estudiados en el problema de la operación de la red.

En líneas de transmisión existentes pueden lograrse pequeños incrementos en el límite térmico mediante modificaciones físicas en la estructura y/o modificando la tensión mecánica de los conductores para reducir la flecha que se produce por el aumento de temperatura. Si se quiere un incremento de gran proporción en el límite térmico usualmente se requiere cambiar el conductor por otro de un diámetro mayor o utilizar un conductor HTLS con el mismo o menor diámetro con respecto al actual para evitar modificaciones en la estructura o apoyos.

Generalmente se requiere que las estructuras tengan buenas condiciones para cambiar el conductor ACSR por uno del tipo HTLS. De otro lado, el campo magnético y eléctrico no se ven alterados por el cambio de conductor, ya que dependen del arreglo geométrico y espaciamiento de los conductores, que en un principio es el mismo que el inicial.

5.2.1 Tipos de conductores HTLS

Los conductores ACSR (*aluminium conductor, Steel reinforced*) generalmente consisten de un núcleo de acero trenzado rodeado por capas de alambre de aleación de aluminio que llevan la mayor parte de la corriente eléctrica. La tensión del núcleo de acero no se ve afectada por operación a alta temperatura, sin embargo los hilos de aluminio pueden trabajar a una temperatura límite de 75°C para evitar que se debiliten las propiedades mecánicas y eléctricas.

En la actualidad existen varios tipos de conductores HTLS, sin embargo, varios están aún bajo prueba y desarrollo, el resto presenta una baja disponibilidad. Los conductores HTLS consisten de un núcleo que puede ser de acero, aleación de acero, o un material compuesto rodeado por múltiples capas de aluminio o aleación de aluminio con alta tensión de rotura y baja flecha. A diferencia del ACSR, las propiedades de las capas de aluminio son mecánica y eléctricamente estables a temperaturas entre 200 y 250 grados centígrados, además tienen una baja tasa de elongación térmica y baja flecha, este hecho permite incrementar la capacidad de corriente entre 1,6 y 2,0 veces, con el mismo diámetro externo, si el caso fuera utilizar un conductor equivalente al ACSR en un tramo específico.

Los costos de los conductores HTLS dependen de las condiciones de instalación y estado de algunos elementos presentes en la red. A continuación se describirán algunos conductores HTLS.

a. ACSS (*Aluminium Conductor Steel Suported*):

Es el conductor HTLS más antiguo y probado. Son los más comúnmente comercializados. Consiste de alambres de aluminio trenzados y completamente recocidos alrededor de un núcleo de acero con extra alta tensión mecánica. El costo de un conductor ACSS es en una pequeña proporción más caro que el ACSR (entre 1,1 y 1,5 veces más) cuando se comparan con otros conductores HTLS, además es simple de instalar, sin embargo se debe tener cuidado en su instalación por tener aluminio recocido.

En una línea de transmisión existente, dependiendo de las condiciones de diseño, reconductorizar puede incrementar el límite térmico como mínimo el 30% [71]. Además, el recubrimiento de los alambres de acero presentes en el ACSS permite un mejor comportamiento frente a la corrosión, y una mayor resistencia y estabilidad térmica. También presenta mejores características de amortiguación y exhibe un alto grado de resistencia a la fatiga por vibración. De otro lado, en estos conductores la flecha final no se ve afectada por el fenómeno denominado *creep* (deformación plástica o estiramiento continuo: estiramiento del metal que ocurre en todos los conductores aéreos), que ocasiona que la flecha aumente ligeramente a lo largo del tiempo.

El ACSS se encuentra dentro de los estándares ASTM (*American Society for Testing and Materials*) B856 y B857. La apariencia del conductor ACSS es la misma que un conductor

ACSR, y existen tres diferentes diseños: a) ACSS estándar, con igual área y aproximadamente la misma resistencia que su equivalente ACSR; b) ACSS/TW (cable de aluminio trapecoidal) con área ligeramente reducida y más baja resistencia que su equivalente ACSR; c) ACSS/TW con igual área y más baja resistencia que el ACSR.

b. Conductores Japoneses “Gapped and invar core”:

En Japón se han desarrollado varios conductores HTLS. Utilizan diseños redondos y de tipo TW con hilos de aleación de aluminio capaces de operar a 200°C. Sin embargo, estos productos tienen estándares japoneses y no están estandarizados por ASTM o la IEC (International Electrotechnical Commission). Se producen con núcleo de acero normal, o de acero con aleación de níquel (invar) el cual se expande mucho menos que el acero normal (coeficiente de expansión térmico pequeño). Un tipo de conductor de este tipo es el (Z)TACIR (Super-Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Invar Reinforced). Este tiene un costo de aproximadamente 3,5 veces más con respecto al ACSR. Su construcción es idéntica al ACSR, sin embargo, su diseño tecnológico permite el trabajo a altas temperaturas. El núcleo está rodeado de (Z)TAL, una aleación de zirconio aluminio, que resiste temperaturas hasta 200°C. La instalación del (Z)TACIR es igual que para un conductor ACSR. Otro tipo es el (Z)TACSR (Super-Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Steel Reinforced), este conductor es en casi todos los aspectos igual al ACSR. Sin embargo, su diseño hace que soporte altas temperaturas debido a la aleación de zirconio aluminio que rodea el núcleo. Una desventaja, es que su coeficiente de elongación térmico es el mismo que el del ACSR. Otro tipo es el G(Z)TACSR (Gap-type Super-Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor, Steel Reinforced), este conductor tiene núcleo de acero normal, sin embargo, en su instalación, el acero es el que asume toda la tensión. Se requiere de un procedimiento y equipo especial de instalación. Este conductor tiene un alto costo económico que varía entre el 2,0 y 3,0 veces más con respecto al ACSR y puede incrementar el límite térmico en al menos el 30 % en una línea existente. De otro lado, no se recomienda su instalación en regiones que están sujetas a altas cargas en el conductor por hielo. A diferencia del (Z)TACSR, el G(Z)TACSR permite altas temperaturas con coeficiente de elongación térmico reducido.

c. ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced):

Consiste de filamentos externos que están compuestos de aleación aluminio-zirconio resistente a la temperatura, y permite operaciones continuas a 210°C y regímenes de emergencia de hasta 240°C. El núcleo es reforzado de fibras de cerámica que se encuentran entre una matriz de filamentos de aluminio puro para mejorar la conductividad. El conductor ACCR se encuentra certificado por el estándar ASTM B976 y se puede conseguir comercialmente por medio de la empresa 3M. Su costo se encuentra entre 3,0 y 10,0 veces más que un conductor ACSR. En la referencia [72] y en [52] se encuentra información sobre costo, instalación y ventajas respecto al ACSR. El ACCR tiene un coeficiente de expansión térmica (CTE) bajo ($6,3 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$), ligeramente mayor que el del núcleo invar ($3,7 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$) y mucho más bajo que el del ACSR ($11,5 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$). Es un conductor de flecha reducida.

d. ACCC (Aluminum Conductor Composite Core):

Los conductores ACCC combinan la tecnología de purificación del aluminio recocido en alta temperatura, con el aumento del aluminio en contacto con el área seccional. Presenta la característica de que su núcleo es 25% más fuerte que el acero y 60% más liviano, esto permite aumentar el contenido de aluminio en más del 25%, sin aumentar diámetro y peso. Otra característica es que presenta un aumento en el coeficiente de rugosidad de la superficie del conductor y el voltaje de inicio de corona; por lo tanto, se reducen las pérdidas por Corona, el ruido y el nivel de interferencia. Además, bajo condiciones normales (hasta 200°C) no se produce estiramiento continuo (deformación plástica “creep”). El costo de este conductor se encuentra entre 5,0 y 7,0 veces el ACSR aproximadamente.

5.2.2 Construcción o reconductorización de líneas con conductores HTLS

En un proyecto de inversión en transmisión es importante saber que para un tramo de red del 20% al 30% del costo total es debido al conductor [71]. Con ayuda de los costos descritos en la sección anterior para los conductores HTLS, pueden analizarse dos casos para la utilización de conductores de alta temperatura: 1) en una línea nueva, trae como consecuencia un incremento en el costo de un tramo de transmisión, lo que podría significar un aumento importante en el costo del proyecto final; y 2) reconductorizar una línea existente, lo que puede traer beneficios operativos y de inversión a largo plazo, porque aumenta la capacidad de transmisión del sistema e incrementa la confiabilidad operativa. Las ventajas son: 1) se evita incurrir en costos adicionales, como por ejemplo en torres de transmisión o líneas nuevas, esto, eligiendo el conductor de alta temperatura adecuado, y 2) el cambio de conductor puede ser planeado como una simple tarea de mantenimiento de la red. Sin embargo, el análisis del conductor más adecuado sólo lo puede decidir un proceso de optimización, donde se tengan una variedad de propuestas de inversión de varios conductores para cada tramo de red, o al menos en lugares críticos donde se pueda presentar sobrecarga de los circuitos.

Debe tenerse en cuenta que, si el conductor elegido logra incrementar la capacidad térmica de un tramo de red en más de un 50%, es considerado ya una solución potencial que puede traer beneficios operativos y económicos [52]. En 1998, el CIGRE (*international council on large electric systems*) realizó una encuesta sobre el futuro de los conductores en algunos países, analizando la necesidad de un aumento en la capacidad de las redes; un resultado interesante fue que la mayor parte de las redes está construida en conductor ACSR, cerca del 82% [70]. Puede suponerse, con alto grado de probabilidad, que en la actualidad esta cifra permanece casi constante. En las dos siguientes tablas se pueden observar resultados parciales de la encuesta.

Tabla 1 Reporte de kilómetros de línea de transmisión de diferentes países

Grupo	Empresas de Energía	Circuitos de Transmisión [km]	% de redes de Transmisión en el país
USA	29	224.000	28
Canadá	7	102.000	95
Japón	10	60.000	100
Australia /N. Zelanda	7	50.000	80
Reino Unido / Irlanda	8	31.000	90
Escandinavia	5	25.000	75
Otros *	5	117.000	N/A
Total	71	609.000	
* Sudáfrica, Francia, Corea del sur, Tailandia, Islandia			

Tabla 2 Reporte de porcentaje de tipo de conductor

Tipo de conductor	km de circuito	%
ACSR	496.000	81,405
AAC	22.000	3,611
AAAC	38.000	6,237
ACAR	13.000	2,134
Cobre	22.000	3,611
Compactos	300	0,049
Alta Temperatura	14.000	2,298
Alta resistencia /anti-movimiento	4.000	0,656

En la Tabla 1 y Tabla 2 se puede observar que el 81,4% aproximadamente está construido con conductor ACSR, lo anterior, respecto a la muestra tomada de diferentes países. Los anteriores datos, tienen origen en las empresas de energía correspondientes de cada país.

Además, en el informe técnico [70], se resalta el gran interés de las compañías de energía en conocer más sobre los conductores HTLS que prometen un mejor funcionamiento de la red futura. Lo anterior evidencia la gran importancia que podría adquirir la utilización de conductores de alta temperatura en los estudios de inversión en transmisión.

De otro lado, continuando con la caracterización de los conductores HTLS, a continuación se describen los rangos de operación en temperatura y capacidad comparados contra un ACSR. El rango de operación de un conductor ACSR es de 75°C para operación normal, y hasta los 130°C para operación de sobrecarga de emergencia, en el tramo más caliente de la línea. La operación a 130°C no debe exceder 100 horas en 12 meses consecutivos ó 500 horas durante el tiempo de vida del cable. Mientras que un conductor HTLS a operación normal trabaja a 200°C y en operación de emergencia a una temperatura de 250°C. Si se opera la línea a la temperatura recomendada por los fabricantes con un conductor HTLS, el incremento en capacidad es del 40% al 80% [71], con el mismo diámetro del conductor original (caso reconductorización), lo cual resulta bastante atractivo. Este rango de

incremento está relacionado con la estabilidad del sistema, límite térmico, caída de tensión y costos de las pérdidas eléctricas. El costo de las pérdidas eléctricas debe ser estudiado en detalle, debido a que en el largo plazo el costo de las pérdidas más el costo del proyecto podría ser menor con los conductores HTLS que con los ACSR. Este aspecto deber ser analizado luego de haber diseñado un plan de expansión en transmisión. Con respecto a la caída de tensión y estabilidad, los límites son más estrictos para líneas largas (distancias mayores a 200 millas) y para el límite térmico, los límites son más estrictos en líneas cortas.

Para incrementar la capacidad de una línea existen otros métodos, como: 1) modificar la tensión mecánica de la línea de transmisión, lo anterior, en casos donde la línea presente porcentajes de sobrecarga pequeños; 2) otra opción es cambiar el conductor por otro de mayor calibre, sin embargo, esto conlleva elevados costos debido a que se deben reforzar las estructuras y cimientos, decisión que no es fácilmente aceptada por los entes de planeación. El uso de conductores HTLS, en un estudio de planeamiento de la red eléctrica, puede ayudar a contrarrestar el tipo de opciones 1 y 2 con un beneficio económico y operativo. De otro lado, podría mejorar el funcionamiento del sistema ante una situación de emergencia, como la salida de una línea, ya que los conductores soportan mayor capacidad (cumpliendo con requerimientos de diseño, por ejemplo la flecha) y estarían menos expuestos a sufrir algún daño que afecte sus propiedades eléctricas.

Existen varios criterios para seleccionar un conductor adecuado para un posible reemplazo de un conductor que se encuentre en operación. Los conductores HTLS trabajan a una temperatura mucho más elevada que los convencionales, entonces existen varios riesgos como: 1) el nuevo conductor no debe exceder la flecha, 2) el nuevo conductor no debe exceder la tensión mecánica máxima, y 3) el nuevo conductor no debe exceder la carga por hielo o viento máxima. En el caso de líneas nuevas, se deben tener en cuenta los criterios de diseños pre-establecidos para la línea, para no aumentar el costo del proyecto por modificaciones que sobredimensionen lo planeado. En general, para que un conductor tipo HTLS remplace a un conductor de otro tipo en un tramo de línea dado, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Debe tener bajo coeficiente de dilatación térmica, de modo que la flecha se limite como máximo a la flecha final del conductor original.
- La tensión mecánica horizontal máxima no debe exceder la del conductor original por más del 10%.
- Capacidad de auto-amortiguamiento mecánico alto.
- El diámetro debe ser igual o menor al original.
- Debe tener igual o menor resistencia eléctrica para la misma temperatura.

En [71] y [52] se presentan de manera más formal las condiciones necesarias para el uso de los conductores HTLS.

6. RESULTADOS

6.1 SOLUCIÓN PARA DESPLANIFICACIÓN, CONTINGENCIA (N-1) Y CONDUCTORES HTLS

La solución encontrada tiene un costo de **173,9227 10⁶ U\$** y racionamiento de **0 MW**.

Tabla 3 Solución al problema de planeamiento

RED CONVENCIONAL				Ni	Nj	Ctos	Corredor	Ni	Nj	Ctos	Corredor	Ni	Nj	Ctos	Corredor
1	2	1	1	16	33	1	43	70	90	1	91	63	83	1	137
1	4	1	2	33	15	1	44	85	91	1	92	62	64	1	138
2	3	1	4	33	32	1	45	66	88	2	93	93	92	1	139
2	5	1	5	33	30	1	46	66	67	2	94	86	87	2	140
3	5	1	6	32	30	1	48	38	41	1	96	87	88	1	141
4	6	1	7	29	28	1	52	38	40	1	97	92	91	1	142
4	18	1	8	28	17	1	53	41	43	1	98	91	90	1	143
6	7	1	9	28	96	1	54	41	39	1	99	90	89	1	145
5	22	2	11	17	19	1	55	41	45	1	100	88	89	1	146
18	95	1	12	26	19	2	56	43	42	1	101	89	94	1	147
18	20	1	13	19	36	2	57	43	97	1	102	96	90	1	149
20	21	1	14	19	27	2	58	42	44	1	103	98	71	1	150
18	21	1	15	36	89	3	59	44	46	1	105	62	99	1	151
21	94	1	16	36	49	2	62	45	97	1	107	8	100	1	152
5	7	1	17	36	37	2	63	97	46	1	108				
7	8	1	18	37	38	1	64	97	40	1	109				
8	9	1	19	70	69	2	65	45	46	1	112				
7	9	1	20	101	52	1	67	39	47	1	113				
9	34	1	21	101	70	1	68	47	48	1	116				
34	35	1	22	70	71	2	69	48	49	1	117				
8	35	1	23	70	73	1	70	53	93	1	119				
10	9	1	24	71	72	1	71	53	50	1	120				
11	10	2	25	71	73	1	72	50	51	1	123				
21	22	1	26	73	74	1	73	51	54	1	124				
21	23	1	27	73	76	2	74	54	57	1	125				
22	23	1	28	73	78	1	75	57	86	2	126				
22	24	1	29	72	76	1	76	57	55	2	127				
22	36	2	30	78	77	2	78	57	58	1	128				
22	37	1	32	78	31	1	79	55	56	1	130				
25	26	1	33	74	85	1	80	58	59	1	131				
25	24	1	35	74	75	1	81	58	65	1	132				
11	17	1	37	74	76	1	83	65	64	2	133				
13	14	2	39	75	84	1	84	65	92	1	134				
14	16	1	42	83	84	1	89	59	61	2	135				
				83	85	1	90	61	62	2	136				

RED EN HTLS (ACSS)			
Ni	Nj	Ctos	Corredor
11	12	1	186
11	13	2	188
12	17	1	190
15	30	2	197
30	29	2	199
30	31	2	200
74	79	2	230
79	80	2	234
80	81	2	235
81	82	2	236
67	68	2	240
39	49	1	259
53	57	2	265
53	54	1	266
57	60	2	272

CORREDORES RED CONVENCIONAL	CORREDORES RED HTLS	CORREDORES TRANSFORMACIÓN
--------------------------------	------------------------	------------------------------

El sistema que inicialmente estaba conformado por 101 nodos, 142 corredores de transmisión y 10 corredores de transformación y sumaban 206 circuitos de los cuales, 192 eran de transmisión y 14 eran de transformación, tras el proceso de planeamiento quedó conformado así: 101 nodos, 123 corredores de transmisión y 10 corredores de transformación. Sumando 167 circuitos de los cuales, 153 son de transmisión y 14 son de transformación. De lo descrito anteriormente se puede decir que el sistema inicial presenta un sobredimensionamiento y muestra de esto es que el sistema planeado presenta una reducción de 19 corredores y 39 circuitos con respecto al sistema inicial, además, el proceso de planeamiento mostró que solo se reductorizaron circuitos de 230 kV.

En la Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6 se presentan los corredores que fueron reductorizados usando conductores HTLS, el proceso de planeamiento solo vio la necesidad de reductorizar corredores a 230 kV, los datos de la Tabla 6 muestran la adición de circuitos en los corredores del sistema que presentan una configuración radial, esto con el fin de garantizar la continuidad del servicio ante contingencia simple en alguno de estos corredores, en la Tabla 4 se aprecia que la solución presenta reductorización de la red aledaña a la zona de mayor demanda del sistema (Centro) donde se repotenciaron 10 circuitos y en la Tabla 5 se aprecia un corredor del Norte del sistema para el cual se eliminó uno de los tres circuitos y se reductorizaron los otros dos.

Tabla 4 Corredores de 230 kV existentes reductorizados en su totalidad

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor	Ctos
11	La Mesa	12	Balsillas	186	1
11	La Mesa	13	Guaca	188	2
12	Balsillas	17	Noroeste	190	1
15	Circo	30	Guavio	197	2
30	Guavio	29	Torca	199	2
30	Guavio	31	Chivor	200	2
39	Envigado	49	Guatapé	259	1
53	Bolívar	57	Sabanalarga	265	2
53	Bolívar	54	Tenera	266	1

Tabla 5 Corredor reductorizado con un circuito eliminado

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor	Ctos
57	Sabanalarga	60	Tebesa	272	2

Tabla 6 Corredores reductorizados con adición de circuitos

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor	Ctos
74	Palos	79	Toledo	230	2
79	Toledo	80	Samoré	234	2
80	Samoré	81	Banadía	235	2
81	Banadía	82	Caño Limón	236	2
67	Urrá	68	Urabá	240	2

En la Tabla 7 y Tabla 8 se muestran los corredores que fueron eliminados del sistema inicial, en el nivel de 230 kV se eliminaron 17 corredores y en el nivel de 500 kV se eliminaron 2 corredores, estos dos últimos en el sistema base permiten interconectar la zona Centro con la Norte a través del corredor 144 y la zona Occidente con la Sur a través del corredor 148.

Tabla 7 Corredores a 230 kV eliminados

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor
2	Pance	4	Juanchito	3
5	Yumbo	18	San Marcos	10
22	Esmeralda	25	San Felipe	31
25	San Felipe	11	La Mesa	34
14	Paraíso	15	Circo	41
29	Torca	31	Chivor	51
36	San Carlos	27	La Sierra	60
27	La Sierra	70	Primavera	61
70	Primavera	48	Playas	66
73	Guatiguara	75	Tasajero	77
75	Tasajero	83	San Mateo (Cúcuta)	85
44	El Salto	45	Guadalupe	104
44	El Salto	97	Barbosa	106
97	Barbosa	49	Guatapé	110
40	Miraflores	49	Guatapé	111
47	Oriente	49	Guatapé	115
49	Guatapé	52	Jaguas	118

Tabla 8 Corredores a 500 kV eliminados

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor
90	Primavera ^{5k}	88	Cerromatoso ^{5k}	144
94	La Virginia ^{5k}	95	San Marcos ^{5k}	148

En la Tabla 9, Tabla 10 y Tabla 11 se muestra el número de circuitos y transformadores que fueron eliminados o adicionados en el sistema. En la Tabla 11 se muestra la cantidad de circuitos eliminados en los corredores a 230 kV, en la Tabla 9 se muestra los circuitos de la red de 500 kV que fueron eliminados evidenciándose que se retiró un circuito de transmisión y un transformador los cuales en el sistema base permiten la conexión de la zona Norte, en la Tabla 10 se muestra la adición de circuitos convencionales, un transformador en una parte del sistema que presentan una configuración radial y una línea para reforzar el sistema en la zona Oriente.

Tabla 9 Transformador 230/500 kV y circuitos de 500 kV eliminados

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor	Eliminado	Tipo
57	Sabanalarga	86	Sabanalarga ^{5k}	126	1	Transformador
87	Chinú ^{5k}	88	Cerromatoso ^{5k}	141	1	Línea

Tabla 10 Circuitos de 230 kV y Transformadores 230/500 kV adicionados

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor	Adicionado	Tipo
73	Guatiguara	76	Bucaramanga	74	1	Línea
66	Cerromatoso	88	Cerromatoso ^{5k}	93	1	Transformador

Tabla 11 Numero de circuitos eliminados en corredores de 230 kV

Ni	Nombre	Nj	Nombre	Corredor	Eliminado
7	San Bernardino	8	Jamondino	18	1
7	San Bernardino	9	Betania	20	1
21	La Virginia	22	Esmeralda	26	1
22	Esmeralda	37	Ancón Sur (ISA)	32	1
25	San Felipe	26	Miel	33	1
29	Torca	28	Bacatá	52	1
28	Bacatá	17	Noroeste	53	1
17	Noroeste	19	Purnio	55	1
37	Ancón Sur (ISA)	38	Ancón Sur (EPM)	64	1
73	Guatiguara	78	Sochagota	75	1
78	Sochagota	31	Chivor	79	1
50	Cartagena	51	Candelaria	123	1
51	Candelaria	54	Tenera	124	1
57	Sabanalarga	55	Nueva Barranquilla	127	1
57	Sabanalarga	58	Fundación	128	2
55	Nueva Barranquilla	56	Termoflores	130	1
58	Fundación	59	Santa Marta	131	1
8	Jamondino	100	Pomasqui	152	3

Conforme a los resultados obtenidos en el proceso de planeamiento se evidencia el retiro de circuitos en los corredores existentes, así como también la eliminación total de corredores en ambos niveles de tensión, y con la particularidad que en el proceso de planeamiento el resultado final muestra que se le dio prioridad a la permanencia de la red de 230kV sobre la red de 500kV, como se puede ver en el caso de los circuitos de 500kV de los corredores 141, 144 y 148 que fueron eliminados.

6.2 SOLUCIÓN DE LOS FLUJOS DE CARGA AC Y DC

Para poder realizar la comparación entre los dos flujos de carga fue necesario resolver el problema de la potencia reactiva y ya que a diferencia de la potencia activa ésta puede ser generada de forma local, al momento de correr el flujo de carga AC se inyectó en cada nodo la potencia reactiva necesaria para lograr que las tensiones fuesen iguales a 1,0 pu.

Tabla 12 Flujo de potencia AC y DC por los circuitos de cada corredor

Corredor	Ni	Nj	Pij [MW]		Error Pij [%]	Ctos	Θij AC [°]	Θij DC [°]	Error Θij [°]
			AC	DC					
1	1	2	43,711	44,838	0,38	1	1,2	1,2	0,0
2	1	4	43,171	44,298	0,38	1	1,5	1,6	0,1
4	2	3	221,04	223,4	0,83	1	6,6	6,6	0,0
5	2	5	75,302	73,967	0,50	1	1,2	1,1	0,1
6	3	5	181,42	181,92	0,18	1	5,4	5,5	0,1
7	4	6	57,183	51,777	2,00	1	1,0	0,9	0,1
8	4	18	219,14	211,44	3,04	1	2,5	2,4	0,1
9	6	7	10,676	5,387	2,46	1	0,6	0,3	0,3
11	5	22	130,7	122,32	3,12	2	12,7	12,0	0,7
12	18	95	0,0	0,0	0,00	1	0,0	0,0	0,0
13	18	20	146,56	142,45	1,55	1	11,8	11,3	0,5
14	20	21	185,29	177,71	2,86	1	1,7	1,6	0,1
15	18	21	150,23	146,64	1,35	1	13,5	12,9	0,6
16	21	94	316,52	301,87	3,62	1	4,9	4,6	0,3
17	5	7	86,791	80,747	2,24	1	5,5	5,1	0,4
18	7	8	70,855	66,496	2,03	1	6,7	6,3	0,4
19	8	9	90,94	93,181	0,80	1	13,0	13,0	0,0
20	7	9	85,416	91,563	2,86	1	6,3	6,7	0,4
21	9	34	189,97	190,71	0,27	1	8,6	8,5	0,1
22	34	35	46,051	46,793	0,27	1	3,4	3,4	0,0
23	8	35	25,476	26,523	0,56	1	1,0	1,1	0,1
24	10	9	108,57	108,48	0,04	1	12,5	12,6	0,1
25	11	10	121,72	121,67	0,02	2	5,6	5,6	0,0
26	21	22	53,326	52,477	0,32	1	0,6	0,6	0,0
27	21	23	18,873	19,231	0,13	1	0,2	0,2	0,0
28	22	23	76,578	76,079	0,18	1	0,8	0,8	0,0
29	22	24	55,892	56,919	0,48	1	1,0	1,0	0,0
30	22	36	144,48	138,18	2,41	2	15,7	14,6	1,1
32	22	37	151,86	145,24	2,46	1	10,6	10,0	0,6
33	25	26	213,69	212,85	0,31	1	6,9	6,8	0,1
35	25	24	167,09	168,02	0,43	1	5,9	5,9	0,0
37	11	17	100,66	112,97	4,58	1	2,2	2,5	0,3
39	13	14	108,06	117,43	3,63	2	0,5	0,6	0,1
42	14	16	60,68	42,132	7,19	1	1,1	0,8	0,3
43	16	33	7,624	26,038	7,14	1	0,0	0,2	0,2
44	33	15	39,847	49,995	3,93	1	0,7	0,8	0,1
45	33	32	81,866	84,44	1,00	1	3,4	3,4	0,0
46	33	30	193,19	192,19	0,39	1	16,1	16,0	0,1
48	32	30	291,57	286,89	1,21	1	12,7	12,6	0,1
52	29	28	342,27	381,12	10,14	1	3,5	4,0	0,5
53	28	17	115,36	112,66	0,71	1	0,4	0,3	0,1
54	28	96	83,184	41,562	10,28	1	1,2	0,6	0,6
55	17	19	217,86	194,44	8,98	1	11,4	9,9	1,5
56	26	19	108,62	106,42	0,83	2	1,6	1,5	0,1
57	19	36	7,363	13,857	2,50	2	0,3	0,6	0,9

Corredor	Ni	Nj	Pij [MW]		Error Pij [%]	Ctos	Θij AC [°]	Θij DC [°]	Error Θij [°]
			AC	DC					
58	19	27	212,68	217,5	1,82	2	11,1	11,2	0,1
59	36	89	425,11	384,99	9,91	3	6,5	5,9	0,6
62	36	49	152,98	160,14	2,31	2	2,9	3,0	0,1
63	36	37	86,71	78,333	3,21	2	5,1	4,6	0,5
64	37	38	16,881	11,421	2,02	1	0,0	0,0	0,0
65	70	69	139	139	0,00	2	0,6	0,6	0,0
67	101	52	150,53	152,46	0,93	1	6,1	6,1	0,0
68	101	70	133,26	135,19	0,93	1	0,6	0,7	0,1
69	70	71	105,39	98,991	2,93	2	6,8	6,3	0,5
70	70	73	109,48	101,73	2,95	1	9,5	8,8	0,7
71	71	72	153,82	149,37	2,04	1	1,0	1,0	0,0
72	71	73	53,721	48,608	2,35	1	2,7	2,5	0,2
73	73	74	161,34	164,02	1,19	1	2,7	2,7	0,0
74	73	76	113,79	116,44	1,18	2	0,9	0,9	0,0
75	73	78	228,12	246,56	7,50	1	19,3	20,0	0,7
76	72	76	51,126	47,044	1,87	1	2,6	2,4	0,2
78	78	77	48,735	48,735	0,00	2	0,2	0,2	0,0
79	78	31	143,58	149,09	2,14	1	9,1	9,4	0,3
80	74	85	17,055	11,61	2,28	1	1,6	1,1	0,5
81	74	75	8,71	5,364	1,52	1	0,6	0,3	0,3
83	74	76	130,51	132,92	1,11	1	1,8	1,8	0,0
84	75	84	146,28	149,64	1,53	1	1,0	1,0	0,0
89	83	84	41,956	45,676	1,61	1	0,3	0,3	0,0
90	83	85	33,504	29,784	1,58	1	2,3	2,1	0,2
91	70	90	90,44	113,48	5,69	1	1,4	1,7	0,3
92	85	91	105,24	95,845	2,90	1	2,0	1,8	0,2
93	66	88	47,593	46,64	0,29	2	0,9	0,9	0,0
94	66	67	93,112	94,065	0,44	2	4,5	4,6	0,1
96	38	41	156,03	158	0,95	1	2,5	2,6	0,1
97	38	40	60,393	63,882	1,74	1	0,7	0,7	0,0
98	41	43	132,56	137,51	2,39	1	1,8	1,8	0,0
99	41	39	46,822	55,051	3,98	1	0,7	1,0	0,3
100	41	45	190,66	195,08	2,21	1	8,5	8,5	0,0
101	43	42	16,272	14,07	0,94	1	0,1	0,2	0,1
102	43	97	149,28	151,58	1,11	1	1,3	1,3	0,0
103	42	44	187,61	189,81	0,94	1	7,1	7,2	0,1
105	44	46	12,105	11,64	0,20	1	0,1	0,1	0,0
107	45	97	193,23	192,92	0,16	1	5,4	5,4	0,0
108	97	46	207,47	207,13	0,14	1	5,8	5,8	0,0
109	97	40	169,83	173,24	1,71	1	4,9	5,0	0,1
112	45	46	185,34	186,23	0,38	1	0,4	0,4	0,0
113	39	47	132,6	129,47	1,56	1	2,1	2,1	0,0
116	47	48	136,16	132,49	1,83	1	4,1	4,0	0,1
117	48	49	0,844	5,61	2,38	1	0,0	0,1	0,1
119	53	93	163,27	164,78	0,37	1	2,5	2,5	0,0
120	53	50	91,363	91,497	0,06	1	0,9	1,0	0,1

Corredor	Ni	Nj	Pij [MW]		Error Pij [%]	Ctos	Θij AC [°]	Θij DC [°]	Error Θij [°]
			AC	DC					
123	50	51	3,543	3,677	0,07	1	0,1	0,0	0,1
124	51	54	41,467	41,333	0,07	1	0,2	0,1	0,1
125	54	57	87,308	86,838	0,29	1	3,7	3,8	0,1
126	57	86	67,44	61,589	1,44	2	1,1	0,9	0,2
127	57	55	116,46	116,29	0,07	2	2,8	2,8	0,0
128	57	58	13,951	12,262	0,80	1	0,6	0,6	0,0
130	55	56	201,97	201,64	0,15	1	1,0	1,0	0,0
131	58	59	10,208	11,557	0,80	1	0,4	0,5	0,1
132	58	65	17,91	18,231	0,21	1	0,5	0,5	0,0
133	65	64	41,408	41,013	0,26	2	2,1	2,1	0,0
134	65	92	117,92	117,09	0,20	1	1,8	1,8	0,0
135	59	61	69,584	70,253	0,40	2	3,5	3,5	0,0
136	61	62	73,141	72,947	0,12	2	3,8	3,8	0,0
137	63	83	0,0	0,0	0,00	1	0,0	0,0	0,0
138	62	64	28,322	29,013	0,45	1	1,7	1,8	0,1
139	93	92	163,68	164,78	0,10	1	2,1	2,1	0,0
140	86	87	67,44	61,589	0,41	2	0,9	0,9	0,0
141	87	88	465,87	454,01	0,83	1	4,6	4,4	0,2
142	92	91	283,37	281,87	0,13	1	5,0	5,0	0,0
143	91	90	392,1	377,72	1,29	1	7,2	6,9	0,3
145	90	89	386,07	305,8	5,49	1	2,4	1,9	0,5
146	88	89	563,71	547,29	1,12	1	9,7	9,3	0,4
147	89	94	318,33	301,87	1,41	1	4,9	4,7	0,2
149	96	90	83,309	41,562	3,75	1	1,2	0,6	0,6
150	98	71	0,0	0,0	0,00	1	0,0	0,0	0,0
151	62	99	0,0	0,0	0,00	1	0,0	0,0	0,0
152	8	100	0,0	0,0	0,00	1	0,0	0,0	0,0
186	11	12	245,95	256,54	2,21	1	3,6	3,8	0,2
188	11	13	305,3	315,37	1,98	2	1,1	1,1	0,0
190	12	17	186,02	173,27	2,54	1	1,4	1,3	0,1
197	15	30	249,48	254,56	1,16	2	15,4	15,2	0,2
199	30	29	331,94	350,28	3,55	2	14,9	15,3	0,4
200	30	31	351,25	352,36	0,24	2	4,3	4,2	0,1
230	74	79	63,791	62,415	0,40	2	2,8	2,8	0,0
234	79	80	55,249	54,34	0,24	2	1,5	1,5	0,0
235	80	81	54,996	54,34	0,19	2	1,7	1,6	0,1
236	81	82	47,974	47,605	0,11	2	2,4	2,5	0,1
240	67	68	32,477	32,396	0,02	2	0,9	1,0	0,1
259	39	49	176,94	171,84	1,50	1	6,2	6,0	0,2
265	53	57	79,544	78,841	0,21	2	2,9	2,9	0,0
266	53	54	133,62	133,66	0,01	1	0,8	0,9	0,1
272	57	60	198,97	201,3	0,77	2	4,4	4,3	0,1

RED CONVENCIONAL RED HTLS TRANSFORMADORES

Tabla 13 Ángulos de las tensiones nodales

Nodo	Θ_{iAC} [°]	Θ_{iDC} [°]	Error [°]	Nodo	Θ_{iAC} [°]	Θ_{iDC} [°]	Error [°]	Nodo	Θ_{iAC} [°]	Θ_{iDC} [°]	Error [°]
1	-30,8	-28,9	1,9	35	-39,6	-36,9	2,7	69	-6,9	-5,5	1,4
2	-29,6	-27,7	1,9	36	0	0	0,0	70	-7,5	-6,1	1,4
3	-23	-21,1	1,9	37	-5,1	-4,6	0,5	71	-14,3	-12,4	1,9
4	-32,3	-30,5	1,8	38	-5,1	-4,6	0,5	72	-15,3	-13,4	1,9
5	-28,4	-26,6	1,8	39	-3,3	-3	0,3	73	-17	-14,9	2,1
6	-33,3	-31,4	1,9	40	-4,4	-3,9	0,5	74	-19,7	-17,6	2,1
7	-33,9	-31,7	2,2	41	-2,6	-2	0,6	75	-19,1	-17,3	1,8
8	-40,6	-38	2,6	42	-0,9	-0,4	0,5	76	-17,9	-15,8	2,1
9	-27,6	-25	2,6	43	-0,8	-0,2	0,6	77	2,5	5,3	2,8
10	-15,1	-12,4	2,7	44	6,2	6,8	0,6	78	2,3	5,1	2,8
11	-9,5	-6,8	2,7	45	5,9	6,5	0,6	79	-22,5	-20,4	2,1
12	-13,1	-10,6	2,5	46	6,3	6,9	0,6	80	-24	-21,9	2,1
13	-8,4	-5,7	2,7	47	-1,2	-0,9	0,3	81	-25,7	-23,5	2,2
14	-7,9	-5,1	2,8	48	2,9	3,1	0,2	82	-28,1	-26	2,1
15	-8,3	-4,9	3,4	49	2,9	3	0,1	83	-20,4	-18,6	1,8
16	-9	-5,9	3,1	50	-26,6	-25,3	1,3	84	-20,1	-18,3	1,8
17	-11,7	-9,3	2,4	51	-26,7	-25,3	1,4	85	-18,1	-16,5	1,6
18	-29,8	-28,1	1,7	52	-0,8	0,7	1,5	86	-21,7	-20,5	1,2
19	-0,3	0,6	0,9	53	-25,7	-24,3	1,4	87	-20,8	-19,6	1,2
20	-18	-16,8	1,2	54	-26,5	-25,2	1,3	88	-16,2	-15,2	1,0
21	-16,3	-15,2	1,1	55	-25,6	-24,2	1,4	89	-6,5	-5,9	0,6
22	-15,7	-14,6	1,1	56	-26,6	-25,2	1,4	90	-8,9	-7,8	1,1
23	-16,5	-15,4	1,1	57	-22,8	-21,4	1,4	91	-16,1	-14,7	1,4
24	-14,7	-13,6	1,1	58	-23,4	-22	1,4	92	-21,1	-19,7	1,4
25	-8,8	-7,7	1,1	59	-23	-21,5	1,5	93	-23,2	-21,8	1,4
26	-1,9	-0,9	1,0	60	-18,4	-17,1	1,3	94	-11,4	-10,6	0,8
27	10,8	11,8	1,0	61	-19,5	-18	1,5	95	-29,8	-28,1	1,7
28	-11,3	-9	2,3	62	-23,3	-21,8	1,5	96	-10,1	-8,4	1,7
29	-7,8	-5	2,8	63	-20,4	-18,6	1,8	97	0,5	1,1	0,6
30	7,1	10,3	3,2	64	-25	-23,6	1,4	98	-14,3	-12,4	1,9
31	11,4	14,5	3,1	65	-22,9	-21,5	1,4	99	-23,3	-21,8	1,5
32	-5,6	-2,3	3,3	66	-17,1	-16,1	1,0	100	-40,6	-38	2,6
33	-9	-5,7	3,3	67	-12,6	-11,5	1,1	101	-6,9	-5,4	1,5
34	-36,2	-33,5	2,7	68	-13,5	-12,5	1,0				

Nodos 230 kV	Nodos 500 kV
--------------	--------------

6.3 RELACIÓN REACTANCIA RESISTENCIA X/R

En la Figura 6 y Figura 7 se aprecia el comportamiento de la relación X/R, es evidente que dicha relación es mayor a 5,5 en todos los corredores de transmisión, valor que supera el mínimo para garantizar un buen resultado del flujo DC, en lo que respecta a la relación para los corredores de transformación esta es mayor a 35. Los valores de relación más pequeños están asociados a los corredores reconductorizados, esto es debido al incremento de la resistencia de los conductores HTLS asociada a la mayor temperatura de operación de los mismos.

Figura 6 Distribución X/R en los corredores del sistema

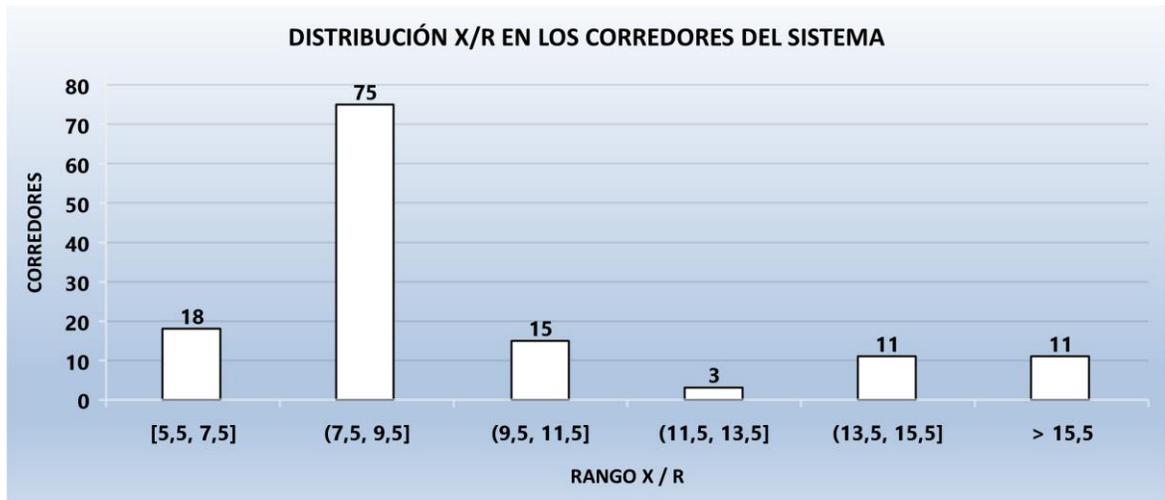
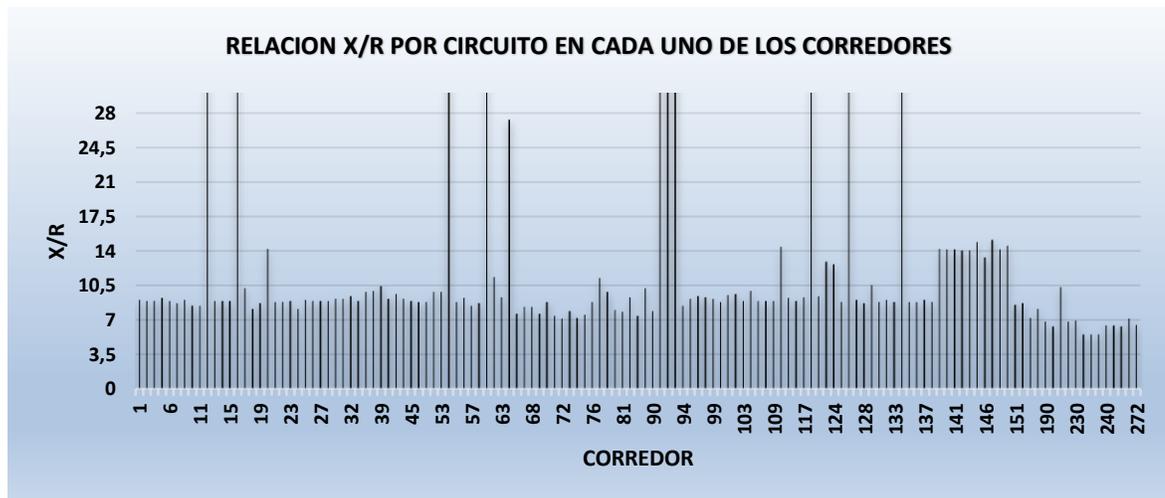


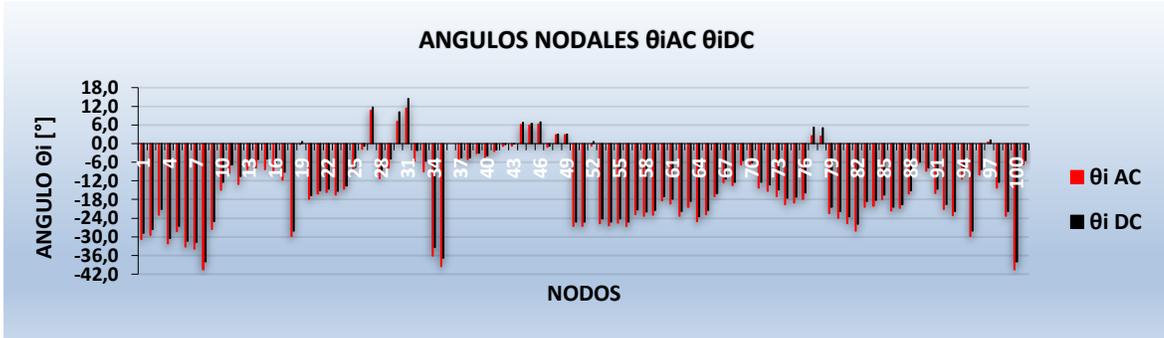
Figura 7 Relación X/R en los corredores del sistema



6.4 COMPORTAMIENTO DE LOS ANGULOS DE LAS TENSIONES NODALES

En la Figura 8 se aprecia el comportamiento de los ángulos de las tensiones nodales, en ella se puede ver que tienen igual comportamiento para ambos flujos de carga, y que los ángulos del flujo DC están adelantados con respecto a los del flujo AC.

Figura 8 Ángulos nodales θ_{iAC} , θ_{iDC}

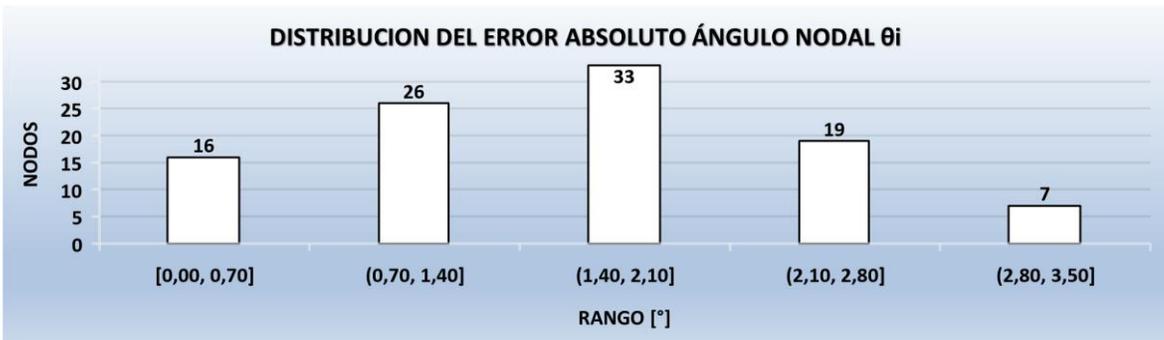


En la Figura 9, el error absoluto para todos los ángulos de las tensiones nodales es menor a $3,5^\circ$, lo que hace que la distancia entre los ángulos nodales para el flujo AC y DC sea pequeña. En la Figura 10 se observa que 75 de los 101 nodos presentan errores menores a $2,0^\circ$ confirmando la cercanía entre las soluciones de los dos flujos de carga.

Figura 9 Error absoluto ángulos nodales = $|\theta_{iAC} - \theta_{iDC}|$

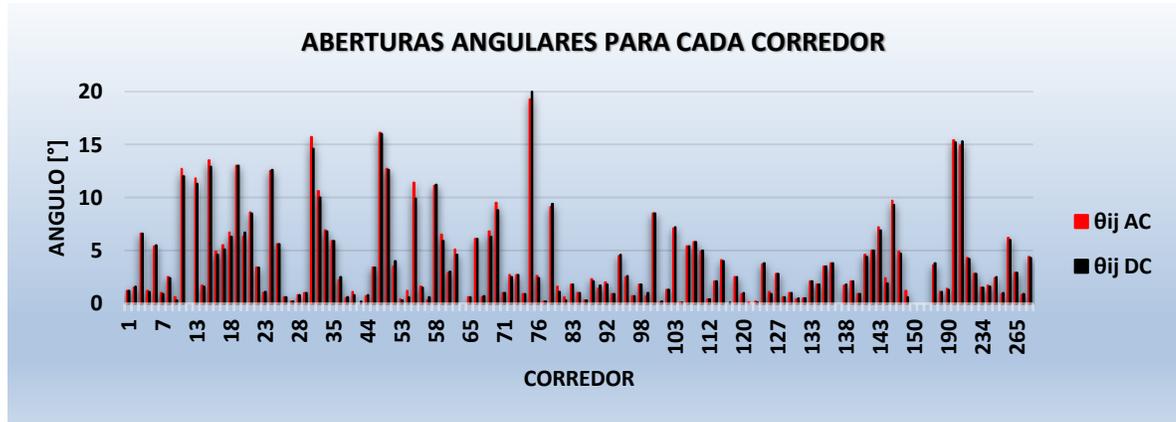


Figura 10 Distribución del error absoluto de los ángulos nodales



6.5 COMPORTAMIENTO DE LAS ABERTURAS ANGULARES DE LOS CORREDORES

Figura 11 Abertura angular en cada corredor θ_{ijAC} , θ_{ijDC}



Tanto en la Figura 11 como en la Tabla 14 se aprecia que las aberturas angulares para ambos flujos de carga son menores a 20° , además, que el comportamiento de dichas aberturas es similar en ambos flujos de carga, y que en la mayoría de corredores, es decir para el 85,72% de ellos la apertura angular es menor a $7,72^\circ$ y el restante 14,28% de los corredores no supera los 20° tal como se puede ver en la Tabla 14 y la Figura 12.

Tabla 14 Porcentaje de corredores por rango de apertura angular

Abertura angular [°]	Corredores	Porcentaje
0,00 – 3,86	88	66,17%
3,87 – 7,72	26	19,55%
7,73 – 11,58	8	6,02%
11,59 – 15,44	8	6,02%
15,45 – 19,30	3	2,26%

Figura 12 Distribución de las aberturas angulares θ_{ij}

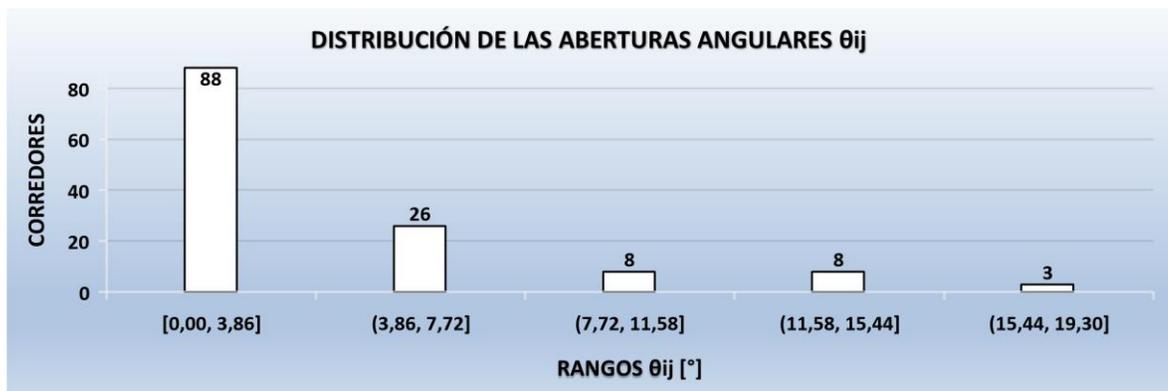
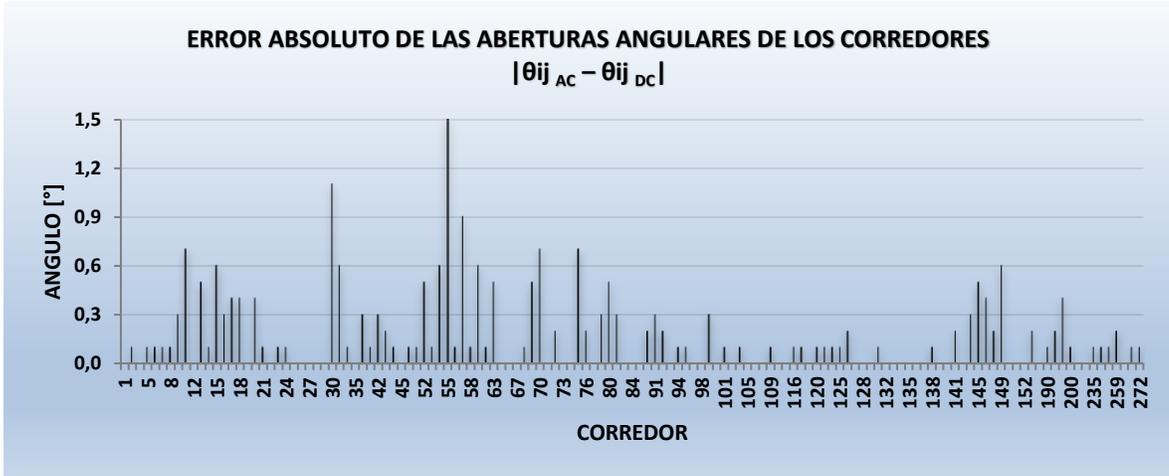


Figura 13 Error absoluto de θ_{ij} para los flujos AC y DC



Tanto en la Figura 13 y Figura 14 como en la Tabla 15 se aprecia que el error absoluto de las aberturas angulares es menor a $1,50^\circ$, y que en la mayoría de corredores, es decir para el 93,24% de ellos el error es menor a $0,60^\circ$ y en el restante 6,76% de los corredores el error no supera $1,50^\circ$, los valores presentados son indicadores claros de la cercanía que existe entre las soluciones de ambos flujos de carga para el sistema planeado ya que la mayoría de los corredores difieren en unas pocas decimas de ángulo.

Tabla 15 Porcentaje de corredores por rango del error absoluto de θ_{ij}

Error absoluto de θ_{ij} [°]	Corredores	Porcentaje
0,00 - 0,30	105	78,95%
0,31 - 0,60	19	14,29%
0,61 - 0,90	6	4,51%
0,91 - 1,20	2	1,50%
1,21 - 1,50	1	0,75%

Figura 14 Distribución del error absoluto de las aberturas angulares θ_{ij}

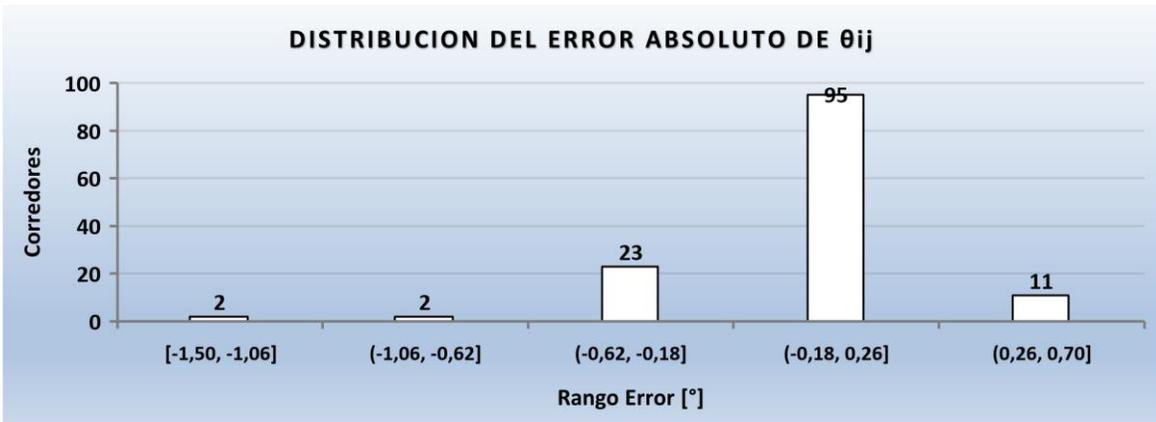


Figura 15 Comportamiento de $\theta_{ij_{AC}}$ y $\text{Sen}(\theta_{ij_{AC}})$

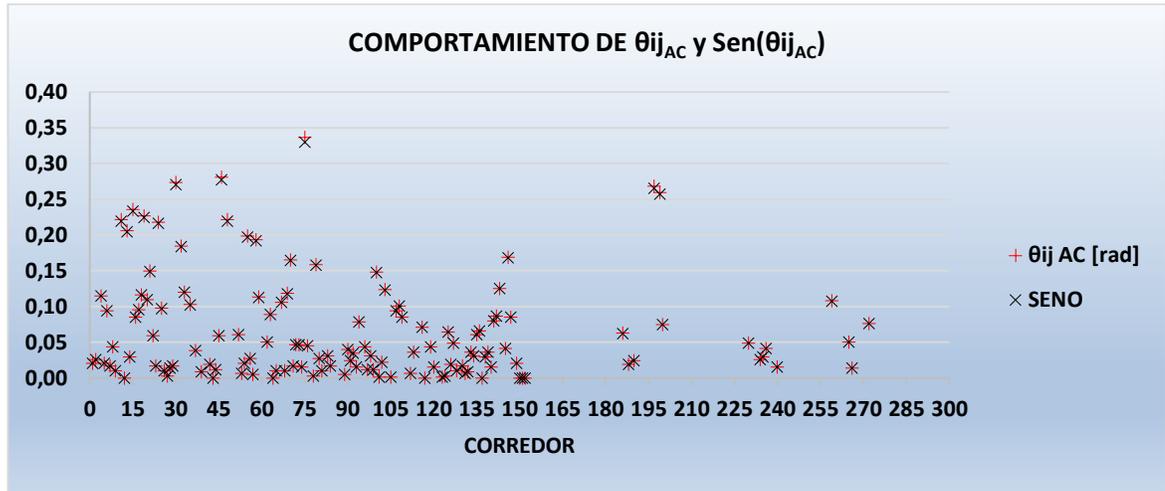
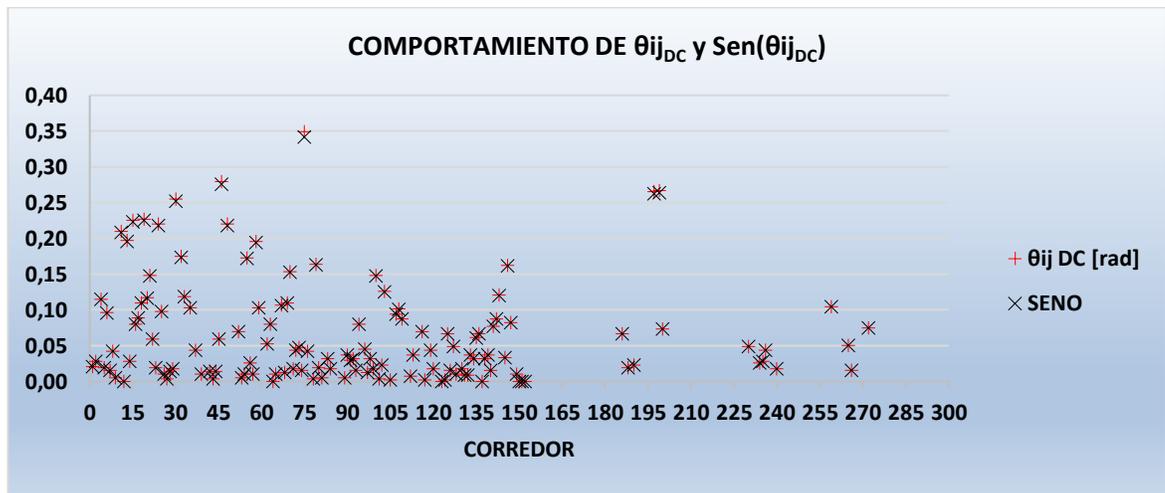


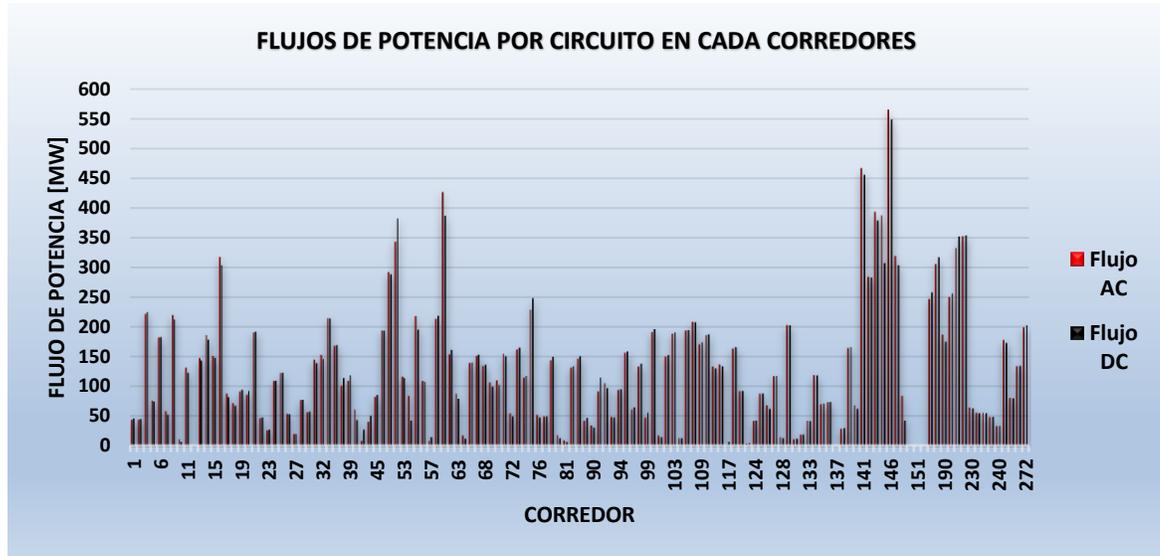
Figura 16 Comportamiento de $\theta_{ij_{DC}}$ y $\text{Sen}(\theta_{ij_{DC}})$



En la Figura 15 y Figura 16 se aprecia que la magnitud de los ángulos θ_{ij} es tal que se cumple que $\text{Sen}(\theta_{ij}) \approx \theta_{ij}$ [rad], es decir las aberturas angulares son pequeñas tanto para el flujo AC como para el flujo DC y por lo tanto se garantiza que el resultado del flujo DC presente soluciones de buena calidad. Aunque no se muestre en las figuras el comportamiento de $\text{Cos}(\theta_{ij})$, para cada corredor del sistema, se cumple la condición de que $\text{Cos}(\theta_{ij}) \approx 1$.

6.6 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

Figura 17 Flujo de potencia por circuito en cada corredor del sistema



En la Figura 17 se puede ver que los flujos de potencia tienen comportamientos similares. Uno de los factores que hace que difieran los flujos de potencia AC y DC está asociado a las pérdidas de potencia que son tenidas en cuenta en el flujo AC y que el flujo DC no considera; las mayores diferencias se dan en los corredores conectados al nodo slack ya que por ellos debe fluir todo el exceso de potencia debido a las pérdidas en cada uno de los circuitos del sistema de transmisión y que el nodo slack debe asumir.

Error porcentual de los flujos $P_{ij} = (P_{ij} \text{ AC} - P_{ij} \text{ DC}) / P_{ij} \text{ máx}$

Figura 18 Error porcentual de los flujos P_{ij}

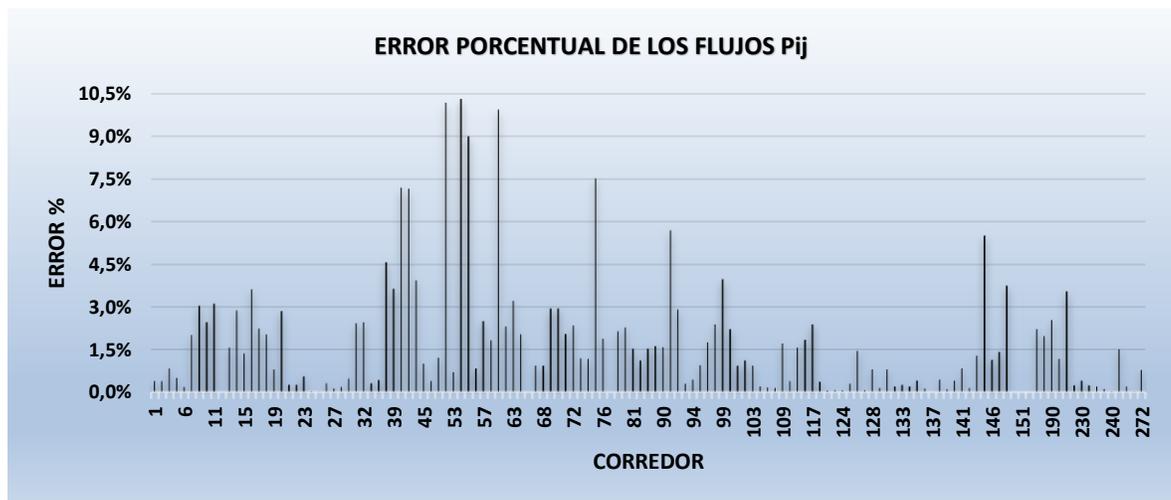
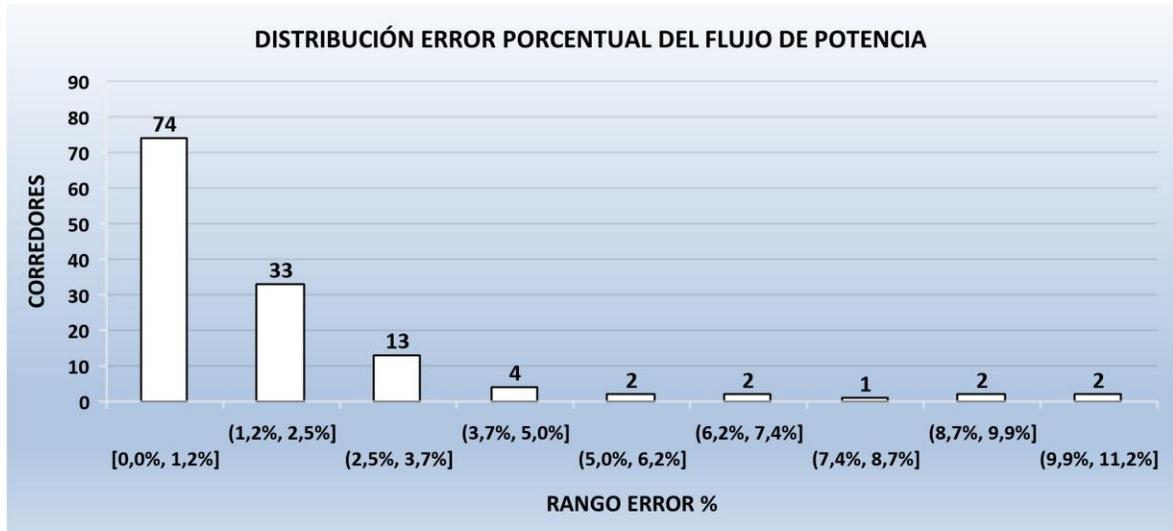


Figura 19 Distribución del error porcentual de los flujos Pij



Como se observa en la Figura 18 y en la Figura 19 el error porcentual de los flujos de potencia para todos los corredores del sistema es menor a 10,28%, tan solo 2 de los corredores superan el 10% de error en 0,28% y 0,14%; el error porcentual es menor a 10% para el 98,50% de corredores del sistema concentrándose el 93,24% de los corredores con un error menor al 5% y un 5,26% de los corredores con un error entre el 5% y el 10% y tan solo el 1,5% de los corredores superan el 10% de error.

7. APORTES

La metodología de solución en el cual se realiza el planeamiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica en el largo plazo considerando simultáneamente tres temáticas (desplanificación, contingencia simple y el reemplazo de conductores convencionales por conductores HTLS), utilizando técnicas de solución exacta y técnicas metaheurísticas de optimización, todo esto aplicado al sistema basado en el sistema eléctrico colombiano 2007.

Como aporte de este trabajo se tiene la conformación de la base de datos del sistema colombiano 2007, para esto se realizó una búsqueda en las diferentes páginas web de las empresas del sector eléctrico del país y en XM en el enlace PARATEC, de allí se tomaron los valores de los parámetros de los elementos { R, X, longitud, n0, capacidad }, para determinar el valor de la relación X/R de los transformadores se utilizaron tablas que presentan valores típicos de estas ya que no se encontraron datos [73], el costo de los equipos y elementos del sistema se calcularon teniendo en cuenta el valor de las unidades constructivas de la resolución CREG 011-2009.

8. CONCLUSIONES

- La diferencia en los niveles de tensión que aparece de manera natural entre los flujos de carga DC y AC, no inviabiliza la solución encontrada para potencia activa, ya que el problema de los niveles de tensión se puede ajustar en el mediano y en el corto plazo a través del uso de taps en los transformadores, de generación de potencia reactiva desde unidades generadoras, de la inyección o el consumo de potencia reactiva o a través de dispositivos FACTS.
- En general los resultados obtenidos para flujos de potencia activa y para las aberturas angulares, que son los componentes más significativos del análisis resultan similares, en el flujo de carga DC y AC, con porcentajes de error pequeños y dentro de los valores esperados según la literatura especializada.
- Uno de los factores que hacen que los flujos de potencia por las líneas y transformadores difieran está asociada a las pérdidas de potencia activa, este efecto es más evidente en las líneas más cercanas al nodo SLACK puesto que este es el que asume las pérdidas del sistema y estas deben ser transportadas por las líneas más cercanas.
- Existen trabajos en la literatura especializada que trabajan el problema del planeamiento de la expansión de la red de transmisión que consideran contingencia simple, pero no existen trabajos que consideren al mismo tiempo desplanificación, reconductorización con nuevas tecnologías de conductores y la comparación de los flujos de carga AC y DC.
- Se desarrolló una metodología de solución que permite identificar que elementos de la red actual no se requieren o deben ser reconductorizados para la operación futura de redes de transmisión. Esto permitió reducir el espacio de búsqueda del problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión. La metodología desarrollada se basa en conceptos de la operación de sistemas eléctricos de potencia, técnicas de solución exacta como la programación lineal y técnicas metaheurísticas de optimización como lo es el algoritmo genético de Chu-Beasley.
- La reconductorización de los circuitos existentes permite el aprovechamiento de la estructura actual y por ende la reducción del costo de inversión en comparación con el montaje de un circuito convencional nuevo, menor tiempo de puesta en funcionamiento y aumento en la capacidad de transferencia de potencia por cada circuito.

9. TRABAJOS FUTUROS

- Se propone aprovechar la base de datos construida y aplicarle diferentes variaciones del problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión, en las que se incluyan aspectos como seguridad, confiabilidad, dispositivos FACTS, sistemas HVDC, ESS entre otros.
- Se propone cambiar el flujo DC por un flujo AC aproximado que resulte lineal e incluya el efecto de las tensiones y potencias reactivas aplicado al problema de desplanificación.
- Se propone utilizar un flujo DC modificado que tenga en cuenta las pérdidas de potencia aplicado al problema de desplanificación, contingencia simple y conductores HTLS y realizar el análisis de comparación de los flujos DC/AC.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UPME, Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031, 1st ed. ed., Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2017.
- [2] A. Escobar; R. A. Romero; R. A. Gallego, Modelos usados en el planeamiento de la expansión a largo plazo de sistemas de transmisión de energía eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira 2010, ISBN: 978-958-722-077-3..
- [3] A. H. Escobar, Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales "Master's thesis", Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2002.
- [4] G. A. Gómez, Algoritmos grasp y simulated annealing como inicializadores de branch & bound en la solución del planeamiento estático de sistemas de transmisión," Master's thesis", Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [5] A. S. Sousa and E. N. Asada, A heuristic method based on the branch & cut algorithm to the transmission system expansion planning problem, in Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- [6] A. H. Domínguez, Planeamiento de la expansión de redes de transmisión basado en cambio de nivel de tensión, Master's thesis, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2012.
- [7] A. Escobar,, Análise Crítica de Aspectos de Modelagem Matemática no Planejamento da Expansão a Longo Prazo de Sistemas de Transmissão. Tesis (Doctorado). Faculdade de Engenharia Campus de Ilha Solteira-UNESP, Diciembre 2008..
- [8] L. L. Garver, Transmission Network Estimation Using Linear Programming, in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1697, Sept. 1970..
- [9] R. Villasana, L. L. Garver and S. J. Salon, Transmission Network Planning Using Linear Programming, in IEEE Power Engineering Review, vol. PER-5, no. 2, pp. 36-37, Feb. 1985..
- [10] R. A. Gallego, A. H. Escobar, and E. M. Toro, Técnicas Metaheurísticas de Optimización, 2nd ed., T. de Publicaciones, Ed. Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [11] V. A. Levi and M. S. Calovic, A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 3, pp. 937-943, 1991.
- [12] A. Monticelli, A. Santos, M. Pereira, S. H. Cunha, B. J. Parker, and J. C. G. Praca, Interactive transmission network planning using a least-effort criterion," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3919-3925, October 1982.
- [13] K. C. Almeida, Estudos em fluxo de potencia ativa usando o principio de minimo esforco, Master's thesis, UNICAMP, 1987.
- [14] M. V. Pereira and L. M. V. G. Pinto, Appplanning of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 2, pp. 381-389, 1985.
- [15] R. A. Romero, M. J. Rider, and I. J. Silva, A metaheuristic to solve the transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 4, pp. 2289-2291, November 2007..

- [16] R. A. Romero, R. A. Gallego, and A. Monticelli, Transmission system expansion planning by simulated annealing, in Power Industry Computer Application Conference, IEEE, Ed., May 1995, pp. 278-283.
- [17] R. A. Gallego, A. Monticelli, and R. A. Romero, Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm, IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, vol. 145, no. 3, pp. 329-335, May 1998.
- [18] R. A. Gallego, R. A. Romero, and A. Monticelli, Tabu search algorithm for network synthesis, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 490-495, May 2000.
- [19] M. C. Rocha, J. T. Saraiva, and R. Frias, Multiyear transmission expansion planning using discrete evolutionary particle swarm optimization, in 8th International Conference on the European Energy Market, 2011, pp. 802-807.
- [20] A. Escobar; R. A. Gallego; E. M. Toro, Búsqueda tabú aplicado al planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando desplanificación, Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, núm. 47, marzo, 2009, pp. 164-175..
- [21] I. de J Silva, M. J. Rider, R. Romero, A. V. Garcia, C. A. Murari, Transmission network expansion planning with security constraints, in IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 152, no. 6, pp. 828-836, 4 Nov. 2005..
- [22] S. Asadamongkol; B. Eua-arporn, Transmission system expansion planning with consideration of N-1 security constraints, 2009 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, Pattaya, Chonburi, 2009, pp. 218-221..
- [23] H. Wei, Fengli, H. Zijun, C. Junzhao, Z. Li, Transmission network planning with N-1 security criterion based on improved multi-objective genetic algorithm, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Weihai, Shandong, 2011,, pp. 1250-1254.
- [24] A. M. Leite da Silva, L. S. Rezende, L. A. F. Manso, G. J. Anders, Transmission expansion planning: A discussion on reliability and "N-1" security criteria, 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Singapore, 2010, pp. 244-251..
- [25] L. A. Gallego; R. A. Romero; L. J. M. López, Planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando contingencias y demanda incierta. Revista Facultad Ingeniería Universidad de Antioquia, N. 48. pp. 188-200. Junio de 2009..
- [26] J.C. Kaltenbatch; J. Person; E. H. Gehrig, A mathematical optimization technique for the expansion of electrical power transmission systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, p. 113-119, 1970..
- [27] Y. P. Dusonchet; A. H. El-Abiad, Transmission planning using discrete dynamic optimization. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-92, n. 4, p. 1358-1371, 1973..
- [28] I. G. Sanchez, R. Romero, J. R. S. Mantovani, M. J. Rider, Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique, in IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 152, no. 6, pp. 763-769, 4 Nov. 2005..
- [29] R. A. Romero and A. Monticelli, A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 373-380, 1994.

- [30] R. A. Romero, Planejamento da expansão de sistemas de transmissão por decomposição de Benders hierarquizada. Tesis (Maestría) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1989..
- [31] R. A. Romero, Um método de decomposição para o planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão. Tesis (Doctorado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993..
- [32] L. Bahiense; G. C. Oliveira; M. Pereira; S. Granville, A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, No. 3, 2001..
- [33] S. Haffner; A. Garcia; R. Romero, Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. Proceeding of the IEE – Generation, Transmission and Distribution, v. 147, n. 3, p. 149-156, 2000..
- [34] M. Rider; A. V. Garcia; R. A. Romero, Short term transmission network expansion planning using an interior point method. IX SEPOPE, Rio de Janeiro, 2004..
- [35] M. V. Pereira; L. M. V. G. Pinto, Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-104, 1985..
- [36] E. J. de Oliveira, I. C. da Silva, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1616-1621, Aug. 2005..
- [37] R. A. Gallego, Planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão usando técnicas de otimização combinatorial. Tesis (Doctorado)-FEEC DSEE, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997..
- [38] A. Escobar; R. Romero; R. Gallego, Transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. Transmission and Distribution Conference and Exposition IEEE/PES, v. 1, p. 1-6, 2008..
- [39] A. Escobar; R. A. Gallego; R. Romero, Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, n. 2, p. 735-744, 2004..
- [40] E. L. Da Silva, H. A. Gil and J. M. Areiza, Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 3, pp. 1168-1174, Aug. 2000..
- [41] R. Romero; R. Gallego; A. Monticelli, Transmission system expansion planning by simulated annealing. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, n. 1, p. 364-369, 1996..
- [42] S. Binato; G. Oliveira; J. Araujo, A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, n. 2, p. 247-253, 2001..
- [43] J. Contreras; F. Wu, Coalition formation in transmission expansion planning. IEEE Transactions on power systems, v. 14, n. 3, p. 1144-1152, 1999..
- [44] J. M. Zolezzi; H. Rudnick, Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation. IEEE Transactions on power systems, v. 17, n. 4, p. 1008-1015, 2002..
- [45] Z. A. Styczynski, Power network planning using game theory. In Proceeding 13th power systems computation conference, Trondheim, 1999..
- [46] D. Galiana; D. T. McGillis; M. A. Marin, Expert systems in transmission planning. Proc, IEEE, v. 80, n. 5, 1992..

- [47] S. M. L. da Silva; R. Romero; L. T. de Faria, Multi-start metaheuristic for transmission system expansion planning using a transportation model, 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niteroi, 2018, pp. 1-6..
- [48] G. Latorre; R. Cruz; J. Areiza, Classification of publications and models on transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 2, p. 938-946, 2003..
- [49] R. Romero; A. Garcia; S. Haffner, Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. IEE Proceedings Generation , Transmission and Distribution, v. 149, n. 1, p. 27-36, 2002..
- [50] T. Sum-Iin, et al., A comparative study of state-of-art transmission expansion planning tools. 41st International Universities Power Engineering Conference, IEEE, v. 1, p. 267-271, 2006..
- [51] C. w. Lee, S. K. k. Ng, J. Zhong and F. F. Wu, Transmission Expansion Planning From Past to Future, 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA, 2006, pp. 257-265..
- [52] E. Mateescu, D. Marginean, G. Florea, S. I. A. Gal, C. Matea, Reconductoring using HTLS conductors. Case study for a 220 kV double circuit transmission LINE in Romania, 2011 IEEE PES 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance, Providence, 2011, pp. 1-7.
- [53] B. J. Pierre; G. T. Heydt, Increased Ratings of Overhead Transmission Circuits Using HTLS and Compact Designs. s.l. : IEEE, 2012, North American Power Symposium (NAPS), 2012, págs. 1-6., pp. 1-6.
- [54] A. G. Exposito, J. R. Santos, P. C. Romero, Planning and Operational Issues Arising From the Widespread Use of HTLS Conductors. , s.l. : IEEE, 2007, TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol. 22, págs. 1446-1455..
- [55] E. Mateescu, D. Marginean, G. Gheorghita, E. Dragan, S. I. A. Gal, C. Matea, Uprating a 220 kV double circuit transmission line in Romania; Study of the possible solutions, technical and economic comparison, 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, 2009, pp. 1-7., pp. 1 - 7.
- [56] D. Lauria; S. Quaia, An investigation on line loadability increase with high temperature conductors, 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Santa Margherita Ligure, 2017, pp. 645-649..
- [57] A. V. Kenge; V. D. Dusane; J. Sarkar, Statistical analysis & comparison of HTLS conductor with conventional ACSR conductor. International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT), Pages: 2955 - 2959, 2016.
- [58] J. Kwon; K. W. Hedman, Transmission expansion planning model considering conductor thermal dynamics and high temperature low sag conductors, in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 9, no. 15, pp. 2311-2318, 19 11 2015..
- [59] S. Favuzza; M. G. Ippolito; F. Massaro; G. Paternò; A. Puccio; G. Filippone, A new approach to increase the integration of RES in a mediterranean island by using HTLS conductors. IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), Pages: 272 - 277, 2015.
- [60] A. H. Domínguez; A. Escobar; R. A. Gallego, Transmission expansion planning considering conductor proposals with different wire size and technology. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA), Pages: 1 - 6, 2014.

- [61] S. Binato, Expansão ótima de sistemas de transmissão através de decomposição de benders e técnicas de planos cortantes. Tesis Doctoral. COPPE UFRJ, Rio de Janeiro, 2000..
- [62] R. Romero; R. Gallego; A. Monticelli, Transmission system expansion planning by genetic algorithms. IEE Proceeding in Generation Transmission and Distribution, vol. 145, No. 3, p. 329-335, 1998..
- [63] E. B. Fisher; R. P. O’neill; M. C. Ferris, Optimal transmission switching. IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 3, 2008..
- [64] W. Shao; V. Vittal, Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltaje violations. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 4, pp. 1877–1885, 2005..
- [65] G. Granelli; M. Montagna; F. Zanellini, Optimal network configuration for congestion management by deterministic and genetic algorithms. Electric Power System Research, v. 76, n. 6, p. 549–556, 2006..
- [66] G. Schnyder; H. Glavitsch, Security enhancement using an optimal switching Power flow. IEEE Transactions on Power Systems, v. 5, n. 2, pp. 674–681, 1990..
- [67] P.C. Chu; J. E. Beasley, A genetic algorithm for the generalised assignment problem, Computers & Operations Research, Vol. 24, Enero 1997, pp 17-23.
- [68] A. Escobar.; R. A. Gallego; R. A. Romero, Using traditional heuristic algorithms on an initial genetic algorithm population applied to the transmission expansion planning problem. Revista Ingeniería e Investigación, Universidad Nacional de Colombia, Vol. 31, No. 1, Abril de 2011 (127-143)..
- [69] A. Monticelli; A. Santos; M. V. F.Pereira, Interactive transmission network planning using a least- effort criterion. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101, n. 10, pp. 3919-3925, 1982..
- [70] CIGRE,, Survey on future use of conductors. 1998. Disponible en: <http://www.nexans.us/US/2008/SurveyOnFutureUseOfConductors.pdf>. Consultado el día 19 de Octubre de 2012..
- [71] D. A. Douglass, Practical Application of High-Temperature Low-Sag (HTLS) Transmission Conductors. Power Delivery Consultants, Inc. Junio de 2004. Disponible en: <http://www.ct.gov/csc/lib/csc/nh1-472347_-v1-letter_and_report_on_low-sag_transmission_conductors.pdf>.
- [72] 3M., Aluminum Conductor Composite Reinforced”. Disponible en: <http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/en_US/EMD_ACCR/ACCR_Home/ProductBenefits/FAQ/#q4>. Consultado el día 23 de octubre de 2012..
- [73] C.-H. EATON, «Electrical Fault Calculation,» *Power Distribution Systems*, vol. Enero, p. 6, Enero 2003.
- [74] UPME, Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2008 - 2022, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2008.

ANEXOS

BASE DE DATOS SISTEMA COLOMBIANO 2007.

El sistema colombiano 2007 está constituido por un total de 101 nodos, 142 corredores de transmisión y 10 corredores de transformación, el sistema opera en los niveles de 500 kV y 230 kV, los valores base del sistema son: Potencia base 100 MW, Tensión base 230 kV en el lado de 230 kV y 500 kV en el lado de 500 kV.

Los datos fueron tomados de PARATEC, OPESIN, noticias CND y operadores de red, con actualizaciones de parámetros de la red hasta el año 2010. La generación y la demanda corresponden a los máximos del mes de junio de 2010 y se asumió que San Carlos a 230kV es el nodo Slack del sistema.

La Tabla 16 muestra la generación y demanda para el sistema colombiano 2007

Tabla 16 Demanda y generación en cada nodo

NOMBRE	Nodo	GEN. [MW]	DEM. [MW]
Salvajina	1	0	0,54
Pance	2	0	252,53
Alto Anchicayá	3	429	23,68
Juanchito	4	0	203,96
Yumbo	5	0	271,84
Páez	6	0	46,39
San Bernardino	7	0	111,2
Jamondino	8	0	186,2
Betania	9	353	86,02
Ibagué	10	56	190,86
La Mesa	11	0	17,9

NOMBRE	Nodo	GEN. [MW]	DEM. [MW]
Balsillas	12	0	429,81
Guaca	13	421	25,12
Paraíso	14	277	0
Circo	15	0	459,12
San Mateo Sur	16	0	68,17
Noroeste	17	0	246,8
San Marcos	18	240	317,65
Purnio	19	0	0
Cartago	20	0	35,26
La Virginia	21	0	10,77
Esmeralda	22	119	224,33

NOMBRE	Nodo	GEN. [MW]	DEM. [MW]
La Hermosa	23	2	97,31
Enea	24	3	114,1
San Felipe	25	0	44,83
Miel	26	0	0
La Sierra	27	435	0
Bacatá	28	0	310,02
Torca	29	0	319,44
Guavio	30	1000	15,97
Chivor	31	875	21,18
Reforma	32	0	202,45
Tunal	33	0	300,59

NOMBRE	Nodo	GEN. [MW]	DEM. [MW]
Altamira	34	0	143,92
Mocoa	35	0	20,27
San Carlos	36	1240	0
Ancón Sur (ISA)	37	0	0
Ancón Sur (EPM)	38	20	253,3
Envigado	39	0	356,36
Miraflores	40	0	109,36
Occidente	41	7	126,54
Bello	42	20	223,88
La Tasajera	43	0	0
El Salto	44	310	131,83
Guadalupe	45	202	0,23
Porce	46	405	0
Oriente	47	129	132,02
Playas	48	201	62,9
Guatapé	49	490	3,5
Cartagena	50	0	87,82
Candelaria	51	0	45,01
Jaguas	52	170	17,54
Bolívar	53	0	98,26
Ternerá	54	0	179,16
Nueva Barranquilla	55	0	30,94
Termoflores	56	332	201,64
Sabanalarga	57	0	35,47

NOMBRE	Nodo	GEN. [MW]	DEM. [MW]
Fundación	58	0	42,05
Santa Marta	59	0	128,95
Tebsa	60	791	320,79
Termoguajira	61	290	3,6
Cuestecitas	62	4	120,88
Corozo	63	0	0
Valledupar	64	0	111,04
Copey	65	0	16,83
Cerromatoso	66	9	290,41
Urrá	67	253	0
Urabá	68	0	64,87
Termocentro	69	278	0
Primavera	70	0	0
Comuneros	71	0	0
Barranca	72	0	102,33
Guatiguara	73	0	0
Palos	74	3	192,09
Tasajero	75	155	0
Bucaramanga	76	0	147
Paipa	77	308	176,17
Sochagota	78	0	0
Toledo	79	0	16,15
Samoré	80	0	0
Banadía	81	0	13,47

NOMBRE	Nodo	GEN. [MW]	DEM. [MW]
Caño Limón	82	0	95,21
San Mateo (Cúcuta)	83	0	75,46
Belén	84	0	103,96
Ocaña	85	0	54,45
Sabanalarga ^{5k}	86	0	0
Chinú ^{5k}	87	0	330,83
Cerromatoso ^{5k}	88	0	0
San Carlos ^{5k}	89	0	0
Primavera ^{5k}	90	0	0
Ocaña ^{5k}	91	0	0
Copey ^{5k}	92	0	0
Bolívar ^{5k}	93	0	0
La Virginia ^{5k}	94	0	0
San Marcos ^{5k}	95	0	0
Bacatá ^{5k}	96	0	0
Barbosa	97	0	75,23
Meriléctrica	98	0	0
Cuatricentenario	99	0	0
Pomasqui	100	0	0
Malena	101	0	17,27

5k nodos a 500kV

Los datos del número de circuitos en cada corredor, la reactancia, el flujo máximo y el costo de cada circuito utilizando conductores convencionales son mostrados en la Tabla 17.

Tabla 17 Parámetros de la red convencional para el proceso de planeamiento

Corredor	Ni	Nj	n0	X [pu]	Cap. [MW]	Costo [10 ⁶ U\$]	Tensión [kV]
1	1	2	1	0,0469	297	10,0184	230
2	1	4	1	0,0595	297	12,8066	230
3	2	4	1	0,0226	297	4,6154	230
4	2	3	1	0,0507	285	10,8605	230
5	2	5	1	0,0268	269	5,5481	230
6	3	5	1	0,0514	269	11,0136	230
7	4	6	1	0,0307	270	7,0899	230
8	4	18	1	0,0194	253	4,4121	230
9	6	7	1	0,1044	215	23,7655	230
10	5	18	1	0,0056	265	1,2688	230
11	5	22	2	0,1687	269	39,1203	230
12	18	95	1	0,0267	405	7,9964	230/500
13	18	20	1	0,1367	265	29,5587	230
14	20	21	1	0,0157	265	3,5356	230
15	18	21	1	0,1517	265	32,8169	230
16	21	94	1	0,0267	405	7,9964	230/500
17	5	7	1	0,1102	270	24,7314	230
18	7	8	2	0,1628	215	38,0846	230
19	8	9	1	0,2407	280	52,9831	230
20	7	9	2	0,1275	215	29,0013	230
21	9	34	1	0,0772	280	16,7209	230
22	34	35	1	0,1253	280	27,3981	230
23	8	35	1	0,07	186	15,1413	230

Corredor	Ni	Nj	n0	X [pu]	Cap. [MW]	Costo [10 ⁶ U\$]	Tensión [kV]
24	10	9	1	0,1997	241	41,5283	230
25	11	10	2	0,0788	260	17,4709	230
26	21	22	2	0,0196	265	4,8058	230
27	21	23	1	0,0241	269	5,4524	230
28	22	23	1	0,0196	281	4,4	230
29	22	24	1	0,0291	215	6,3296	230
30	22	36	2	0,182	261	39,1678	230
31	22	25	1	0,0904	241	19,6167	230
32	22	37	2	0,1186	269	26,0757	230
33	25	26	2	0,0551	268	11,831	230
34	25	11	2	0,0736	256	15,5521	230
35	25	24	1	0,0608	215	13,2782	230
36	11	12	1	0,0253	283	5,562	230
37	11	17	1	0,0376	269	8,0947	230
38	11	13	2	0,006	301	0,9489	230
39	13	14	2	0,0087	258	1,5411	230
40	12	17	1	0,0132	296	2,6328	230
41	14	15	1	0,0472	258	10,9424	230
42	14	16	1	0,0327	258	7,437	230
43	16	33	1	0,0153	258	3,2694	230
44	33	15	1	0,0288	258	6,4994	230
45	33	32	1	0,0698	258	15,0992	230
46	33	30	1	0,1433	258	31,3829	230

Corredor	Ni	Nj	n0	X [pu]	Cap. [MW]	Costo [10 ⁶ U\$]	Tensión [kV]
47	15	30	2	0,1013	258	22,0766	230
48	32	30	1	0,0755	387	16,3442	230
49	30	29	2	0,0755	297	16,5863	230
50	30	31	2	0,0207	275	4,5761	230
51	29	31	2	0,0988	258	20,6985	230
52	29	28	2	0,0178	383	4,3299	230
53	28	17	2	0,005	383	1,2192	230
54	28	96	1	0,0267	405	7,9964	230/500
55	17	19	2	0,0881	261	20,6622	230
56	26	19	2	0,0251	266	5,1873	230
57	19	36	2	0,0796	260	18,4109	230
58	19	27	2	0,0887	265	20,241	230
59	36	89	3	0,0267	405	7,9964	230/500
60	36	27	1	0,0592	218	6,0808	230
61	27	70	1	0,062	218	12,0441	230
62	36	49	2	0,0328	310	7,2076	230
63	36	37	2	0,1013	261	21,5637	230
64	37	38	2	0,0021	270	0,0803	230
65	70	69	2	0,0075	238	1,6534	230
66	70	48	1	0,0939	264	21,019	230
67	101	52	1	0,0689	207	13,971	230
68	101	70	1	0,0082	207	1,6584	230
69	70	71	2	0,1101	218	19,947	230
70	70	73	1	0,1498	263	30,5063	230
71	71	72	1	0,0113	218	2,0435	230
72	71	73	1	0,0877	218	17,6939	230
73	73	74	1	0,0281	225	6,2049	230

Corredor	Ni	Nj	n0	X [pu]	Cap. [MW]	Costo [10 ⁶ U\$]	Tensión [kV]
74	73	76	1	0,0134	225	2,439	230
75	73	78	2	0,1394	246	29,9622	230
76	72	76	1	0,0886	218	19,2683	230
77	73	75	1	0,1177	265	25,7117	230
78	78	77	2	0,0047	333	1,1345	230
79	78	31	2	0,1091	258	23,375	230
80	74	85	1	0,1567	239	32,3123	230
81	74	75	1	0,1005	220	20,4404	230
82	74	79	1	0,0775	215	14,7523	230
83	74	76	1	0,0231	218	4,73	230
84	75	84	1	0,0118	219	2,3065	230
85	75	83	1	0,0188	231	3,7904	230
86	79	80	1	0,0444	233	9,0027	230
87	80	81	1	0,0513	215	10,3148	230
88	81	82	1	0,0867	215	16,1883	230
89	83	84	1	0,0095	231	1,5969	230
90	83	85	1	0,1166	235	22,5747	230
91	70	90	1	0,0267	405	7,9964	230/500
92	85	91	1	0,0267	324	7,9964	230/500
93	66	88	1	0,0267	324	7,9964	230/500
94	66	67	2	0,0827	215	15,8449	230
95	67	68	1	0,0482	215	9,5723	230
96	38	41	1	0,028	207	5,8173	230
97	38	40	1	0,0185	200	3,7124	230
98	41	43	1	0,0229	207	4,6857	230
99	41	39	1	0,0284	207	5,9132	230
100	41	45	1	0,0757	200	16,3921	230

Corredor	Ni	Nj	n0	X [pu]	Cap. [MW]	Costo [10 ⁶ U\$]	Tensión [kV]
101	43	42	1	0,0163	235	3,2269	230
102	43	97	1	0,0151	207	2,9697	230
103	42	44	1	0,0652	235	14,0766	230
104	44	45	1	0,0096	200	1,7466	230
105	44	46	1	0,0114	235	2,1397	230
106	44	97	1	0,042	235	8,9364	230
107	45	97	1	0,0484	200	10,3404	230
108	97	46	1	0,0483	235	10,3146	230
109	97	40	1	0,0501	200	10,7121	230
110	97	49	1	0,035	200	7,3802	230
111	40	49	1	0,0486	200	10,3903	230
112	45	46	1	0,0036	235	0,4102	230
113	39	47	1	0,0277	200	5,7615	230
114	39	49	1	0,0593	200	12,7681	230
115	47	49	1	0,034	200	7,1455	230
116	47	48	1	0,0517	200	11,0747	230
117	48	49	1	0,0211	200	4,2834	230
118	49	52	2	0,014	264	3,3175	230
119	53	93	1	0,0267	405	7,9964	230/500
120	53	50	1	0,0186	239	3,4672	230
121	53	57	2	0,0621	201	12,4363	230
122	53	54	1	0,0113	162	1,975	230
123	50	51	2	0,0044	202	0,5407	230
124	51	54	2	0,0046	202	0,5851	230
125	54	57	1	0,0746	162	15,0132	230
126	57	86	3	0,0267	405	7,9964	230/500
127	57	55	3	0,0417	238	8,2362	230

Corredor	Ni	Nj	n0	X [pu]	Cap. [MW]	Costo [10 ⁶ U\$]	Tensión [kV]
128	57	58	3	0,0832	212	17,2168	230
129	57	60	3	0,0367	180	7,1942	230
130	55	56	2	0,0084	216	1,3715	230
131	58	59	2	0,0783	169	15,7661	230
132	58	65	1	0,0466	154	9,2521	230
133	65	64	2	0,0867	153	17,4999	230
134	65	92	1	0,0267	405	7,9964	230/500
135	59	61	2	0,0849	169	17,134	230
136	61	62	2	0,0885	162	17,8727	230
137	83	63	1	0,0458	202	9,081	230
138	62	64	1	0,1075	154	21,7889	230
139	93	92	1	0,0216	1114	47,1776	500
140	86	87	2	0,0241	1425	52,0496	500
141	87	88	2	0,0171	1426	37,3252	500
142	92	91	1	0,031	1114	68,208	500
143	91	90	1	0,0318	1114	69,9207	500
144	90	88	1	0,0315	1461	69,4058	500
145	90	89	1	0,0109	1461	21,4098	500
146	88	89	1	0,0295	1461	59,3286	500
147	89	94	1	0,027	1169	54,9875	500
148	94	95	1	0,0213	1169	42,9508	500
149	96	90	1	0,0254	1114	51,0182	500
150	71	98	1	0,0036	241	0,3745	230
151	62	99	1	0,0417	237	7,8787	230
152	8	100	4	0,1945	284	42,7273	230

Los datos del número de circuitos en cada corredor, la reactancia, el flujo máximo y el costo de cada circuito utilizando conductores HTLS (ACSS) son mostrados en la Tabla 18.

Tabla 18 Parámetros la red HTLS para el proceso de planeamiento

Corredor	Ni	Nj	X [pu]	Cap. [MW]	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión [kV]
					Reconduc torizar	Circuito Nuevo	
153	1	2	0,0469	502,8665	4,5083	11,5212	230
154	1	4	0,0595	502,8665	5,763	14,7276	230
155	2	4	0,0226	502,8665	2,0769	5,30771	230
156	2	3	0,0507	481,8269	4,8872	12,4896	230
157	2	5	0,0268	454,777	2,4966	6,38032	230
158	3	5	0,0514	454,777	4,9561	12,6656	230
159	4	6	0,0307	457,1376	3,1905	8,15339	230
160	4	18	0,0194	427,7271	1,9854	5,07392	230
161	6	7	0,1044	364,017	10,6945	27,3303	230
162	5	18	0,0056	448,0145	0,571	1,45912	230
163	5	22	0,1687	455,4445	17,6041	44,9883	230
	18	95	0,0267	500	7,9964	7,9964	230/500
164	18	20	0,1367	448,0145	13,3014	33,9925	230
165	20	21	0,0157	448,0145	1,591	4,06594	230
166	18	21	0,1517	444,8484	14,7676	37,7394	230
	21	94	0,0267	500	7,9964	7,9964	230/500
167	5	7	0,1102	457,9378	11,1291	28,4411	230
168	7	8	0,1628	364,0173	17,1381	43,7973	230
169	8	9	0,2407	464,2849	23,8424	60,9306	230
170	7	9	0,1275	374,4995	13,0506	33,3515	230
171	9	34	0,0772	464,2849	7,5244	19,229	230
172	34	35	0,1253	464,2849	12,3291	31,5078	230
173	8	35	0,07	313,5628	6,8136	17,4125	230

Corredor	Ni	Nj	X [pu]	Cap. [MW]	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión [kV]
					Reconduc torizar	Circuito Nuevo	
174	10	9	0,1997	396,6551	18,6877	47,7575	230
175	11	10	0,0788	439,5614	7,8619	20,0915	230
176	21	22	0,0196	448,0145	2,1626	5,52667	230
177	21	23	0,0241	457,1128	2,4536	6,27026	230
178	22	23	0,0196	477,5045	1,98	5,06	230
179	22	24	0,0291	363,4835	2,8483	7,27904	230
180	22	36	0,182	441,252	17,6255	45,043	230
181	22	25	0,0904	407,4396	8,8275	22,5592	230
182	22	37	0,1186	457,1128	11,7341	29,9871	230
183	25	26	0,0551	453,7514	5,3239	13,6057	230
184	25	11	0,0736	421,3431	6,9984	17,8849	230
185	25	24	0,0608	353,8624	5,9752	15,2699	230
186	11	12	0,0253	479,9867	2,5029	6,3963	230
187	11	17	0,0376	456,2417	3,6426	9,30891	230
188	11	13	0,006	509,6258	0,427	1,09124	230
189	13	14	0,0087	436,8221	0,6935	1,77227	230
190	12	17	0,0132	502,0355	1,1848	3,02772	230
191	14	15	0,0472	436,8221	4,9241	12,5838	230
192	14	16	0,0327	436,8221	3,3466	8,55255	230
193	16	33	0,0153	436,8221	1,4712	3,75981	230
194	33	15	0,0288	436,8221	2,9247	7,47431	230
195	33	32	0,0698	435,9966	6,7946	17,3641	230
196	33	30	0,1433	435,9966	14,1223	36,0903	230

Corredor	Ni	Nj	X [pu]	Cap. [MW]	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión [kV]
					Reconductor	Circuito Nuevo	
197	15	30	0,1013	435,9966	9,9345	25,3881	230
198	32	30	0,0755	653,9949	7,3549	18,7958	230
199	30	29	0,0755	517,3319	7,4638	19,0742	230
200	30	31	0,0207	466,4181	2,0592	5,26252	230
201	29	31	0,0988	437,585	9,3143	23,8033	230
202	29	28	0,0178	639,348	1,9485	4,97939	230
203	28	17	0,005	639,348	0,5486	1,40208	230
	28	96	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
204	17	19	0,0881	441,8997	9,298	23,7615	230
205	26	19	0,0251	450,3652	2,3343	5,9654	230
206	19	36	0,0796	440,2066	8,2849	21,1725	230
207	19	27	0,0887	450,3156	9,1084	23,2772	230
	36	89	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
208	36	27	0,0592	367,5091	2,7364	6,99292	230
209	27	70	0,062	367,5091	5,4198	13,8507	230
210	36	49	0,0328	529,6572	3,2434	8,28874	230
211	36	37	0,1013	441,252	9,7037	24,7983	230
212	37	38	0,0021	458,8121	0,0361	0,09235	230
213	70	69	0,0075	391,7174	0,744	1,90141	230
214	70	48	0,0939	448,6163	9,4585	24,1719	230
215	101	52	0,0689	348,965	6,2869	16,0667	230
216	101	70	0,0082	348,965	0,7463	1,90716	230
217	70	71	0,1101	367,5091	8,9761	22,9391	230
218	70	73	0,1498	430,6485	13,7278	35,0822	230
219	71	72	0,0113	367,5091	0,9196	2,35003	230
220	71	73	0,0877	367,5091	7,9623	20,348	230
221	73	74	0,0281	379,3098	2,7922	7,13564	230

Corredor	Ni	Nj	X [pu]	Cap. [MW]	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión [kV]
					Reconductor	Circuito Nuevo	
222	73	76	0,0134	379,3098	1,0975	2,80485	230
223	73	78	0,1394	414,7121	13,483	34,4565	230
224	72	76	0,0886	367,5091	8,6707	22,1585	230
225	73	75	0,1177	433,9234	11,5703	29,5685	230
226	78	77	0,0047	568,9543	0,5105	1,30468	230
227	78	31	0,1091	437,585	10,5188	26,8813	230
228	74	85	0,1567	401,7787	14,5405	37,1591	230
229	74	75	0,1005	370,8807	9,1982	23,5065	230
230	74	79	0,0775	343,7598	6,6385	16,9651	230
231	74	76	0,0231	367,5091	2,1285	5,4395	230
232	75	84	0,0118	369,1949	1,0379	2,65248	230
233	75	83	0,0188	389,4247	1,7057	4,35896	230
234	79	80	0,0444	372,5397	4,0512	10,3531	230
235	80	81	0,0513	343,7598	4,6417	11,862	230
236	81	82	0,0867	343,7598	7,2847	18,6165	230
237	83	84	0,0095	389,4247	0,7186	1,83644	230
238	83	85	0,1166	395,0543	10,1586	25,9609	230
	70	90	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
	85	91	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
	66	88	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
239	66	67	0,0827	353,8624	7,1302	18,2216	230
240	67	68	0,0482	353,8624	4,3075	11,0081	230
241	38	41	0,028	354,6926	2,6178	6,6899	230
242	38	40	0,0185	339,8608	1,6706	4,26926	230
243	41	43	0,0229	354,6926	2,1086	5,38856	230
244	41	39	0,0284	354,6926	2,6609	6,80018	230
245	41	45	0,0757	339,8608	7,3764	18,8509	230

Corredor	Ni	Nj	X [pu]	Cap. [MW]	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión [kV]
					Reconductor	Circuito Nuevo	
246	43	42	0,0163	399,3365	1,4521	3,71094	230
247	43	97	0,0151	354,6926	1,3364	3,41516	230
248	42	44	0,0652	399,3365	6,3345	16,1881	230
249	44	45	0,0096	339,8608	0,786	2,00859	230
250	44	46	0,0114	399,3365	0,9629	2,46066	230
251	44	97	0,042	399,3365	4,0214	10,2769	230
252	45	97	0,0484	339,8608	4,6532	11,8915	230
253	97	46	0,0483	399,3365	4,6416	11,8618	230
254	97	40	0,0501	339,8608	4,8204	12,3189	230
255	97	49	0,035	339,8608	3,3211	8,48723	230
256	40	49	0,0486	339,8608	4,6756	11,9488	230
257	45	46	0,0036	399,3365	0,1846	0,47173	230
258	39	47	0,0277	339,2132	2,5927	6,62573	230
259	39	49	0,0593	339,2132	5,7456	14,6833	230
260	47	49	0,034	339,2132	3,2155	8,21733	230
261	47	48	0,0517	339,8608	4,9836	12,7359	230
262	48	49	0,0211	339,8608	1,9275	4,92591	230
263	49	52	0,014	445,0362	1,4929	3,81513	230
	53	93	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
264	53	50	0,0186	389,9718	1,5602	3,98728	230
265	53	57	0,0621	338,4769	5,5963	14,3017	230
266	53	54	0,0113	272,8023	0,8888	2,27125	230
267	50	51	0,0044	340,1609	0,2433	0,62181	230
268	51	54	0,0046	340,1609	0,2633	0,67287	230
269	54	57	0,0746	272,8023	6,7559	17,2652	230
	57	86	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
270	57	55	0,0417	404,4344	3,7063	9,47163	230

Corredor	Ni	Nj	X [pu]	Cap. [MW]	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión [kV]
					Reconductor	Circuito Nuevo	
271	57	58	0,0832	357,0005	7,7476	19,7993	230
272	57	60	0,0367	303,1136	3,2374	8,27333	230
273	55	56	0,0084	345,3587	0,6172	1,57723	230
274	58	59	0,0783	284,5901	7,0947	18,131	230
275	58	65	0,0466	259,3306	4,1634	10,6399	230
276	65	64	0,0867	257,6466	7,875	20,1249	230
	65	92	0,0267	450	7,9964	7,9964	230/500
277	59	61	0,0849	284,5901	7,7103	19,7041	230
278	61	62	0,0885	272,8023	8,0427	20,5536	230
279	83	63	0,0458	339,5786	4,0865	10,4432	230
280	62	64	0,1075	246,228	9,805	25,0572	230
281	93	92	0,0216	1886,116	21,2299	54,2542	500
282	86	87	0,0241	2349,122	23,4223	59,857	500
283	87	88	0,0171	2350,771	16,7963	42,924	500
284	92	91	0,031	1886,116	30,6936	78,4392	500
285	91	90	0,0318	1886,116	31,4643	80,4088	500
286	90	88	0,0315	2473,622	31,2326	79,8167	500
287	90	89	0,0109	2473,622	9,6344	24,6213	500
288	88	89	0,0295	2441,534	26,6979	68,2279	500
289	89	94	0,027	1861,65	24,7444	63,2356	500
290	94	95	0,0213	1962,369	19,3279	49,3934	500
291	96	90	0,0254	1791,115	22,9582	58,6709	500
292	71	98	0,0036	396,6551	0,1685	0,43068	230
293	62	99	0,0417	390,0716	3,5454	9,06051	230
294	8	100	0,1945	482,6024	19,2273	49,1364	230

BASE DE DATOS FLUJO DE CARGA AC

Tabla 19 Parámetros del sistema colombiano en conductores convencionales

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	n0	R pu	X pu	B pu	X/R	Cap. MW	Nivel costo	Costo 10 ⁶ U\$	Tensión kV	R Ω/km	X Ω/km	B uS/km
1	1	Salvajina	2	Pance	49,73	1	0,0052	0,0469	0,0908	9,0	297	2	10,0184	230	0,0558	0,4992	3,4526
2	1	Salvajina	4	Juanchito	63,57	1	0,0067	0,0595	0,1159	8,9	297	2	12,8066	230	0,0557	0,4951	3,4457
3	2	Pance	4	Juanchito	22,91	1	0,0024	0,0226	0,0423	9,3	297	2	4,6154	230	0,0562	0,5208	3,4897
4	2	Pance	3	Alto Anchicayá	53,91	1	0,0057	0,0507	0,0984	8,9	285	2	10,8605	230	0,0557	0,4977	3,4502
5	2	Pance	5	Yumbo	27,54	1	0,0029	0,0268	0,0507	9,2	269	2	5,5481	230	0,0561	0,5141	3,4781
6	3	Alto Anchicayá	5	Yumbo	54,67	1	0,0058	0,0514	0,0998	8,9	269	2	11,0136	230	0,0557	0,4975	3,4498
7	4	Juanchito	6	Páez	35,193	1	0,0035	0,0307	0,0627	8,7	270	2	7,0899	230	0,0531	0,4617	3,3689
8	4	Juanchito	18	San Marcos	21,901	1	0,0022	0,0194	0,0394	9,0	253	2	4,4121	230	0,0520	0,4688	3,4037
9	6	Páez	7	San Bernardino	117,968	1	0,0124	0,1044	0,2152	8,4	215	2	23,7655	230	0,0556	0,4683	3,4484
10	5	Yumbo	18	San Marcos	6,298	1	0,0006	0,0056	0,0113	8,7	265	2	1,2688	230	0,0543	0,4713	3,3832
11	5	Yumbo	22	Esmeralda	194,187	2	0,0200	0,1687	0,3567	8,4	269	2	39,1203	230	0,0544	0,4596	3,4721
12	18	San Marcos	95	San Marcos ^{5k}	T	1		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
13	18	San Marcos	20	Cartago	146,725	1	0,0154	0,1367	0,2675	8,9	265	2	29,5587	230	0,0555	0,4927	3,4461
14	20	Cartago	21	La Virginia	17,55	1	0,0018	0,0157	0,0306	8,9	265	2	3,5356	230	0,0532	0,4720	3,3013
15	18	San Marcos	21	La Virginia	162,898	1	0,0171	0,1517	0,2970	8,9	265	2	32,8169	230	0,0555	0,4927	3,4461
16	21	La Virginia	94	La Virginia ^{5k}	T	1		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
17	5	Yumbo	7	San bernardino	122,763	1	0,0108	0,1102	0,2277	10,2	270	2	24,7314	230	0,0465	0,4749	3,5059
18	7	San Bernardino	8	Jamondino	189,046	2	0,0202	0,1628	0,3489	8,1	215	2	38,0846	230	0,0565	0,4555	3,4893
19	8	Jamondino	9	Betania	263	1	0,0276	0,2407	0,4768	8,7	280	2	52,9831	230	0,0554	0,4842	3,4270
20	7	San Bernardino	9	Betania	143,958	2	0,0090	0,1275	0,2757	14,2	215	2	29,0013	230	0,0330	0,4685	3,6202
21	9	Betania	34	Altamira	83	1	0,0087	0,0772	0,1510	8,8	280	2	16,7209	230	0,0556	0,4918	3,4399
22	34	Altamira	35	Mocoa	136	1	0,0143	0,1253	0,2470	8,8	280	2	27,3981	230	0,0555	0,4874	3,4326
23	8	Jamondino	35	Mocoa	75,159	1	0,0079	0,0700	0,1368	8,9	186	2	15,1413	230	0,0556	0,4929	3,4419
24	10	Ibagué	9	Betania	206,14	1	0,0246	0,1997	0,3716	8,1	241	2	41,5283	230	0,0631	0,5124	3,4074
25	11	La Mesa	10	Ibagué	86,723	2	0,0087	0,0788	0,1586	9,0	260	2	17,4709	230	0,0533	0,4809	3,4563
26	21	La Virginia	22	Esmeralda	23,855	2	0,0022	0,0196	0,0384	8,9	265	2	4,8058	230	0,0490	0,4353	3,0446

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	n0	R pu	X pu	B pu	X/R	Cap. MW	Nivel costo	Costo 10 ⁶ U\$	Tensión kV	R Ω/km	X Ω/km	B uS/km
27	21	La Virginia	23	La Hermosa	27,065	1	0,0027	0,0241	0,0472	8,9	269	2	5,4524	230	0,0530	0,4709	3,2934
28	22	Esmeralda	23	La Hermosa	21,841	1	0,0022	0,0196	0,0384	8,9	281	2	4,4000	230	0,0536	0,4755	3,3253
29	22	Esmeralda	24	Enea	31,419	1	0,0032	0,0291	0,0572	9,1	215	2	6,3296	230	0,0537	0,4898	3,4431
30	22	Esmeralda	36	San Carlos	194,423	2	0,0200	0,1820	0,3527	9,1	261	2	39,1678	230	0,0545	0,4952	3,4294
31	22	Esmeralda	25	San Felipe	97,374	1	0,0094	0,0904	0,1796	9,6	241	2	19,6167	230	0,0512	0,4911	3,4869
32	22	Esmeralda	37	Ancón Sur (ISA)	129,4355	2	0,0127	0,1186	0,2373	9,4	269	2	26,0757	230	0,0517	0,4849	3,4659
33	25	San Felipe	26	Miel	58,727	2	0,0062	0,0551	0,1071	8,9	268	2	11,8310	230	0,0557	0,4963	3,4478
34	25	San Felipe	11	La Mesa	77,198	2	0,0082	0,0736	0,1444	9,0	256	2	15,5521	230	0,0560	0,5040	3,5358
35	25	San Felipe	24	Enea	65,911	1	0,0062	0,0608	0,1213	9,8	215	2	13,2782	230	0,0496	0,4876	3,4784
36	11	La Mesa	12	Balsillas	27,609	1	0,0025	0,0253	0,0485	10,1	283	2	5,5620	230	0,0482	0,4853	3,3236
37	11	La Mesa	17	Noroeste	40,181	1	0,0038	0,0376	0,0718	9,9	269	2	8,0947	230	0,0500	0,4947	3,3783
38	11	La Mesa	13	Guaca	4,71	2	0,0005	0,0060	0,0094	11,4	301	2	0,9489	230	0,0593	0,6761	3,7550
39	13	Guaca	14	Paraíso	7,65	2	0,0008	0,0087	0,0147	10,4	258	2	1,5411	230	0,0578	0,6010	3,6266
40	12	Balsillas	17	Noroeste	13,069	1	0,0014	0,0132	0,0251	9,6	296	2	2,6328	230	0,0557	0,5341	3,6263
41	14	Paraíso	15	Circo	50,07	1	0,0053	0,0472	0,0914	9,0	258	3	10,9424	230	0,0558	0,4991	3,4524
42	14	Paraíso	16	San Mateo Sur	34,03	1	0,0036	0,0327	0,0624	9,1	258	3	7,4370	230	0,0559	0,5077	3,4672
43	16	San Mateo Sur	33	Tunal	14,96	1	0,0016	0,0153	0,0279	9,6	258	3	3,2694	230	0,0566	0,5422	3,5261
44	33	Tunal	15	Circo	29,74	1	0,0031	0,0288	0,0547	9,1	258	3	6,4994	230	0,0560	0,5116	3,4739
45	33	Tunal	32	Reforma	74,95	1	0,0079	0,0698	0,1365	8,9	258	2	15,0992	230	0,0556	0,4929	3,4420
46	33	Tunal	30	Guavio	155,78	1	0,0163	0,1433	0,2827	8,8	258	2	31,3829	230	0,0555	0,4866	3,4311
47	15	Circo	30	Guavio	109,585	2	0,0115	0,1013	0,1991	8,8	258	2	22,0766	230	0,0555	0,4891	3,4354
48	32	Reforma	30	Guavio	81,13	1	0,0085	0,0755	0,1477	8,8	387	2	16,3442	230	0,0556	0,4920	3,4404
49	30	Guavio	29	Torca	82,332	2	0,0053	0,0755	0,1586	14,4	297	2	16,5863	230	0,0338	0,4853	3,6407
50	30	Guavio	31	Chivor	22,715	2	0,0022	0,0207	0,0401	9,6	275	2	4,5761	230	0,0505	0,4827	3,3338
51	29	Torca	31	Chivor	102,744	2	0,0096	0,0988	0,1890	10,3	258	2	20,6985	230	0,0494	0,5087	3,4770
52	29	Torca	28	Bacatá	19,8125	2	0,0018	0,0178	0,0359	9,8	383	3	4,3299	230	0,0484	0,4765	3,4233
53	28	Bacatá	17	Noroeste	5,579	2	0,0005	0,0050	0,0101	9,8	383	3	1,2192	230	0,0484	0,4765	3,4233
54	28	Bacatá	96	Bacatá ^{5k}	T	1		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
55	17	Noroeste	19	Purnio	102,564	2	0,0100	0,0881	0,1883	8,8	261	2	20,6622	230	0,0517	0,4542	3,4702
56	26	Miel	19	Purnio	25,749	2	0,0027	0,0251	0,0474	9,2	266	2	5,1873	230	0,0561	0,5164	3,4821
57	19	Purnio	36	San Carlos	91,389	2	0,0095	0,0796	0,1685	8,4	260	2	18,4109	230	0,0549	0,4607	3,4847
58	19	Purnio	27	La Sierra	100,473	2	0,0102	0,0887	0,1841	8,7	265	2	20,2410	230	0,0536	0,4672	3,4637

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	n0	R pu	X pu	B pu	X/R	Cap. MW	Nivel costo	Costo 10 ⁶ U\$	Tensión kV	R Ω/km	X Ω/km	B uS/km
59	36	San Carlos	89	San Carlos ^{5k}	T	3		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
60	36	San Carlos	27	La Sierra	30,184	1	0,0067	0,0592	0,1215	8,9	218	2	6,0808	230	0,1167	1,0367	7,6080
61	27	La Sierra	70	Primavera	59,785	1	0,0079	0,0620	0,1060	7,9	218	2	12,0441	230	0,0698	0,5490	3,3527
62	36	San Carlos	49	Guatapé	35,7775	2	0,0029	0,0328	0,0668	11,3	310	2	7,2076	230	0,0430	0,4846	3,5313
63	36	San Carlos	37	Ancón Sur (ISA)	107,039	2	0,0109	0,1013	0,1940	9,3	261	2	21,5637	230	0,0537	0,5005	3,4254
64	37	Ancón Sur (ISA)	38	Ancón Sur (EPM)	0,3985	2	0,0001	0,0021	0,0016	27,3	270	2	0,0803	230	0,1023	2,7910	7,3682
65	70	Primavera	69	Termocentro	8,207	2	0,0010	0,0075	0,0148	7,6	238	2	1,6534	230	0,0633	0,4830	3,4179
66	70	Primavera	48	Playas	104,335	1	0,0109	0,0939	0,1925	8,6	264	2	21,0190	230	0,0555	0,4759	3,4883
67	101	Malena	52	Jaguas	69,35	1	0,0083	0,0689	0,1196	8,3	207	2	13,9710	230	0,0630	0,5256	3,2609
68	101	Malena	70	Primavera	8,232	1	0,0010	0,0082	0,0142	8,3	207	2	1,6584	230	0,0630	0,5256	3,2609
69	70	Primavera	71	Comuneros	106,5335	2	0,0145	0,1101	0,1853	7,6	218	1	19,9470	230	0,0719	0,5467	3,2876
70	70	Primavera	73	Guatiguara	162,929	1	0,0171	0,1498	0,2957	8,8	263	1	30,5063	230	0,0555	0,4863	3,4307
71	71	Comuneros	72	Barranca	10,914	1	0,0015	0,0113	0,0190	7,4	218	1	2,0435	230	0,0739	0,5455	3,2830
72	71	Comuneros	73	Guatiguara	94,5	1	0,0124	0,0877	0,1682	7,1	218	1	17,6939	230	0,0692	0,4909	3,3652
73	73	Guatiguara	74	Palos	30,8	1	0,0036	0,0281	0,0553	7,9	225	2	6,2049	230	0,0615	0,4834	3,3959
74	73	Guatiguara	76	Bucaramanga	12,107	1	0,0019	0,0134	0,0236	7,2	225	2	2,4390	230	0,0815	0,5846	3,6840
75	73	Guatiguara	78	Sochagota	148,7275	2	0,0186	0,1394	0,2454	7,5	246	2	29,9622	230	0,0661	0,4959	3,1193
76	72	Barranca	76	Bucaramanga	95,645	1	0,0100	0,0886	0,1739	8,8	218	2	19,2683	230	0,0556	0,4903	3,4374
77	73	Guatiguara	75	Tasajero	127,629	1	0,0134	0,1177	0,2318	8,8	265	2	25,7117	230	0,0555	0,4879	3,4333
78	78	Sochagota	77	Paipa	5,191	2	0,0004	0,0047	0,0097	11,2	333	3	1,1345	230	0,0430	0,4795	3,5233
79	78	Sochagota	31	Chivor	116,03	2	0,0112	0,1091	0,2153	9,8	258	2	23,3750	230	0,0509	0,4972	3,5082
80	74	Palos	85	Ocaña	160,393	1	0,0197	0,1567	0,2804	8,0	239	2	32,3123	230	0,0649	0,5169	3,3043
81	74	Palos	75	Tasajero	101,463	1	0,0128	0,1005	0,1713	7,8	220	2	20,4404	230	0,0669	0,5240	3,1924
82	74	Palos	79	Toledo	73,228	1	0,0081	0,0775	0,1383	9,6	215	2	14,7523	230	0,0583	0,5599	3,5696
83	74	Palos	76	Bucaramanga	23,479	1	0,0025	0,0231	0,0433	9,3	218	2	4,7300	230	0,0562	0,5199	3,4880
84	75	Tasajero	84	Belén	11,449	1	0,0016	0,0118	0,0196	7,4	219	2	2,3065	230	0,0737	0,5429	3,2419
85	75	Tasajero	83	San Mateo (Cúcuta)	18,815	1	0,0020	0,0188	0,0349	9,4	231	2	3,7904	230	0,0564	0,5296	3,5046
86	79	Toledo	80	Samoré	44,688	1	0,0058	0,0444	0,0763	7,7	233	2	9,0027	230	0,0681	0,5260	3,2280
87	80	Samoré	81	Banadía	51,201	1	0,0066	0,0513	0,0867	7,8	215	2	10,3148	230	0,0682	0,5299	3,2013
88	81	Banadía	82	Caño Limón	86,459	1	0,0112	0,0867	0,1466	7,8	215	1	16,1883	230	0,0683	0,5308	3,2054
89	83	San Mateo (Cúcuta)	84	Belén	8,529	1	0,0009	0,0095	0,0163	10,2	231	1	1,5969	230	0,0576	0,5886	3,6054
90	83	San Mateo (Cúcuta)	85	Ocaña	120,568	1	0,0147	0,1166	0,2115	7,9	235	1	22,5747	230	0,0645	0,5117	3,3161

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	n0	R pu	X pu	B pu	X/R	Cap. MW	Nivel costo	Costo 10 ⁶ U\$	Tensión kV	R Ω/km	X Ω/km	B uS/km
91	70	Primavera	90	Primavera ^{5k}	T	1		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
92	85	Ocaña	91	Ocaña ^{5k}	T	1		0,0267		38	324		7,9964	230/500			
93	66	Cerromatoso	88	Cerromatoso ^{5k}	T	1		0,0267		38	324		7,9964	230/500			
94	66	Cerromatoso	67	Urrá	84,625	2	0,0098	0,0827	0,1498	8,4	215	1	15,8449	230	0,0613	0,5167	3,3455
95	67	Urrá	68	Urabá	51,124	1	0,0054	0,0482	0,0934	8,9	215	1	9,5723	230	0,0557	0,4987	3,4518
96	38	Ancón Sur (EPM)	41	Occidente	28,876	1	0,0031	0,0280	0,0531	9,1	207	2	5,8173	230	0,0560	0,5125	3,4755
97	38	Ancón Sur (EPM)	40	Miraflores	18,428	1	0,0020	0,0185	0,0342	9,4	200	2	3,7124	230	0,0564	0,5306	3,5064
98	41	Occidente	43	La Tasajera	23,259	1	0,0025	0,0229	0,0429	9,3	207	2	4,6857	230	0,0562	0,5202	3,4886
99	41	Occidente	39	Envigado	29,352	1	0,0031	0,0284	0,0540	9,1	207	2	5,9132	230	0,0560	0,5120	3,4746
100	41	Occidente	45	Guadalupe	81,368	1	0,0086	0,0757	0,1481	8,8	200	2	16,3921	230	0,0556	0,4920	3,4403
101	43	La Tasajera	42	Bello	16,018	1	0,0017	0,0163	0,0298	9,5	235	2	3,2269	230	0,0565	0,5381	3,5192
102	43	La Tasajera	97	Barbosa	14,741	1	0,0016	0,0151	0,0275	9,6	207	2	2,9697	230	0,0566	0,5431	3,5277
103	42	Bello	44	El Salto	69,874	1	0,0073	0,0652	0,1273	8,9	235	2	14,0766	230	0,0556	0,4938	3,4435
104	44	El Salto	45	Guadalupe	8,67	1	0,0009	0,0096	0,0165	10,2	200	2	1,7466	230	0,0575	0,5869	3,6024
105	44	El Salto	46	Porce	10,621	1	0,0011	0,0114	0,0201	9,9	235	2	2,1397	230	0,0571	0,5673	3,5691
106	44	El Salto	97	Barbosa	44,359	1	0,0047	0,0420	0,0811	9,0	235	2	8,9364	230	0,0558	0,5014	3,4565
107	45	Guadalupe	97	Barbosa	51,328	1	0,0054	0,0484	0,0937	8,9	200	2	10,3404	230	0,0557	0,4986	3,4516
108	97	Barbosa	46	Porce	51,2	1	0,0054	0,0483	0,0935	8,9	235	2	10,3146	230	0,0557	0,4986	3,4517
109	97	Barbosa	40	Miraflores	53,173	1	0,0056	0,0501	0,0971	8,9	200	2	10,7121	230	0,0557	0,4980	3,4506
110	97	Barbosa	49	Guatapé	36,634	1	0,0039	0,0350	0,0671	9,1	200	2	7,3802	230	0,0559	0,5058	3,4639
111	40	Miraflores	49	Guatapé	51,576	1	0,0054	0,0486	0,0942	8,9	200	2	10,3903	230	0,0557	0,4985	3,4515
112	45	Guadalupe	46	Porce	2,036	1	0,0002	0,0036	0,0045	14,4	235	2	0,4102	230	0,0646	0,9329	4,1936
113	39	Envigado	47	Oriente	28,599	1	0,0030	0,0277	0,0526	9,2	200	2	5,7615	230	0,0560	0,5129	3,4760
114	39	Envigado	49	Guatapé	63,379	1	0,0067	0,0593	0,1155	8,9	200	2	12,7681	230	0,0557	0,4952	3,4458
115	47	Oriente	49	Guatapé	35,469	1	0,0037	0,0340	0,0650	9,1	200	2	7,1455	230	0,0559	0,5066	3,4653
116	47	Oriente	48	Playas	54,973	1	0,0058	0,0517	0,1003	8,9	200	2	11,0747	230	0,0557	0,4974	3,4496
117	48	Playas	49	Guatapé	21,262	1	0,0023	0,0211	0,0393	9,3	200	2	4,2834	230	0,0563	0,5240	3,4950
118	49	Guatapé	52	Jaguas	16,468	2	0,0016	0,0140	0,0263	8,8	264	2	3,3175	230	0,0513	0,4488	3,0222
119	53	Bolívar	93	Bolívar ^{5k}	T	1		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
120	53	Bolívar	50	Cartagena	18,518	1	0,0020	0,0186	0,0343	9,4	239	1	3,4672	230	0,0564	0,5304	3,5059
121	53	Bolívar	57	Sabanalarga	66,42	2	0,0070	0,0621	0,1210	8,9	201	1	12,4363	230	0,0557	0,4945	3,4447
122	53	Bolívar	54	Tenera	10,548	1	0,0011	0,0113	0,0199	9,9	162	1	1,9750	230	0,0572	0,5679	3,5701

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	n0	R pu	X pu	B pu	X/R	Cap. MW	Nivel costo	Costo 10 ⁶ U\$	Tensión kV	R Ω/km	X Ω/km	B uS/km
123	50	Cartagena	51	Candelaria	2,888	2	0,0003	0,0044	0,0061	12,9	202	1	0,5407	230	0,0619	0,7995	3,9656
124	51	Candelaria	54	Tenera	3,125	2	0,0004	0,0046	0,0065	12,6	202	1	0,5851	230	0,0614	0,7753	3,9243
125	54	Tenera	57	Sabanalarga	80,183	1	0,0084	0,0746	0,1459	8,8	162	1	15,0132	230	0,0556	0,4921	3,4406
126	57	Sabanalarga	86	Sabanalarga ^{5k}	T	3		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
127	57	Sabanalarga	55	Nueva Barranquilla	43,988	3	0,0046	0,0417	0,0804	9,0	238	1	8,2362	230	0,0558	0,5016	3,4568
128	57	Sabanalarga	58	Fundación	91,952	3	0,0096	0,0832	0,1689	8,7	212	1	17,2168	230	0,0553	0,4787	3,4718
129	57	Sabanalarga	60	Tebesa	38,423	3	0,0041	0,0367	0,0704	9,0	180	1	7,1942	230	0,0559	0,5046	3,4619
130	55	Nueva Barranquilla	56	Termoflores	7,325	2	0,0008	0,0084	0,0141	10,5	216	1	1,3715	230	0,0579	0,6064	3,6357
131	58	Fundación	59	Santa Marta	84,204	2	0,0088	0,0783	0,1532	8,8	169	1	15,7661	230	0,0556	0,4916	3,4397
132	58	Fundación	65	Copey	49,414	1	0,0052	0,0466	0,0903	9,0	154	1	9,2521	230	0,0558	0,4993	3,4528
133	65	Copey	64	Valledupar	93,464	2	0,0098	0,0867	0,1700	8,8	153	1	17,4999	230	0,0556	0,4905	3,4378
134	65	Copey	92	Copey ^{5k}	T	1		0,0267		38	405		7,9964	230/500			
135	59	Santa Marta	61	Termoguajira	91,51	2	0,0096	0,0849	0,1664	8,8	169	1	17,1340	230	0,0556	0,4907	3,4382
136	61	Termoguajira	62	Cuestecitas	95,455	2	0,0100	0,0885	0,1736	8,8	162	1	17,8727	230	0,0556	0,4903	3,4375
137	83	San Mateo (Cúcuta)	63	Corozo	48,5	1	0,0051	0,0458	0,0886	9,0	202	1	9,0810	230	0,0558	0,4996	3,4534
138	62	Cuestecitas	64	Valledupar	116,371	1	0,0122	0,1075	0,2114	8,8	154	1	21,7889	230	0,0555	0,4886	3,4345
139	93	Bolívar ^{5k}	92	Copey ^{5k}	166,68	1	0,0015	0,0216	2,1463	14,2	1114	1	47,1776	500	0,0228	0,3235	5,1507
140	86	Sabanalarga ^{5k}	87	Chinú ^{5k}	183,893	2	0,0017	0,0241	2,3773	14,1	1425	1	52,0496	500	0,0233	0,3278	5,1710
141	87	Chinú ^{5k}	88	Cerromatoso ^{5k}	131,871	2	0,0012	0,0171	1,6834	14,1	1426	1	37,3252	500	0,0229	0,3237	5,1061
142	92	Copey ^{5k}	91	Ocaña ^{5k}	240,981	1	0,0022	0,0310	3,0835	14,0	1114	1	68,2080	500	0,0230	0,3215	5,1183
143	91	Ocaña ^{5k}	90	Primavera ^{5k}	247,032	1	0,0023	0,0318	3,1599	14,0	1114	1	69,9207	500	0,0230	0,3214	5,1165
144	90	Primavera ^{5k}	88	Cerromatoso ^{5k}	245,213	1	0,0023	0,0315	3,1369	14,0	1461	1	69,4058	500	0,0230	0,3214	5,1170
145	90	Primavera ^{5k}	89	San Carlos ^{5k}	82,639	1	0,0007	0,0109	1,0862	14,9	1461	2	21,4098	500	0,0222	0,3301	5,2575
146	88	Cerromatoso ^{5k}	89	San Carlos ^{5k}	229	1	0,0022	0,0295	2,8609	13,3	1461	2	59,3286	500	0,0242	0,3216	4,9973
147	89	San Carlos ^{5k}	94	La Virginia ^{5k}	212,244	1	0,0018	0,0270	2,7737	15,1	1169	2	54,9875	500	0,0210	0,3178	5,2274
148	94	La Virginia ^{5k}	95	San Marcos ^{5k}	165,784	1	0,0015	0,0213	2,1737	14,6	1169	2	42,9508	500	0,0219	0,3209	5,2446
149	96	Bacatá ^{5k}	90	Primavera ^{5k}	196,923	1	0,0018	0,0254	2,5278	14,1	1114	2	51,0182	500	0,0229	0,3225	5,1345
150	71	Comuneros	98	Merilétrica	2	1	0,0002	0,0036	0,0045	14,5	241	1	0,3745	230	0,0647	0,9410	4,2075
151	62	Cuestecitas	99	Cuatricentenario	42,079	1	0,0049	0,0417	0,0732	8,5	237	1	7,8787	230	0,0614	0,5245	3,2899
152	8	Jamondino	100	Pomasqui	212,0915	4	0,0222	0,1945	0,3847	8,7	284	2	42,7273	230	0,0555	0,4850	3,4284

Tabla 20 Parámetros del sistema colombiano en conductores HTLS

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	R pu	X pu	B pu	X/R	Capacidad (MW)	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión kV	R Ω/km	X Ω/km	B uS/km
											Recondicionar	Circuito Nuevo				
153	1	Salvajina	2	Pance	49,73	0,0073	0,0469	0,0908	6,4	502,8665	4,5083	11,5212	230	0,0781	0,4992	3,4526
154	1	Salvajina	4	Juanchito	63,57	0,0094	0,0595	0,1159	6,4	502,8665	5,763	14,7276	230	0,0779	0,4951	3,4457
155	2	Pance	4	Juanchito	22,91	0,0034	0,0226	0,0423	6,6	502,8665	2,0769	5,30771	230	0,0787	0,5208	3,4897
156	2	Pance	3	Alto Anchicayá	53,91	0,008	0,0507	0,0984	6,4	481,8269	4,8872	12,4896	230	0,078	0,4977	3,4502
157	2	Pance	5	Yumbo	27,54	0,0041	0,0268	0,0507	6,6	454,777	2,4966	6,38032	230	0,0785	0,5141	3,4781
158	3	Alto Anchicayá	5	Yumbo	54,67	0,0081	0,0514	0,0998	6,4	454,777	4,9561	12,6656	230	0,078	0,4975	3,4498
159	4	Juanchito	6	Páez	35,193	0,0049	0,0307	0,0627	6,2	457,1376	3,1905	8,15339	230	0,0744	0,4617	3,3689
160	4	Juanchito	18	San Marcos	21,901	0,003	0,0194	0,0394	6,4	427,7271	1,9854	5,07392	230	0,0728	0,4688	3,4037
161	6	Páez	7	San Bernardino	117,968	0,0173	0,1044	0,2152	6	364,017	10,6945	27,3303	230	0,0778	0,4683	3,4484
162	5	Yumbo	18	San Marcos	6,298	0,0009	0,0056	0,0113	6,2	448,0145	0,571	1,45912	230	0,076	0,4713	3,3832
163	5	Yumbo	22	Esmeralda	194,187	0,028	0,1687	0,3567	6	455,4445	17,6041	44,9883	230	0,0762	0,4596	3,4721
	18	San Marcos	95	San Marcos ^{5k}	T		0,0267		38	500	7,9964	7,9964	230/500			
164	18	San Marcos	20	Cartago	146,725	0,0216	0,1367	0,2675	6,3	448,0145	13,3014	33,9925	230	0,0777	0,4927	3,4461
165	20	Cartago	21	La Virginia	17,55	0,0025	0,0157	0,0306	6,3	448,0145	1,591	4,06594	230	0,0744	0,472	3,3013
166	18	San Marcos	21	La Virginia	162,898	0,0239	0,1517	0,297	6,3	444,8484	14,7676	37,7394	230	0,0777	0,4927	3,4461
	21	La Virginia	94	La Virginia ^{5k}	T		0,0267		38	500	7,9964	7,9964	230/500			
167	5	Yumbo	7	San bernardino	122,763	0,0151	0,1102	0,2277	7,3	457,9378	11,1291	28,4411	230	0,0651	0,4749	3,5059
168	7	San Bernardino	8	Jamondino	189,046	0,0283	0,1628	0,3489	5,8	364,0173	17,1381	43,7973	230	0,0792	0,4555	3,4893
169	8	Jamondino	9	Betania	263	0,0386	0,2407	0,4768	6,2	464,2849	23,8424	60,9306	230	0,0776	0,4842	3,427
170	7	San Bernardino	9	Betania	143,958	0,0126	0,1275	0,2757	10,1	374,4995	13,0506	33,3515	230	0,0462	0,4685	3,6202
171	9	Betania	34	Altamira	83	0,0122	0,0772	0,151	6,3	464,2849	7,5244	19,229	230	0,0778	0,4918	3,4399
172	34	Altamira	35	Mocoa	136	0,02	0,1253	0,247	6,3	464,2849	12,3291	31,5078	230	0,0777	0,4874	3,4326
173	8	Jamondino	35	Mocoa	75,159	0,0111	0,07	0,1368	6,3	313,5628	6,8136	17,4125	230	0,0779	0,4929	3,4419
174	10	Ibagué	9	Betania	206,14	0,0344	0,1997	0,3716	5,8	396,6551	18,6877	47,7575	230	0,0883	0,5124	3,4074
175	11	La Mesa	10	Ibagué	86,723	0,0122	0,0788	0,1586	6,4	439,5614	7,8619	20,0915	230	0,0746	0,4809	3,4563
176	21	La Virginia	22	Esmeralda	23,855	0,0031	0,0196	0,0384	6,3	448,0145	2,1626	5,52667	230	0,0686	0,4353	3,0446
177	21	La Virginia	23	La Hermosa	27,065	0,0038	0,0241	0,0472	6,3	457,1128	2,4536	6,27026	230	0,0743	0,4709	3,2934
178	22	Esmeralda	23	La Hermosa	21,841	0,0031	0,0196	0,0384	6,3	477,5045	1,98	5,06	230	0,075	0,4755	3,3253
179	22	Esmeralda	24	Enea	31,419	0,0045	0,0291	0,0572	6,5	363,4835	2,8483	7,27904	230	0,0752	0,4898	3,4431
180	22	Esmeralda	36	San Carlos	194,423	0,028	0,182	0,3527	6,5	441,252	17,6255	45,043	230	0,0763	0,4952	3,4294

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	R pu	X pu	B pu	X/R	Capacidad (MW)	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión kV	R Ω/km	X Ω /km	B uS/km
											Reconduc torizar	Circuito Nuevo				
181	22	Esmeralda	25	San Felipe	97,374	0,0132	0,0904	0,1796	6,9	407,4396	8,8275	22,5592	230	0,0717	0,4911	3,4869
182	22	Esmeralda	37	Ancón Sur (ISA)	129,4355	0,0177	0,1186	0,2373	6,7	457,1128	11,7341	29,9871	230	0,0724	0,4849	3,4659
183	25	San Felipe	26	Miel	58,727	0,0087	0,0551	0,1071	6,4	453,7514	5,3239	13,6057	230	0,078	0,4963	3,4478
184	25	San Felipe	11	La Mesa	77,198	0,0114	0,0736	0,1444	6,4	421,3431	6,9984	17,8849	230	0,0784	0,504	3,5358
185	25	San Felipe	24	Enea	65,911	0,0087	0,0608	0,1213	7	353,8624	5,9752	15,2699	230	0,0694	0,4876	3,4784
186	11	La Mesa	12	Balsillas	27,609	0,0035	0,0253	0,0485	7,2	479,9867	2,5029	6,3963	230	0,0674	0,4853	3,3236
187	11	La Mesa	17	Noroeste	40,181	0,0053	0,0376	0,0718	7,1	456,2417	3,6426	9,30891	230	0,0701	0,4947	3,3783
188	11	La Mesa	13	Guaca	4,71	0,0007	0,006	0,0094	8,1	509,6258	0,427	1,09124	230	0,0831	0,6761	3,755
189	13	Guaca	14	Paraíso	7,65	0,0012	0,0087	0,0147	7,4	436,8221	0,6935	1,77227	230	0,081	0,601	3,6266
190	12	Balsillas	17	Noroeste	13,069	0,0019	0,0132	0,0251	6,8	502,0355	1,1848	3,02772	230	0,078	0,5341	3,6263
191	14	Paraíso	15	Circo	50,07	0,0074	0,0472	0,0914	6,4	436,8221	4,9241	12,5838	230	0,0781	0,4991	3,4524
192	14	Paraíso	16	San Mateo Sur	34,03	0,005	0,0327	0,0624	6,5	436,8221	3,3466	8,55255	230	0,0783	0,5077	3,4672
193	16	San Mateo Sur	33	Tunal	14,96	0,0022	0,0153	0,0279	6,8	436,8221	1,4712	3,75981	230	0,0793	0,5422	3,5261
194	33	Tunal	15	Circo	29,74	0,0044	0,0288	0,0547	6,5	436,8221	2,9247	7,47431	230	0,0784	0,5116	3,4739
195	33	Tunal	32	Reforma	74,95	0,011	0,0698	0,1365	6,3	435,9966	6,7946	17,3641	230	0,0779	0,4929	3,442
196	33	Tunal	30	Guavio	155,78	0,0229	0,1433	0,2827	6,3	435,9966	14,1223	36,0903	230	0,0777	0,4866	3,4311
197	15	Circo	30	Guavio	109,585	0,0161	0,1013	0,1991	6,3	435,9966	9,9345	25,3881	230	0,0778	0,4891	3,4354
198	32	Reforma	30	Guavio	81,13	0,0119	0,0755	0,1477	6,3	653,9949	7,3549	18,7958	230	0,0779	0,492	3,4404
199	30	Guavio	29	Torca	82,332	0,0074	0,0755	0,1586	10,3	517,3319	7,4638	19,0742	230	0,0473	0,4853	3,6407
200	30	Guavio	31	Chivor	22,715	0,003	0,0207	0,0401	6,8	466,4181	2,0592	5,26252	230	0,0706	0,4827	3,3338
201	29	Torca	31	Chivor	102,744	0,0134	0,0988	0,189	7,4	437,585	9,3143	23,8033	230	0,0691	0,5087	3,477
202	29	Torca	28	Bacatá	19,8125	0,0025	0,0178	0,0359	7	639,348	1,9485	4,97939	230	0,0678	0,4765	3,4233
203	28	Bacatá	17	Noroeste	5,579	0,0007	0,005	0,0101	7	639,348	0,5486	1,40208	230	0,0678	0,4765	3,4233
	28	Bacatá	96	Bacatá ^{5k}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
204	17	Noroeste	19	Purnio	102,564	0,014	0,0881	0,1883	6,3	441,8997	9,298	23,7615	230	0,0724	0,4542	3,4702
205	26	Miel	19	Purnio	25,749	0,0038	0,0251	0,0474	6,6	450,3652	2,3343	5,9654	230	0,0785	0,5164	3,4821
206	19	Purnio	36	San Carlos	91,389	0,0133	0,0796	0,1685	6	440,2066	8,2849	21,1725	230	0,0768	0,4607	3,4847
207	19	Purnio	27	La Sierra	100,473	0,0143	0,0887	0,1841	6,2	450,3156	9,1084	23,2772	230	0,0751	0,4672	3,4637
	36	San Carlos	89	San Carlos ^{5k}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
208	36	San Carlos	27	La Sierra	30,184	0,0093	0,0592	0,1215	6,3	367,5091	2,7364	6,99292	230	0,1634	1,0367	7,608
209	27	La Sierra	70	Primavera	59,785	0,011	0,062	0,106	5,6	367,5091	5,4198	13,8507	230	0,0977	0,549	3,3527

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	R pu	X pu	B pu	X/R	Capacidad (MW)	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión kV	R Ω/km	X Ω /km	B uS/km
											Reconduc torizar	Circuito Nuevo				
210	36	San Carlos	49	Guatapé	35,7775	0,0041	0,0328	0,0668	8,1	529,6572	3,2434	8,28874	230	0,0601	0,4846	3,5313
211	36	San Carlos	37	Ancón Sur (ISA)	107,039	0,0152	0,1013	0,194	6,7	441,252	9,7037	24,7983	230	0,0752	0,5005	3,4254
212	37	Ancón Sur (ISA)	38	Ancón Sur (EPM)	0,3985	0,0001	0,0021	0,0016	19,5	458,8121	0,0361	0,09235	230	0,1433	2,791	7,3682
213	70	Primavera	69	Termocentro	8,207	0,0014	0,0075	0,0148	5,4	391,7174	0,744	1,90141	230	0,0886	0,483	3,4179
214	70	Primavera	48	Playas	104,335	0,0153	0,0939	0,1925	6,1	448,6163	9,4585	24,1719	230	0,0777	0,4759	3,4883
215	101	Malena	52	Jaguas	69,35	0,0116	0,0689	0,1196	6	348,965	6,2869	16,0667	230	0,0882	0,5256	3,2609
216	101	Malena	70	Primavera	8,232	0,0014	0,0082	0,0142	6	348,965	0,7463	1,90716	230	0,0882	0,5256	3,2609
217	70	Primavera	71	Comuneros	106,5335	0,0203	0,1101	0,1853	5,4	367,5091	8,9761	22,9391	230	0,1007	0,5467	3,2876
218	70	Primavera	73	Guatiguara	162,929	0,0239	0,1498	0,2957	6,3	430,6485	13,7278	35,0822	230	0,0777	0,4863	3,4307
219	71	Comuneros	72	Barranca	10,914	0,0021	0,0113	0,019	5,3	367,5091	0,9196	2,35003	230	0,1034	0,5455	3,283
220	71	Comuneros	73	Guatiguara	94,5	0,0173	0,0877	0,1682	5,1	367,5091	7,9623	20,348	230	0,0969	0,4909	3,3652
221	73	Guatiguara	74	Palos	30,8	0,005	0,0281	0,0553	5,6	379,3098	2,7922	7,13564	230	0,0861	0,4834	3,3959
222	73	Guatiguara	76	Bucaramanga	12,107	0,0026	0,0134	0,0236	5,1	379,3098	1,0975	2,80485	230	0,1141	0,5846	3,684
223	73	Guatiguara	78	Sochagota	148,7275	0,026	0,1394	0,2454	5,4	414,7121	13,483	34,4565	230	0,0926	0,4959	3,1193
224	72	Barranca	76	Bucaramanga	95,645	0,0141	0,0886	0,1739	6,3	367,5091	8,6707	22,1585	230	0,0778	0,4903	3,4374
225	73	Guatiguara	75	Tasajero	127,629	0,0188	0,1177	0,2318	6,3	433,9234	11,5703	29,5685	230	0,0777	0,4879	3,4333
226	78	Sochagota	77	Paipa	5,191	0,0006	0,0047	0,0097	8	568,9543	0,5105	1,30468	230	0,0602	0,4795	3,5233
227	78	Sochagota	31	Chivor	116,03	0,0156	0,1091	0,2153	7	437,585	10,5188	26,8813	230	0,0712	0,4972	3,5082
228	74	Palos	85	Ocaña	160,393	0,0276	0,1567	0,2804	5,7	401,7787	14,5405	37,1591	230	0,0909	0,5169	3,3043
229	74	Palos	75	Tasajero	101,463	0,018	0,1005	0,1713	5,6	370,8807	9,1982	23,5065	230	0,0937	0,524	3,1924
230	74	Palos	79	Toledo	73,228	0,0113	0,0775	0,1383	6,9	343,7598	6,6385	16,9651	230	0,0817	0,5599	3,5696
231	74	Palos	76	Bucaramanga	23,479	0,0035	0,0231	0,0433	6,6	367,5091	2,1285	5,4395	230	0,0786	0,5199	3,488
232	75	Tasajero	84	Belén	11,449	0,0022	0,0118	0,0196	5,3	369,1949	1,0379	2,65248	230	0,1032	0,5429	3,2419
233	75	Tasajero	83	San Mateo (Cúcuta)	18,815	0,0028	0,0188	0,0349	6,7	389,4247	1,7057	4,35896	230	0,0789	0,5296	3,5046
234	79	Toledo	80	Samoré	44,688	0,0081	0,0444	0,0763	5,5	372,5397	4,0512	10,3531	230	0,0954	0,526	3,228
235	80	Samoré	81	Banadía	51,201	0,0092	0,0513	0,0867	5,5	343,7598	4,6417	11,862	230	0,0955	0,5299	3,2013
236	81	Banadía	82	Caño Limón	86,459	0,0156	0,0867	0,1466	5,5	343,7598	7,2847	18,6165	230	0,0957	0,5308	3,2054
237	83	San Mateo (Cúcuta)	84	Belén	8,529	0,0013	0,0095	0,0163	7,3	389,4247	0,7186	1,83644	230	0,0806	0,5886	3,6054
238	83	San Mateo (Cúcuta)	85	Ocaña	120,568	0,0206	0,1166	0,2115	5,7	395,0543	10,1586	25,9609	230	0,0904	0,5117	3,3161
	70	Primavera	90	Primavera ^{sk}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
	85	Ocaña	91	Ocaña ^{sk}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	R pu	X pu	B pu	X/R	Capacidad (MW)	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión kV	R Ω/km	X Ω /km	B uS/km
											Reconduc torizar	Circuito Nuevo				
	66	Cerromatoso	88	Cerromatoso ^{sk}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
239	66	Cerromatoso	67	Urrá	84,625	0,0137	0,0827	0,1498	6	353,8624	7,1302	18,2216	230	0,0858	0,5167	3,3455
240	67	Urrá	68	Urabá	51,124	0,0075	0,0482	0,0934	6,4	353,8624	4,3075	11,0081	230	0,078	0,4987	3,4518
241	38	Ancón Sur (EPM)	41	Occidente	28,876	0,0043	0,028	0,0531	6,5	354,6926	2,6178	6,6899	230	0,0784	0,5125	3,4755
242	38	Ancón Sur (EPM)	40	Miraflores	18,428	0,0028	0,0185	0,0342	6,7	339,8608	1,6706	4,26926	230	0,0789	0,5306	3,5064
243	41	Occidente	43	La Tasajera	23,259	0,0035	0,0229	0,0429	6,6	354,6926	2,1086	5,38856	230	0,0787	0,5202	3,4886
244	41	Occidente	39	Envigado	29,352	0,0044	0,0284	0,054	6,5	354,6926	2,6609	6,80018	230	0,0784	0,512	3,4746
245	41	Occidente	45	Guadalupe	81,368	0,012	0,0757	0,1481	6,3	339,8608	7,3764	18,8509	230	0,0778	0,492	3,4403
246	43	La Tasajera	42	Bello	16,018	0,0024	0,0163	0,0298	6,8	399,3365	1,4521	3,71094	230	0,0792	0,5381	3,5192
247	43	La Tasajera	97	Barbosa	14,741	0,0022	0,0151	0,0275	6,8	354,6926	1,3364	3,41516	230	0,0793	0,5431	3,5277
248	42	Bello	44	El Salto	69,874	0,0103	0,0652	0,1273	6,3	399,3365	6,3345	16,1881	230	0,0779	0,4938	3,4435
249	44	El Salto	45	Guadalupe	8,67	0,0013	0,0096	0,0165	7,3	339,8608	0,786	2,00859	230	0,0805	0,5869	3,6024
250	44	El Salto	46	Porce	10,621	0,0016	0,0114	0,0201	7,1	399,3365	0,9629	2,46066	230	0,08	0,5673	3,5691
251	44	El Salto	97	Barbosa	44,359	0,0066	0,042	0,0811	6,4	399,3365	4,0214	10,2769	230	0,0781	0,5014	3,4565
252	45	Guadalupe	97	Barbosa	51,328	0,0076	0,0484	0,0937	6,4	339,8608	4,6532	11,8915	230	0,078	0,4986	3,4516
253	97	Barbosa	46	Porce	51,2	0,0076	0,0483	0,0935	6,4	399,3365	4,6416	11,8618	230	0,078	0,4986	3,4517
254	97	Barbosa	40	Miraflores	53,173	0,0078	0,0501	0,0971	6,4	339,8608	4,8204	12,3189	230	0,078	0,498	3,4506
255	97	Barbosa	49	Guatapé	36,634	0,0054	0,035	0,0671	6,5	339,8608	3,3211	8,48723	230	0,0782	0,5058	3,4639
256	40	Miraflores	49	Guatapé	51,576	0,0076	0,0486	0,0942	6,4	339,8608	4,6756	11,9488	230	0,078	0,4985	3,4515
257	45	Guadalupe	46	Porce	2,036	0,0003	0,0036	0,0045	10,3	399,3365	0,1846	0,47173	230	0,0904	0,9329	4,1936
258	39	Envigado	47	Oriente	28,599	0,0042	0,0277	0,0526	6,5	339,2132	2,5927	6,62573	230	0,0784	0,5129	3,476
259	39	Envigado	49	Guatapé	63,379	0,0093	0,0593	0,1155	6,4	339,2132	5,7456	14,6833	230	0,0779	0,4952	3,4458
260	47	Oriente	49	Guatapé	35,469	0,0052	0,034	0,065	6,5	339,2132	3,2155	8,21733	230	0,0783	0,5066	3,4653
261	47	Oriente	48	Playas	54,973	0,0081	0,0517	0,1003	6,4	339,8608	4,9836	12,7359	230	0,078	0,4974	3,4496
262	48	Playas	49	Guatapé	21,262	0,0032	0,0211	0,0393	6,7	339,8608	1,9275	4,92591	230	0,0788	0,524	3,495
263	49	Guatapé	52	Jaguas	16,468	0,0022	0,014	0,0263	6,3	445,0362	1,4929	3,81513	230	0,0718	0,4488	3,0222
	53	Bolívar	93	Bolívar ^{sk}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
264	53	Bolívar	50	Cartagena	18,518	0,0028	0,0186	0,0343	6,7	389,9718	1,5602	3,98728	230	0,0789	0,5304	3,5059
265	53	Bolívar	57	Sabanalarga	66,42	0,0098	0,0621	0,121	6,3	338,4769	5,5963	14,3017	230	0,0779	0,4945	3,4447
266	53	Bolívar	54	Ternera	10,548	0,0016	0,0113	0,0199	7,1	272,8023	0,8888	2,27125	230	0,08	0,5679	3,5701
267	50	Cartagena	51	Candelaria	2,888	0,0005	0,0044	0,0061	9,2	340,1609	0,2433	0,62181	230	0,0866	0,7995	3,9656

Corredor	Ni	Nombre	Nj	Nombre	Long. km	R pu	X pu	B pu	X/R	Capacidad (MW)	Costo 10 ⁶ U\$		Tensión kV	R Ω/km	X Ω /km	B uS/km
											Reconduc torizar	Circuito Nuevo				
268	51	Candelaria	54	Tenera	3,125	0,0005	0,0046	0,0065	9	340,1609	0,2633	0,67287	230	0,0859	0,7753	3,9243
269	54	Tenera	57	Sabanalarga	80,183	0,0118	0,0746	0,1459	6,3	272,8023	6,7559	17,2652	230	0,0779	0,4921	3,4406
	57	Sabanalarga	86	Sabanalarga ^{5k}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
270	57	Sabanalarga	55	Nueva Barranquilla	43,988	0,0065	0,0417	0,0804	6,4	404,4344	3,7063	9,47163	230	0,0781	0,5016	3,4568
271	57	Sabanalarga	58	Fundación	91,952	0,0135	0,0832	0,1689	6,2	357,0005	7,7476	19,7993	230	0,0774	0,4787	3,4718
272	57	Sabanalarga	60	Tebasa	38,423	0,0057	0,0367	0,0704	6,5	303,1136	3,2374	8,27333	230	0,0782	0,5046	3,4619
273	55	Nueva Barranquilla	56	Termoflores	7,325	0,0011	0,0084	0,0141	7,5	345,3587	0,6172	1,57723	230	0,0811	0,6064	3,6357
274	58	Fundación	59	Santa Marta	84,204	0,0124	0,0783	0,1532	6,3	284,5901	7,0947	18,131	230	0,0778	0,4916	3,4397
275	58	Fundación	65	Copey	49,414	0,0073	0,0466	0,0903	6,4	259,3306	4,1634	10,6399	230	0,0781	0,4993	3,4528
276	65	Copey	64	Valledupar	93,464	0,0137	0,0867	0,17	6,3	257,6466	7,875	20,1249	230	0,0778	0,4905	3,4378
	65	Copey	92	Copey ^{5k}	T		0,0267		38	450	7,9964	7,9964	230/500			
277	59	Santa Marta	61	Termogujaira	91,51	0,0135	0,0849	0,1664	6,3	284,5901	7,7103	19,7041	230	0,0778	0,4907	3,4382
278	61	Termogujaira	62	Cuestecitas	95,455	0,014	0,0885	0,1736	6,3	272,8023	8,0427	20,5536	230	0,0778	0,4903	3,4375
279	83	San Mateo (Cúcuta)	63	Corozo	48,5	0,0072	0,0458	0,0886	6,4	339,5786	4,0865	10,4432	230	0,0781	0,4996	3,4534
280	62	Cuestecitas	64	Valledupar	116,371	0,0171	0,1075	0,2114	6,3	246,228	9,805	25,0572	230	0,0778	0,4886	3,4345
281	93	Bolívar ^{5k}	92	Copey ^{5k}	166,68	0,0021	0,0216	2,1463	10,1	1886,116	21,2299	54,2542	500	0,0319	0,3235	5,1507
282	86	Sabanalarga ^{5k}	87	Chinú ^{5k}	183,893	0,0024	0,0241	2,3773	10	2349,122	23,4223	59,857	500	0,0326	0,3278	5,171
283	87	Chinú ^{5k}	88	Cerromatoso ^{5k}	131,871	0,0017	0,0171	1,6834	10,1	2350,771	16,7963	42,924	500	0,0321	0,3237	5,1061
284	92	Copey ^{5k}	91	Ocaña ^{5k}	240,981	0,0031	0,031	3,0835	10	1886,116	30,6936	78,4392	500	0,0322	0,3215	5,1183
285	91	Ocaña ^{5k}	90	Primavera ^{5k}	247,032	0,0032	0,0318	3,1599	10	1886,116	31,4643	80,4088	500	0,0322	0,3214	5,1165
286	90	Primavera ^{5k}	88	Cerromatoso ^{5k}	245,213	0,0032	0,0315	3,1369	10	2473,622	31,2326	79,8167	500	0,0322	0,3214	5,117
287	90	Primavera ^{5k}	89	San Carlos ^{5k}	82,639	0,001	0,0109	1,0862	10,6	2473,622	9,6344	24,6213	500	0,0311	0,3301	5,2575
288	88	Cerromatoso ^{5k}	89	San Carlos ^{5k}	229	0,0031	0,0295	2,8609	9,5	2441,534	26,6979	68,2279	500	0,0339	0,3216	4,9973
289	89	San Carlos ^{5k}	94	La Virginia ^{5k}	212,244	0,0025	0,027	2,7737	10,8	1861,65	24,7444	63,2356	500	0,0294	0,3178	5,2274
290	94	La Virginia ^{5k}	95	San Marcos ^{5k}	165,784	0,002	0,0213	2,1737	10,4	1962,369	19,3279	49,3934	500	0,0307	0,3209	5,2446
291	96	Bacatá ^{5k}	90	Primavera ^{5k}	196,923	0,0025	0,0254	2,5278	10,1	1791,115	22,9582	58,6709	500	0,032	0,3225	5,1345
292	71	Comuneros	98	Merilétrica	2	0,0003	0,0036	0,0045	10,4	396,6551	0,1685	0,43068	230	0,0906	0,941	4,2075
293	62	Cuestecitas	99	Cuatricentenario	42,079	0,0068	0,0417	0,0732	6,1	390,0716	3,5454	9,06051	230	0,0859	0,5245	3,2899
294	8	Jamondino	100	Pomasqui	212,0915	0,0311	0,1945	0,3847	6,2	482,6024	19,2273	49,1364	230	0,0777	0,485	3,4284

