

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Proyección de la expansión de la red de distribución eléctrica del departamento de La
Guajira en los niveles de tensión 3 y 4 para el área de influencia de Riohacha, Manaure, Ballenas
y Uribia

María Carolina Arango Verbel

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magíster en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica

Director

Óscar Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2022

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Dedicatoria

En la vida hay seres que marcan nuestros caminos y son el impulso que nos lleva a la cima del éxito. En ese conjunto de seres humanos siempre estará presente mi familia, mis amigos mis profesores y compañeros de trabajo.

A mi madre, ese maravilloso ser que me forjó en sus entrañas y desde niña me moldeó para que buscara la perfección. A mi padre, la otra parte de mi vida, el que me consiente y con ternura besa mis mejillas y me hace sonreír. A mi hermano, quien hoy sigue mis pasos y espero ser su modelo para seguir. A Mimi, mi abuela, a quien le debo más de lo imaginable y a mi compañero de vida que con su paciencia y apoyo incondicional contribuyó a que esto fuera posible.

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Agradecimientos

Hoy nuevamente dirijo la mirada al cielo para darle gracias a Dios, por las maravillas que ha hecho en mi vida. Él ha sido, es y será siempre guía y soporte de mi vida y el camino a seguir para alcanzar las metas que me tiene destinadas.

A mi familia, quien en todo momento apoyó mis sueños para hacerlos realidad.

A mi profesor Óscar Quiroga, quien con su sabiduría y paciencia dirigió mi trabajo de grado.

A Air-e, la empresa que aportó información para lograr esta meta.

A Farid, invaluable compañero de trabajo, quien apoyó mi proyecto de formación profesional.

Gracias, a todas esas personas que me han rodeado y apoyado.

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	3
1. REVISIÓN DEL MARCO REGULATORIO Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA RED ELÉCTRICA DE LA GUAJIRA.....	7
1.1 Marco regulatorio colombiano para la planeación de la expansión de la red eléctrica.....	7
1.2 Proceso de planeamiento de sistemas eléctricos.....	12
1.2.1 Análisis del sistema.....	13
1.2.2 Identificación de alternativas.....	14
1.2.3 Análisis técnico-financiero.....	14
1.2.4 Selección de alternativas.....	15
1.3 Estado actual de la red eléctrica del departamento de La Guajira.....	15
1.3.1 Descripción del sistema eléctrico de La Guajira.....	17
2. METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA DE EXPANSIÓN.....	22
2.1 Consideraciones generales.....	24
2.2 Horizonte de análisis.....	25
2.3 Proyección de la demanda.....	25
2.4 Proyectos de expansión e inversión.....	26
2.5 Proyectos de generación.....	28
2.6 Descripción de alternativas simuladas.....	29

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

2.6.1 Alternativa 1.....	30
2.6.2 Alternativa 2.....	31
3. ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN	33
3.1 Contingencias analizadas	33
3.2 Perfiles de tensión	33
3.2.1 Perfiles de tensión caso base.....	34
3.2.2 Perfiles de tensión alternativa 1	36
3.2.3 Perfiles de tensión alternativa 2	39
3.3 Resultados de cargabilidades	41
3.3.1 Resultados de cargabilidades para el caso base	42
3.3.2 Resultados de cargabilidades para la alternativa 1	45
3.3.3 Resultados de cargabilidades para la alternativa 2	49
3.4 Resultados de cortocircuito.....	53
3.5 Resultados de pérdidas técnicas.....	55
3.6 Resultados de confiabilidad	56
3.7 Resultados de racionamiento	57
3.8 Resultados de análisis financiero	59
3.8.1 Costos de inversión.....	59
3.8.2 Beneficios del proyecto.....	62
3.9 Rentabilidad del proyecto	65
4. CONCLUSIONES.....	66

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 68

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Criterios para la planeación de la expansión del OR	9
Tabla 2 Horizontes de planeación.....	9
Tabla 3 Transformadores de conexión al STR de La Guajira	18
Tabla 4 Transformadores de conexión al SDL de La Guajira	21
Tabla 5 Proyección de demanda UPME	26
Tabla 6 Proyectos de generación conceptuados.....	28
Tabla 7 Contingencias analizadas	33
Tabla 8 Resultados de tensiones [p.u.] caso base en operación normal y ante contingencias	34
Tabla 9 Resultados de tensiones [p.u.] alternativa 1 en operación normal y ante contingencias .	36
Tabla 10 Resultados de tensiones [p.u.] alternativa 2 en operación normal y ante contingencias	39
Tabla 11 Resultados de cargabilidades para el caso base en operación normal y ante contingencias.....	42
Tabla 12 Resultados de cargabilidades para la alternativa 1 en operación normal y ante contingencias.....	46
Tabla 13 Resultados de cargabilidades para la alternativa 2 en operación normal y ante contingencias.....	50
Tabla 14 Resultados de cortocircuito.....	54
Tabla 15 Pérdidas en MW/día.....	55
Tabla 16 ENS anual en MWh/año	57

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Tabla 17 Energía racionada	58
Tabla 18 ENS anual en MWh/año por racionamiento.....	58
Tabla 19 Costos de la alternativa 1	59
Tabla 20 Costos de la alternativa 2.....	60
Tabla 21 Resumen de costos de las alternativas	61
Tabla 22 Beneficios por pérdidas MCOP	62
Tabla 23 Beneficios por confiabilidad MCOP.....	63
Tabla 24 Beneficios por racionamiento MCOP.....	64
Tabla 25 Beneficios de las alternativas.....	65
Tabla 26 Indicadores financieros de las alternativas.	65

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Elementos de planeamiento.....	11
Figura 2 Planeamiento de un sistema de distribución.....	13
Figura 3 Mapa de radiación solar de Colombia.....	16
Figura 4 Mapa de velocidad promedio de vientos.....	16
Figura 5 Diagrama Unifilar del STN y STR del área GCM.....	19
Figura 6 Recorrido aproximado de la línea 34,5 kV.....	20
Figura 7 Metodología para propuesta de expansión.....	22
Figura 8 Trazado preliminar de las líneas Cuestecitas-Uribia y Uribia-Jouktai 110 kV.....	30
Figura 9 Trazado preliminar de las líneas Cuestecitas-Uribia, Uribia-Jouktai y Maicao-Riohacha 110 kV.....	31

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

Lista de Siglas

AOM: Administración, operación y mantenimiento.

AT: Alta tensión.

B/C: Beneficio-Costo.

CC: Cortocircuito.

CRO: Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía.

GCM: Guajira-Cesar-Magdalena

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ENS: Energía No Suministrada.

ESPS: Esquemas suplementarios.

DNA: Demanda No Atendida.

FPO: Fecha de puesta en operación.

FENC: Fuentes de energías no convencionales.

IPP: Índice de precios del productor.

kV: Kilo Voltio.

MMCOP: miles de millones de pesos colombianos

MME: Ministerio de Minas y Energía.

MVA: Mega Voltio Amperio.

MVA_r: Mega Voltio Amperio Reactivo.

MW: Megavatio.

OR: Operador de Red.

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

PARATEC: Parámetros técnicos.

PIB: Producto interno bruto.

S/E: Subestación.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SNC: Simulación no converge.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

UUCG: Unidades constructivas.

UPME: Unidad de Planeación Minero – Energética.

VPN: Valor presente neto.

XM: Expertos en Mercado.

Resumen

Título: Proyección de la expansión de la red de distribución eléctrica del departamento de La Guajira en los niveles de tensión 3 y 4 para el área de influencia de Riohacha, Manaure, Ballenas y Uribia*

Autor: María Carolina Arango Verbel**

Palabras Clave: Cargabilidad, Expansión de la red, Planificación, Proyección de demanda, Regulación de tensión.

Descripción: La red de distribución eléctrica de los niveles de tensión 3 y 4 del departamento de La Guajira en el área de influencia de Riohacha, Manaure, Ballenas y Uribia, presenta problemas para operar debido al agotamiento de la capacidad instalada, así como a deficiencias en la configuración y al mal estado de los activos que la componen. La red actual presenta una baja confiabilidad, además, en horarios de máxima demanda se presentan altas cargabilidades en sus activos y bajas tensiones en las subestaciones. Todo esto se resume en la mala calidad del servicio prestado, lo cual afecta el bienestar y desarrollo de las comunidades de la región, e impacta en la imagen del operador de red de la zona.

En este trabajo de aplicación se proponen alternativas para la expansión de la red eléctrica en esa zona en los niveles de tensión 3 y 4, que solucionen a mediano plazo la problemática de la región, considerando diferentes escenarios en la demanda. Se emplea el software especializado Power Factory DigSilent como principal herramienta para la validación técnica de las alternativas, mientras que para la evaluación financiera se realiza un análisis de beneficio costo y se tienen en cuenta las unidades constructivas definidas por la CREG. Los resultados indican que la mejor alternativa representa una inversión de 27.912 MCOP, y tiene un beneficio- costo de 34,06.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: Óscar Quiroga PhD. Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Abstract

Title: Projection of the expansion of the electricity distribution network of the department of La Guajira at voltage levels 3 and 4 for the area of influence of Riohacha, Manaure, Ballenas and Uribia*

Author: María Carolina Arango Verbel **

Key Words: Chargeability, Demand projection, Network expansion, Planning, Voltage regulation

Description: In the department of La Guajira, at voltage levels 3 and 4 for the area of influence of Riohacha, Manaure, Ballenas and Uribia, the electrical distribution network has issues to operate because of lack of planning, electrical performance deficiency and the asset's obsolete condition. The current network has low reliability, and its assets have high chargeability and low voltages in the substations during peak hours. The latter translates into a poor quality of service which affects the local communities' well-being and progress as well as the operator's image in the zone.

In this application work, alternatives are proposed for the expansion of the electrical network in that area at voltage levels 3 and 4, which solve the region's problems in the medium term, considering different demand scenarios. The specialized software Power Factory DigSilent is used as the main tool for the technical validation of the alternatives, while for the financial evaluation a cost-benefit analysis is carried out, considering the construction units defined by the CREG. The results indicate that the best alternative represents an investment of 27.912 MCOP and has a benefit-cost of 34,06.

* Degree Work

** Department of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Óscar Quiroga PhD. Electrical and Electronic Engineering.

Introducción

La electricidad es un servicio fundamental de nuestras sociedades modernas. Nos permite tener un mayor desarrollo tecnológico, económico y de confort. Debido a esto, el gobierno colombiano ha promovido planes de inversión y expansión que permitan a los usuarios nacionales contar con un servicio confiable y de calidad. Sin embargo, la adjudicación y ejecución de estos planes es compleja y de larga duración, lo cual genera que algunas comunidades continúen con mala prestación del servicio de energía, siendo este el caso del departamento de La Guajira.

La Guajira posee gran riqueza en recursos minero-energéticos y de generación con energías renovables. Sin embargo, históricamente ha sido uno de los departamentos colombianos que se ha caracterizado por tener poco desarrollo social y ambiental, así como una precaria prestación de los servicios públicos, y el servicio de energía eléctrica es de muy baja calidad.

Los periódicos de la región manifiestan la problemática energética existente. El periódico Diario del Norte menciona que: “el servicio público de electricidad constituyó como un problema que no solo deteriora y va en contra del mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos habitantes de estos dos centros urbanos, sino que también económicamente le surte un gran efecto negativo para su progreso” (Gómez, 2021). Además, se resalta que las fallas eléctricas en la región se vienen presentando históricamente, para el año 2021 Manaure y Uribia presentaron 211,96 horas de indisponibilidad del servicio (AIR-E, 2021). En la actualidad en

para estas zonas el nuevo operador de red está realizando inversiones para mejorar la calidad del servicio (AIR-E, 2021).

Para garantizar una mejora de la calidad de vida de las comunidades de Manaure, Ballenas y Uribia, es necesario que estas cuenten con redes eléctricas confiables, seguras y de calidad. Por este motivo el presente trabajo de aplicación sugiere y analiza diferentes alternativas de solución para las restricciones presentes en la red eléctrica de dichos municipios.

Estas alternativas contarán con un análisis de operación del sistema en estado estable, contingencias y cortocircuitos en nodos de transformación y distribución. A su vez, se realiza una valoración financiera de dichas alternativas haciendo uso de las unidades constructivas establecidas en el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 del 2018. Finalmente se hará un análisis del beneficio/costo de estas y se sugiere aquella con la mayor viabilidad técnico-financiera.

Los resultados de este trabajo de aplicación pueden servir de referencia para el operador de red del departamento, de otras regiones o para la UPME. De igual forma, el trabajo permitirá mejorar el conocimiento del estado de la red eléctrica, ayudar a las comunidades del departamento de La Guajira o ayudar a los usuarios de otros departamentos que consideren que alternativas de solución similares puedan ser implementadas en su red eléctrica regional.

El presente trabajo de grado tiene como objetivo general proyectar la expansión de la red de distribución eléctrica de los niveles de tensión 3 y 4 del departamento de La Guajira para el área de influencia de Riohacha, Manaure, Ballenas y Uribia, garantizando el cumplimiento de los límites de cargabilidad y de tensión operativa. Además de:

- Identificar las necesidades de la red del departamento de La Guajira, principalmente en el área de Manaure, Ballenas y Uribia.
- Modelar en PowerFactory la red del departamento de La Guajira.
- Modelar las alternativas de expansión para el área de influencia.
- Seleccionar una alternativa de expansión de acuerdo con los resultados obtenidos en las simulaciones.

Este trabajo de grado se encuentra compuesto por cuatro capítulos, en los cuales se realizan el modelamiento de la topología de la red del departamento identificando los puntos de generación, transformación y transmisión relevantes, así como una revisión de las normas y resoluciones vigentes a la fecha de publicación de este trabajo que estén relacionadas con la planificación e implementación de dichas alternativas.

El primer capítulo está compuesto por un marco conceptual el cual contiene una revisión bibliográfica de los conceptos generales de un sistema eléctrico de potencia, revisión del marco regulatorio colombiano asociado a los planes de expansión, una descripción del proceso de

planeamiento de las redes eléctricas y por último un resumen del estado actual de la red del departamento de La Guajira.

En el segundo capítulo, se presentará la metodología utilizada para realizar la propuesta de expansión. Se realizarán las simulaciones en Power Factory Digsilent de las redes que conectan los municipios de Manaure, Ballenas y Uribia a 34,5 kV y sus barrajes a 13,8 kV. De igual forma, se mostrarán las simulaciones realizadas en la red de transmisión a 110 kV que conecta a los municipios de Maicao y Riohacha, así como su alimentación desde el STN. Estas simulaciones para el estado actual de la red y para cada una de las alternativas de solución en el horizonte del corto, mediano y largo plazo.

En el tercer capítulo se presentará una evaluación y análisis de los resultados del flujo de carga de la red, tensiones, niveles de cortocircuito, confiabilidad y condiciones en falla N-1 para cada una de las alternativas planteadas. A su vez, también se realizará un análisis técnico-financiero de cada alternativa y se resaltará la alternativa que resultó con mayores beneficios. Por último, en el cuarto capítulo, se presentarán las conclusiones y/o recomendaciones obtenidas por el trabajo de grado.

1. Revisión del marco regulatorio y situación actual de la red eléctrica de La Guajira

En este capítulo se realiza una revisión bibliográfica sobre regulación y normativa colombiana que se debe tener en cuenta para desarrollar una propuesta de expansión dentro del sistema interconectado nacional (SIN) y se describe la situación actual de la red del departamento de La Guajira.

1.1 Marco regulatorio colombiano para la planeación de la expansión de la red eléctrica

Con el fin de garantizar la atención de la demanda bajo principios de seguridad, calidad y confiabilidad, en Colombia a lo largo de los años se han venido creando leyes y regulaciones enfocadas al planeamiento del SIN. En 1994 se creó la Ley 142 la cual en el artículo 67.2 establece que el Ministerio de Minas y Energía tiene como función realizar máximo cada cinco años un plan de expansión que determine las inversiones necesarias para garantizar la prestación del servicio (Congreso de Colombia, LEY 142 DE 1994, 1994).

A su vez de acuerdo con lo indicado por el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, y modificado por el artículo 67 de la Ley 1151 de 2007, se establece que el Ministerio de Minas y Energía será el encargado de definir los planes de expansión del SIN e indicar los criterios para la planeación del STR y SDL (Congreso de Colombia, LEY 143 DE 1994, 1994).

En la Resolución CREG 025 de 1995, en la que se establece el Código de Planeamiento de la Expansión del STR, se indica en el numeral 7 que anualmente se debe entregar por parte de los agentes (generadores, transmisores distribuidores y comercializadores) información de

planeamiento del sistema que operan para la preparación del plan de expansión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 025 de 1995, 1995). La Resolución 0967 de 2006 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) indica que a más tardar el 15 de febrero de cada año los agentes deben enviar la información de planeamiento estándar (Unidad de Planeación Minero Energética, 2006).

Según la Resolución CREG 070 de 1998 la UPME tiene la responsabilidad de la elaboración y la actualización del Plan de Expansión del SIN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, RESOLUCIÓN No. 70, 1998). En este plan se deben definir las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo junto con los proyectos que cubran esas prioridades. Además, se realiza con la infraestructura eléctrica actual, se tienen en cuenta los proyectos futuros, las generaciones convencionales y renovables y la proyección del crecimiento de la demanda de la energía eléctrica (Unidad de Planeación Minero Energética, Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019 – 2033, 2019).

De igual manera la Resolución CREG 070 de 1998 en el numeral 3 de su anexo general, indica que el Operador de Red (OR) es el encargado de elaborar el Plan de Expansión del sistema que opera y de acuerdo con el Artículo 3 el OR debe entregarlo a la UPME a más tardar el 15 de junio. Además, esta resolución establece los criterios para realizar el planeamiento de las expansiones por parte del OR (Comisión de Regulación de Energía y Gas, RESOLUCIÓN No. 70, 1998), estos se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1

Criterios para la planeación de la expansión del OR

Criterio	Descripción
Atención de demanda	Proyección de la demanda haciendo uso de modelos técnico-económicos.
Adaptabilidad	Incorporación de avances científicos y tecnológicos que aporten calidad y eficiencia a un menor costo.
Flexibilidad	El OR podrá proponer nuevas obras fuera del plan aprobado, así como excluir obras previamente aprobadas respaldado por la dinámica de la demanda.
Viabilidad ambiental	Cumplimiento de la normativa ambiental en vigencia.
Normas y permisos	Las obras de expansión deberán cumplir con todas las normas y contar con los permisos solicitados para dicha actividad.
Eficiencia Económica	Se debe considerar la minimización de los costos.
Calidad y continuidad del suministro	Las inversiones propuestas por el OR deberán garantizar la calidad y continuidad del servicio, a través de proyectos de modernización, automatización, ampliación, entre otros.
Coordinación con el SIN	La planificación realizada por el OR deberá considerar los planes de expansión de generación y transmisión propuestos por la UPME anualmente.

Nota: Criterios establecidos en la Resolución 070 de 1998 para desarrollar la planeación de la expansión de los OR. Fuente (Comisión de Regulación de Energía y Gas, RESOLUCIÓN No. 70, 1998) y adaptado por M. Arango, 2022.

Dentro de los procedimientos y metodologías de planeación para la expansión indicados en la Resolución CREG 070 de 1998 se encuentra que cada OR debe considerar tres horizontes de planeación: corto, mediano y largo plazo (ver Tabla 2).

Tabla 2

Horizontes de planeación

Horizonte	Equivalentes	Descripción
Corto Plazo	1 año	Período operativo, OR simula su sistema.
Mediano plazo	5 años	Período decisorio, el OR determina las obras que requiere para atender el crecimiento vegetativo de la demanda

Horizonte	Equivalente	Descripción
Largo plazo	10 años	Período estratégico, el OR de manera global determina la expansión del sistema que opera.

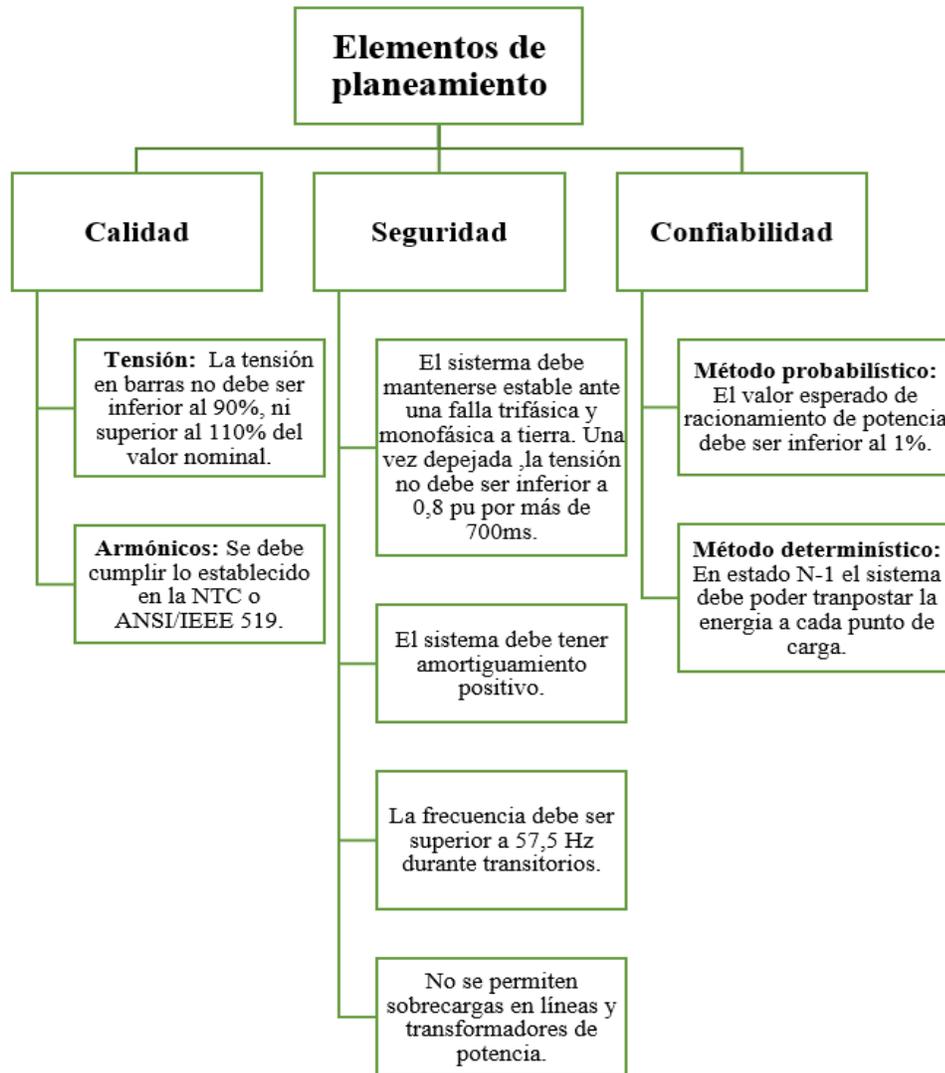
Nota: Horizontes a tener en cuenta en la planeación de la expansión por parte del OR según la Resolución 070 de 1998. Fuente (Comisión de Regulación de Energía y Gas, RESOLUCIÓN No. 70, 1998) y adaptado por M. Arango, 2022.

Se deben identificar varias alternativas de expansión considerando que la selección de la mejor alternativa se debe basar en evaluaciones técnicas y financieras, donde se priorice la de menor costo teniendo en cuenta el valor de las inversiones por unidades constructivas definidas en la Resolución 015 del 2018 la cual establece la metodología de remuneración de la distribución en el SIN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, RESOLUCIÓN No. 015 DE 2018, 2018), costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) y pérdidas de energía (Comisión de Regulación de Energía y Gas, RESOLUCIÓN No. 70, 1998).

Para el caso de los Planes de Expansión del STN, el Código de Planeamiento indica que los proyectos se deben evaluar en períodos de corto, mediano y largo plazo, además de que deben ser técnica y financieramente factibles, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad, definidos como elementos de planeamiento (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 025 de 1995, 1995). Estos elementos se detallan en la Figura 1.

Figura 1

Elementos de planeamiento



Nota: Fuente (Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 025 de 1995, 1995)

y adaptado por M. Arango, 2022.

1.2 Proceso de planeamiento de sistemas eléctricos

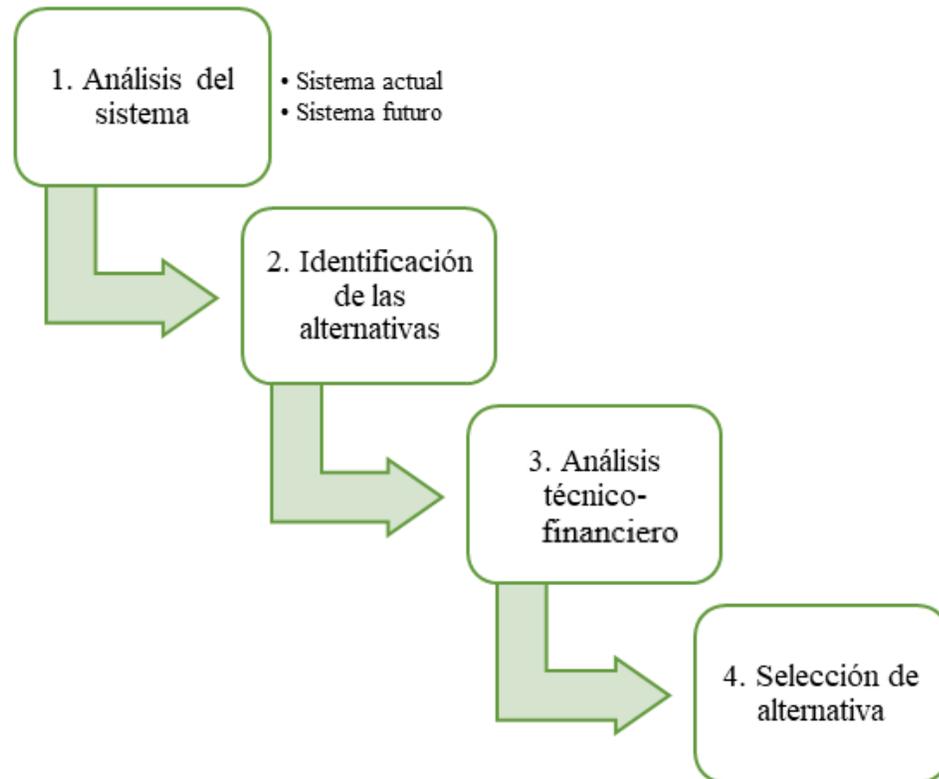
El objetivo de la planificación de los sistemas de transmisión y distribución consiste en poder atender la demanda eléctrica futura con una expansión ordenada y económica. Con la planificación una empresa de servicios públicos puede mantener un buen servicio y lograr metas financieras, por lo anterior H. Lee Willis establece los siguientes cinco pasos (Willis, 2004):

1. Identificar el problema: por ejemplo, pronosticar las zonas de crecimiento donde la demanda superará su capacidad actual.
2. Establecer objetivos: todo planeador debe tener claro cuáles son las metas por lograr al menor costo posible.
3. Identificar alternativas: se plantean varias soluciones al problema.
4. Evaluación de las alternativas: se evalúa la confiabilidad, rendimiento y costos de las alternativas.
5. Selección de alternativa: se escoge la alternativa más económica que dé solución a las necesidades halladas.

En concordancia a lo mencionado por H. L. Willis, en Colombia el planeamiento de la expansión de un sistema eléctrico se resume en la Figura 2.

Figura 2

Planeamiento de un sistema de distribución



Nota: Etapas del planeamiento en Colombia. Tomado de (ISA Interconexión Eléctrica S.A., 1992) y adaptado por M. Arango, 2022.

1.2.1 Análisis del sistema

Para la planeación de la expansión se debe realizar un diagnóstico del sistema y considerar las condiciones de operación actuales en estado estable y ante contingencias (N-1), mediante flujos de carga y programas de cortocircuitos (CC).

En el caso del estado de la red en condiciones futuras, se deben tener en cuenta los proyectos previamente aprobados por la UPME, las proyecciones de la demanda en el horizonte de análisis. Mediante flujos de carga se realiza el análisis eléctrico en operación normal y ante contingencias. Con el estudio de CC se verifica que las capacidades de interrupción de los activos no superen su capacidad de diseño. Se evalúan los índices de confiabilidad con técnicas predictivas de acuerdo con históricos de tasas de fallas y tiempos de reparación.

1.2.2 Identificación de alternativas

Una vez identificadas las necesidades de la red se debe limitar la cantidad de alternativas de expansión. Para identificarlas ISA propone dos procedimientos: 1. lógica heurística o experiencia del planificador o 2. Mediante técnicas de optimización como programación lineal y la dinámica (ISA Interconexión Eléctrica S.A., 1992).

1.2.3 Análisis técnico-financiero

En el análisis técnico se verifica que se solucionen las necesidades identificadas en la red por medio de las alternativas planteadas durante todo el horizonte de tiempo estipulado.

En el análisis financiero se determina la viabilidad de las alternativas que previamente resultan favorables técnicamente, para ello se utiliza el indicador económico de Beneficio – Costo (B/C).

1.2.4 Selección de alternativas

Una vez realizados los análisis técnicos y financieros de las alternativas para dar solución a las necesidades de la red se selecciona la que tenga un B/C mayor a la unidad, en caso de haber más de una se selecciona la que tenga un indicador de mayor valor.

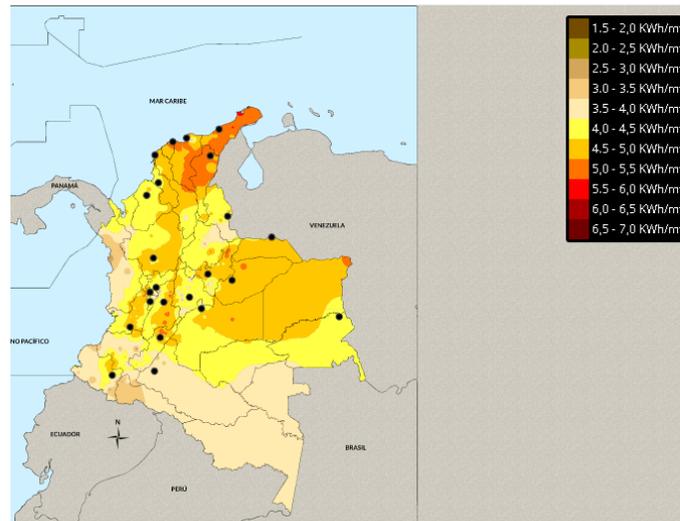
1.3 Estado actual de la red eléctrica del departamento de La Guajira

El departamento de La Guajira está ubicado en el extremo norte de Colombia, en la región Caribe. Tiene como principal actividad económica la administración pública y la defensa, seguido por minas y canteras y actividades de comercio al por mayor y al por menor, alojamiento y servicios de comida, en último lugar se encuentran las actividades profesionales, científicas y técnicas (DANE, 2021); su Producto Interno Bruto (PIB) a precios corrientes en 2021 fue de \$14.466 (miles de millones) (DANE, Producto Interno Bruto por departamento, 2021). La Guajira se caracteriza por su alto potencial minero-energético, debido a la gran cantidad de recursos naturales como la sal, el gas y el carbón.

La Guajira es una de las zonas de Latinoamérica con alto potencial para la explotación de generación con energías no convencionales como lo es la solar y la eólica dada la alta concentración de vientos alisios que llega al sector y el alto porcentaje de radiación solar (ver Figura 3 y Figura 4), en comparación con otras regiones del país (Unidad de Planeación Minero Energética, Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015).

Figura 3

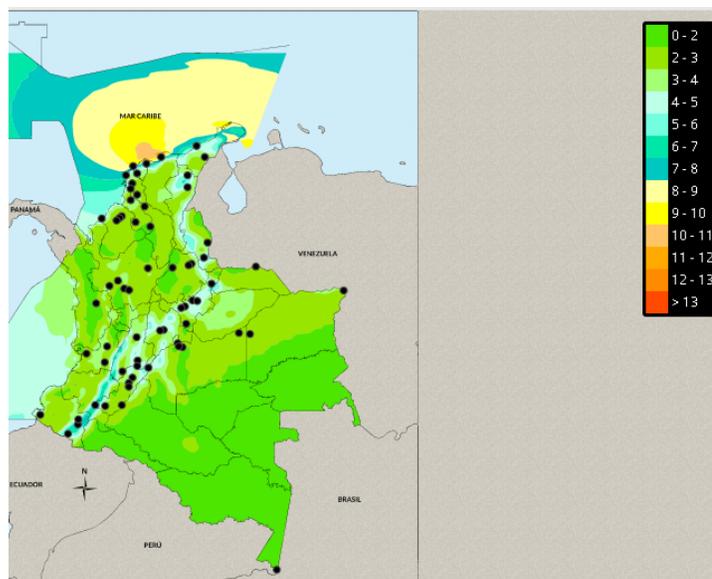
Mapa de radiación solar de Colombia



Nota: Se muestra el mapa de radiación solar de Colombia. Tomado de (IDEAM, 2022).

Figura 4

Mapa de velocidad promedio de vientos.



Nota: Mapa de velocidad promedio de vientos. Tomado de: (IDEAM, Atlas de Viento de Colombia, 2022).

La velocidad de los vientos en el departamento de la Guajira puede llegar en promedio de 9 m/s (ver Figura 4) a 80m de altura con dirección este a oeste. A su vez la Guajira maneja valores de radiación por encima del promedio nacional de alrededor de 6,0 kWh/m²/d (ver Figura 3), lo cual se traduce en una capacidad de explotación alta de energía renovables. A pesar de esto, la Guajira también cuenta con complicaciones para la ejecución de estas obras tales como la infraestructura eléctrica y las negociaciones con las comunidades de esta región (Unidad de Planeación Minero Energética, Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, 2015).

Sin embargo, con la entrada en vigor de la nueva ley de transición energética (Ley 2099 del 2021), la cual moderniza la legislación y promueve el uso de fuentes no convencionales de energía, ha sido posible la entrada de nuevos proyectos de energía renovable, como es el caso del proyecto Guajira 1 de Isagen, primer parque en más de 17 años con una capacidad de hasta 20MW y cuenta con 10 generadores eólicos (La República, 2022).

1.3.1 Descripción del sistema eléctrico de La Guajira

La UPME tiene clasificado al departamento de La Guajira dentro del área de gestión GCM (Guajira-Cesar-Magdalena) esta área se encuentra conectada al STN a través de las subestaciones El Copey y La Loma a nivel de tensión de 500 kV. La Guajira por su parte se

encuentra interconectada a estas a través de las subestaciones Termoguajira y Cuestecitas a nivel de tensión de 220 kV. Estas a su vez conectan el STR del departamento el cual está conformado por la subestación Cuestecitas, Maicao y Riohacha a nivel de 110 kV, siendo esta última la encargada de alimentar el SDL de la zona de Manaure, Ballenas y Uribia. En la Figura 5 se ilustra el diagrama unifilar de la zona GCM donde el color magenta representa las conexiones a 500 kV, el verde las líneas a 200 kV y el marrón las líneas 110kV. De igual forma el color azul representan los proyectos de expansión en diferentes niveles de tensión planteados por la UPME para la zona GCM (Unidad de Planeación Minero Energética, Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2019 - 2033, 2019). La línea punteada delimita la zona de la red de La Guajira.

El STR del departamento de La Guajira se encuentra conformado por un anillo a nivel de 110 kV entre las subestaciones Cuestecitas, Riohacha y Maicao. Los transformadores de potencia del STR del departamento de La Guajira con su respectiva relación de transformación y capacidad en MVA se listan en la Tabla 3.

Tabla 3

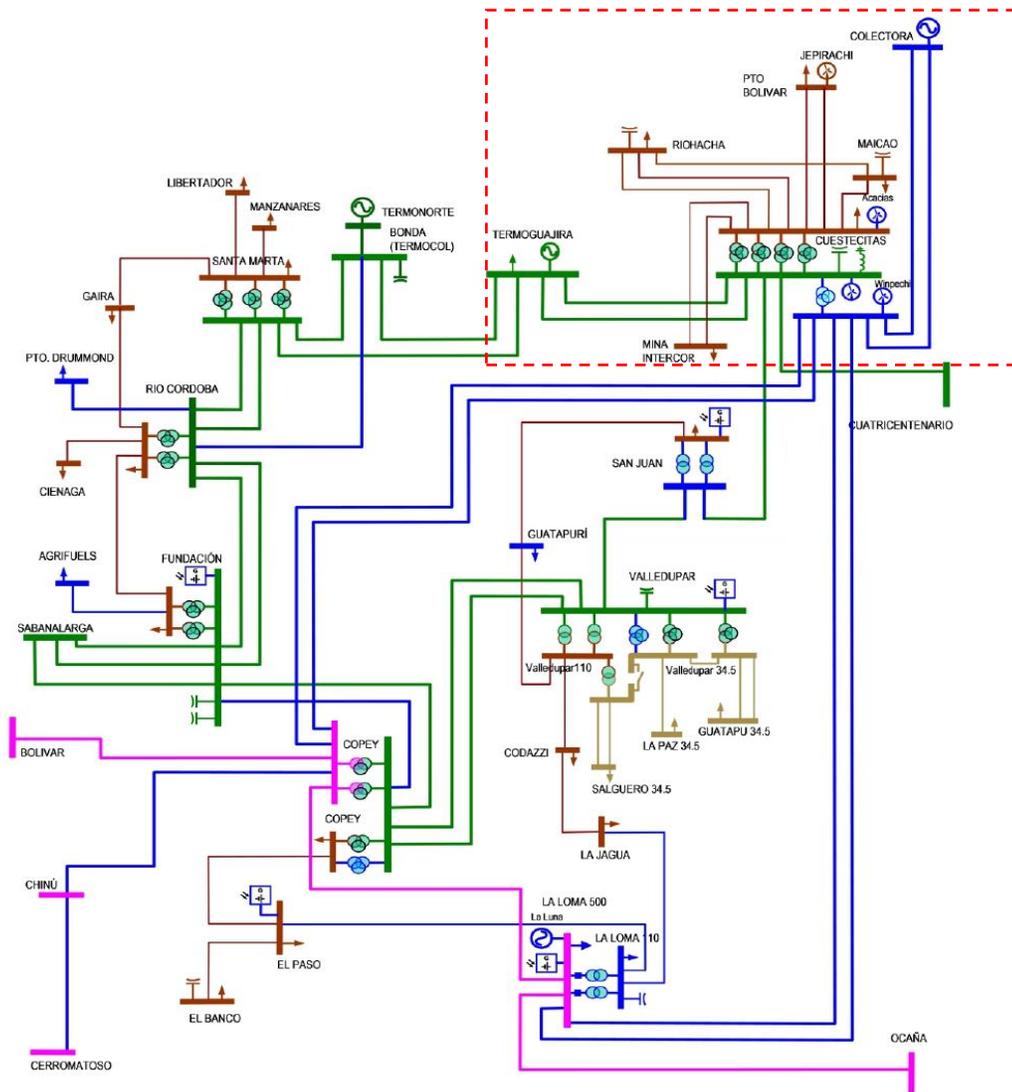
Transformadores de conexión al STR de La Guajira

Subestación	Nivel de transformación [kV]	Capacidad [MVA]
Cuestecitas	220/110	100
	220/110	100
	220/110	60
	220/110	60

Nota: Transformadores de conexión STR que operan en el área de GCM. Parámetros tomados de Paratec.

Figura 5

Diagrama Unifilar del STN y STR del área GCM



ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

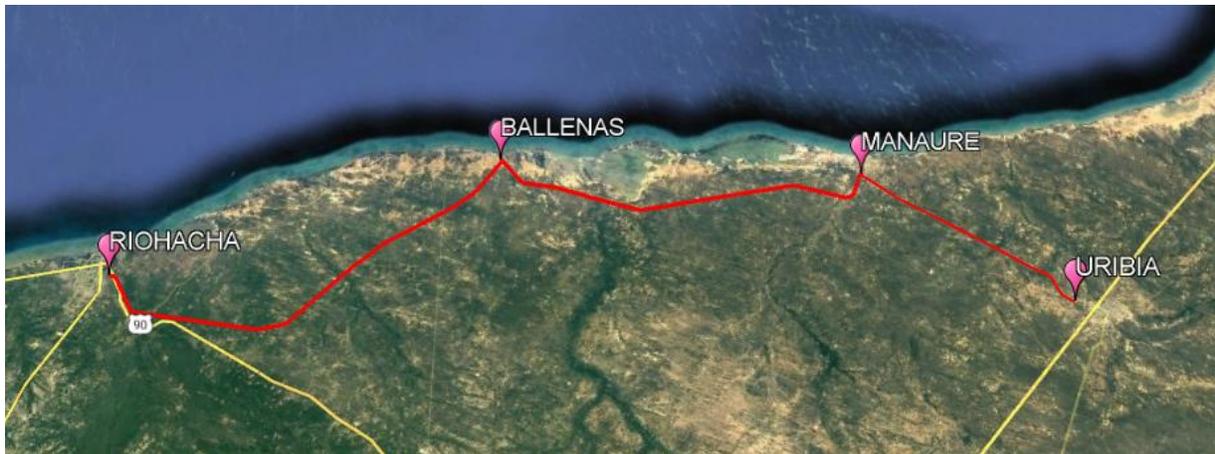
■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de Expansión

Nota: Diagrama Unifilar del STN y STR del área Guajira-Cesar-Magdalena. Tomado de (UPME, PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2020 – 2034 VOLUMEN 3. TRANSMISIÓN, 2021).

Los municipios de Uribia y Manaure cuentan con subestaciones a 34,5/13,8kV para atender toda su demanda comercial y residencial. Sin embargo, estas subestaciones son alimentadas de manera radial por un circuito de 34,5kV de aproximadamente 80km de longitud proveniente de la subestación Riohacha, el cual en su recorrido alimenta primero a la subestación Ballenas, de segundo a la subestación Manaure y por último a la subestación Uribia tal como lo ilustra la Figura 6.

Figura 6

Recorrido aproximado de la línea 34,5 kV



Nota: Recorrido aproximado de la línea 34,5 kV. Fuente: Imagen propiedad de AIRE-S.A.S.

E.S.P.S y adaptado por M. Arango, 2022.

Por lo anteriormente explicado, las poblaciones de estos municipios, en especial de Uribia, perciben una caída de tensión significativa que afecta la calidad del servicio y por ende las condiciones de vida, comercio y salud de sus usuarios. Es importante recalcar que dada la radialidad de la línea 34,5kV, en el caso de la ocurrencia de una falla se presentaría demanda no atendida a un gran número de habitantes. La Tabla 4 muestra los transformadores que hacen parte del SDL de la zona de interés.

Tabla 4

Transformadores de conexión al SDL de La Guajira

Subestación	Nivel de transformación [kV]	Capacidad [MVA]
Riohacha	110/33/13,8	20
	110/33/13,8	20
	110/34.5/13,8	30
	110/34,5	30
Maicao	110/13,8	25
	110/13,8	10
Cuestecitas	110/34,5	25
Ballenas	34,5/13,8	1
Manaure	34,5/13,8	8
Uribia	30/13,8	6,5

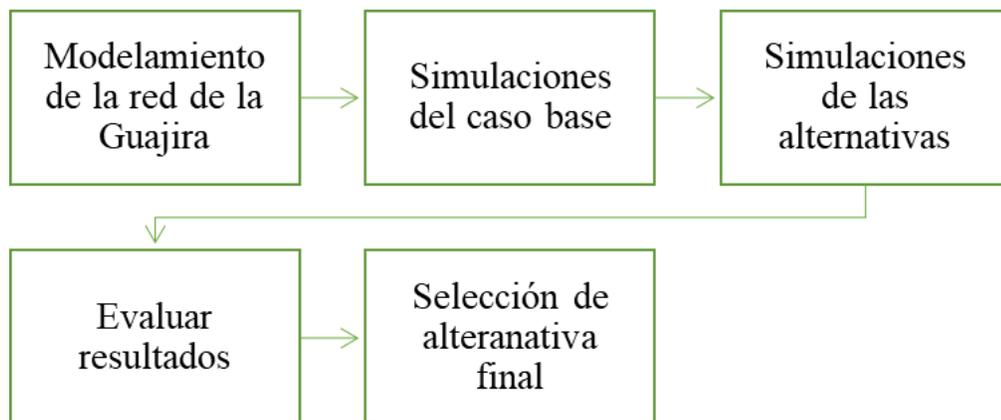
Nota: Transformadores de conexión SDL que operan en el área de GCM. Información propiedad de Air-e S.A.S y adaptado por M. Arango.

2. Metodología para la elaboración de la propuesta de expansión

En este capítulo se detalla la metodología empleada para elaborar una propuesta de expansión bajo los lineamientos exigidos por la UPME. En la Figura 7 se resume el procedimiento utilizado para realizar el planeamiento de la expansión en la red de La Guajira.

Figura 7

Metodología para propuesta de expansión



Nota: Fuente: elaboración propia.

La Figura 7 muestra los pasos a seguir para hacer una planeación de la expansión de un sistema eléctrico, a continuación, se detallan los pasos:

1. Modelamiento de la red del departamento de La Guajira: Consiste en la creación de una base de datos en el software PowerFactory Digsilent en la cual se incluyen los activos que

hacen parte de la red de distribución (nivel 2 y 3) y transmisión (nivel 4) en la zona de interés. Los parámetros técnicos de los activos de la red se parametrizan de acuerdo con la información suministrada en PARATEC. Por su parte, los valores de las cargas en barras se cargan de acuerdo con la información de demanda entregada por el operador de red.

2. Simulación del caso base: Una vez se ha modelado por completo la red actual, teniendo en cuenta los parámetros de cada activo y las demandas de la zona, se realizan simulaciones que serán tomadas como el caso base del estudio. Se revisa que los resultados, tomados para los escenarios máximo, medio y mínimo, sean coherentes con el estado actual de la red.

3. Simulación de las alternativas de solución: Se procede a realizar la simulación de dos alternativas que permitan solucionar las restricciones identificadas en la red, para esto se introducen en la simulación las modificaciones de topología o de activos que contemple la solución. Posteriormente estas son evaluadas para su año de puesta en servicio, así como a los cinco (5) años y diez (10) años desde su puesta en servicio.

4. Evaluación de resultados: Esta etapa consiste en contrastar los resultados obtenidos de cargabilidad, pérdidas técnicas, tensiones, confiabilidad y cortocircuitos entre el caso base y sus alternativas. Este análisis se realiza para el sistema en estado estable y ante una contingencia sencilla (N-1).

5. Selección de alternativa: Una vez evaluados los resultados, se procede a realizar un análisis financiero de cada una de las alternativas. De este se obtiene que se escogerá la alternativa con un beneficio/costo superior a la unidad, si ambas alternativas superan la unidad se escoge aquella con el mayor valor.

2.1 Consideraciones generales

Con el fin de realizar una expansión del STR/SDL en el departamento de La Guajira (en la zona Riohacha, Manaure, Ballenas y Uribia) se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los análisis eléctricos se desarrollan para el día de máxima demanda de la empresa para esta zona en el año 2020 (14 de septiembre). Se realizaron flujos de carga para 24 horas del día, para cada año analizado.
- Para proyectar la demanda se consideró la indicada por la UPME en la revisión de junio del año 2020 en el escenario Pre-COVID.
- Se consideraron como períodos de demanda mínima la hora 07, de demanda media la hora 16 y de máxima la hora 22.
- Se consideró en operación la planta de generación Termonorte 88 MW en la S/E Termocol.
- Los parámetros técnicos empleados son los reportados en la herramienta Paratec.
- Se contemplan los proyectos de generación con concepto aprobatorio UPME publicados en la página web (<http://www.siel.gov.co/>) con fecha del 18/06/2021.

- Se toma como referencia la topología actual de la red y las obras definidas por UPME en el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033 adoptado por el MME mediante la resolución 4-0779 del 21 de octubre de 2019.
- Se consideran proyectos del plan de inversiones 2021 – 2025 del Operador de Red con influencia en la zona de La Guajira.
- La información de demandas y activos del SDL fue suministrada confidencialmente por AIR-E S.A.S E.S.P.

2.2 Horizonte de análisis

El presente documento incluye un análisis para las condiciones que enfrentará la red para el año de entrada en operación del proyecto, es decir, el año 2024, un horizonte medio de 5 años posteriores a su ingreso, año 2029 y como horizonte a largo plazo de 10 años posteriores a su ingreso, año 2034.

2.3 Proyección de la demanda

Para el modelamiento de la red y los respectivos análisis eléctricos se hace necesario realizar un ajuste de la demanda y proyectarla a los años del horizonte a analizar: 2024, 2029 y 2034, dado que la demanda base data del año 2020.

Se utiliza la “Proyección de Demanda de Energéticos ante el COVID-19 2020-2026” en su revisión especial de junio del 2020, publicada por la UPME, se considera el escenario de crecimiento de la demanda de potencia Pre-COVID, el cual se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5

Proyección de demanda UPME

Proyección de la Demanda Potencia Máxima (MW-año)								
Año	Proyección (MW-año)				Crecimiento (%)			
	Pre-COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante	Pre-COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
2020	10.830	10.796	10.688	10.764	1,80%	1,40%	0,40%	1,10%
2021	11.121	11.105	10.899	11.047	2,70%	2,90%	2,00%	2,60%
2022	11.405	11.376	11.097	11.331	2,60%	2,40%	1,80%	2,60%
2023	11.669	11.626	11.293	11.601	2,30%	2,20%	1,80%	2,40%
2024	11.863	11.801	11.428	11.804	1,70%	1,50%	1,20%	1,80%
2025	12.046	11.964	11.560	12.003	1,50%	1,40%	1,20%	1,70%
2026	12.181	12.080	11.650	12.152	1,10%	1,00%	0,80%	1,20%

Nota: Se muestra el crecimiento de la demanda para los escenarios planteados por la UPME: Pre-COVID, abril COVID, mayo COVID y Resultante. Tomado de: (UPME, 2020) y adaptado por M. Arango, 2022.

Para conformar los casos de demanda máxima, media y mínima, se tomaron como referencia las horas 22, 16 y 7 respectivamente. Además, la revisión especial publicada por la UPME no presenta datos de proyección desde el año 2027 en adelante, por lo tanto, se consideró para la proyección de demanda el porcentaje de crecimiento del año 2026.

2.4 Proyectos de expansión e inversión

La resolución CREG 070 de 1998 establece que es función de la UPME generar anualmente el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión el cual debe contener recursos de generación y redes de transmisión para que la demanda energética del país sea abastecida adecuadamente.

El modelo simulado considera los siguientes proyectos de expansión presentados por la UPME en sus últimos planes de expansión y los proyectos de inversión aprobados por la CREG en la resolución 024 del 2021 que el OR estima poner en servicio en el horizonte de tiempo seleccionado:

Proyectos STN definidos en plan expansión GT 2014-2028 (UPME, 2014):

- Noviembre de 2019: Segundo circuito Fundación – Copey 220kV.
- Noviembre de 2019: Nueva subestación 500kV con transformación 500/220kV – 450MVA en Cuestecitas y enlace Copey – Cuestecitas 500kV.

Proyectos STN definidos en plan expansión GT 2015-2029 (UPME, 2015):

- Noviembre de 2022: Obras incorporación de renovables en La Guajira:
 - Dos subestaciones Colectoras en AC a 500kV.
 - Colectora 1: interconectada mediante un doble circuito en AC a Cuestecitas 500kV.
 - Colectora 2: interconectada con un enlace en HVDC VSC de 550kV bipolo entre Colectora 2 y Cerromatoso.
 - Dos estaciones convertoras en las subestaciones Cerromatoso y Colectora 2.
 - Segundo circuito en AC Copey – Cuestecitas 500kV.

Proyectos STN definidos en plan expansión GT 2016-2030 (UPME, 2016):

- Circuito La Loma – Cuestecitas 500kV.

Proyectos STN definidos en plan expansión GT 2017-2031 (UPME, 2017):

- Diciembre 2023: segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500kV.

Proyectos STN definidos en plan expansión GT 2019-2033 (UPME, 2019)

- Segundo circuito en 500 kV entre Cuestecitas y Copey.
- Nuevo circuito Bonda (Termocol) – Río Córdoba 220 kV

Proyectos SDL definidos en plan de inversiones:

- Segundo transformador 30/13,8 kV de 6,5 MVA en la S/E Uribia.

2.5 Proyectos de generación

En el modelamiento del sistema se consideran los proyectos de generación que cuenten con concepto de conexión aprobatorio por parte de la UPME, publicados en la página web <http://www.siel.gov.co/> con fecha del 18/06/2021 (ver Tabla 6).

Tabla 6

Proyectos de generación conceptuados.

Departamento	Punto de conexión	Tensión kV	Capacidad MW	Tecnología
MAGDALENA	TERMOCOL	220,00	88,60	TÉRMICA
MAGDALENA	S/E FUNDACION	34,50	2,25	BIOMASA
LA GUAJIRA	CUESTECITAS	220,00	200,00	EÓLICA
LA GUAJIRA	CUESTECITAS	110,00	32,00	EÓLICA
LA GUAJIRA	CUESTECITAS	220,00	120,36	SOLAR

Departamento	Punto de conexión	Tensión kV	Capacidad MW	Tecnología
LA GUAJIRA	SAN JUAN	220,00	76,00	SOLAR
LA GUAJIRA	CUESTECITAS	110,00	80,00	EÓLICA
MAGDALENA	FUNDACION	110,00	99,99	SOLAR
LA GUAJIRA	RIOHACHA	110,00	50,00	EÓLICA
MAGDALENA	RIO CORDOBA 110 KV	13,80	9,90	SOLAR
MAGDALENA	ZAWADY	13,80	9,90	SOLAR
MAGDALENA	FUNDACION	34,50	19,90	SOLAR

Nota: Información publicada por la UPME. Tomado de (UPME, Información solicitudes de conexión, 2021).

2.6 Descripción de alternativas simuladas

El OR tiene previsto la instalación de un segundo transformador de potencia con relación 30/13,8 kV en la subestación Uribia. Con la ejecución de este proyecto no se solucionan por completo las problemáticas percibidas por los usuarios en la zona, puesto que al presentarse una contingencia sencilla en los activos del SDL se obtendrán condiciones similares a las actuales, las cuales empeorarán con el crecimiento vegetativo de demanda de la zona.

Por lo anterior, en el presente estudio se propone la interconexión de la nueva subestación Uribia 110 kV al SIN, ubicada en el departamento de La Guajira, para entrar en operación en el año 2024. Para la interconexión de esta subestación al sistema se analizan dos alternativas de conexión:

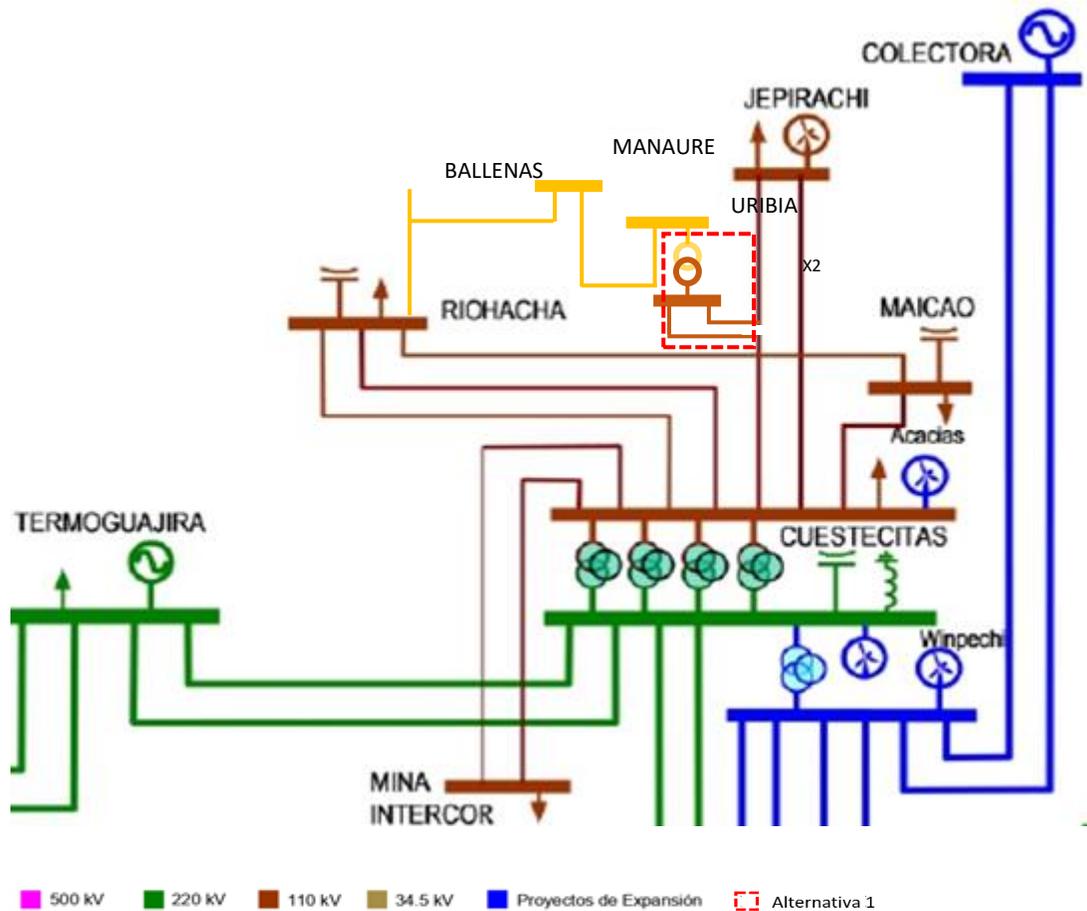
2.6.1 Alternativa 1

- Intersección de la línea Cuestecitas – Jouktai 110 kV, y construcción de un doble circuito de aproximadamente 1,3 km hasta reconfigurar las líneas en Cuestecitas – Uribia 110 kV y Uribia – Jouktai 110 kV.
- Instalación de dos (2) transformadores 110/30 kV de 30 MVA.

La Figura 8 muestra la ubicación aproximada de la interconexión de la alternativa 1:

Figura 8

Trazado preliminar de las líneas Cuestecitas-Uribia y Uribia-Jouktai 110 kV.



Fuente: Propuesta de conexión de Alternativa 1. Tomado de (UPME, PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2020 – 2034 VOLUMEN 3. TRANSMISIÓN, 2021) y adaptado por M. Arango, 2022.

2.6.2 Alternativa 2

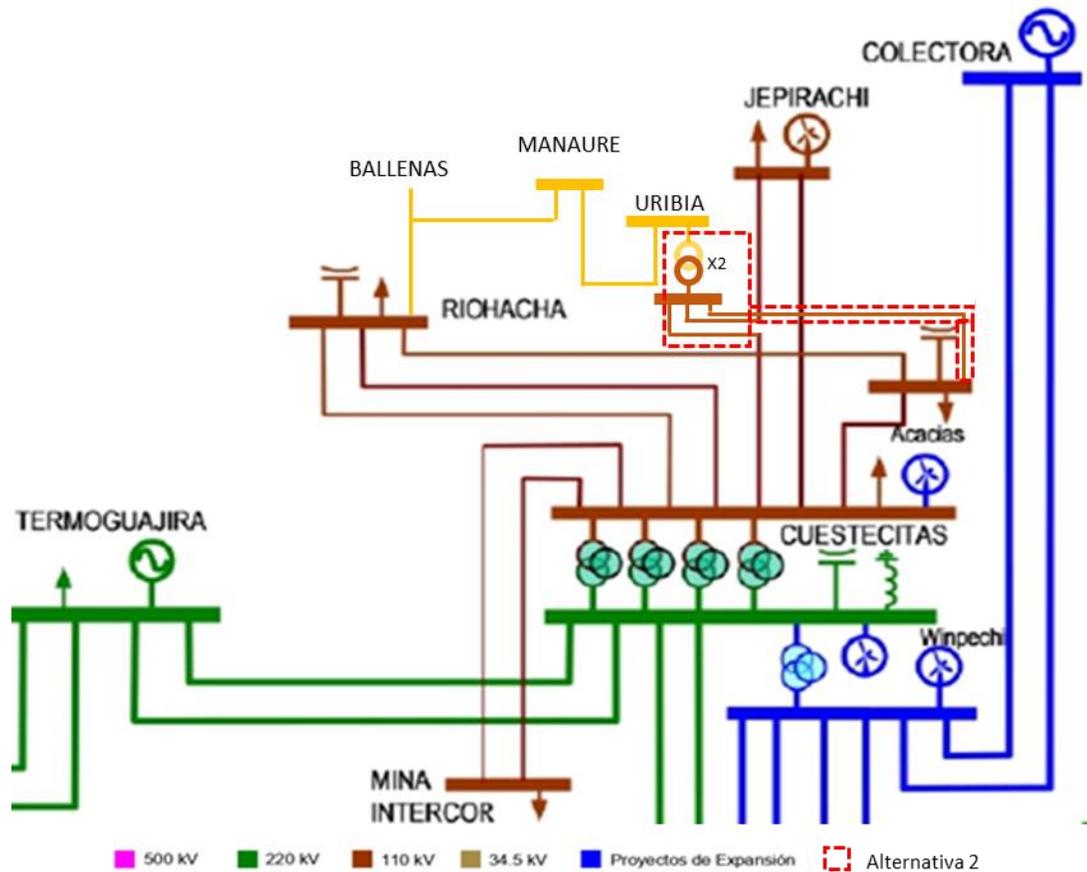
- Intersección de la línea Cuestecitas – Jouktai 110 kV, y construcción de un doble circuito de aproximadamente 1,3 km hasta reconfigurar las líneas en Cuestecitas – Uribia 110 kV y Uribia – Jouktai 110 kV.
- Construcción de una línea aérea aproximadamente de 40 km entre las subestaciones Maicao 110 kV y Uribia 110 kV.
- Instalación de dos (2) transformadores 110/30 kV de 30 MVA.

La

Figura 9 muestra la ubicación aproximada de la interconexión de la alternativa 2:

Figura 9

Trazado preliminar de las líneas Cuestecitas-Uribia, Uribia-Jouktai y Maicao-Riohacha 110 kV



Fuente: Propuesta de conexión de Alternativa 2. Tomado de (UPME, PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2020 – 2034 VOLUMEN 3. TRANSMISIÓN, 2021) y adaptado por M. Arango, 2022

3. Análisis técnico financiero de las alternativas de expansión

Se realizaron flujos de carga en estado estacionario en condición normal de operación y ante contingencias (N-1) para cada alternativa y caso analizado, estudios de pérdidas técnicas y análisis de confiabilidad para los años 2024, 2029 y 2034.

3.1 Contingencias analizadas

En la Tabla 7 se relacionan las contingencias evaluadas, consideradas las más relevantes para la zona de influencia en la cual se propone conectar el proyecto:

Tabla 7

Contingencias analizadas

#	Contingencia	#	Contingencia
1	BALLENAS-RIOHACHA	11	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV
2	BALLENAS-MANAURE	12	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV
3	MANAURE-URIBIA	13	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV
4	CUESTECITAS-JOUKTAI	14	GUAJIRA-TERMOCOL
5	GUAJIRA-CUESTECITAS 1	15	RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL
6	GUAJIRA-CUESTECITAS 2	16	T1 URIBIA 110 kV
7	MAICAO-RIOHACHA 1	17	JOUKTAI-JEPIRACHI
8	PUERTOBOLIVAR-CUESTECITAS 2	18	URIBIA-JOUKTAI
9	T1-BALLENAS	19	URIBIA-MAICAO 110 kV
10	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	20	T2-RIOHACHA

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Perfiles de tensión

Se analizaron las tensiones en p.u. que perciben todos los activos de la zona de influencia del proyecto en operación normal y bajo contingencias sencillas N-1, en escenarios de demanda

máxima, media y mínima, para los años 2024, 2029 y 2034. La Tabla 8 presenta los resultados obtenidos en escenario de demanda máxima en la hora 22h por ser el escenario más crítico.

3.2.1 Perfiles de tensión caso base

En este inciso se muestran los resultados obtenidos para las tensiones en el caso base:

Tabla 8

Resultados de tensiones [p.u.] caso base en operación normal y ante contingencias

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas 220	Termogujira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jepirachi	110 Jouktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manaure	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manaure	13.8 Ballenas
OPERACIÓN NORMAL	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,90	0,82	0,78	0,89	0,81	0,88
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,09	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,89	0,80	0,76	0,86	0,79	0,86
	CB_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,03	1,03	1,01	0,85	0,73	0,69	0,77	0,73	0,82
BALLENAS-RIOHACHA	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	CB_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	CB_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BALLENAS-MANAURE	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
	CB_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,99
	CB_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
MANAURE-URIBIA	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,00	0,97	0,00	0,00	0,97	0,97
	CB_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,00	0,00	0,96	0,96
	CB_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,97	0,00	0,00	0,96	0,96
CUESTECITAS-JOUKTAI	CB_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,90	0,81	0,78	0,88	0,81	0,87
	CB_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,89	0,79	0,75	0,85	0,79	0,86
	CB_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,87	0,76	0,71	0,80	0,75	0,84
GUAJIRA-CUESTECITAS 1	CB_2024	1,07	1,01	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,91	0,83	0,80	0,90	0,83	0,89
	CB_2029	1,07	1,01	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,89	0,79	0,76	0,85	0,79	0,86
	CB_2034	1,06	1,00	1,01	1,06	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,88	0,77	0,73	0,82	0,76	0,85
GUAJIRA-CUESTECITAS 2	CB_2024	1,07	1,01	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,91	0,83	0,80	0,90	0,83	0,89
	CB_2029	1,07	1,01	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,89	0,79	0,76	0,85	0,79	0,86

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas	220 Termogajira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jepirachi	110 Jouktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manaure	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manaure	13.8 Ballenas
MAICAO-RIOHACHA 1	CB_2034	1,06	1,00	1,01	1,06	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,88	0,77	0,73	0,82	0,76	0,85
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,06	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,91	0,83	0,80	0,90	0,83	0,89
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,88	0,79	0,75	0,84	0,78	0,86
PUERTOBOLIVAR-CUESTECITAS 2	CB_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,03	1,04	1,02	0,87	0,76	0,72	0,80	0,75	0,84
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	0,00	1,05	1,05	1,05	1,03	0,91	0,83	0,80	0,90	0,83	0,89
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	0,00	1,05	1,03	1,03	1,02	0,88	0,79	0,75	0,84	0,78	0,86
T1-BALLENAS	CB_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,09	1,09	0,00	1,05	1,04	1,04	1,02	0,87	0,76	0,72	0,81	0,76	0,84
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,91	0,82	0,79	0,89	0,82	0,00
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,09	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,90	0,80	0,77	0,86	0,80	0,00
T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	CB_2034	1,07	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	0,86	0,75	0,70	0,79	0,74	0,00
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,03	1,04	1,02	0,90	0,81	0,78	0,88	0,81	0,87
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,88	0,79	0,75	0,84	0,78	0,86
T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	CB_2034	1,07	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,86	0,75	0,71	0,80	0,75	0,84
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	0,90	0,81	0,78	0,88	0,81	0,87
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,89	0,79	0,75	0,85	0,79	0,86
T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	CB_2034	1,07	1,02	1,01	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,87	0,77	0,72	0,81	0,76	0,85
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,03	1,04	1,02	0,90	0,81	0,78	0,88	0,81	0,87
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,88	0,79	0,75	0,85	0,78	0,86
T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	CB_2034	1,07	1,02	1,01	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,86	0,76	0,71	0,80	0,75	0,84
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	0,90	0,81	0,78	0,88	0,81	0,87
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,04	1,02	0,89	0,79	0,75	0,85	0,79	0,86
GUAJIRA-TERMOCOL	CB_2034	1,07	1,02	1,01	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,87	0,76	0,72	0,81	0,76	0,84
	CB_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,91	0,82	0,79	0,89	0,82	0,88
	CB_2029	1,06	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	0,88	0,78	0,74	0,84	0,78	0,85
RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL	CB_2034	1,07	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,03	1,02	0,86	0,74	0,70	0,78	0,74	0,83
	CB_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	0,90	0,82	0,78	0,88	0,81	0,87
	CB_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,89	0,80	0,76	0,85	0,79	0,86
	CB_2034	1,06	1,02	1,01	1,06	1,09	1,09	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,88	0,77	0,73	0,82	0,76	0,85

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las simulaciones en operación normal y ante contingencias sencillas (Tabla 8) muestran que los perfiles de tensión en los nodos a nivel de 110 kV de influencia de la

subestación Uribia 110 kV, que son objeto del presente informe, no presentan mayor variación entre el año inicial 2024 y el año proyectado 2034. De manera general las tensiones a nivel de STN y STR en la zona se mantienen dentro de los límites operativos regulatorios, con excepción de las siguientes condiciones a nivel de SDL:

Se presentan bajas tensiones para todos los años analizados en operación normal del sistema en las subestaciones Ballenas, Manaure y Uribia y ante cualquiera de las contingencias realizadas, lo que ocasionaría racionamiento de carga por bajas tensiones en esos escenarios.

3.2.2 Perfiles de tensión alternativa 1

En este inciso se muestran los resultados obtenidos para las tensiones en la alternativa 1. La Tabla 9 muestra los resultados que se obtuvieron.

Tabla 9

Resultados de tensiones [p.u.] alternativa 1 en operación normal y ante contingencias

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas	220 Termogujira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jepirachi	110 Jouktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manaure	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manaure	13.8 Ballenas
OPERACIÓN NORMAL	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,02	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
BALLENAS-RIOHACHA	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,95	0,95	0,96	1,04	0,95	0,92
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,94	0,94	0,96	1,04	0,94	0,91
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,94	0,94	0,96	1,04	0,94	0,91
BALLENAS-MANAURE	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	0,95	0,96	1,04	0,95	1,00

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas 220	Termogujira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jepirachi	110 Jouktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manauare	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manauare	13.8 Ballenas
MANAURE-URIBIA	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	1,02	0,94	0,96	1,04	0,94	0,99
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	1,03	0,94	0,96	1,04	0,94	1,00
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,00	0,97	0,96	1,04	0,97	0,97
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,95	1,03	0,96	0,96
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,97	0,96	1,03	0,96	0,96
CUESTECITAS-JOUKTAI	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
GUAJIRA-CUESTECITAS 1	A1_2024	1,06	1,01	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,07	1,01	1,02	1,06	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
GUAJIRA-CUESTECITAS 2	A1_2034	1,07	1,00	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,01	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,07	1,01	1,02	1,06	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
MAICAO-RIOHACHA 1	A1_2034	1,07	1,00	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,05	1,03	0,99	0,97	0,97	1,04	0,96	0,96
PUERTOBOLIVAR-CUESTECITAS 2	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,04	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	0,00	1,05	1,04	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	0,00	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,97	1,04	0,96	0,96
T1-BALLENAS	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	0,00	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,97	1,04	0,96	0,00
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,00
T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,00
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	0,98	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas	220 Termogujira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jepirachi	110 Jouktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manauare	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manauare	13.8 Ballenas
GUAJIRA-TERMOCOL	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,09	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,97	0,97	1,05	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,03	1,04	1,02	0,98	0,96	0,96	1,04	0,95	0,95
RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,01	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T1 URIBIA 110 kV	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
JOUKTAI-JEPIRACHI	A1_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,06	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,06	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	1,00	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
	A1_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,06	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
URIBIA-JOUKTAI	A1_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,01	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
	A1_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T2-RIOHACHA	A1_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,97	1,05	0,96	0,96
	A1_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A1_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las simulaciones en operación normal y ante contingencia sencilla con la conexión de la alternativa 1, muestran que los perfiles de tensión en los nodos de influencia de la subestación Uribia 110/30 kV y Obras asociadas, que son objeto del presente informe, no presentan mayor variación entre el año inicial 2024 y horizonte analizado hasta el año 2034. Las tensiones en todos los escenarios evaluados presentan un comportamiento dentro de los límites regulatorios permisibles y se solucionan todas las restricciones identificadas en el caso base.

3.2.3 Perfiles de tensión alternativa 2

En este inciso se muestran los resultados obtenidos para las tensiones en la alternativa 2.

La Tabla 10 muestra los resultados que se obtuvieron.

Tabla 10

Resultados de tensiones [p.u.] alternativa 2 en operación normal y ante contingencias

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas 220	Termoguajira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jeparachi	110 Jouktai 110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manaure	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manaure	13.8 Ballenas	
OPERACIÓN NORMAL	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
BALLENAS-RIOHACHA	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,04	1,05	1,05	1,02	0,94	0,94	0,96	1,04	0,94	0,91
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,06	1,03	0,94	0,94	0,96	1,04	0,94	0,91
	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,94	0,94	0,96	1,03	0,93	0,91
BALLENAS-MANAURE	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,04	1,05	1,05	1,02	1,02	0,94	0,96	1,04	0,94	0,99
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,06	1,03	1,03	0,94	0,96	1,04	0,94	1,00
	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	1,02	0,94	0,96	1,03	0,93	0,99
MANAURE-URIBIA	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,04	1,04	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,00	0,97	0,96	1,04	0,97	0,97
	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
CUESTECITAS-JOUKTAI	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
GUAJIRA-CUESTECITAS 1	A2_2024	1,06	1,01	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,00	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,03	0,96	0,96
	A2_2034	1,07	1,00	1,02	1,06	1,08	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,03	1,00	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
GUAJIRA-CUESTECITAS 2	A2_2024	1,06	1,01	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,00	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,03	0,96	0,96
	A2_2034	1,07	1,00	1,02	1,06	1,08	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,03	1,00	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
MAICAO-RIOHACHA 1	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS

NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

40

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas 220	Termoguajira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jeparachi	110 Jouktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manaure	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manaure	13.8 Ballenas
PUERTOBOLIVAR- CUESTECITAS 2	A2_2034	1,07	1,02	1,02	1,06	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,00	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	0,00	1,05	1,06	1,06	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	0,00	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,95	1,03	0,96	0,96
T1-BALLENAS	A2_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	0,00	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,97	0,97	1,05	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,96	0,95	1,03	0,95	0,00
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,00
T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,00
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,98	0,96	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,04	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,98	0,96	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,06	1,08	1,08	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
GUAJIRA-TERMOCOL	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,98	0,96	0,96	1,03	0,96	0,96
	A2_2029	1,07	1,02	1,02	1,06	1,08	1,08	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,97	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,04	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T1 URIBIA 110 kV	A2_2034	1,07	1,02	1,02	1,06	1,08	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,03	1,00	0,97	0,97	1,05	0,97	0,97
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,04	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
JOUKTAL-JEPIRACHI	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,06	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,06	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
URIBIA-JOUKTAI	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,06	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,97	0,97	1,04	0,96	0,96
	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,07	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,98	0,95	0,95	1,03	0,95	0,95
A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,97	0,97	1,05	0,96	0,96	

Contingencia	Caso	220 Cuestecitas 220	Termogujaira	220 San Juan	110 Cuestecitas	110 Jeparachi	110 Juktai	110 Puerto Bolívar	110 La mina	110 Maicao	110 Riohacha	34.5 Riohacha	34.5 Ballenas	34.5 Manauare	34.5 Uribia	13.8 Uribia	13.8 Manauare	13.8 Ballenas
URIBIA-MAICAO 110 kV	A2_2024	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2034	1,07	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,04	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
T2-RIOHACHA	A2_2024	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,07	1,04	1,04	1,05	1,05	1,02	0,98	0,96	0,95	1,03	0,95	0,96
	A2_2029	1,06	1,02	1,02	1,05	1,08	1,08	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96
	A2_2034	1,06	1,02	1,01	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	0,99	0,96	0,96	1,04	0,96	0,96

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las simulaciones en operación normal y ante contingencia sencilla con la conexión de la alternativa 2, muestran que los perfiles de tensión en los nodos de influencia de la subestación Uribia 110/30 kV y obras asociadas, que son objeto del presente informe, no presentan mayor variación entre el año inicial 2024 y horizonte analizado hasta el año 2034. Las tensiones en todos los escenarios evaluados presentan un comportamiento dentro de los límites regulatorios permisibles y se solucionan todas las restricciones identificadas en el caso base.

3.3 Resultados de cargabilidades

Se analizaron las cargabilidades máximas porcentuales (%) que perciben todos los activos de la zona de influencia del proyecto en operación normal y bajo contingencias sencillas N-1 en escenarios de demanda máxima, media y mínima, para los años 2024, 2029 y 2034. A continuación, se presentan resultados obtenidos en escenario de demanda máxima en la hora 22h por ser el escenario más crítico.

3.3.1 Resultados de cargabilidades para el caso base

En este inciso se muestran los resultados obtenidos para las cargabilidades en el caso base. Tabla 11 muestra los resultados que se obtuvieron.

Tabla 11

Resultados de cargabilidades para el caso base en operación normal y ante contingencias

CONTINGENCIAS	CASO	GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA -TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	JOUKTAI - JEPIRACHI	URIBIA - MAICAO 110	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA
		OPERACIÓN NORMAL	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	9,9	12,5	9,5	11,7	68,6	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	101,1
	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	8,3	11,5	7,9	10,7	74,6	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	110,6	109,2	34,5
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	8,2	12,0	7,8	11,3	85,5	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	128,6	127,0	40,4
BALLENAS-RIOHACHA	CB_2024	59,9	59,9	26,3	57,5	12,6	14,4	12,0	13,4	11,2	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CB_2029	60,9	60,9	26,4	59,0	10,6	12,6	10,1	11,8	12,0	54,1	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CB_2034	62,1	61,9	26,5	60,8	8,6	11,0	8,2	10,2	12,5	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BALLENAS-MANAURE	CB_2024	59,9	59,9	26,3	57,5	12,6	14,3	12,0	13,3	11,8	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0
	CB_2029	60,9	60,9	26,4	59,0	10,5	12,6	10,0	11,7	12,6	54,1	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0
	CB_2034	62,1	61,9	26,5	60,8	8,5	10,9	8,1	10,2	13,2	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0
MANAURE-URIBIA	CB_2024	59,8	59,8	26,3	57,4	11,5	13,3	10,9	12,4	29,5	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	32,4	31,2	0,0
	CB_2029	60,8	60,8	26,3	59,0	9,4	11,7	9,0	11,0	31,7	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	34,8	33,5	0,0
	CB_2034	62,0	61,8	26,4	60,7	7,5	10,3	7,2	9,6	33,3	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	36,6	35,2	0,0
CUESTECITAS-JOUKTAI	CB_2024	58,0	57,9	25,6	56,7	6,5	8,5	6,2	8,0	68,9	0,0	34,7	0,0	0,0	0,0	0,0	101,6	100,3	31,6
	CB_2029	59,0	58,9	25,7	58,4	9,4	11,7	9,0	11,0	75,1	0,0	34,7	0,0	0,0	0,0	0,0	111,6	110,1	34,8
	CB_2034	60,2	59,8	25,7	60,1	12,3	14,9	11,8	14,0	83,0	0,0	34,7	0,0	0,0	0,0	0,0	124,3	122,8	38,9
GUAJIRA-CUESTECITAS 1	CB_2024	60,7	60,9	26,5	57,8	9,7	12,2	9,3	11,4	67,4	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	99,3	98,0	30,8

CONTINGENCIAS	CASO	CONTINGENCIAS												CONTINGENCIAS				CONTINGENCIAS		CONTINGENCIAS	
		GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	JOUKTAI - JEPIRACHI	URIBIA - MAICAO 110	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA		
GUAJIRA-CUESTECITAS 2	CB_2029	61,5	61,7	26,4	59,3	8,3	11,5	7,9	10,8	74,8	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,0	109,6	34,6		
	CB_2034	62,3	62,4	26,4	61,0	8,4	9,1	8,1	8,6	81,6	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	122,0	120,5	38,2		
	CB_2024	60,7	60,9	26,5	57,8	9,7	12,2	9,3	11,4	67,4	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	99,3	98,0	30,8		
MAICAO-RIOHACHA 1	CB_2029	61,5	61,7	26,4	59,3	8,3	11,5	7,9	10,8	74,8	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,0	109,6	34,6		
	CB_2034	62,3	62,4	26,4	61,0	8,4	9,1	8,1	8,6	81,6	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	122,0	120,5	38,2		
	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	10,8	11,7	10,3	11,0	67,5	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	99,3	98,0	30,8		
PUERTOBOLIVAR-CUESTECITAS 2	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	9,3	12,8	8,9	12,0	75,4	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,9	110,5	34,9		
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	9,8	10,6	9,4	10,0	82,6	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	123,7	122,2	38,7		
	CB_2024	59,8	59,9	26,3	57,5	13,3	14,4	12,7	13,5	67,5	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	99,4	98,1	30,8		
T1-BALLENAS	CB_2029	60,9	60,8	26,4	59,0	11,5	14,8	11,0	13,8	75,4	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,9	110,5	34,9		
	CB_2034	62,0	61,8	26,4	60,8	11,3	12,3	10,8	11,5	82,6	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	123,6	122,0	38,7		
	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	10,0	12,5	9,5	11,7	67,2	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	98,7	99,1	31,2		
T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	8,3	11,4	7,9	10,7	73,0	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	107,8	108,2	34,1		
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	8,0	11,9	7,7	11,1	82,9	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	124,0	124,4	39,5		
	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	0,0	17,9	14,3	16,8	69,1	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	101,9	100,6	31,7		
T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	0,0	16,1	12,1	15,1	75,4	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	112,0	110,5	34,9		
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	0,0	14,2	12,5	13,4	83,3	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	124,8	123,2	39,1		
	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	11,9	0,0	11,3	13,8	68,9	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	101,6	100,2	31,6		
T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	10,1	0,0	9,7	12,6	75,0	54,1	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,3	109,9	34,7		
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	9,9	0,0	9,5	10,1	81,9	53,8	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	122,4	120,9	38,3		
	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	14,7	17,6	0,0	16,4	69,0	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	101,9	100,5	31,6		
T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	12,4	15,8	0,0	14,8	75,4	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,9	110,5	34,9		
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	12,8	13,8	0,0	13,0	83,1	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	124,5	123,0	39,0		
	CB_2024	59,6	59,6	26,2	57,3	12,9	15,8	12,3	0,0	69,0	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	101,8	100,5	31,6		
GUAJIRA-TERMOCOL	CB_2029	60,6	60,5	26,3	58,9	11,1	14,6	10,6	0,0	75,3	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	111,7	110,3	34,8		
	CB_2034	61,7	61,5	26,3	60,7	10,7	11,6	10,3	0,0	82,2	53,9	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	123,0	121,5	38,5		
	CB_2024	93,8	0,0	14,6	27,3	9,9	12,4	9,4	11,6	68,2	54,1	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	100,5	99,2	31,2		
RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL	CB_2029	95,3	0,0	14,3	28,7	8,5	11,8	8,1	11,0	75,9	54,3	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	112,8	111,4	35,2		
	CB_2034	97,0	0,0	14,3	29,8	8,0	11,8	7,6	11,0	84,3	54,2	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	126,6	125,0	39,7		
CB_2024	60,2	55,3	0,0	92,5	10,0	12,6	9,5	11,7	68,7	54,2	20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	101,4	100,0	31,5			

CONTINGENCIAS	CASO																		
		GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	JOUKTAI - JEPIRACHI	URIBIA - MAICAO 110	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA
	CB_2029	61,2	56,2	0,0	94,0	8,3	11,5	7,9	10,7	74,8	54,0	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0	110,9	109,5	34,5
	CB_2034	62,4	57,2	0,0	95,8	8,4	9,1	8,0	8,6	81,6	53,7	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0	121,9	120,4	38,1
T2-RIOHACHA	CB_2024	SNC	SNC		SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC					SNC	SNC	SNC
	CB_2029	SNC	SNC		SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC					SNC	SNC	SNC
	CB_2034	SNC	SNC		SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC	SNC					SNC	SNC	SNC

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las simulaciones en operación normal y ante contingencias sencillas (N-1) muestran que las cargabilidades de los activos de influencia de la subestación Uribia 110 kV, que son objeto del presente informe, no presentan mayor variación entre el año inicial 2024 y el año proyectado 2034. Sin embargo, se identifican las siguientes restricciones:

Ante la contingencia sencilla de la línea Ballenas – Riohacha 34,5kV, se presenta demanda no atendida en un 100 % de la carga asociada a las subestaciones Ballenas, Manaure y Uribia, dada la radialidad de esta.

Ante la contingencia sencilla de la línea Ballenas – Manaure 34,5kV, se presenta demanda no atendida en un 100 % de la carga asociada a las subestaciones Manaure y Uribia, dada la radialidad de esta. Además, en operación normal las líneas Ballenas – Riohacha y Ballenas - Manaure presentarían sobrecargas hasta de 128% con respecto a su capacidad nominal.

Ante la contingencia sencilla de la línea Manaure - Uribia 34,5kV, se presenta demanda no atendida en un 100 % de la carga asociada a las subestaciones Uribia, dada la radialidad de esta.

Si se presenta una contingencia de cualquiera de los 2 transformadores de la subestación Riohacha 110/33/13,8 kV, el transformador que queda en servicio percibe sobrecargas de al menos un 138% en el año 2024, ocasionando así la actuación de las protecciones y obteniendo un N-2 en la red, lo que representa demanda no atendida en un 100% en las subestaciones Camarones, Ballenas, Manaure y Uribia para un total de aproximadamente 14,6 MW a partir del año 2024. Debido al aumento vegetativo de la demanda ante la condición descrita anteriormente para los años 2029 y 2034 la sobrecarga aumenta a tal punto de no obtener convergencia (SNC) en las simulaciones realizadas.

3.3.2 Resultados de cargabilidades para la alternativa 1

En este inciso se muestran los resultados obtenidos para las cargabilidades para la alternativa 1. La Tabla 12 muestra los resultados que se obtuvieron.

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS

NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

CONTINGENCIAS	CASO														CUESTECITAS - JOUKTAI		URIBIA - MAICAO 110		JOUKTAI - JEPIRACHI		T1 URIBIA 110KV		CUESTECITAS - URIBIA		URIBIA - JOUKTAI		BALLENAS - RIOHACHA		BALLENAS - MANAURE		MANAURE - URIBIA	
		GUAJIRA - CUESTECITAS 1	GUAJIRA - CUESTECITAS 2	SAN JUAN - CUESTECITAS	GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	URIBIA - MAICAO 110	JOUKTAI - JEPIRACHI	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA											
CUESTECITAS 2	A1_2029	24,7	24,7	80,6	60,9	60,9	26,4	59,0	10,7	13,3	10,2	12,4	21,0	0,0	0,0	20,4	17,9	41,5	54,0	32,0	33,2	25,5										
	A1_2034	24,6	24,6	81,3	62,1	61,9	26,4	60,8	9,1	12,1	8,7	11,3	21,4	0,0	0,0	20,5	18,9	41,1	54,3	32,1	33,3	26,5										
T1-BALLENAS	A1_2024	23,4	23,4	79,1	59,6	59,6	26,2	57,3	9,8	11,7	9,4	10,9	19,5	0,0	0,0	20,4	16,9	42,2	54,1	30,7	31,8	24,3										
	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	7,8	10,1	7,4	9,4	20,8	0,0	0,0	20,5	17,8	41,8	54,3	32,0	33,2	25,4										
T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	5,9	8,9	5,6	8,3	21,1	0,0	0,0	20,4	18,7	41,1	54,1	32,0	33,2	26,1										
	A1_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	0,0	16,8	14,1	15,7	19,8	0,0	0,0	20,4	17,1	42,2	54,1	30,7	31,9	24,6										
T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	0,0	14,2	11,1	13,2	21,1	0,0	0,0	20,5	18,0	41,8	54,4	32,1	33,2	25,7										
	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	0,0	12,0	8,5	11,2	21,4	0,0	0,0	20,5	18,9	41,1	54,2	32,1	33,3	26,5										
T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A1_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	11,6	0,0	11,0	12,7	19,8	0,0	0,0	20,4	17,1	42,2	54,1	30,7	31,9	24,6										
	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	9,3	0,0	8,8	11,1	21,1	0,0	0,0	20,5	18,0	41,8	54,4	32,1	33,2	25,7										
T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	7,2	0,0	6,9	9,7	21,4	0,0	0,0	20,4	18,8	41,0	54,2	32,1	33,3	26,4										
	A1_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	14,4	16,4	0,0	15,4	19,8	0,0	0,0	20,4	17,1	42,2	54,1	30,7	31,9	24,6										
GUAJIRA-TERMOCOL	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	11,4	13,9	0,0	13,0	21,1	0,0	0,0	20,5	18,0	41,8	54,4	32,1	33,2	25,7										
	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	8,7	11,8	0,0	11,0	21,4	0,0	0,0	20,4	18,8	41,1	54,2	32,1	33,3	26,5										
RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL	A1_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	12,5	14,6	11,9	0,0	19,8	0,0	0,0	20,4	17,1	42,2	54,2	30,7	31,9	24,6										
	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	10,0	12,7	9,6	0,0	21,1	0,0	0,0	20,5	18,0	41,8	54,4	32,1	33,3	25,7										
T1 URIBIA 110 kV	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	7,9	11,2	7,6	0,0	21,4	0,0	0,0	20,5	18,9	41,1	54,2	32,1	33,3	26,5										
	A1_2024	30,9	30,9	84,6	93,8	0,0	14,6	27,2	9,8	11,6	9,3	10,8	19,8	0,0	0,0	20,3	17,0	42,0	53,9	30,7	31,9	24,5										
JOUKTAI-JEPIRACHI	A1_2029	30,4	30,4	85,3	95,4	0,0	14,4	28,6	7,7	10,0	7,3	9,3	21,0	0,0	0,0	20,4	17,9	41,6	54,2	32,0	33,2	25,6										
	A1_2034	30,0	30,0	86,1	97,0	0,0	14,3	30,0	6,0	9,1	5,8	8,5	21,4	0,0	0,0	20,5	18,9	41,2	54,4	32,1	33,3	26,5										
URIBIA-JOUKTAI	A1_2024	23,9	23,9	79,8	60,2	55,3	0,0	92,5	9,8	11,7	9,4	10,9	19,8	0,0	0,0	20,4	17,1	42,2	54,1	30,7	31,9	24,6										
	A1_2029	23,6	23,6	80,4	61,2	56,3	0,0	94,0	7,7	10,1	7,4	9,4	21,0	0,0	0,0	20,5	18,0	41,8	54,3	32,0	33,2	25,7										
T1 URIBIA 110 kV	A1_2034	25,3	25,3	81,6	62,5	57,3	0,0	95,8	5,9	8,9	5,6	8,3	21,4	0,0	0,0	20,4	18,8	41,0	54,1	32,1	33,3	26,4										
	A1_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	9,8	11,7	9,4	10,9	19,6	0,0	0,0	20,4	0,0	42,6	54,1	28,8	30,0	23,1										
JOUKTAI-JEPIRACHI	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	7,8	10,1	7,4	9,5	20,9	0,0	0,0	20,5	0,0	42,2	54,3	30,1	31,2	24,1										
	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	5,9	8,9	5,6	8,3	21,3	0,0	0,0	20,4	0,0	41,5	54,1	30,1	31,2	24,7										
URIBIA-JOUKTAI	A1_2024	24,0	24,0	78,2	59,0	59,0	26,0	57,0	4,4	6,9	4,2	6,4	19,3	0,0	0,0	0,0	15,3	23,2	33,9	24,8	25,7	19,7										
	A1_2029	23,8	23,8	78,8	60,0	60,0	26,1	58,6	1,6	4,1	1,5	3,8	20,7	0,0	0,0	0,0	16,1	22,6	33,7	26,3	27,2	20,5										
URIBIA-JOUKTAI	A1_2034	23,7	23,7	79,5	61,1	61,0	26,0	60,4	1,6	5,1	1,6	4,8	21,1	0,0	0,0	0,0	17,1	22,0	33,9	26,3	27,1	21,4										
	A1_2024	24,5	24,5	76,6	58,0	57,9	25,6	56,7	6,4	7,8	6,1	7,4	22,1	0,0	0,0	34,7	12,7	9,4	0,0	22,0	21,9	11,6										
URIBIA-JOUKTAI	A1_2029	24,3	24,3	77,2	59,1	58,9	25,7	58,4	8,5	10,7	8,1	10,0	22,6	0,0	0,0	34,7	13,8	9,9	0,0	21,8	21,6	12,5										

CONTINGENCIAS	CASO																					
		GUAJIRA - CUESTECITAS 1	GUAJIRA - CUESTECITAS 2	SAN JUAN - CUESTECITAS	GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	URIBIA - MAICAO 110	JOUKTAI - JEPIRACHI	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA
T2-RIOHACHA	A1_2034	24,1	24,1	77,8	60,2	59,9	25,7	60,1	10,9	12,4	10,4	11,7	23,9	0,0	0,0	34,7	14,5	10,4	0,0	23,4	23,1	13,3
	A1_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	9,8	11,6	9,4	10,9	40,6	0,0	0,0	20,4	17,2	42,0	54,1	31,9	33,1	25,1
	A1_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	10,1	7,4	9,4	42,9	0,0	0,0	20,5	18,1	41,6	54,3	33,1	34,3	26,2
	A1_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	5,9	8,9	5,6	8,3	43,5	0,0	0,0	20,4	19,0	40,8	54,1	33,2	34,4	27,0

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados consignados en la Tabla 12, muestran que con la conexión de esta alternativa se eliminan por completo las sobrecargas percibidas por los activos del SDL de la zona en la operación normal del sistema. Además, por contar con una nueva conexión a nivel de STR ante cualquier contingencia sencilla se da una atención 100% confiable de las cargas de las subestaciones Ballenas, Manaure, Uribia y Camarones.

Ante la contingencia de uno de los dos transformadores 110/33/13,8 kV de 20 MVA de la subestación Riohacha con la conexión de la alternativa 1, se logra convergencia del flujo de carga y se evidencia en la Tabla 12 que el transformador que queda en servicio no percibe cargabilidades superiores al 50%, eliminando por completo las restricciones identificadas en el caso base ante esta condición.

Ante la contingencia de la línea Cuestecitas – Uribia se presentaron errores de convergencia porque se crea un evento de exceso de generación en donde no se puede evacuar la generación de las plantas Jepirachi y Jouktai, y los transformadores de la subestación Uribia 110/30 kV quedan alimentados desde el SDL. Por lo mencionado anteriormente, ante la contingencia de la línea Cuestecitas – Uribia se propone como condición operativa la apertura de los interruptores de la línea Uribia – Jouktai. Al darse esta condición se presentarán condiciones de bajas tensiones y sobrecargas, tal como se presentaron en el caso base. Es importante mencionar que la pérdida de generación que se presenta deberá ser asumida por el propietario del proyecto, no es un costo que el OR debe de incurrir, mediante una constancia de generación atrapada.

Con la conexión de esta alternativa no se muestra una afectación ante la contingencia de uno de los 4 transformadores de la subestación Cuestecitas, los cuales dos de estos tienen una capacidad de transformación de 220/110/13,8 kV - 100 MVA, un transformador con capacidad de 220/110/6,6 kV - 60 MVA y un último transformador de 220/110/6,6 kV - 40 MVA.

3.3.3 Resultados de cargabilidades para la alternativa 2

En este inciso se muestran los resultados obtenidos para las cargabilidades para la alternativa 2. La Tabla 13 muestra los resultados que se obtuvieron.

Tabla 13

Resultados de cargabilidades para la alternativa 2 en operación normal y ante contingencias

CONTINGENCIAS	CASO	GUAJIRA - CUESTECITAS 1	GUAJIRA - CUESTECITAS 2	SAN JUAN - CUESTECITAS	GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	JOUKTAI - JEPIRACHI	URIBIA - MAICAO 110	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA
		OPERACIÓN NORMAL	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,8	11,3	20,9	0,0	20,6	22,0	14,0	12,0	54,7	23,2
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,3	8,5	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,4	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,5	5,2	7,0	21,9	0,0	20,6	22,8	15,8	9,8	54,7	22,9	23,3	17,0
BALLENAS-RIOHACHA	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,8	11,4	11,3	0,0	20,7	22,0	15,5	12,0	54,9	0,0	1,7	16,8
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,3	8,5	11,9	0,0	20,6	22,3	16,4	10,9	54,6	0,0	1,7	17,8
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,5	5,2	7,0	12,6	0,0	20,7	22,7	17,4	10,1	54,9	0,0	1,8	18,9
BALLENAS-MANAURE	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,8	11,3	12,0	0,0	20,7	22,1	15,3	12,1	54,9	1,7	0,0	16,2
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,3	8,5	12,5	0,0	20,6	22,3	16,1	11,0	54,6	1,8	0,0	17,1
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,5	5,2	7,0	13,3	0,0	20,7	22,8	17,1	10,2	54,9	1,8	0,0	18,2
MANAURE-URIBIA	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,2	12,3	9,8	11,4	29,9	0,0	20,7	23,3	9,4	13,7	54,8	32,8	31,5	0,0
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,6	9,2	7,3	8,5	31,4	0,0	20,6	23,7	9,9	12,6	54,5	34,5	33,2	0,0
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,7	5,2	7,1	33,5	0,0	20,7	24,3	10,5	11,8	54,8	36,9	35,5	0,0
CUESTECITAS-JOUKTAI	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,8	11,3	20,9	0,0	20,6	22,0	14,0	12,0	54,7	23,2	23,6	15,7
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,3	8,5	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,4	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,5	5,2	7,0	21,9	0,0	20,6	22,8	15,8	9,8	54,7	22,9	23,3	17,0
GUAJIRA-CUESTECITAS 1	A2_2024	0,0	29,9	78,8	60,8	61,0	26,5	57,8	10,1	11,2	9,6	10,4	20,8	0,0	20,5	21,8	13,8	11,8	54,3	23,2	23,6	15,6
	A2_2029	0,0	29,4	79,5	61,6	61,8	26,4	59,3	7,7	9,1	7,3	8,5	22,4	0,0	20,6	22,4	14,7	10,8	54,5	25,0	25,4	16,5
	A2_2034	0,0	32,0	80,9	62,4	62,5	26,4	60,9	5,3	7,3	5,0	6,8	21,8	0,0	20,5	22,6	15,6	9,7	54,3	23,0	23,3	16,9
GUAJIRA-CUESTECITAS 2	A2_2024	29,9	0,0	78,8	60,8	61,0	26,5	57,8	10,1	11,2	9,6	10,4	20,8	0,0	20,5	21,8	13,8	11,8	54,3	23,2	23,6	15,6
	A2_2029	29,4	0,0	79,5	61,6	61,8	26,4	59,3	7,7	9,1	7,3	8,5	22,4	0,0	20,6	22,4	14,7	10,8	54,5	25,0	25,4	16,5
	A2_2034	32,0	0,0	80,9	62,4	62,5	26,4	60,9	5,3	7,3	5,0	6,8	21,8	0,0	20,5	22,6	15,6	9,7	54,3	23,0	23,3	16,9
MAICAO-RIOHACHA 1	A2_2024	23,6	23,6	79,1	59,6	59,6	26,2	57,4	10,1	11,6	9,6	10,8	21,8	0,0	20,5	22,4	13,6	11,2	54,3	24,6	25,0	15,3
	A2_2029	23,4	23,4	79,8	60,7	60,6	26,3	58,9	7,8	9,8	7,5	9,1	21,3	0,0	20,6	22,9	14,7	10,3	54,7	22,5	22,8	15,7
	A2_2034	25,2	25,2	81,0	61,8	61,6	26,3	60,7	5,7	8,2	5,4	7,7	22,8	0,0	20,5	23,2	15,4	9,3	54,5	24,4	24,6	16,5
PUERTOBOLIVAR-	A2_2024	23,4	23,4	79,6	59,9	59,9	26,4	57,5	12,8	14,5	12,3	13,5	20,9	0,0	20,5	21,9	13,9	11,9	54,3	23,2	23,6	15,6

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS

NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA

CONTINGENCIAS	CASO	NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA																				
		GUAJIRA - CUESTECITAS 1	GUAJIRA - CUESTECITAS 2	SAN JUAN - CUESTECITAS	GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	JOUKTAI - JEPIRACHI	URIBIA - MAICAO 110	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA
CUESTECITAS 2	A2_2029	23,2	23,2	80,2	60,9	60,9	26,4	59,0	10,6	12,6	10,1	11,7	22,4	0,0	20,6	22,4	14,7	10,9	54,6	25,0	25,4	16,5
	A2_2034	25,1	25,1	81,4	62,1	61,9	26,5	60,8	8,4	10,7	8,0	10,0	21,9	0,0	20,5	22,7	15,7	9,8	54,5	23,0	23,3	17,0
	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,9	11,4	20,5	0,0	20,6	22,0	13,8	12,0	54,7	22,7	23,9	15,5
T1-BALLENAS	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,4	8,5	22,0	0,0	20,5	22,3	14,5	10,9	54,4	24,6	25,8	16,2
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,5	7,6	5,2	7,0	21,4	0,0	20,6	22,8	15,6	9,9	54,7	22,4	23,6	16,7
T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	0,0	17,0	14,7	15,8	20,9	0,0	20,6	22,0	13,9	12,0	54,6	23,2	23,6	15,7
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	0,0	13,0	11,0	12,1	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,4	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	0,0	10,3	7,8	9,6	21,9	0,0	20,7	22,8	15,8	9,9	54,8	22,9	23,3	17,0
T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	11,9	0,0	11,3	13,3	20,9	0,0	20,7	22,0	14,0	12,0	54,8	23,2	23,6	15,7
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	9,0	0,0	8,6	9,9	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,5	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	6,5	0,0	6,2	8,3	21,9	0,0	20,7	22,8	15,8	9,9	54,8	22,9	23,3	17,0
T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	15,1	16,7	0,0	15,5	20,9	0,0	20,6	22,0	13,9	12,0	54,7	23,2	23,6	15,7
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	11,2	12,7	0,0	11,9	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,4	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	8,0	10,1	0,0	9,4	21,9	0,0	20,7	22,8	15,8	9,9	54,8	22,9	23,3	17,0
T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	A2_2024	23,8	23,8	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	12,6	14,0	12,0	0,0	20,8	0,0	20,4	21,8	13,8	11,8	54,2	23,2	23,7	15,6
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	9,7	11,4	9,2	0,0	22,4	0,0	20,5	22,3	14,7	10,8	54,5	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	7,1	9,5	6,7	0,0	21,9	0,0	20,7	22,8	15,8	9,9	54,8	22,9	23,2	17,0
GUAJIRA-TERMOCOL	A2_2024	31,2	31,2	84,8	93,8	0,0	14,7	27,1	10,3	12,1	9,8	11,3	20,9	0,0	20,6	22,0	13,9	11,9	54,6	23,2	23,6	15,7
	A2_2029	30,7	30,7	85,5	95,4	0,0	14,4	28,5	7,6	9,0	7,3	8,4	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,3	25,1	25,4	16,4
	A2_2034	30,3	30,3	86,3	97,1	0,0	14,3	29,9	5,4	7,4	5,1	6,9	21,9	0,0	20,6	22,7	15,7	9,8	54,6	23,0	23,3	17,0
RIÓ CÓRDOBA-TERMOCOL	A2_2024	24,2	24,2	79,9	60,2	55,4	0,0	92,6	10,3	12,2	9,8	11,4	20,9	0,0	20,6	22,0	14,0	12,0	54,7	23,2	23,6	15,7
	A2_2029	24,0	24,0	80,6	61,3	56,3	0,0	94,0	7,7	9,1	7,3	8,5	22,4	0,0	20,5	22,3	14,6	10,8	54,5	25,1	25,4	16,5
	A2_2034	25,7	25,7	81,8	62,5	57,3	0,0	95,9	5,3	7,3	5,1	6,8	21,9	0,0	20,5	22,6	15,6	9,7	54,3	23,0	23,3	16,9
T1 URIBIA 110 kV	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,8	11,4	21,5	0,0	20,6	22,1	0,0	12,2	54,7	23,1	23,3	14,4
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,3	8,5	23,0	0,0	20,5	22,5	0,0	11,0	54,4	25,0	25,2	15,1
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,6	5,2	7,1	22,7	0,0	20,6	22,9	0,0	10,1	54,7	23,0	23,1	15,6
JOUKTAI-JEPIRACHI	A2_2024	24,2	24,2	78,2	59,0	59,0	26,0	57,0	5,3	5,9	5,1	5,4	21,8	0,0	0,0	15,7	13,1	4,5	34,1	22,9	23,0	13,3
	A2_2029	24,0	24,0	78,9	60,0	60,0	26,1	58,6	2,8	5,2	2,7	4,9	23,4	0,0	0,0	16,2	13,9	3,8	34,3	24,7	24,8	14,2
	A2_2034	24,0	24,0	79,6	61,2	61,0	26,1	60,4	0,8	3,3	0,8	3,1	22,9	0,0	0,0	16,5	14,9	3,6	34,1	22,7	22,7	14,6
URIBIA-JOUKTAI	A2_2024	24,6	24,6	76,6	58,0	57,9	25,6	56,7	6,7	7,4	6,4	6,9	23,7	0,0	34,7	5,5	11,9	16,9	0,0	23,8	23,4	9,4
	A2_2029	24,4	24,4	77,2	59,1	58,9	25,7	58,4	8,7	10,2	8,3	9,6	24,5	0,0	34,7	5,9	12,9	18,0	0,0	24,0	23,5	10,1

CONTINGENCIAS	CASO	GUAJIRA - CUESTECITAS 1	GUAJIRA - CUESTECITAS 2	SAN JUAN - CUESTECITAS	GUAJIRA - SANTA MARTA 2	GUAJIRA - TERMOCOL	RIO CORDOBA - TERMOCOL	SANTA MARTA - TERMOCOL	T6 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T7 CUC 40MVA 220/110/13.8 kV	T1 CUC 100 MVA 220/110/13.8 kV	T2 CUC 60 MVA 220/110/13.8 kV	T3-RIOHACHA	CUESTECITAS - JOUKTAI	JOUKTAI - JEPIRACHI	URIBIA - MAICAO 110	T1 URIBIA 110KV	CUESTECITAS - URIBIA	URIBIA - JOUKTAI	BALLENAS - RIOHACHA	BALLENAS - MANAURE	MANAURE - URIBIA
			A2_2034	24,2	24,2	77,9	60,2	59,9	25,7	60,1	10,8	12,1	10,3	11,4	24,2	0,0	34,7	6,2	13,9	19,0	0,0	22,1
URIBIA-MAICAO 110 kV	A2_2024	23,4	23,4	79,0	59,6	59,6	26,2	57,3	9,8	11,6	9,3	10,8	19,8	0,0	20,4	0,0	17,1	42,1	54,1	30,7	31,9	24,6
	A2_2029	23,2	23,2	79,7	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	10,1	7,4	9,4	21,0	0,0	20,5	0,0	18,0	41,7	54,3	32,0	33,2	25,6
	A2_2034	25,0	25,0	80,9	61,8	61,6	26,3	60,7	5,9	8,9	5,6	8,3	21,4	0,0	20,4	0,0	18,8	41,0	54,1	32,1	33,3	26,4
T2-RIOHACHA	A2_2024	23,7	23,7	79,2	59,6	59,6	26,2	57,3	10,3	12,2	9,8	11,4	42,3	0,0	20,6	21,9	14,4	11,8	54,7	25,0	25,5	17,2
	A2_2029	23,6	23,6	79,8	60,6	60,6	26,3	58,9	7,7	9,1	7,3	8,5	43,5	0,0	20,5	22,2	15,2	10,7	54,4	25,1	25,7	17,8
	A2_2034	23,5	23,5	80,5	61,8	61,6	26,3	60,7	5,4	7,6	5,2	7,0	42,5	0,0	20,6	22,7	16,3	9,7	54,7	23,2	23,8	18,5

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados consignados en la Tabla 13, muestran que con la conexión de esta alternativa se eliminan por completo las sobrecargas percibidas por los activos del SDL de la zona en la operación normal del sistema. Además, por contar con una nueva conexión a nivel de STR ante cualquier contingencia sencilla se da una atención 100% confiable de las cargas de las subestaciones Ballenas, Manaure, Uribia y Camarones.

Ante la contingencia de uno de los dos transformadores 110/33/13,8 kV de 20 MVA de la subestación Riohacha con la conexión de la alternativa 2, se logra convergencia del flujo de carga y se evidencia en la Tabla 13 que el transformador que queda en servicio no percibe cargabilidades superiores al 50%, eliminando por completo las restricciones identificadas en el caso base ante esta condición.

Los resultados proporcionados de la alternativa 2 respecto a la contingencia N-1 realizada en la línea Cuestecitas – Uribia a nivel de 110 kV, resultaron satisfactorios ya que se logra evacuar la generación de las plantas de generación Jouktai y Jepirachi a través de la nueva línea Maicao – Uribia, de esta forma se consigue una adecuada operación de la red. Con la conexión de esta alternativa no se muestra una afectación ante la contingencia de uno de los 4 transformadores de la subestación Cuestecitas.

3.4 Resultados de cortocircuito

Las simulaciones de cortocircuito se realizaron siguiendo lo establecido en la norma IEC 60909 del 2016, llamada “Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos en A.C” (International Electrotechnical Commission, 2016). En estas simulaciones, relacionadas en el software Power Factory Digsilent, se calculan las corrientes de cortocircuitos monofásicas y trifásicas en el escenario de máxima generación. Estos cálculos se realizan tanto para el caso base y contingencias, en todo el horizonte de estudio que comprenda el proyecto.

En la Tabla 14 se presentan los resultados de corriente de cortocircuitos monofásico y trifásico en las barras de las diferentes subestaciones en caso base y ante las diferentes alternativas planteadas para la conexión de la subestación Uribia 110/30 kV y Obras asociadas. Estos resultados fueron realizados para los años 2024,2029 y 2034, lo que permite analizar el comportamiento de la corriente de cortocircuito en el mediano y largo plazo, así como compararlo con la capacidad nominal de cortocircuito de cada barraje.

Tabla 14

Resultados de cortocircuito

Subestación	Capacidad de diseño (kA)	Trifásico									Monofásico								
		2024			2029			2034			2024			2029			2034		
		CB	A1	A2	CB	A1	A2	CB	A1	A2	A0	A1	A2	A0	A1	A2	A0	A1	A2
Cuestecitas 110 kV	31,5	9,30	9,31	9,34	9,30	9,31	9,34	9,30	9,31	9,34	13,07	13,08	13,12	13,07	13,08	13,12	13,07	13,08	13,12
Jepirachi 110 kV	N/A	1,52	1,54	1,78	1,52	1,54	1,78	1,52	1,54	1,78	1,50	1,51	1,71	1,50	1,51	1,71	1,50	1,51	1,71
Jouktaí 110 kV	N/A	1,55	1,56	1,82	1,55	1,56	1,82	1,55	1,56	1,82	1,48	1,49	1,70	1,48	1,49	1,70	1,48	1,49	1,70
Maicao 110 kV	31,5	2,87	2,88	3,64	2,87	2,88	3,64	2,87	2,88	3,64	2,27	2,27	2,99	2,27	2,27	2,99	2,27	2,27	2,99
Puerto Bolívar 110kV	N/A	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Riohacha 110 kV	31,5	3,51	3,58	3,67	3,51	3,58	3,67	3,51	3,58	3,67	3,75	3,81	3,89	3,75	3,81	3,89	3,75	3,81	3,89
Ballenas 13.8 kV	12,5	0,67	0,77	0,77	0,67	0,77	0,77	0,67	0,77	0,77	0,74	0,82	0,82	0,74	0,82	0,82	0,74	0,82	0,82
Manaure 13.8 kV	25	1,41	3,68	3,77	1,41	3,68	3,77	1,41	3,68	3,77	0,86	2,82	2,85	0,86	2,82	2,85	0,86	2,82	2,85
Uribia 13.8 kV	12,5	0,84	4,08	4,36	0,84	4,08	4,36	0,84	4,08	4,36	1,19	4,64	4,87	1,19	4,64	4,87	1,19	4,64	4,87
Cuestecitas 220 kV	N/A	11,46	11,46	11,48	11,46	11,46	11,48	11,46	11,46	11,48	14,15	14,15	14,17	14,15	14,15	14,17	14,15	14,15	14,17
San Juan 220 kV	40	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49
Termogujaira 220 kV	N/A	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01
Ballenas 34.5 kV	12,5	0,96	1,83	1,85	0,96	1,83	1,85	0,96	1,83	1,85	0,59	1,09	1,09	0,59	1,09	1,09	0,59	1,09	1,09
Manaure 34.5 kV	25	0,63	2,44	2,55	0,63	2,44	2,55	0,63	2,44	2,55	0,35	1,57	1,60	0,35	1,57	1,60	0,35	1,57	1,60
Riohacha 34.5 kV	12,5	3,11	3,56	3,56	3,11	3,56	3,56	3,11	3,56	3,56	4,30	4,88	4,88	4,30	4,88	4,88	4,30	4,88	4,88
Uribia 34.5 kV	25	0,51	6,05	7,41	0,51	6,05	7,41	0,51	6,05	7,41	0,28	7,61	8,95	0,28	7,61	8,95	0,28	7,61	8,95
Cuestecitas 500 kV	N/A	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	14,49	14,49	14,50	14,49	14,49	14,50	14,49	14,49	14,50
Colectora 500 Kv	40	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38
Uribia 110 Kv	31,5	0,00	2,25	3,27	0,00	2,25	3,27	0,00	2,25	3,27	0,00	1,65	2,59	0,00	1,65	2,59	0,00	1,65	2,59

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados mostrados en la Tabla 14 se concluye que con la entrada en operación de la subestación Uribia 110/30 kV las corrientes de cortocircuito no exceden las de diseño con las alternativas evaluadas, se evidencia que no se elevan de manera significativa las corrientes de

cortocircuito, con excepción de los nodos Ballenas, Manaure, Uribia y Maicao en los niveles de tensión de 110/34,5/13.8 kV.

3.5 Resultados de pérdidas técnicas

Los resultados de pérdidas técnicas durante 24 horas para todos los años del horizonte de análisis se obtienen de los resultados de los flujos de carga. Se inició desde el año 2024 hasta el año 2034 para el caso base y las dos (2) alternativas de solución.

Los resultados mostrados a continuación se obtienen teniendo en cuenta las siguientes consideraciones: los activos del STN se encuentran conformados por las líneas de 500 kV y 220 kV dentro del área de La Guajira. Las pérdidas asociadas al STR se encuentran conformadas por todas las líneas a 110 kV del área y finalmente, las pérdidas en el SDL tienen en cuenta las líneas a 34,5 kV que se encuentran dentro de la influencia de la subestación Uribia 110 kV.

En la Tabla 15 se presentan los resultados de las pérdidas en MW para un día, en cada uno de los casos analizados en un horizonte de 10 años.

Tabla 15

Pérdidas en MW para un día.

Año	Pérdidas (MW)								
	STN			STR			SDL		
	CASO BASE	ALT. 1	ALT. 2	CASO BASE	ALT. 1	ALT. 2	CASO BASE	ALT. 1	ALT. 2
2024	390,17	390,89	390,87	94,77	80,92	56,51	36,32	6,29	3,89
2025	392,22	392,72	392,72	95,22	81,17	56,44	37,96	6,44	3,99
2026	393,55	393,89	393,91	95,68	81,27	56,42	39,43	6,49	4,01

Año	Pérdidas (MW)								
	STN			STR			SDL		
	CASO BASE	ALT. 1	ALT. 2	CASO BASE	ALT. 1	ALT. 2	CASO BASE	ALT. 1	ALT. 2
2027	394,91	395,29	395,56	95,98	81,41	56,35	40,73	6,57	4,08
2028	396,49	396,81	396,85	96,61	81,52	56,35	42,72	6,58	4,13
2029	397,66	397,96	398,19	97,05	81,76	56,35	44,17	6,66	4,19
2030	398,85	399,22	399,70	97,52	81,88	56,37	45,73	6,74	4,21
2031	400,81	401,51	401,31	98,12	82,07	56,36	48,04	6,76	4,21
2032	402,57	403,10	402,71	98,63	82,33	56,37	50,23	6,81	4,20
2033	403,81	404,61	404,23	99,47	82,49	56,38	50,99	6,89	4,23
2034	404,85	405,52	405,37	100,27	82,85	56,46	51,42	6,97	4,27

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos para las pérdidas técnicas de la expansión propuesta para La Guajira indican que a nivel de STN en ambas alternativas se evidencia un leve aumento de estas, caso contrario ocurre en el STR donde se evidencia una reducción significativa.

Con respecto a las pérdidas a nivel de SDL para las alternativas evaluadas se evidencia una reducción significativa comparada al caso base de aproximadamente un 82 %, donde la alternativa 2 es la que cuenta con mejores beneficios.

3.6 Resultados de confiabilidad

Utilizando el módulo de análisis de confiabilidad del software Power Factory Digsilent se realizó el cálculo de la energía no suministrada (ENS) de la línea Riohacha-Manaure 34,5 kV, para el cual se emplea una falla anual cuya duración es igual a las máximas horas de indisponibilidad establecidas por el artículo 19 de la resolución CREG 026 de 2019 para activos nuevos y usando el registro de SAIDI y SAIFI promedio de los últimos cinco años para los

activos existentes. Los tiempos establecidos por la resolución CREG 026 del 2019 son 65 horas para activos de conexión del OR al STN (transformadores) y 38 horas anuales para líneas del STR (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019), para los activos nuevos.

En la Tabla 16 se presenta el total de energía dejada de suministrar en MWh/año para el caso base y las alternativas.

Tabla 16

ENS anual en MWh/año

Año	Base	Alternativa 1	Alternativa 2
2024	358	0	0
2025	364	0	0
2026	370	0	0
2027	374	0	0
2028	378	0	0
2029	382	0	0
2030	386	0	0
2031	391	0	0
2032	395	0	0
2033	399	0	0
2034	404	0	0

Fuente: Elaboración propia.

3.7 Resultados de racionamiento

Para el horizonte del estudio, se calcula la energía a racionar en el área de influencia para que el último cliente de las subestaciones Ballenas, Manaure y Uribia presente tensiones dentro de los límites regulatorios.

Tabla 17

Energía racionada

Operación	Año	MW/día		
		Dmin	Dmed	Dmax
Normal	2024	20,1	25,6	13,4
	2029	25	30,9	15,6
	2030	29,2	36,7	17,3

Fuente: Elaboración propia.

La energía racionada se calculó como la energía del caso base menos el caso con carga racionada ante la salida de la carga necesaria para mantener las tensiones dentro del rango de tensiones permitidas regulatoriamente, se resume en la siguiente fórmula y en la Tabla 18 se muestran los resultados anuales:

$$ENS_racionamiento = \#horas\ afectadas * (Energía\ caso\ base - Energía\ con\ el\ racionamiento)$$

Tabla 18

ENS anual en MWh/año por racionamiento.

Año	Base	Alternativa Propuesta
2024	55,86	0
2029	67,63	0
2034	79,17	0

Fuente: Elaboración propia.

3.8 Resultados de análisis financiero

En este apartado se describen los costos asociados a las inversiones y los beneficios que traería la expansión en el departamento de La Guajira.

3.8.1 Costos de inversión

La Resolución 015 del 2018 estipula las unidades constructivas (UCC) y sus costos asociados a corte de diciembre del 2017, los porcentajes para AOM y para los activos no eléctricos a considerar según nivel de tensión. Los costos se indexaron a diciembre del 2020 con un IPP de 124,38. A continuación se muestran las UCC tenidas en cuenta a precio de diciembre del 2017 para cada alternativa:

Tabla 19

Costos de la alternativa 1

Subestación, Línea o Circuito	Código de UC	Descripción de Unidad Constructiva	Valor CREG Unitario [MCOP]	Cantidad	Valor CREG Total [MCOP]
Nueva Uribia	N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	1439	2	2877
Nueva Uribia	N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	1399	2	2797
Nueva Uribia	N4S56	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (sf6)	1132	1	1132
Nueva Uribia	N4S62	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	226	5	1130
Nueva Uribia	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	24	2	48
Nueva Uribia	N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	133	2	266
Nueva Uribia	N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	138	2	276
Nueva Uribia	N4P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N4	101	1	101
Nueva Uribia	N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4	101	2	202
Nueva Uribia	N4T5	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 21 a 30 MVA	2179	2	4358
Nueva Uribia	N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	73	6	439
Nueva Uribia	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	3	67,5	181

PROYECCIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LOS
NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 PARA RIOHACHA, MANAURE, BALLENAS Y URIBIA 60

Subestación, Línea o Circuito	Código de UC	Descripción de Unidad Constructiva	Valor CREG Unitario [MCOP]	Cantidad	Valor CREG Total [MCOP]
Uribia	N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	73	3	220
Uribia	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	3	33,75	90
Uribia	N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	242	2	484
Uribia	N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	221	1	221
Uribia	N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	113	3	340
Uribia	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	34	15	508
Uribia	N3EQ11	Transformador de tensión - N3	6	12	71
Uribia	N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	24	2	48
Uribia	N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	89	1	89
Uribia	N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	89	2	178
Uribia	N3P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N3	82	1	82
Uribia - Jouktai	N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	74	13	964
Uribia - Jouktai	N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	124	7,8	967
Uribia - Jouktai	N4L85	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 795 kcmil (AAAC)	90	2,6	234
Uribia - Jouktai	N4L89	Cable de guarda	4	1,3	5
Uribia - Jouktai	N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	2	13	21

Tabla 20

Costos de la alternativa 2

Subestación, Línea o Circuito	Código de UC	Descripción de Unidad Constructiva	Valor CREG Unitario [MCOP]	Cantidad	Valor CREG Total [MCOP]
Nueva Uribia	N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	1439	2	2877
Nueva Uribia	N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	1399	2	2797
Nueva Uribia	N4S56	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (sf6)	1132	1	1132
Nueva Uribia	N4S62	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	226	5	1130
Nueva Uribia	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	24	2	48
Nueva Uribia	N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	133	2	266
Nueva Uribia	N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	138	2	276
Nueva Uribia	N4P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N4	101	1	101
Nueva Uribia	N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4	101	2	202
Nueva Uribia	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	34	15	508
Nueva Uribia	N4T5	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4	2179	2	4358

Subestación, Línea o Circuito	Código de UC	Descripción de Unidad Constructiva	Valor CREG Unitario [MCOP]	Cantidad	Valor CREG Total [MCOP]
capacidad final de 21 a 30 MVA					
Nueva Uribia	N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	73	6	439
Nueva Uribia	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	3	67,5	181
Uribia	N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	73	3	219,54
Uribia	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	3	33,75	90,315
Uribia	N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	242	2	484
Uribia	N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	221	1	221
Uribia	N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	113	3	340
Uribia	N3EQ11	Transformador de tensión - N3	6	12	71
Uribia	N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	24	2	48
Uribia	N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	89	1	89
Uribia	N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	89	2	178
Uribia	N3P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N3	82	1	82
Uribia - Jouktai	N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	74	13	964
Uribia - Jouktai	N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	124	7,8	967
Uribia - Jouktai	N4L85	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 795 kcmil (AAAC)	90	2,6	234
Uribia - Jouktai	N4L89	Cable de guarda	4	1,3	5
Uribia - Jouktai	N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	2	13	21
Uribia - Maicao	N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	74	400	29655
Uribia - Maicao	N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	124	240	29763
Uribia - Maicao	N4L85	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 795 kcmil (AAAC)	90	80	7214
Uribia - Maicao	N4L89	Cable de guarda	4	40	167
Uribia - Maicao	N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	2	400	657

La Tabla 21 resume el valor presente neto (VPN) de los costos asociados a inversiones por UUC, AOM, activos no eléctricos y por el aumento de pérdidas en el STN para las dos alternativas evaluadas.

Tabla 21

Resumen de costos de las alternativas

Proyecto	Costo Inversión	Costo AOM	Costo BRANE	Costo Pérdidas STN	Total Costos
	MCOP	MCOP	MCOP	MCOP	MCOP
Alternativa 1	20.105	3.674	3.674	459	27.912
Alternativa 2	94.085	17.194	17.194	440	128.912

Fuente: Elaboración propia.

3.8.2 Beneficios del proyecto

Los beneficios se asocian a disminución de ENS por confiabilidad, reducción de pérdidas en el STR y SDL y asociados a disminución de energía racionada.

3.8.2.1 Beneficios por reducción de pérdidas técnicas

La Tabla 15 muestra los resultados de las pérdidas técnicas y en esta se evidencia una reducción a nivel de STR y SDL. El beneficio se calcula a partir de la diferencia de pérdidas, entre los resultados en el caso base y cada alternativa, finalmente se monetizan multiplicando esta diferencia por el valor del promedio de G + T (generación – transmisión) el cual fue de 253,84 \$/kWh. Los resultados se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22

Beneficios por pérdidas MCOP

Año	STR		SDL	
	ALT. 1	ALT. 2	ALT. 1	ALT. 2
2024	1282,9	3545,4	956,5	1032,9
2025	1302,0	3592,6	1003,8	1081,8
2026	1334,5	3637,4	1048,9	1127,9
2027	1350,2	3671,7	1087,9	1167,1

Año	STR		SDL	
	ALT. 1	ALT. 2	ALT. 1	ALT. 2
2028	1398,5	3730,9	1150,9	1229,1
2029	1416,0	3770,5	1194,7	1273,5
2030	1449,0	3812,5	1241,7	1322,3
2031	1486,4	3869,0	1315,0	1396,0
2032	1510,5	3915,9	1382,8	1466,0
2033	1573,4	3992,0	1404,4	1489,1
2034	1613,6	4058,6	1415,8	1501,8

Fuente: Elaboración propia.

3.8.2.2 Beneficios por confiabilidad

La Tabla 16 muestra el beneficio por confiabilidad para las alternativas evaluadas, este valor se multiplica por el costo de racionamiento (CRO) publicado por la UPME. Se utilizó el CRO1 (UPME, Histórico Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, 2021) a corte de mayo del 2021 con un valor de 1532,53 \$/kWh. El beneficio resulta de multiplicar el CRO por la ENS, en la Tabla 23 se muestran los resultados.

Tabla 23

Beneficios por confiabilidad MCOP

Año	Base	Alternativa 1	Alternativa 2
2024	\$ 00.00	\$549	\$549
2025	\$ 00.00	\$558	\$558
2026	\$ 00.00	\$567	\$567
2027	\$ 00.00	\$573	\$573
2028	\$ 00.00	\$579	\$579
2029	\$ 00.00	\$586	\$586
2030	\$ 00.00	\$592	\$592
2031	\$ 00.00	\$599	\$599

Año	Base	Alternativa 1	Alternativa 2
2032	\$ 00.00	\$605	\$605
2033	\$ 00.00	\$612	\$612
2034	\$ 00.00	\$619	\$619

Fuente: Elaboración propia.

3.8.2.3 Beneficios por racionamiento

En la Tabla 17 se presentó el beneficio por disminución en la energía racionada para mantener las tensiones. Este valor se multiplica por el costo de racionamiento (CRO) publicado por la UPME. Se utilizó el CRO1 a corte de mayo del 2021 con un valor de 1532,53 \$/kWh. El beneficio resulta de multiplicar el CRO por la energía racionada, en la Tabla 24 se muestran los resultados.

Tabla 24

Beneficios por racionamiento MCOP

Año	Base	Alternativa 1	Alternativa 2
2024	0	85.614	85.614
2029	0	103.637	103.637
2034	0	121.337	121.337

Fuente: Elaboración propia.

3.8.2.4 Beneficios totales

La Tabla 25 resumen los beneficios por alternativas. Se observa el valor presente neto de cada uno de los beneficios, se calcula para un período de 25 años y una tasa de retorno del 11,36% (CREG 015-2019).

Tabla 25

Beneficios de las alternativas

Proyecto	VPN Beneficios MCOL				Total
	Confiabilidad	Racionamiento	Pérdidas STR	Pérdidas SDL	
Alternativa 1	\$5.474	\$920.844	\$13.257	\$11.116	\$950.691
Alternativa 2	\$5.474	\$920.844	\$34.848	\$11.858	\$973.023

Fuente: Elaboración propia.

3.9 Rentabilidad del proyecto

En este apartado se calculan los indicadores económicos a partir de los beneficios y los costos de las alternativas de expansión propuestas, se evalúan: relación B/C, beneficios. Lo anterior se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26

Indicadores económicos de las alternativas.

Crterios	Alternativa 1	Alternativa 2
VNA	\$922.778	\$844.112
Beneficios	\$950.691	\$973.023
B/C	34,06	7,55

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 26 se concluye que ambas alternativas son viables financieramente, sin embargo, la alternativa 1 presenta una relación B/C mucho mayor que la alternativa 2.

4. Conclusiones

En el análisis técnico realizado para la operación normal del sistema con la topología actual se observa que a nivel de STN y STR no se evidencian problemas que pueden poner en riesgo la continuidad del servicio, sin embargo, para el SDL no es posible garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de manera continua, segura y confiable dados los problemas de bajas tensiones, altas cargabilidades en sus activos y radialidad de la zona, a medida que la demanda aumenta las problemáticas del área se agravan, fenómeno similar ocurre ante contingencias.

Para mitigar los problemas evidenciados se definieron dos alternativas de expansión, ambas consideran la inyección de un nuevo punto a nivel de 110 kV en la S/E Uribia, su ubicación tiene en cuenta las redes actuales y la infraestructura del SIN.

Con las alternativas de expansión propuestas se observa que los problemas operativos reflejados en el caso base en operación normal y ante contingencias se mitigan por completo y el sistema es capaz de atender el crecimiento de la demanda. Por lo anterior se considera que las alternativas son técnicamente viables.

En cuanto a pérdidas técnicas del sistema, con la puesta en servicio de las alternativas, para ambos casos se presenta el mismo comportamiento, para el STN se presenta un leve aumento de estas, mientras que para el STR y SDL hay una disminución significativa. Para el

caso de variaciones en cuanto a corrientes de CC se evidencia que hay un aumento en el SDL, sin embargo, no supera sus límites de diseño.

La evaluación financiera indica que la alternativa 1 tiene una relación B/C de 34,06 mientras que la alternativa 2 de 7,55 ambas mayores que la unidad, por lo que las alternativas son viables financieramente. Sin embargo, se recomienda la alternativa 1 por tener un B/C superior.

Referencias Bibliográficas

AIR-E S.A.S. E.S.P. (2021). *Información La Guajira*.

AIR-E S.A.S. E.S.P. (2021). *Air-e anuncia inversión en la línea que suministra energía a Uribia y Manaure*. Retrieved from <https://onx.la/0fa86>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución 025 de 1995*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). *RESOLUCIÓN No. 70*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). *Resolución No. 097*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *RESOLUCIÓN No. 015 DE 2018*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). *RESOLUCIÓN No. 026 DE 2019*.

Congreso de Colombia. (1994). *LEY 142 DE 1994*.

Congreso de Colombia. (1994). *LEY 143 DE 1994*.

DANE. (2021). *Producto Interno Bruto por departamento*.

DANE. (2021). *Producto Interno Bruto. Valor agregado por actividades económicas.*

EPM. (2022). *Diccionario de servicios públicos.* Retrieved from
<https://www.epm.com.co/site/home/diccionario-de-servicios-publicos>

IDEAM. (2022). *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia.* Retrieved from
ATLAS: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

IDEAM. (2022). *Atlas de Viento de Colombia.* Retrieved from ATLAS:
<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

International Electrotechnical Commission. (2016). *IEC 60909 del 2016.* Retrieved from
<https://webstore.iec.ch/publication/24100>

ISA Interconexión Eléctrica S.A. (1992). *MANUAL DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.* Medellín: ISA Interconexión Eléctrica S.A.

La República. (2022). *Gobierno inauguró Guajira 1, el primer parque eólico que aportará 20
MW de energía.* Retrieved from LR: <https://www.larepublica.co/economia/gobierno-inaugurara-hoy-el-parque-eolico-guajira-1-el-mas-grande-de-colombia-3289884>

Matulic, I. (Junio de 2003). *Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia*.

Ministerio de Minas y Energía. (30 de Agosto de 2013). *RESOLUCIÓN NÚMERO 90708*.

Unidad de Planeación Minero Energética. (19 de Diciembre de 2006). *Resolución 967 de 2006*.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2019). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2019 - 2033*.

UPME. (2014). *PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISIÓN 2014 - 2028*.

UPME. (2015). *Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 - 2029*.

UPME. (2016). *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2016 – 2030*.

UPME. (2017). *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031*.

UPME. (Junio de 2020). *Demanda de Energía*.

UPME. (2021). *Información solicitudes de conexión*.

UPME. (2021). *Historico Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía*.

UPME. (2021). *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
2020 – 2034 VOLUMEN 3. TRANSMISIÓN*.

Willis, H. L. (2004). *Power Distribution Planning Reference Book*. North Carolina: MARCEL
DEKKER, INC.

Zapata, C. (2011). *Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia*. Universidad Tecnológica de
Pereira. Colombia.