

Reconfiguración topológica del Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, como propuesta para disminuir los niveles de cortocircuito en barrajes de 110 kV.

Juan Carlos Rueda López

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magister en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2025

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	8
1. El cortocircuito, sus efectos y opciones de mitigación .....	15
1.1. Tipos de cortocircuito .....	15
1.2. Fuentes que contribuyen al aporte de cortocircuito .....	19
1.3. Efectos de los cortocircuitos en la red .....	20
1.3.1. Sobrecalentamiento por corrientes elevadas .....	21
1.3.2. Caídas de tensión .....	21
1.3.3. Riesgo para la estabilidad del sistema .....	21
1.4. Importancia de un estudio de cortocircuito.....	22
1.5. Alternativas de reducción de niveles de cortocircuito .....	23
1.5.1. Reconfiguración topológica de la red eléctrica.....	23
1.5.2. Reemplazo de elementos limitantes.....	24
1.5.3. Instalación de limitadores de corriente .....	25
2. Metodología para la Elaboración de Reconfiguración Topológica .....	27
2.1. Consideraciones del estudio.....	29
2.2. Horizonte de análisis.....	32
2.3. Topología actual.....	32
2.4. Alternativas de reconfiguración topológica .....	36
2.4.1 Alternativa 1.....	36
2.4.1 Alternativa 2.....	37

3. Análisis Eléctrico de Alternativas de Reconfiguración Topológica .....	40
3.1 Resultados de Tensiones 2025 .....	40
3.2 Resultados de Tensiones 2035 .....	41
3.3 Resultados de Cargabilidad Año 2025.....	41
3.4 Resultados de Cargabilidad año 2035.....	48
3.5 Resultados de Cortocircuito.....	63
3.6 Resumen de los principales resultados .....	67
4. Conclusiones.....	68
5. Referencias Bibliográficas .....	71

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Subestaciones del departamento del Atlántico que superan la capacidad nominal de cortocircuito. ....	12
Tabla 2. Resumen de las características de los principales tipos de cortocircuito.....	16
Tabla 3. Resumen de alternativas de reducción de nivel de cortocircuito.....	25
Tabla 4. Demanda anual de potencia máxima (MW-año) .....	30
Tabla 5. Capacidad de transformación 220/110 kV conectada en el departamento del Atlántico	32
Tabla 6. Capacidad de generación térmica actual de las subestaciones Termoflores y Tebsa .....	33
Tabla 7. Resultados de tensiones 2025 .....	40
Tabla 8. Resultados de tensiones 2035 .....	41
Tabla 9. Resultados de cargabilidad año 2025.....	42
Tabla 10. Resultados de cargabilidad año 2035.....	49
Tabla 11. Resultados de cortocircuito monofásico y trifásico para el año 2025 .....	63
Tabla 12. Resultados de cortocircuito monofásico y trifásico para el año 2035 .....	65

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico del departamento del Atlántico .....	10
Figura 2. Tipos de cortocircuito.....	15
Figura 3. Metodología de propuesta de reconfiguración topológica en el departamento de Atlántico .....	27
Figura 4. Topología del departamento del Atlántico a nivel de 110 kV.....	34
Figura 5. Red eléctrica georreferenciada a nivel de 110 kV del departamento del Atlántico. ....	35
Figura 6. Unifilar alternativa 1 de reconfiguración topológica.....	37
Figura 7. Unifilar alternativa 2 de reconfiguración topológica.....	39

## Resumen

**Título:** Reconfiguración topológica del Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, como propuesta para disminuir los niveles de cortocircuito en barrajes de 110 kV.\*

**Autor:** Juan Carlos Rueda López\*\*

**Palabras Clave:** Cortocircuito, Reconfiguración Topológica, Sobrecarga, Sistema de transmisión regional.

**Descripción:** La entrada en operación de los proyectos de expansión, como lo es UPME STR 02 de 2019 fortaleció el sistema eléctrico regional, pero también elevó los niveles de cortocircuito en de las subestaciones a nivel de 110 kV en el departamento del Atlántico, llegando a superar la capacidad nominal de diseño. Informes de XM y la UPME advierten que esta condición afecta la confiabilidad del sistema y requiere medidas correctivas.

Este estudio analiza alternativas de reconfiguración topológica del Sistema de Transmisión Regional (STR) del Atlántico para reducir los niveles de cortocircuito en barrajes de 110 kV. Para ello, se modelará el sistema en Power Factory (Digsilent), identificando y evaluando al menos dos alternativas de reconfiguración que permitan operar el sistema de manera más segura y eficiente.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Programa académico. Director: Óscar Quiroga PhD. Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica.

## Abstract

**Title:** Topological reconfiguration of the Regional Transmission System (STR) of the department of Atlántico, as a proposal to reduce short-circuit levels in 110 kV busbars.\*

**Author(s):** Juan Carlos Rueda López\*\*

**Key Words:** Short circuit, Topological reconfiguration, Overload, Regional transmission system.

**Description:** The entry into operation of expansion projects such as UPME STR 02 in 2019 strengthened the regional electrical system, but also raised short-circuit levels in 110 kV substations in the department of Atlántico, exceeding the nominal design capacity. Reports from XM and UPME warn that this condition affects the reliability of the system and requires corrective measures.

This study analyzes alternatives for topological reconfiguration of the Atlántico Regional Transmission System (STR) to reduce short-circuit levels in 110 kV busbars. To do this, the system will be modeled in Power Factory (Digsilent), identifying and evaluating at least two reconfiguration alternatives that allow the system to operate more safely and efficiently.

---

\* Degree Work

\*\* Department of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Óscar Quiroga Doctor of Science with an Emphasis in Electrical Engineering.

## **Introducción**

En el departamento del Atlántico, el consumo de energía eléctrica ha mostrado un incremento significativo en los últimos años, manteniendo una tendencia sostenida de crecimiento en el uso de este recurso vital. Según datos de XM, entidad que coordina la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el Mercado de Energía Mayorista en Colombia, la demanda de energía eléctrica en el país experimentó un aumento del 5,48% en el mes de febrero del 2024 en comparación con el mismo mes de febrero del año anterior. Por otra parte, datos del año 2024 mostraron un crecimiento del 6,73% de la demanda de energía del SIN en comparación al 2023 (*Sinergox - Informes, 2024*).

En el contexto del departamento del Atlántico, las centrales térmicas como la Subestación Termoflores y Tebsa desempeñan un papel crucial en la garantía del suministro energético de Colombia, especialmente durante períodos de sequía o eventos climáticos extremos como el fenómeno del Niño. Estas centrales, al aportar su capacidad total de energía firme, se convierten en pilares fundamentales para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

La Subestación Termoflores y Tebsa, al estar ubicadas estratégicamente en el departamento del Atlántico, tienen la capacidad de responder rápidamente a las necesidades energéticas del país en momentos de crisis. Su contribución es esencial para compensar la disminución en la generación hidroeléctrica y asegurar un suministro continuo y confiable de electricidad a nivel nacional.

Por su parte, la entrada en operación del proyecto por convocatoria UPME STR 02 de 2019 en el departamento del Atlántico representó un avance significativo en el fortalecimiento del sistema eléctrico regional. Sin embargo, como es común en proyectos de esta envergadura, la implementación de nuevas líneas y subestaciones a nivel de 110 kV genera también nuevos desafíos operativos, en especial por el incremento en los niveles de cortocircuito en los barrajes de las subestaciones de la zona (*Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019, 2019*).

El aumento en los niveles de cortocircuito puede ser resultado de varios factores, como la integración de nuevas infraestructuras y la redistribución de la carga en el sistema eléctrico. Es importante abordar estos desafíos de manera proactiva para garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema.

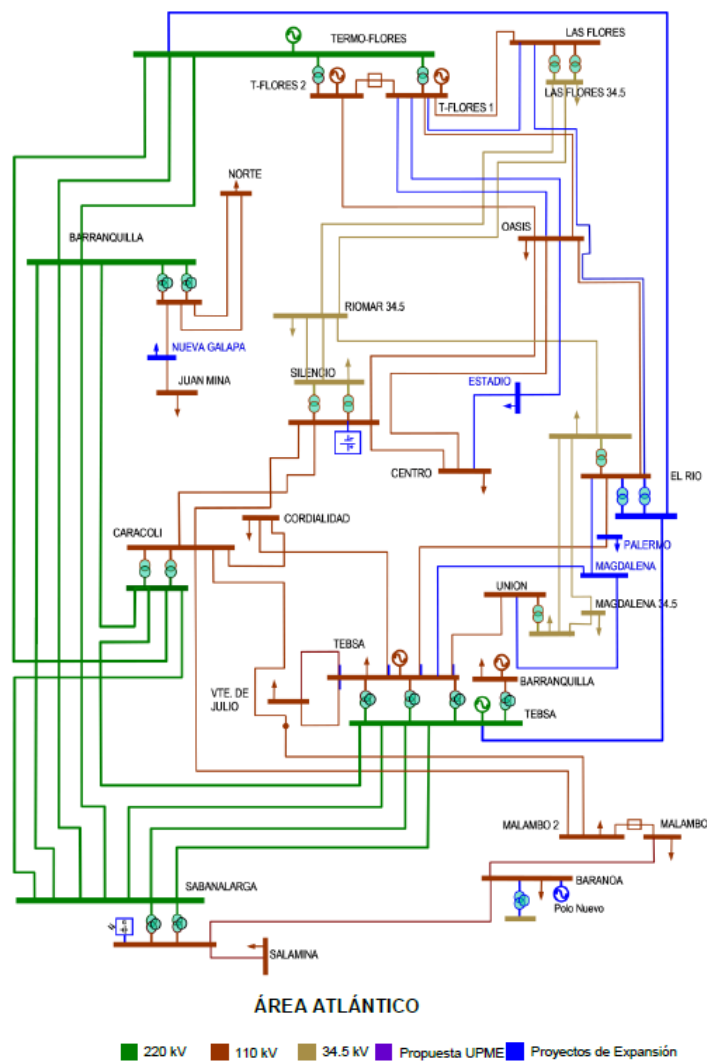
La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, en su papel fundamental de la planificación y gestión del sector energético colombiano, mediante el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión publicada por la UPME, hace referencia al incremento de cortocircuitos en los barrajes 110 kV en del departamento del Atlántico, en el plan del 2020 – 2034 volumen 3. Transmisión (adoptado por el ministerio de minas y energía bajo la resolución 40279 del 26 de agosto del 2021), en el apartado Análisis Sistemas de Transmisión Regionales – STR, Área caribe – Atlántico, indicando lo siguiente: “*Alcance de los niveles de corto circuito a valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores: Se observa que los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 230 kV y Termoflores 110 kV llegan a su nivel máximo. Por lo anterior, se hace necesario que los dueños de las subestaciones adelanten todas las acciones necesarias para*

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 10

que en el corto plazo y antes de la entrada en servicio de las obras propuestas, se aumenten los niveles de corto en estas subestaciones.” (Planes expansión generación Transmisión, 2021)

En la Figura 1 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico del área Atlántico, destacando las redes de 220 kV, 110 kV, 34,5 kV y los nuevos proyectos de expansión que se vienen implementando.

**Figura 1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico del departamento del Atlántico**



Nota. Diagrama unifilar del sistema eléctrico del departamento del Atlántico. Tomado de UPME, Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 202-2034, Volumen 3, Transmisión. 2021.

En el informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo (IPOEMP) del primer trimestre de 2024 del operador eléctrico de Colombia XM, en la tabla 7-1 restricciones de la subárea Atlántico, menciona que se evidencia agotamiento (superando la capacidad de diseño de cortocircuito de la subestación) de la capacidad de cortocircuito de la subestación las Flores 110 kV, Oasis 110 kV y Silencio 110 kV, para lo cual no se tiene obra de expansión definida. Adicional, indica lo siguiente: *“Con recursos de generación de la subárea en línea, de identificar que se supera la capacidad de corto circuito de Las Flores 110 kV, validar la pertinencia de abrir el seccionamiento de barras de Termoflores 110 kV (7110 o 7120) y de esta forma mitigar esta condición al distribuir los aportes de corto circuito. Este cambio topológico modifica el valor de potencia seguro a través de algunas restricciones de la subárea.”* (Informe de planeamiento operativo eléctrico del mediano plazo (IPOEMP), 2024)

De igual manera XM, en su informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo (IPOELP) del primer semestre del 2024, indica las subestaciones en el departamento del Atlántico que están superando la capacidad nominal de cortocircuito monofásico o trifásico. De igual manera indica que se deben tomar acciones operativas para distribuir los aportes de cortocircuito y mitigar la superación de la capacidad nominal de cortocircuito de los barrajes, los cuales están afectando la confiabilidad; y se deben implementar soluciones de tipo estructural.

En la Tabla 1 se logra apreciar los barrajes del departamento del Atlántico que están superando la capacidad de cortocircuito, según el informe IPOELP de XM en el apartado 2.7.1.1

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 12

Nodos área caribe, en la tabla 2-3 subestaciones de caribe que superan, bajo los supuestos de estudio, la capacidad nominal de cortocircuito.

**Tabla 1 Subestaciones del departamento del Atlántico que superan la capacidad nominal de cortocircuito.**

Subárea	Subestación [kV]	Nom [kA]	2024 [%]	2025 [%]	2026 [%]	2027 [%]	2028 [%]	2029 [%]	2030 [%]	2031 [%]	2032 [%]	2033 [%]
Atlántico	El Rio 110	50	87	93	152	154	154	154	154	154	154	154
Atlántico	Las Flores 110	31.5	135	144	149	152	152	152	152	152	152	152
Atlántico	Oasis 110	31.5	132	141	146	149	149	149	149	149	149	149
Atlántico	Flores 220	31.5	124	135	141	144	144	144	144	144	144	144
Atlántico	Sabanalarga 220	40	114	130	138	143	143	143	143	143	143	143
Atlántico	Silencio 110	31.5	119	128	133	135	135	135	135	135	135	135
Atlántico	Centro 110	31.5	117	125	130	132	132	132	132	132	132	132
Atlántico	Tebsa 220	40	111	120	126	128	128	128	128	128	128	128
Atlántico	Tebsa 110	40	112	120	123	125	125	125	125	125	125	125
Atlántico	Termoflores 110	40	109	117	121	123	123	123	123	123	123	123
Atlántico	Nva Magdalena 110	40	109	116	120	122	122	122	122	122	122	122
Atlántico	Nv Barranquilla 220	31.5	101	110	116	119	119	119	119	119	119	119
Atlántico	Unión 110	40	100	107	111	112	112	112	112	112	112	112
Atlántico	Estadio 110	40	93	99	103	104	104	104	104	104	104	104

*Nota.* Subestaciones del departamento del Atlántico que superan la capacidad nominal de cortocircuito. Tomado de XM, Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo (IPOELP), primer semestre 2024.

La evaluación de los niveles de cortocircuito en un Sistema Eléctrico de Potencia es fundamental para garantizar la seguridad y la confiabilidad de la red eléctrica. Para llevar a cabo esta evaluación, es esencial realizar un estudio detallado que incluya la recopilación de datos del sistema actual y la simulación en el software de sistemas de potencia Power Factory (Digsilent). Este proceso permite identificar las corrientes de falla y sus aportes en los barrajes 110 kV, así como evaluar la distribución de corriente y los aportes de los elementos de generación. Con base a esto surge la siguiente pregunta problema: ¿qué se puede realizar a nivel topológico para disminuir los niveles de cortocircuito en los barrajes 110 kV en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico?

De manera que el presente documento tiene como objetivo general analizar alternativas de reconfiguración topológica en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, como propuesta para disminuir los niveles de cortocircuito en los barrajes de 110 kV, que permita operar de manera segura y confiable el sistema eléctrico. Además de:

- Modelar en el software Power Factory (Digsilent) el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico.

- Identificar al menos dos alternativas de reconfiguración topológica con la infraestructura del sistema eléctrico proyectada para el año de análisis en el departamento del Atlántico.

- Implementar alternativas de topología modelando en el software Power Factory (Digsilent).

- Evaluar las alternativas topológicas y comparación de los resultados, para seleccionar la mejor opción que garantice una operación segura y eficiente, minimizando los riesgos de cortocircuito.

Este trabajo está estructurado en cuatro capítulos. El primero de ellos se dedica al marco conceptual, el cual abarca una revisión bibliográfica sobre los conceptos generales y la importancia de los cortocircuitos en los sistemas eléctricos de potencia. Además, incluye propuestas para reducir los niveles de cortocircuito.

En el capítulo dos se describe la metodología para desarrollar propuestas de reconfiguración topológica con el fin de reducir los niveles de cortocircuito en los barrajes de 110 kV del departamento del Atlántico. Este capítulo detalla las consideraciones a tener en cuenta, el

alcance del análisis y las condiciones topológicas específicas del Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico.

En el capítulo tres se presentan los resultados y el análisis comparativo de las alternativas evaluadas frente al caso base. Se detallan los impactos de la reconfiguración topológica en la red eléctrica del departamento del Atlántico. Finalmente, en el capítulo cuatro, se exponen las conclusiones y recomendaciones derivadas de los resultados obtenidos en el presente trabajo de grado.

Basado en lo anterior, se hace necesario evaluar técnicamente estrategias que permitan reducir los niveles de cortocircuito en los barrajes 110 kV en el departamento del Atlántico, especialmente aquellas subestaciones que superan la capacidad de diseño. La reconfiguración topológica se plantea como una propuesta de solución viable y económica. Este trabajo de aplicación, propone una metodología de análisis que busca optimizar la configuración de la red eléctrica existente, contribuyendo a la operación segura y confiable del Sistema de Transmisión Regional del departamento del Atlántico.

### 1. El cortocircuito, sus efectos y opciones de mitigación

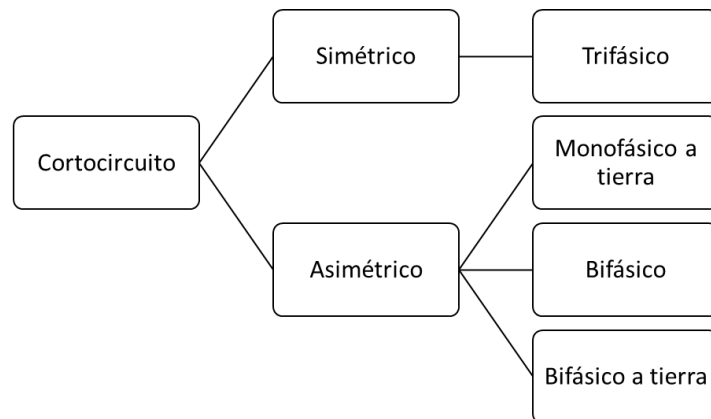
Según el Ministerio de Minas y Energías de Colombia, un cortocircuito es la unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito (*Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, 2024*).

La corriente de cortocircuito es un aspecto crítico en el diseño de sistemas eléctricos, debido que determina las especificaciones de los dispositivos de protección. Estos dispositivos deben ser capaces de soportar y, si es necesario, interrumpir la corriente de falla para prevenir daños. El cálculo preciso de la corriente de cortocircuito para cada nivel de tensión asegura que la falla sea aislada rápidamente, protegiendo así el sistema y garantizando la seguridad operacional. (Metz-Noblat et al., 2007)

#### 1.1. Tipos de cortocircuito

Los tipos de cortocircuitos que con más frecuencia pueden presentarse en la red eléctrica se resumen en la Figura 2.

**Figura 2. Tipos de cortocircuito**

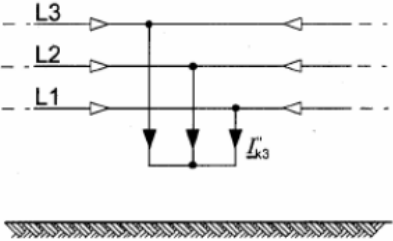


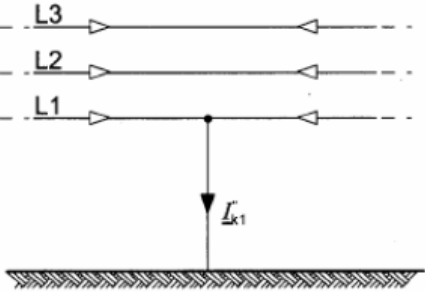
*Nota:* Fuente: elaboración propia

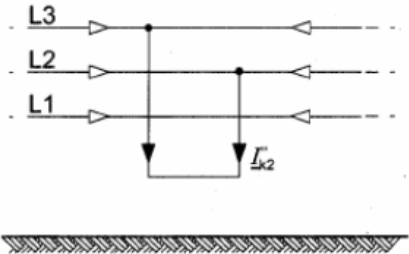
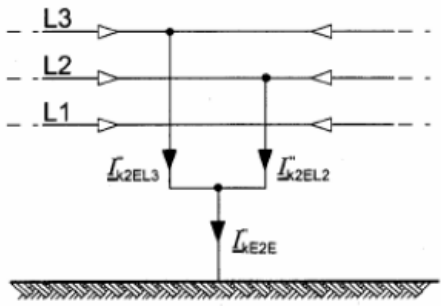
Allí en la Figura 2 se destaca que, en función de las fases afectadas, son 4 los tipos de cortocircuitos más frecuentes: el trifásico, el monofásico a tierra, el bifásico y el bifásico a tierra.

La Tabla 2, resume las principales características de cada uno:

**Tabla 2. Resumen de las características de los principales tipos de cortocircuito**

Tipo de cortocircuito	Principales características	Esquema simplificado
Cortocircuito trifásico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Son uno de los tipos de eventos críticos en los sistemas eléctricos de potencia que involucran una conexión de baja impedancia entre las tres fases de un sistema trifásico.</li> <li>• Todas las fases del sistema eléctrico se ven afectadas por igual, lo que lo convierte en un fenómeno equilibrado.</li> <li>• El análisis y modelamiento se puede simplificar utilizando únicamente la red de secuencia positiva, lo que facilita significativamente el proceso de</li> </ul>	

Tipo de cortocircuito	Principales características	Esquema simplificado
	<p>cálculo y diseño de medidas de protección.</p>	
<p>Cortocircuito monofásico</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Una fase de un sistema eléctrico entra en contacto directo con tierra.</li> <li>• Cuando se produce un cortocircuito monofásico a tierra, la corriente fluye desde la fase hacia la tierra, creando un camino de baja resistencia y genera un desequilibrio en el sistema eléctrico.</li> <li>• En la fase comprometida se presenta un aumento significativo de la corriente.</li> <li>• Para el análisis de este tipo cortocircuito se requieren de las redes de secuencia positiva, negativa y cero</li> </ul>	

Tipo de cortocircuito	Principales características	Esquema simplificado
Cortocircuito bifásico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos fases del sistema eléctrico quedan conectadas entre sí con muy baja resistencia ocasionando que una corriente eléctrica elevada fluya entre las fases afectadas.</li> <li>• Para su cálculo se utilizan las redes de secuencia positiva y negativa</li> </ul>	
Cortocircuito bifásico a tierra	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos fases del sistema eléctrico se conectan a tierra, lo que crea un camino de baja resistencia para la corriente eléctrica.</li> <li>• El resultado es un aumento significativo de la corriente en esas fases en particular.</li> <li>• Para este tipo de falla, se debe considerar la red de secuencia positiva, negativa y cero debido a la presencia de tierra.</li> </ul>	

Fuente: Tomada de (Mujal Rosas, 2014; Stevenson, 1982; Weedy, 1978).

## **1.2. Fuentes que contribuyen al aporte de cortocircuito**

La evaluación de la corriente de cortocircuito en un sistema de potencia es un aspecto crítico para garantizar la seguridad y la confiabilidad operativa. La identificación de los equipos que contribuyen a la corriente de falla es esencial, ya que permite diseñar protecciones adecuadas y dimensionar correctamente los componentes del sistema. Las redes de transporte y distribución de energía, junto con las máquinas eléctricas sincrónicas y asincrónicas, son fuentes significativas que incrementan la corriente de cortocircuito debido a su capacidad de aportar energía al punto de falla. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

La contribución de las máquinas rotatorias a la corriente de falla es un fenómeno dinámico, influenciado por la impedancia de la máquina, que no es constante, sino que varía con el tiempo después de la ocurrencia de la falla. Este comportamiento dinámico es crucial para el análisis de la estabilidad del sistema y la selección de equipos de protección. La magnitud de la corriente de cortocircuito también depende de factores como el momento, el tipo y la ubicación de la falla, lo que añade complejidad al proceso de evaluación. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

En el caso de los motores síncronos, estos actúan como generadores durante una falla, suministrando corriente al sistema. La reducción del voltaje en el sistema tras la falla provoca que el motor deje de entregar energía mecánica y comience a frenarse. No obstante, la inercia de la carga y del rotor mantiene el movimiento del motor, convirtiéndolo temporalmente en un generador impulsado por la energía cinética acumulada. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

Por otro lado, los motores de inducción, aunque presentan un comportamiento similar al de los motores síncronos durante una falla, tienen la particularidad de mantener un flujo en el rotor que no desaparece inmediatamente. Este flujo residual genera una tensión en el devanado del estator, lo que resulta en una corriente de cortocircuito que persiste hasta que el flujo del rotor se extingue. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

La comprensión de estos fenómenos es fundamental para el diseño de sistemas eléctricos robustos y seguros. Se deben considerar todos estos aspectos para desarrollar estrategias de protección efectivas que minimicen los riesgos asociados con las corrientes de cortocircuito y aseguren la continuidad del servicio eléctrico ante cualquier eventualidad. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

### **1.3. Efectos de los cortocircuitos en la red**

Los cortocircuitos, efectivamente, son eventos anormales y potencialmente peligrosos en cualquier sistema eléctrico. Estos pueden causar daños severos a los equipos, interrupciones del servicio y riesgos de incendio o explosión. Por ello, es crucial contar con dispositivos de protección como fusibles, interruptores automáticos y relés de protección, que detecten rápidamente la anomalía y desconecten la parte afectada del sistema para minimizar el daño. Además, es esencial realizar un mantenimiento preventivo regular y diseñar los sistemas eléctricos con estándares de seguridad adecuados para reducir la probabilidad de que ocurran cortocircuitos. La formación y concienciación sobre los riesgos y las medidas de seguridad pertinentes son también

fundamentales para garantizar la seguridad de las personas y la integridad de las instalaciones eléctricas. Entre los principales efectos del cortocircuito están:

### **1.3.1. Sobre calentamiento por corrientes elevadas**

El sobre calentamiento en sistemas eléctricos puede tener consecuencias graves, como la degradación del aislamiento y la pérdida de la vida útil de los componentes, llegando incluso a su fundición. Además, los esfuerzos electromecánicos excesivos en transformadores pueden causar daños físicos en las bobinas, afectando la integridad estructural de los aisladores y conductores. Es crucial implementar medidas preventivas y de mantenimiento para mitigar estos riesgos y asegurar la operatividad y seguridad de los sistemas eléctricos. (Gallego Rendón et al., 2021)

### **1.3.2. Caídas de tensión**

Las caídas de tensión son un fenómeno que puede llevar a un efecto inverso conocido como sobretensión, especialmente en fallas como las monofásicas a tierra. Este tipo de sobretensión ocurre cuando, debido a una falla, el sistema intenta compensar la pérdida de tensión en la fase afectada, resultando en un aumento de tensión en las fases no afectadas. Es crucial en el diseño y mantenimiento de sistemas eléctricos considerar estos eventos para proteger los equipos y mantener la estabilidad del sistema eléctrico. (Gallego Rendón et al., 2021)

### **1.3.3. Riesgo para la estabilidad del sistema**

La estabilidad de un sistema eléctrico durante cortocircuitos es crucial para mantener la operatividad de la red. Los generadores cercanos al punto de fallo son los más afectados, ya que deben compensar la demanda energética inmediata del cortocircuito. Para mitigar estos riesgos, se

implementan sistemas de protección y control que actúan rápidamente para aislar el problema y redistribuir la carga, manteniendo así el equilibrio y evitando la desincronización de los generadores, lo cual es esencial para la integridad del sistema eléctrico en su conjunto. (Gallego Rendón et al., 2021)

#### **1.4. Importancia de un estudio de cortocircuito**

La operación y planificación de sistemas eléctricos requiere una atención meticulosa no solo en condiciones normales de funcionamiento sino también durante estados transitorios, como las contingencias. Estas situaciones transitorias pueden ser provocadas por una variedad de factores, muchos de los cuales son impredecibles y escapan al control humano. En respuesta a estas eventualidades, es crucial implementar equipos y esquemas de protección robustos y bien diseñados que garanticen la integridad y el rendimiento óptimo de la red eléctrica. Estos sistemas deben estar equipados con tecnología avanzada para el monitoreo, detección y señalización de anomalías, lo que permite una respuesta rápida y eficaz ante cualquier irregularidad. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

La realización de estudios de corto circuito es una práctica esencial en este contexto, ya que proporciona datos valiosos para la selección adecuada de la capacidad de los equipos, asegurando que puedan soportar las corrientes resultantes de las fallas sin sufrir daños. Aunque las fallas en un sistema eléctrico son eventos indeseables, su eventualidad es una realidad. Por lo tanto, es imperativo que exista un conocimiento profundo de las posibles magnitudes de las corrientes de corto circuito en cada punto de la red para minimizar el riesgo de daños y garantizar una operación segura y confiable. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

Además, la implementación de sistemas de protección adecuados no solo protege los equipos, sino que también asegura la continuidad del servicio eléctrico para los usuarios finales, lo cual es de suma importancia en la sociedad moderna donde la dependencia de la electricidad es crítica. (Aguas Ramos & Buelvas Berrocal, 2011; Ramos, 2015)

### **1.5. Alternativas de reducción de niveles de cortocircuito**

Las estrategias para reducir los niveles de cortocircuito en sistemas eléctricos son fundamentales para la seguridad y la eficiencia operativa. La sustitución de componentes por otros con mayor capacidad de interrupción de corriente es una medida directa, aunque puede ser costosa. La reconfiguración de la red, incluyendo la segmentación de barrajes o la construcción de nuevas infraestructuras (subestaciones, líneas, etc.), puede mejorar significativamente la distribución de las corrientes de falla y la resiliencia del sistema. Los limitadores de corriente de falla, por su parte, ofrecen una protección dinámica, limitando las corrientes de cortocircuito a niveles manejables sin interrumpir el servicio eléctrico. (Pancorbo Salas & Ccoyccosi Chura, 2020; Ramos, 2015)

#### **1.5.1. Reconfiguración topológica de la red eléctrica**

La reconfiguración topológica en subestaciones eléctricas consiste en modificar o dividir la alimentación del barraje, al dividir el barraje se logra una reducción significativa en las corrientes de cortocircuito, lo cual es vital para la protección de los equipos y la prevención de fallos catastróficos. Además, esta estrategia permite una gestión más flexible y eficiente de las cargas, adaptándose a las variaciones de demanda y mejorando la seguridad del suministro. La reconfiguración topológica no solo es una medida de seguridad, sino también una práctica que

optimiza los costos a diferencia de otras soluciones más costosas (Pancorbo Salas & Ccoyccosi Chura, 2020; Ramos, 2015).

La división de una subestación puede disminuir su redundancia, lo que resulta en una menor capacidad para manejar fallos sin interrumpir el servicio, llevando a la pérdida de suministro en la sección de barras asociada y afectando a todos los alimentadores de distribución conectados. Por lo tanto, es esencial considerar diseños de subestaciones que incluyan múltiples transformadores y barras colectoras para mejorar la resiliencia del sistema ante fallos de componentes individuales (Pancorbo Salas & Ccoyccosi Chura, 2020; Ramos, 2015).

### **1.5.2. Reemplazo de elementos limitantes**

La modernización o reemplazos de los componentes de una subestación eléctrica es un proceso crucial para mejorar la capacidad y la seguridad del sistema de suministro de energía. Al reemplazar elementos como transformadores de corriente, interruptores de potencia y otros componentes clave, se puede lograr un aumento significativo en la capacidad de corriente de cortocircuito, lo que a su vez mejora la fiabilidad del sistema ante posibles fallos. Este proceso debe ser cuidadosamente planificado y ejecutado, teniendo en cuenta las características únicas del sistema eléctrico, como la capacidad de carga actual, la configuración de la red y los estándares de seguridad vigentes. Además, es fundamental considerar el presupuesto disponible para asegurar que las mejoras sean económicamente viables y no comprometan la calidad ni la seguridad del servicio eléctrico proporcionado (Pancorbo Salas & Ccoyccosi Chura, 2020; Ramos, 2015).

### 1.5.3. Instalación de limitadores de corriente

Los limitadores de corriente de falla (LCF) son dispositivos diseñados para proteger los sistemas eléctricos contra las corrientes excesivas que pueden ocurrir durante un cortocircuito. Estos dispositivos actúan como una barrera de seguridad, introduciendo una impedancia variable que se ajusta dinámicamente en respuesta al flujo de corriente. En condiciones normales, los LCF mantienen una impedancia baja, permitiendo el paso de la corriente sin restricciones. Sin embargo, en el evento de una falla, como un cortocircuito, la impedancia se incrementa significativamente, lo que reduce la corriente de falla a niveles seguros y previene daños a otros componentes del sistema eléctrico. Esta capacidad de respuesta rápida es crucial para la protección de equipos y la seguridad de la red. Los LCF se utilizan ampliamente en subestaciones eléctricas, plantas de energía y redes de distribución de energía, donde su función es vital para garantizar la operación continua y segura de estos sistemas críticos. (Alam et al., 2018; Ouali & Cherkaoui, 2021; Pancorbo Salas & Ccoyccosi Chura, 2020)

La Tabla 3 muestra un resumen de alternativas de reducción de nivel de cortocircuito de que trata este documento:

**Tabla 3. Resumen de alternativas de reducción de nivel de cortocircuito**

Solución	¿En qué consiste?	Ventaja	Desventaja
Reconfiguración topológica	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Apertura de interruptores.</li> <li>* Seccionamiento de barras.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* No requiere de instalación de activos adicionales.</li> <li>* Costo mínimo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Disminución de la confiabilidad.</li> <li>* Menos maniobrabilidad del sistema eléctrico.</li> </ul>

Solución	¿En qué consiste?	Ventaja	Desventaja
Reemplazo de elementos limitantes	Reemplazar elementos de menor capacidad, por elementos de mayor capacidad. Por ej., interruptores, seccionadores, etc....	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Permite el crecimiento de la red para la entrada de nuevos activos.</li> <li>* Mejora la resiliencia del sistema eléctrico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Costo elevado.</li> <li>* Los elementos actuales no cumplirían la vida útil regulatoria.</li> </ul>
Limitadores de corrientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Protegen los sistemas eléctricos ante corrientes excesivas.</li> <li>* Respuesta rápida ante eventos de cortocircuito.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mejora la confiabilidad, debido a la reducción de los niveles de cortocircuito.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Costo elevado.</li> <li>* Un elemento adicional que puede ocasionar falla al sistema eléctrico.</li> </ul>

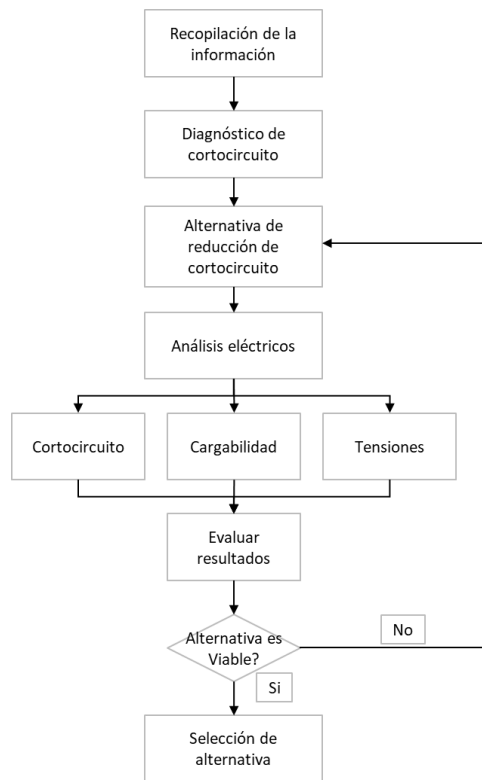
Nota: Fuente: Elaboración propia

## 2. Metodología para la Elaboración de Reconfiguración Topológica

En este capítulo se describe la metodología utilizada para la reconfiguración topológica del Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, como propuesta para disminuir los niveles de cortocircuito en barrajes de 110 kV. En la Figura 3, se resume el procedimiento utilizado.

**Figura 3. Metodología de propuesta de reconfiguración topológica en el departamento de**

### Atlántico



*Nota:* Fuente: Elaboración propia

**Paso 1. Recopilación de la información.**

El desarrollo de este estudio se basa en la información de demandas, parámetros de activos, diagramas unifilares y proyectos en el corto mediano y largo plazo, reportada por el operador de red para el departamento del Atlántico, en la ventanilla única página administrada por la UPME y la base de datos en el software Digsilent Power Factory del operador del Sistema Interconectado Nacional SIN, información disponible y de libre acceso en la página web de XM, como base para realizar los análisis eléctricos de los estudios de conexión en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones.

**Paso 2. Diagnóstico de los análisis eléctricos.** Consiste en realizar un diagnóstico del caso base de las tensiones, cargabilidad y cortocircuito, del comportamiento del Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico. en este análisis se valida el desempeño actual del sistema eléctrico, haciendo énfasis en los resultados de las corrientes que resultan de fallas eléctricas dentro del sistema de potencia, calculando las corrientes de cortocircuitos monofásicas y trifásicas en el escenario de máxima generación. Este proceso es crucial para verificar la capacidad de los equipos para soportar y aislar estas fallas, y para configurar adecuadamente los dispositivos de protección.

**Paso 3. Alternativa de reducción de cortocircuito.** Se proponen mínimo dos (2) alternativas de reconfiguración topológica basados en la ubicación de las subestaciones, centrales térmicas en la zona y topología de la red, para ello se introducen los cambios en la base de datos de Digsilent Power Factory y su posterior análisis de resultados.

**Paso 4. Análisis eléctricos: Tensiones – Cargabilidad – Cortocircuito.** Consiste en realizar las modificaciones de topología en la base de datos de Digsilent Power Factory y obtener los análisis eléctricos de las propuestas, para su posterior evaluación y verificación de solución a las problemáticas de cortocircuito identificadas en el caso base.

**Paso 5. Evaluación de resultados.** Consiste en validar que las alternativas de reconfiguración topológica brinden solución a las problemáticas identificadas de los altos niveles de cortocircuito en los diferentes barrajes de las subestaciones donde se esté presentando y que esta reconfiguración evite incrementar las condiciones críticas de cargabilidad y tensiones que se presenten en la topología del sistema eléctrico. En caso que no brinde una solución a los altos niveles de cortocircuito, se devuelve al punto de buscar nuevas alternativas de reducción de cortocircuito.

**Paso 6. Selección de alternativa.** Evaluadas las alternativas, se escogerá la alternativa que reduzca en todos barrajes 110 kV que en caso base estén superando los límites de diseño de cortocircuito en del departamento del Atlántico.

## **2.1. Consideraciones del estudio**

Con el fin de revisar las condiciones actuales y futuras del Sistema de Transmisión del departamento del Atlántico, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los análisis eléctricos se desarrollan para el día de máxima demanda del año (31 de agosto del 2023) del operador de red en el departamento del Atlántico. Se

realizaron flujos de carga para la demanda máxima (hora-21), media (hora-15) y mínima (hora-7).

- Se considera el IC Superior 95% de crecimiento de potencia publicado por UPME incluyendo SIN+GCE+ME (Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037) para el horizonte de estudio.

**Tabla 4. Demanda anual de potencia máxima (MW-año)**

Año	Demanda de Potencia Máxima SIN+GCE+ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	11.539	11.784	11.539	11.709	11.539
2024	11.852	12.590	11.190	12.376	11.370
2025	12.320	13.339	11.405	13.041	11.654
2026	12.909	14.160	11.786	13.791	12.089
2027	13.087	14.551	11.787	14.117	12.141
2028	13.406	15.067	11.949	14.573	12.344
2029	13.599	15.451	11.996	14.898	12.429
2030	13.817	15.855	12.072	15.243	12.541
2031	14.105	16.327	12.222	15.658	12.725
2032	14.405	16.811	12.387	16.084	12.925
2033	14.714	17.301	12.564	16.517	13.135
2034	15.041	17.809	12.759	16.967	13.364
2035	15.398	18.348	12.986	17.448	13.622
2036	15.763	18.897	13.221	17.939	13.890
2037	16.154	19.475	13.482	18.457	14.183

*Nota:* Fuente: UPME

- Se contempla el escenario de máxima generación en la zona lo que indica que todos los generadores térmicos del departamento del Atlántico están en conectado e inyectando energía al sistema.

- Se consideraron todos los proyectos indicados en el “Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2022-2036” adoptado por el Ministerio de Minas y Energía bajo Resolución No. 40477 del 24 de julio de 2023.
- Proyectos año 2025:
  - Transformación 230/110 kV – 150 MVA en subestación Nueva Río.
  - Nuevo circuito Termocol (Bonda) – Río Córdoba 220 kV.
  - Almacenamiento de Energía con Baterías.
  - Segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV.
  - Subestación Colectora 500 kV y circuitos Colectora – Cuestecitas 500 kV y Cuestecitas – La Loma 500 kV.
  - Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
  - Subestación nueva San Juan 220/110 kV.
- Proyectos año 2026:
  - Subestación Guacamayal 110 kV y obras asociadas.
  - Subestación Bureche 110 kV y obras asociadas.
  - Línea San Juan – Nueva San Juan 110 kV
  - Líneas Guatapurí – Nueva San Juan - San Juan 110 kV
  - Nueva Subestación Palermo 110 kV
  - Nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.
- Se contemplan los proyectos de generación con concepto aprobatorio UPME publicados en la página en la ventanilla única de la UPME.

- Los criterios de los análisis eléctricos se considerarán los establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 y en las resoluciones que modifiquen aspectos del Código de Operación.

## 2.2. Horizonte de análisis

Los análisis del presente documento se desarrollan para el año 2025, con la topología a corte del mes de diciembre del mismo año y una proyección a largo plazo para el año 2035, considerando los proyectos futuros de expansión y generación definidos por la UPME en su plan de expansión de transmisión.

## 2.3. Topología actual

El Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, se conecta con el Sistema de Transmisión Nacional (STN) con las subestaciones Termoflores, Tebsa, Sabanalarga, Nueva Barranquilla y Caracolí a 220 kV, mediante transformadores 220/110 kV de distintas capacidades, las cuales se describen en la Tabla 5:

**Tabla 5. Capacidad de transformación 220/110 kV conectada en el departamento del Atlántico**

<b>Subestación</b>	<b>Capacidad de transformación (MVA)</b>	<b>Composición de la transformación</b>
Termoflores	300	2 x 150 MVA
Tebsa	300	3 x 100 MVA
Sabanalarga	180	2 x 90 MVA
Nueva Barranquilla	200	2 x 100 MVA
Caracolí	300	2 x 150 MVA

*Nota:* Fuente: elaboración propia

En las subestaciones Termoflores y Tebsa se cuenta con recursos de generación a 220 kV y 110 kV, descritos en la Tabla 6:

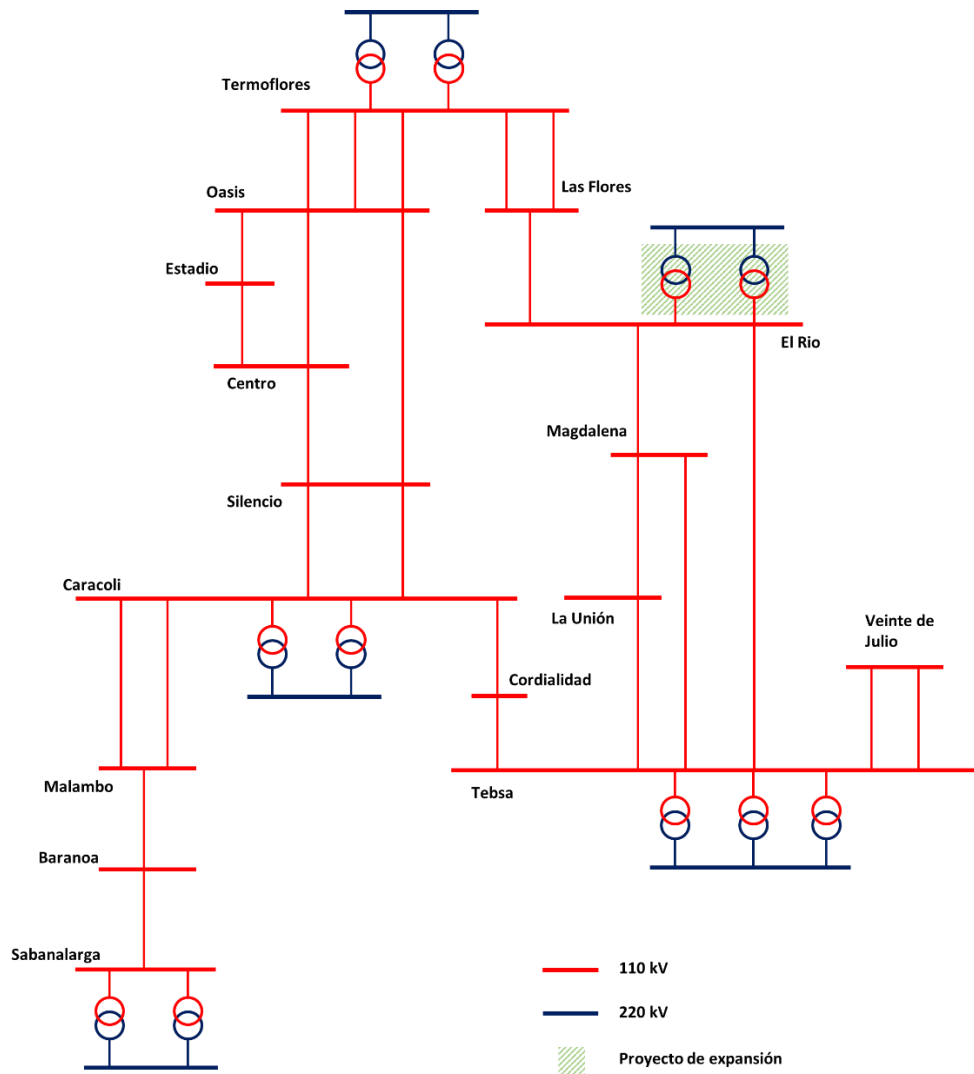
**Tabla 6. Capacidad de generación térmica actual de las subestaciones Termoflores y Tebsa**

Subestación	Tensión	Capacidad nominal de generación (MW)
Termoflores	220 kV	333
Termoflores	110 kV	286
Tebsa	220 kV	621
Tebsa	110 kV	329

*Nota:* Fuente: elaboración propia

Como se muestra en la Figura 4, el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico, está compuesto de un anillo a 110 kV que interconecta las subestaciones Termoflores, Tebsa, Sabanalarga y Caracolí; y estas a su vez se interconectan con a las subestaciones Oasis, Estadio, Centro, Silencio, Las Flores, El Rio, Magdalena, La Unión, Cordialidad, Malambo y Veinte de Julio. Desde la subestación Sabanalarga se alimenta de manera radial la subestación Salamina, y la subestación Baranoa cuenta con conexión hacia Sabanalarga y Malambo. Desde la subestación Nueva Barranquilla 220/110 kV, se alimenta de manera radial la subestación Juan Mina 110/34,5/13,8 kV, y a través de un doble circuito a nivel de 110 kV la subestación Norte.

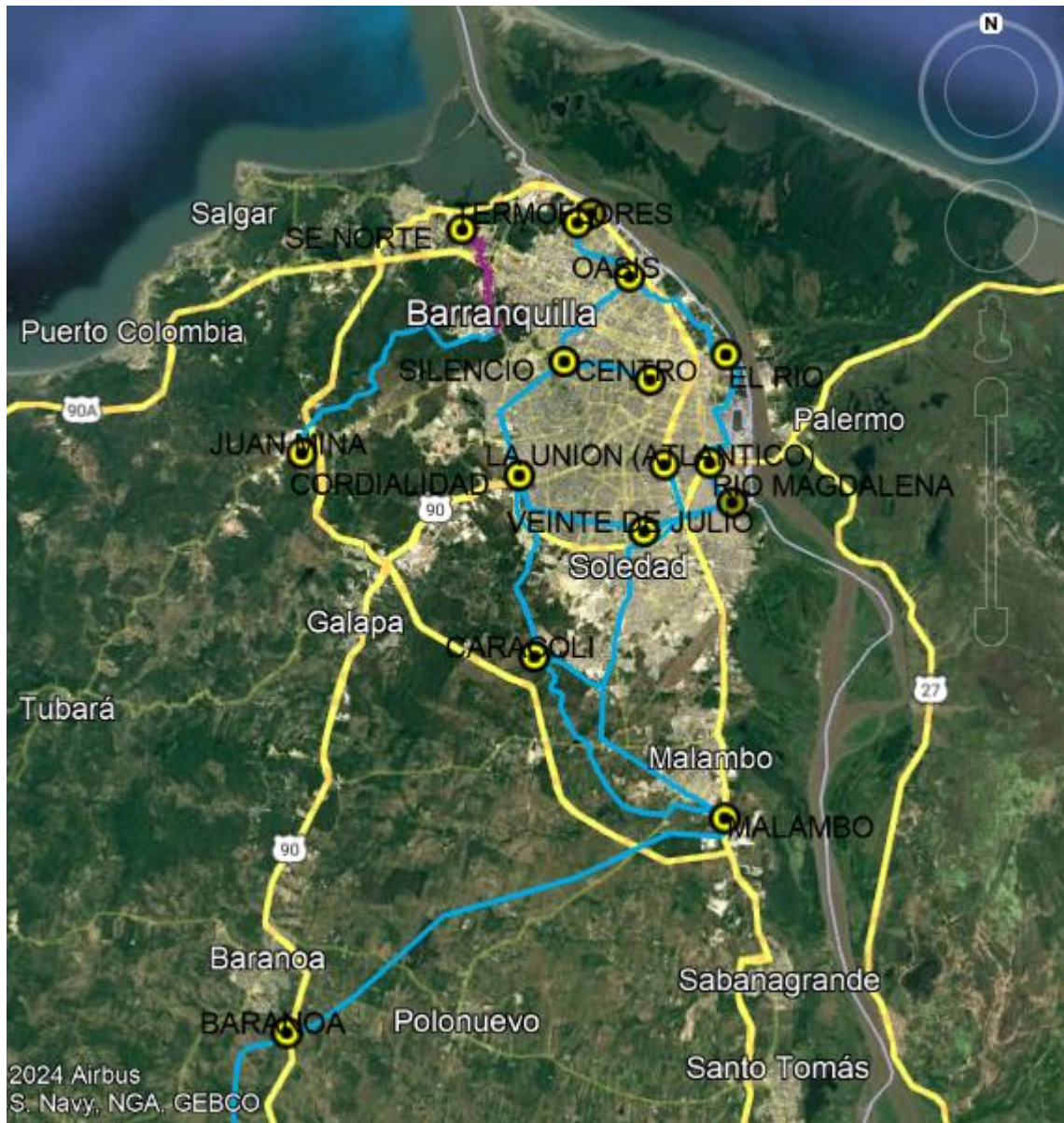
Figura 4. Topología del departamento del Atlántico a nivel de 110 kV



Nota: Fuente: elaboración propia

En la Figura 5, se puede apreciar la ubicación geográfica de la red eléctrica a nivel de 110 kV del departamento del Atlántico.

Figura 5. Red eléctrica georreferenciada a nivel de 110 kV del departamento del Atlántico.



Nota: Fuente: Ventanilla Única UPME establecida en la Resolución CREG 075 de 2021.

## **2.4. Alternativas de reconfiguración topológica**

Las subestaciones con transformación 220/110 kV, especialmente aquellas en las que existen generadores que inyectan potencia al nivel de 110 kV, se constituyen en puntos críticos del sistema debido a sus altos aportes a los niveles de cortocircuito en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Por lo anterior, las alternativas de solución se enfocan en la reconfiguración del STR del departamento del Atlántico, desde estos nodos 220/110 kV, entre los que se destacan las subestaciones Tebsa, Termoflores, Caracolí y El Río.

### ***2.4.1 Alternativa 1***

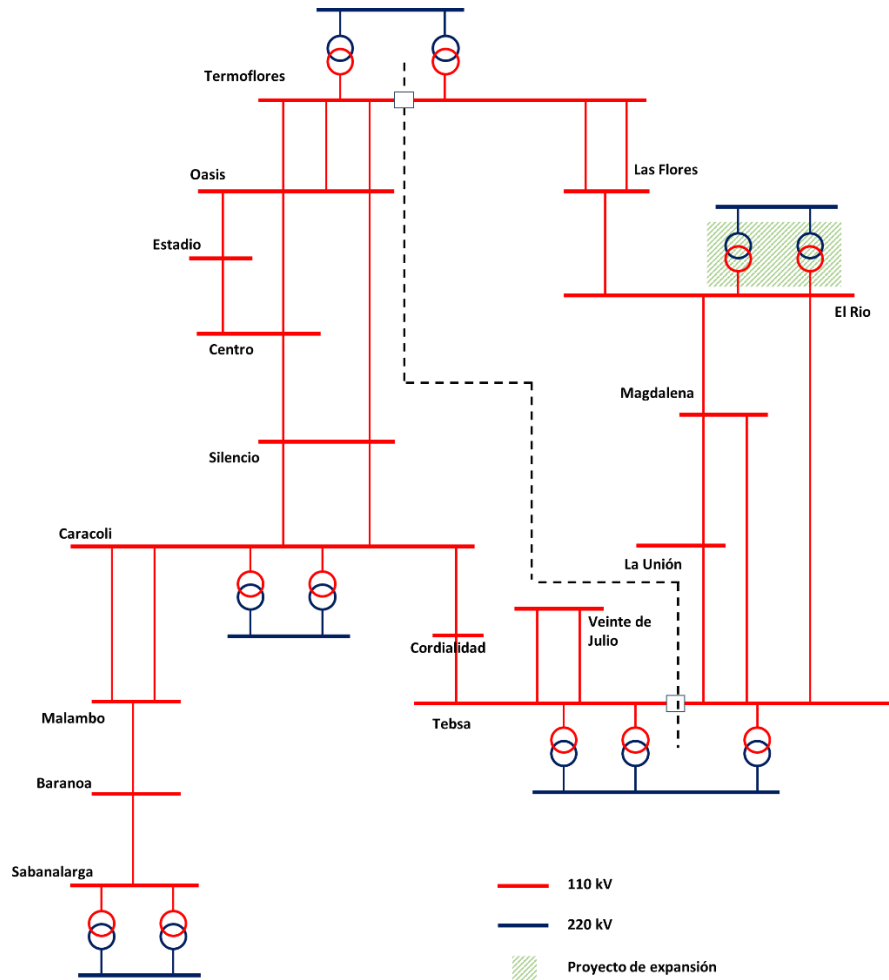
La alternativa 1 consiste en dividir el barraje a nivel de 110 kV en la subestación Termoflores, quedando un transformador 220/110 kV de 150 MVA alimentando la demanda de las 3 líneas 110 kV a la subestación Oasis 110 kV. El segundo transformador 220/110 kV de 150 MVA alimentando las 2 líneas 110 kV a la subestación Las Flores.

Además, en la subestación Tebsa 110 kV 2 de los transformadores 220/110 kV de 100 MVA alimentando las líneas Tebsa – Cordialidad 110 kV y el doble circuito Tebsa – Veinte de Julio 110 kV. Y el tercer transformador 220/110 kV de 100 MVA alimentando las líneas Tebsa – Unión 110 kV, Tebsa – Magdalena 110 kV y Tebsa – El Río 110 kV.

En esta alternativa quedan dos subsistemas a nivel de 110 kV en el departamento del Atlántico, uno con las subestaciones 110 kV Termoflores, Las Flores, El Río, Magdalena, Unión y Tebsa; y otro subsistema con las subestaciones 110 kV Termoflores, Oasis, Estadio, Centro,

Silencio, caracolí, Cordialidad, Tebsa, Malambo, Baranoa y Sabanalarga. En la Figura 6 se muestra un esquema de la alternativa de reconfiguración descrita.

**Figura 6. Unifilar alternativa 1 de reconfiguración topológica**



*Nota:* Fuente: elaboración propia

### 2.4.1 Alternativa 2

La alternativa 2 consiste en dividir el barraje 110 kV de las subestaciones Caracolí y El Río, en la subestación Caracolí un transformador 220/110 kV de 150 MVA alimentando el doble

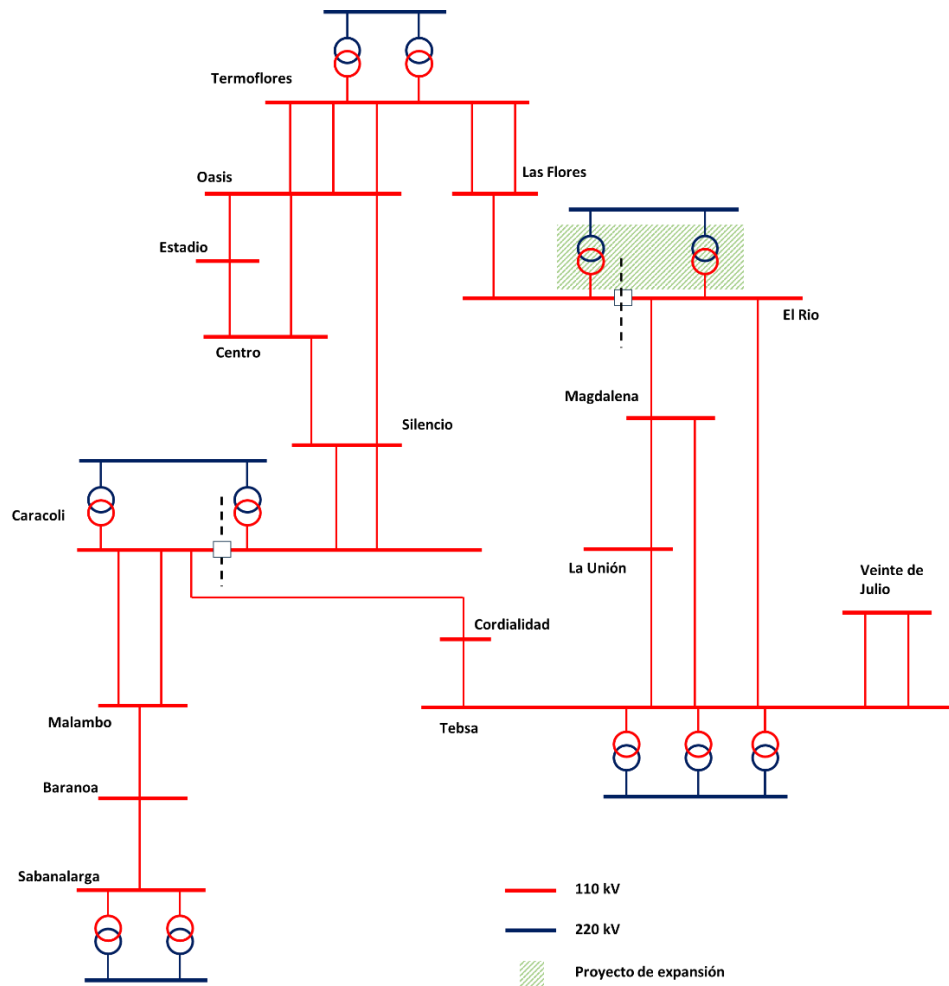
RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA  
DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 38

circuito Caracolí - Malambo 110 kV y el segundo transformador alimentando las líneas Caracolí – Cordialidad 110 kV y el doble circuito Caracolí – Malambo 110 kV.

En la subestación El Rio, un transformador 220/110 kV de 150 MVA alimentando la línea El Rio – Las Flores 110 kV y el segundo transformador 220/110 kV de 150 MVA alimentando las líneas El Rio – Magdalena 110 kV y El Rio – Tebsa 110 kV.

En esta alternativa quedan dos subsistemas a nivel de 110 kV en el departamento del Atlántico, uno con las subestaciones 110 kV Caracolí, Silencio, Centro, Estadio, Oasis, Termoflores, Las Flores y El Rio; y otro subsistema con las subestaciones 110 kV El Rio, Magdalena, Unión, Veinte de Julio, Cordialidad, Caracolí, Malambo, Baranoa y Sabanalarga. En la Figura 7 se muestra un esquema de la alternativa de reconfiguración descrita.

**Figura 7. Unifilar alternativa 2 de reconfiguración topológica**



*Nota:* Fuente: elaboración propia

### 3. Análisis Eléctrico de Alternativas de Reconfiguración Topológica

Se obtienen resultados de tensiones para el caso base y alternativas analizadas, en operación normal y ante contingencias sencillas (N-1), para los años de análisis 2025 y 2035, donde se evidencia el comportamiento de cargabilidad de los activos de líneas y transformadores, así como las tensiones en los barrajes de la zona de influencia.

#### 3.1 Resultados de Tensiones 2025

En la Tabla 7 se presentan los resultados de tensiones (p.u.) a nivel de 110 kV en operación normal en las subestaciones que tiene conexión al STN para el año 2025, para el caso base y alternativas en el escenario de generación máxima y demanda máxima en la hora 21h, por ser el escenario más crítico en la zona de influencia.

**Tabla 7. Resultados de tensiones 2025**

Barra	Operación Normal		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
110 B1 Termoflores	1,036	1,045	1,046
110 B2- Termoflores	1,036	1,031	1,046
110 Caracolí	1,019	1,014	0,981
110 El Río	1,026	1,036	1,001
110 Sabanalarga	1,018	1,017	1,008
110 Tebsa B1	1,022	1,002	0,999
110 Tebsa B2	1,022	1,035	0,999

Fuente: Elaboración propia

### 3.2 Resultados de Tensiones 2035

En la Tabla 8 se presentan los resultados de tensiones (p.u.) a nivel de 110 kV en operación normal en las subestaciones que tiene conexión al STN para el año 2035, para el caso base y alternativas en el escenario de generación máxima y demanda máxima en la hora 21h, por ser el escenario más crítico en la zona de influencia.

**Tabla 8. Resultados de tensiones 2035**

Barra	Operación Normal		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
110 B1 Termoflores	1,056	1,069	1,066
110 B2- Termoflores	1,056	1,044	1,066
110 Caracolí	1,034	1,028	0,998
110 El Río	1,057	1,059	1,046
110 Sabanalarga	1,034	1,033	1,024
110 Tebsa B1	1,056	1,066	1,046
110 Tebsa B2	1,056	1,055	1,046

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de tensiones (p.u.) para las simulaciones realizadas para el caso base en operación normal y contingencia sencilla (N-1), en los años 2025 y 2035, no presentan variaciones significativas en caso base y alternativas, en el horizonte analizado de las tensiones en los barrajes 110 kV del departamento del Atlántico presenta un comportamiento dentro de los límites regulatorios vigentes.

### 3.3 Resultados de Cargabilidad Año 2025

RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 42

Se obtienen resultados de cargabilidad (%) de los activos de la zona de influencia para el caso base en operación normal y contingencias sencillas (N-1) para el año 2025. En la Tabla 9 se presentan los resultados en el escenario de generación máxima y demanda máxima en la hora 21h, por ser el escenario más crítico en la zona de influencia.

**Tabla 9. Resultados de cargabilidad año 2025**

	Cargabilidad año 2025 > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>Operación Normal</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 BARANOA - MALAMBO LN-705</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLI - CORDIALIDAD LN-777</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLI - MALAMBO 1 LN-775</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - MALAMBO 2	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 10 CARACOLI - MALAMBO 2	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLI - MALAMBO 2 LN-776</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLÍ - SILENCIO 1 LN-703</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLÍ - SILENCIO 2 LN-709</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CENTRO - OASIS LN-723</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CENTRO - SILENCIO 1 LN-724</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CORDIALIDAD - TEBSA LN-704</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD
<b>110 ESTADIO – CENTRO</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 GALAPA - CARACOLI</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 GALAPA - JUAN MINA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 LAS FLORES - EL RIO LN-797</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 LAS FLORES - TERMOFLORES I LN-725</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 MAGDALENA – EL RIO</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 NVA BARRANQUILLA - JUAN MINA 110 kV</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 OASIS – ESTADIO</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLANTICO COMO PROPUESTA PARA

DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 43

	Cargabilidad año 2025 > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>110 OASIS - SILENCIO LN-722</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 PALERMO - EL RIO</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 SABANALARGA - BARANOA LN-729</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TEBSA - 20 DE JULIO 1 LN-708</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 2	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 2
<b>110 TEBSA - 20 DE JULIO 2 LN-728</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 1	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 1
<b>110 TEBSA - MAGDALENA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TEBSA – PALERMO</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TEBSA - UNION LN-707</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES – LAS FLORES 2 LN-7001</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TERMOFLORES – LAS FLORES 1	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES – OASIS 1</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES - OASIS 2 LN-701</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES – OASIS 3</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 UNION - MAGDALENA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T01-CAR 220-110 kV 150 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T01-SAC 220-110 kV 90 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T01-TBS 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T05-TBS 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T02-CAR 220-110 kV 150 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD 110 CORDIALIDAD - TEBSA 110 SABANALARGA - BARANOA
<b>T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA</b>	-	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T02-TBS 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T05-TBS 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T06-TEF 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T09-SAC 220-110 kV 90 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T01-SAC 220-110 kV 90 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 44

	Cargabilidad año 2025 > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>T1 Nueva El Río 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T10-TEF 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T2 Nueva El Río 220-110 kV 100 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA

Fuente: Elaboración propia

**Para el año 2025 en los resultados de caso base:**

En operación normal se presenta un activo con sobrecarga el cual es el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV el cual supera la capacidad del devanado terciario.

En condiciones de contingencia sencilla (N-1), se presentan 5 activos con sobrecarga, de los cuales se tiene:

- El transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) en la mayoría de los activos analizados, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV el cual supera la capacidad del devanado terciario.
- La línea Caracolí – Cordialidad 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV. La subestación Cordialidad queda alimentada radialmente desde la subestación Caracolí.
- La línea Caracolí – Malambo 2 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Malambo 1 110 kV.

- La línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV. La subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV. La subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.

**Para el año 2025 en los resultados de Alternativa 1:**

En operación normal para la alternativa 1 se presenta un activo con sobrecarga el cual es el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV el cual supera la capacidad del devanado terciario.

En condiciones de contingencia sencilla (N-1), se presentan 8 activos con sobrecarga, de los cuales se tiene:

- El transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV el cual supera la capacidad del devanado terciario.
- La línea Caracolí – Cordialidad 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV. La subestación Cordialidad queda alimentada radialmente desde la subestación Caracolí.

- La línea Caracolí – Malambo 2 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Malambo 1 110 kV.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV. La subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV. La subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Termoflores – Las Flores 1 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Termoflores – Las Flores 2 110 kV.
- El transformador 01 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Cordialidad 110 kV ó el transformador 05 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa.
- El transformador 05 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Cordialidad 110 kV ó el transformador 01 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa.

**Para el año 2025 en los resultados de Alternativa 2:**

En operación normal para la alternativa 2 se presenta un activo con sobrecarga el cual es el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, lo

anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV el cual supera la capacidad del devanado terciario.

En condiciones de contingencia sencilla (N-1), se presentan 10 activos con sobrecarga, de los cuales se tiene:

- La línea Caracolí – Cordialidad 110 kV presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV (la subestación Cordialidad queda alimentada radialmente desde la subestación Caracolí) o ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí.
- La línea Tebsa – Cordialidad 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí.
- La línea Sabanalarga - Baranoa 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.

- El transformador 01 220/110 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 09 220/110 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga.
- El transformador 01 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación El Rio.
- El transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV ó la línea Sabanalarga – Baranoa 110 kV.
- El transformador 02 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí ó del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación El Rio.

### **3.4 Resultados de Cargabilidad año 2035**

Se obtienen resultados de cargabilidad (%) de los activos de la zona de influencia para la alternativa 1 en operación normal y contingencias sencillas (N-1) para el año 2035. En la Tabla 10 se presentan los resultados en el escenario de generación máxima y demanda máxima en la hora 21h, por ser el escenario más crítico en la zona de influencia.

**Tabla 10. Resultados de cargabilidad año 2035**

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>Operación Normal</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 BARANOA - MALAMBO LN-705</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CORDIALIDAD - TEBSA
<b>110 CARACOLI - CORDIALIDAD LN-777</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLI - MALAMBO 1 LN-775</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - MALAMBO 2	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 10 CARACOLI - MALAMBO 2	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - MALAMBO 2
<b>110 CARACOLI - MALAMBO 2 LN-776</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CARACOLÍ - SILENCIO 1 LN-703</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA

DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 50

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>110 CARACOLÍ - SILENCIO 2 LN-709</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CENTRO - OASIS LN-723</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 OASIS - SILENCIO LN-722	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CENTRO - SILENCIO 1 LN-724</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 OASIS - SILENCIO LN-722	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 CORDIALIDAD - TEBSA LN-704</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 OASIS - SILENCIO LN-722 110 CARACOLI - CORDIALIDAD	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD 110 SABANALARGA - BARANOA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA T09-SAC 220-110 kV 90 MVA
<b>110 ESTADIO – CENTRO</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 OASIS - SILENCIO LN-722	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 GALAPA - CARACOLI</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 GALAPA - JUAN MINA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLANTICO COMO PROPUESTA PARA

DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 51

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>110 LAS FLORES - EL RIO LN-797</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 LAS FLORES - TERMOFLORES I LN-725</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 110 TERMOFLORES – LAS FLORES 2	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 MAGDALENA – EL RIO</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 NVA BARRANQUILLA - JUAN MINA 110 kV</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 CORDIALIDAD - TEBSA LN-704
<b>110 OASIS – ESTADIO</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CENTRO - OASIS 110 OASIS - SILENCIO	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 110 OASIS - SILENCIO	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 OASIS - SILENCIO LN-722</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 CENTRO - OASIS 110 OASIS - ESTADIO	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 PALERMO - EL RIO</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLANTICO COMO PROPUESTA PARA

DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 52

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>110 SABANALARGA - BARANOA LN-729</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 CORDIALIDAD - TEBSA 110 CARACOLI - MALAMBO 2 T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TEBSA - 20 DE JULIO 1 LN-708</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 2	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 2	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 2
<b>110 TEBSA - 20 DE JULIO 2 LN-728</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 1	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 1	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 TEBSA - 20 DE JULIO 1
<b>110 TEBSA – MAGDALENA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TEBSA – PALERMO</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TEBSA - UNION LN-707</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA

DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 53

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>110 TERMOFLORES – LAS FLORES 2 LN-7001</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA 110 TERMOFLORES – LAS FLORES 1	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES – OASIS 1</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TERMOFLORES – OASIS 3 110 TERMOFLORES - OASIS 2	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES – OASIS 2 LN-701</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TERMOFLORES – OASIS 3 110 TERMOFLORES - OASIS 1	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 TERMOFLORES – OASIS 3</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 TERMOFLORES – OASIS 2 110 TERMOFLORES - OASIS 1	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>110 UNION – MAGDALENA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T01-CAR 220-110 kV 150 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 OASIS - SILENCIO	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T01-SAC 220-110 kV 90 MVA</b>	T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T09-SAC 220-110 kV 90 MVA

RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLANTICO COMO PROPUESTA PARA

DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 54

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>T01-TBS 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA T05-TBS 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA T05-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T02-CAR 220-110 kV 150 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA 110 OASIS - SILENCIO	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T09-SAC 220-110 kV 90 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA T05-TBS 220-110 kV 100 MVA T09-SAC 220-110 kV 90 MVA 110 CARACOLI - CORDIALIDAD 110 CORDIALIDAD - TEBSA 110 SABANALARGA - BARANOA
<b>T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 CORDIALIDAD - TEBSA
<b>T02-TBS 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T05-TBS 220-110 kV 100 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA
<b>T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA 110 CORDIALIDAD - TEBSA
<b>T05-TBS 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA

	Cargabilidad > 100%		
	Caso Base	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>T06-TEF 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T09-SAC 220-110 kV 90 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T1 Nueva El Río 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T10-TEF 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA
<b>T2 Nueva El Río 220-110 kV 100 MVA</b>	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T06-TEF 220-110 kV 150 MVA	T01-SAC 220-110 kV 90 MVA T01-TBS 220-110 kV 100 MVA T02-CAR 220-110 kV 150 MVA T02-NBQ 220-110 kV 100 MVA T02-TBS 220-110 kV 100 MVA T05-TBS 220-110 kV 100 MVA T03-NBQ 220-110 kV 100 MVA

Fuente: Elaboración propia

**Para el año 2035 en los resultados de caso base:**

En operación normal se presentan 2 activos con sobrecarga los cuales son el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla y el transformador 01 220/110/13,8 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, lo anterior debido a la demanda que

atiende por el devanado 13,8 kV cada transformador el cual supera la capacidad del devanado terciario.

En condiciones de contingencia sencilla (N-1), se presentan 14 activos con sobrecarga, de los cuales se tiene:

- La línea Caracolí – Cordialidad 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV, la subestación Cordialidad queda alimentada radialmente desde la subestación Caracolí.
- La línea Caracolí – Malambo 2 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Malambo 1 110 kV.
- La línea Centro – Oasis 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Oasis – Estadio 110 kV ó la línea Oasis – Silencio 110 kV.
- La línea Oasis – Estadio 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Oasis – Silencio 110 kV.
- La línea Oasis – Silencio 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencias sencillas (N-1), como lo son las líneas Centro – Oasis 110 kV, Centro – Silencio 110 kV, Cordialidad – Tebsa 110 kV, Estadio – Centro 110 kV, Oasis – Estadio 110 kV, el transformador 01 y 2 220/110 kV de 150 MVA cada uno de la subestación Caracolí.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.

- La línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Termoflores – Oasis 2 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Termoflores – Oasis 1 110 kV ó la línea Termoflores – Oasis 3 110 kV.
- La línea Termoflores – Oasis 1 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Termoflores – Oasis 2 110 kV ó la línea Termoflores – Oasis 3 110 kV.
- La línea Termoflores – Oasis 3 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Termoflores – Oasis 1 110 kV ó la línea Termoflores – Oasis 1 110 kV.
- El transformador 06 220/110/13,8 kV de 150 MVA de la subestación Termoflores, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 10 220/110/13,8 kV de 150 MVA de la subestación Termoflores.
- El transformador 01 220/110/13,8 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV del transformador, el cual supera la capacidad del devanado terciario.
- El transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV del transformador, el cual supera la capacidad del devanado terciario.

- El transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Galapa – Caracolí 110 kV.
- El transformador 03 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Galapa – Caracolí 110 kV.

**Para el año 2035 en los resultados de Alternativa 1:**

En operación normal para la alternativa 1 se presentan 3 activos con sobrecarga los cuales son el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla y el transformador 01 220/110/13,8 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV cada transformador el cual supera la capacidad del devanado terciario. Adicionalmente el transformador el transformador 06 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Termoflores.

En condiciones de contingencia sencilla (N-1), se presentan 13 activos con sobrecarga, de los cuales se tiene:

- La línea Caracolí – Cordialidad 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV, la subestación Cordialidad queda alimentada radialmente desde la subestación Caracolí.
- La línea Caracolí – Malambo 2 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Malambo 1 110 kV.

- La línea Termoflores – Las Flores 1 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Termoflores – Las Flores 2 110 kV.
- La línea Oasis – Silencio 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Oasis – Estadio 110 kV.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Termoflores – Las Flores 2 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Termoflores – Las Flores 1 110 kV.
- El transformador 01 220/110/13,8 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV del transformador, el cual supera la capacidad del devanado terciario.
- El transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados, lo anterior debido a la demanda que atiende por el devanado 13,8 kV del transformador, el cual supera la capacidad del devanado terciario.
- El transformador 06 220/110/13,8 kV de 150 MVA de la subestación Termoflores, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.

- El transformador 01 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 05 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa.
- El transformador 03 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla ó de la línea Caracolí – Galapa 110 kV.
- El transformador 05 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 01 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa.

**Para el año 2035 en los resultados de Alternativa 2:**

En operación normal para la alternativa 2 se presentan 5 activos con sobrecarga los cuales son el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, el transformador 01 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, el transformador 02 220/110/13,8 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, el transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí y el transformador 01 220/110/13,8 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga.

En condiciones de contingencia sencilla (N-1), se presentan 14 activos con sobrecarga, de los cuales se tiene:

- La línea Caracolí – Cordialidad 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV, la subestación Cordialidad

queda alimentada radialmente desde la subestación Caracolí. Ó ante contingencia sencilla (N-1) del transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí.

- La línea Caracolí – Malambo 2 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Caracolí – Malambo 1 110 kV ó la línea Sabanalarga – Baranoa 110 kV.
- La línea Tebsa – Cordialidad 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Baranoa – Malambo 110 kV, la línea Nueva Barranquilla – Juan Mina 110 kV, la línea Sabanalarga – Baranoa 110 kV, el transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí, el transformador 02 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla y el transformador 03 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla.
- La línea Sabanalarga - Baranoa 110 kV, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV y el transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.
- La línea Tebsa - Veinte de Julio 2 110 kV, presentan sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Tebsa - Veinte de Julio 1 110 kV, la subestación Veinte de Julio queda alimentada radialmente de la subestación Tebsa.

- El transformador 01 220/110 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 01 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 02 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 02 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 03 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Nueva Barranquilla, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 05 220/110 kV de 100 MVA de la subestación Tebsa, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de cada uno de los activos analizados.
- El transformador 09 220/110 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga, presenta sobrecarga ante contingencia sencilla (N-1) de la línea Cordialidad – Tebsa 110 kV, el transformador 01 220/110 kV de 90 MVA de la subestación Sabanalarga y el transformador 02 220/110 kV de 150 MVA de la subestación Caracolí.

### 3.5 Resultados de Cortocircuito

Las simulaciones de cortocircuito se llevaron a cabo utilizando el software DIGSILENT PowerFactory, de acuerdo con la norma IEC 60909:2016, titulada “Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos en A.C.” (IEC 60909-0, 2016). En estas simulaciones, se calcularon tanto las corrientes de cortocircuito monofásicas como trifásicas bajo el escenario de máxima generación.

En la Tabla 11 y Tabla 12, se muestran los resultados de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en las barras de las diferentes subestaciones, tanto en el caso base como en las diversas alternativas analizadas para el proyecto. Estos resultados abarcan los años 2025 y 2035, lo que facilita el análisis del comportamiento de las corrientes de cortocircuito a corto y largo plazo, así como su comparación con la capacidad nominal de cortocircuito de cada barraje.

**Tabla 11. Resultados de cortocircuito monofásico y trifásico para el año 2025**

Barraje	CC Diseño (kA)	CB_Monofasico (kA)	CB_Trifasico (kA)	ALT1_Monofasico (kA)	ALT1_Trifasico (kA)	ALT2_Monofasico (kA)	ALT2_Trifasico (kA)
Tebsa 110 kV Barra 1	40	<b>40,8</b>	34,1	19,5	16,4	28,5	23,9
Tebsa 110 kV Barra 2	40	<b>40,8</b>	34,1	25,8	21,8	28,5	23,9
Termoflores 110 kV Barra 1	40	<b>40,0</b>	34,8	24,6	21,5	35,3	29,8
Termoflores 110 kV Barra 2	40	<b>40,0</b>	34,8	21,3	19,6	35,3	29,8
Magdalena 110 kV	40	39,5	32,7	26,2	21,9	26,4	22,0
El Rfo 110 kV Barra 1	31,5	<b>39,5</b>	<b>33,2</b>	28,3	23,8	24,4	21,6
El Rfo 110 kV Barra 2	31,5	<b>39,5</b>	<b>33,2</b>	28,3	23,8	22,5	18,8
Las Flores 110 kV	31,5	<b>38,8</b>	<b>34,2</b>	21,2	19,6	<b>34,3</b>	29,2
Oasis 110 kV	31,5	<b>37,9</b>	<b>33,0</b>	24,5	21,4	<b>33,2</b>	28,0
Union 110 kV	40	36,4	30,1	24,8	20,6	25,3	21,1

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA  
DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 64

Barraje	CC Diseño (kA)	CB_Mono fasico (kA)	CB_Trif asico (kA)	ALT1_Mon ofasico (kA)	ALT1_Tri fasico (kA)	ALT2_Mon ofasico (kA)	ALT2_Tri fasico (kA)
Silencio 110 kV	31,5	34,2	30,4	24,2	21,4	29,6	25,3
Estadio 110 kV	40	33,7	29,1	23,0	20,1	29,8	24,9
Centro 110 kV	31,5	33,5	29,2	23,2	20,4	29,4	24,8
Caracoli 110 kV Barra 1	40	30,2	27,5	28,1	25,0	18,2	16,7
Caracoli 110 kV Barra 2	40	30,2	27,5	28,1	25,0	16,1	15,3
Veinte de Julio 110 kV	31,5	22,2	24,7	13,9	13,9	18,0	18,8
Malambo 110 kV	31,5	13,9	16,1	13,6	15,3	10,8	11,6
Sabanalarga 110 kV	31,5	13,1	11,8	13,1	11,7	12,8	11,4
Nueva Barranquilla 110 kV	40	12,8	12,0	12,7	11,9	12,3	11,3
Cordialidad 110 kV	31,5	12,3	16,7	10,7	13,4	11,0	14,0
Galapa 110 kV	40	10,7	13,2	10,5	12,9	9,3	10,8
Juan Mina 110 kV	31,5	10,1	11,5	10,1	11,3	9,4	10,1
Baranoa 110 kV	31,5	8,5	9,2	8,5	9,1	8,0	8,4

Fuente: Elaboración propia

De los resultados obtenidos para el año 2025, para el caso base las subestaciones que tienen mayor nivel de cortocircuito son Termoflores y Tebsa, únicas 2 subestaciones en el departamento del Atlántico con alta influencia de generación térmica. Las subestaciones con resultados iguales o superiores a las capacidades de diseño de cortocircuito fueron, Tebsa, Termoflores, El Rio, Las Flores, Oasis, Silencio y Centro 110 kV.

En el caso de la alternativa 1 de reconfiguración topológica todos los barrajes 110 kV de las subestaciones en el departamento del Atlántico se encuentran por debajo de los niveles de diseño de cortocircuito.

RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 65

En el caso de la alternativa 2 de reconfiguración topológica, todos los barrajes 110 kV de las subestaciones en el departamento del Atlántico, disminuyen los niveles de cortocircuito, exceptuando los barrajes 110 kV de las subestaciones Las Flores y Oasis 110 kV, las cuales siguen superando la capacidad de diseño de cortocircuito.

**Tabla 12. Resultados de cortocircuito monofásico y trifásico para el año 2035**

Barraje	CC Diseño (kA)	CB_Monofasico (kA)	CB_Trifasico (kA)	ALT1_Monofasico (kA)	ALT1_Trifasico (kA)	ALT2_Monofasico (kA)	ALT2_Trifasico (kA)
Termoflores 110 kV Barra 1	40	<b>50,6</b>	<b>45,0</b>	25,6	23,8	<b>43,6</b>	37,6
Termoflores 110 kV Barra 2	40	<b>50,6</b>	<b>45,0</b>	32,0	28,6	<b>43,6</b>	37,6
Oasis 110 kV	31,5	<b>48,2</b>	<b>42,9</b>	<b>31,9</b>	28,6	<b>41,2</b>	<b>35,5</b>
Centro 110 kV	31,5	<b>42,8</b>	<b>38,2</b>	30,5	27,4	<b>36,5</b>	<b>31,5</b>
Estadio 110 kV	40	<b>43,0</b>	38,0	30,2	26,9	36,9	31,7
Silencio 110 kV	31,5	<b>43,9</b>	<b>39,9</b>	<b>31,8</b>	28,9	<b>36,9</b>	<b>32,2</b>
Caracoli 110 kV Barra 1	40	<b>41,7</b>	38,9	39,6	36,1	23,0	21,9
Caracoli 110 kV Barra 2	40	<b>41,7</b>	38,9	39,6	36,1	24,4	23,2
Malambo 110 kV	31,5	19,9	23,4	19,6	22,6	16,6	18,0
Baranoa 110 kV	31,5	14,0	14,6	14,0	14,5	13,7	13,9
Sabanalarga 110 kV	31,5	20,2	18,5	20,2	18,5	20,2	18,4
Veinte de Julio 110 kV	31,5	27,7	<b>31,5</b>	19,3	20,4	22,7	24,3
Tebsa 110 kV Barra 1	40	<b>50,9</b>	<b>43,4</b>	28,6	24,9	36,0	30,8
Tebsa 110 kV Barra 2	40	<b>50,9</b>	<b>43,4</b>	27,8	23,5	36,0	30,8
Las Flores 110 kV	31,5	<b>49,1</b>	<b>44,2</b>	25,5	23,8	<b>42,4</b>	<b>37,0</b>
El Río 110 kV Barra 1	31,5	<b>49,4</b>	<b>42,5</b>	<b>31,9</b>	27,1	30,7	27,9
El Río 110 kV Barra 2	31,5	<b>49,4</b>	<b>42,5</b>	<b>31,9</b>	27,1	27,8	23,6
Unión 110 kV	40	<b>45,7</b>	<b>38,7</b>	27,3	22,9	31,9	27,2
Magdalena 110 kV	40	<b>49,6</b>	<b>42,0</b>	28,7	24,1	33,3	28,3
Palermo 110 kV	40	20,8	27,1	16,1	18,6	17,1	20,3
Cordialidad 110 kV	31,5	16,0	22,2	14,5	19,1	14,8	19,3

RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 66

Barraje	CC Diseño (kA)	CB_Mono fasico (kA)	CB_Trif asico (kA)	ALT1_Mon ofasico (kA)	ALT1_Tri fasico (kA)	ALT2_Mon ofasico (kA)	ALT2_Tri fasico (kA)
Galapa 110 kV	40	16,2	19,2	16,1	18,8	14,9	16,5
Nueva Barranquilla 110 kV	40	17,7	17,1	17,7	17,0	17,5	16,6
Juan Mina 110 kV	31,5	14,6	16,8	14,6	16,7	14,1	15,5

Fuente: Elaboración propia

De los resultados obtenidos para el año 2035, para el caso base las subestaciones que tienen mayor nivel de cortocircuito siguen siendo las subestaciones Termoflores y Tebsa, únicas 2 subestaciones en el departamento del Atlántico con alta influencia de generación térmica. Las subestaciones 110 kV con resultados iguales o superiores a las capacidades de diseño de cortocircuito fueron, Tebsa, Termoflores, Magdalena, El Rio, Las Flores, Oasis, Unión, Silencio, Estadio, Centro, Veinte de Julio y Caracolí, se incrementaron en 5 los barrajes 110 kV de las subestaciones en superar los límites de capacidad de diseño de cortocircuito con respecto al año 2025.

En el caso de la alternativa 1 de reconfiguración topológica, todos los barrajes 110 kV de las subestaciones en el departamento del Atlántico, disminuyen los niveles de cortocircuito, exceptuando los barrajes 110 kV de las subestaciones Silencio, El Rio y Oasis, las cuales siguen superando la capacidad de diseño de cortocircuito.

En el caso de la alternativa 2 de reconfiguración topológica, todos los barrajes 110 kV de las subestaciones en el departamento del Atlántico, disminuyen los niveles de cortocircuito,

exceptuando los barrajes 110 kV de las subestaciones Termoflores, Centro, Silencio, Las Flores y Oasis, las cuales siguen superando la capacidad de diseño de cortocircuito.

### **3.6 Resumen de los principales resultados**

Para el año 2025, en caso base 7 de las 19 subestaciones a nivel de 110 kV se encuentran superando el límite de capacidad nominal de cortocircuito de diseño. Con las alternativas de reconfiguración topológica 1 y 2, se disminuyen los niveles de cortocircuito por debajo de los límites de diseño de cada subestación.

Para el año 2035, en caso base 12 de las 19 subestaciones a nivel de 110 kV se encuentran superando el límite de capacidad nominal de cortocircuito de diseño. Con la alternativa 1, se disminuyen 9 de las 12 subestaciones que se encuentran superando los límites. Con la alternativa 2, disminuyen 7 de las 12 subestaciones que se encuentran superando los límites.

Las condiciones de sobrecarga de la alternativa 1 con respecto al caso base son muy similares y se incrementan las sobrecargas en menor proporción respecto a la alternativa 2, en la cual se evidencia que con esta alternativa se aumentan el número de los activos con sobrecarga.

Los resultados de la reconfiguración topológica de la alternativa 1, son viables implementarlas en el corto plazo, pero para el largo plazo se requiere la implementación de medidas adicionales para minimizar las condiciones de sobrecarga de los activos y disminuir los niveles de cortocircuito por debajo de los límites de diseño de las subestaciones.

#### **4. Conclusiones**

Este trabajo se presentó las condiciones de operación del Sistema de Transmisión Regional STR del departamento del Atlántico basado en las simulaciones del software Power Factory Digsilent, identificando condiciones de sobrecargas y agotamiento de la capacidad de cortocircuito, considerando el crecimiento de las obras de expansión y proyectos generación aprobadas por UPME en el Sistema de Transmisión Nacional SIN, para la zona de influencia.

A través de las simulaciones de cortocircuito, se determinaron las corrientes de falla monofásicas y trifásicas, en cada uno de los barrajes de 110 kV en el departamento del Atlántico. Con base en estos resultados, se identificaron al menos dos alternativas de reconfiguración topológica con el objetivo de reducir los niveles de cortocircuito.

Las alternativas analizadas consistieron en reconfigurar los barrajes a nivel de 110 kV de las principales subestaciones en el departamento del Atlántico, con la apertura y cierres de interruptores permitiendo seccionar la alimentación de la red eléctrica y distribuir los flujos de potencia y por ende la distribución de los aportes de cortocircuito en la red eléctrica.

La alternativa 1 consiste en reconfigurar los barrajes 110 kV de las subestaciones 220/110 kV Termoflores y Tebsa, las cuales son las dos principales termoeléctricas de la red eléctrica del departamento del Atlántico.

## RECONFIGURACIÓN TOPOLÓGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 69

La alternativa 2 consiste en reconfigurar los barrajes 110 kV de las subestaciones Caracolí y El Río 110 kV, las cuales son subestaciones a nivel de 220/110 kV que inyectan a la red 110 kV del departamento del Atlántico.

Mediante el software Digsilent, se pudo obtener los resultados de tensiones, cargabilidad y cortocircuito, de tal manera de revisar en caso base y alternativas, las condiciones del sistema en operación normal y contingencias en escenarios máximos de generación para los años analizados.

Los resultados de tensiones para caso base y alternativas analizadas, se mantienen dentro del rango establecido por la regulación vigente.

Los resultados de cargabilidad presenta que para el caso base y alternativas analizadas se presentan cargabilidad superiores al 100% de su capacidad, por lo que requiere de otras soluciones adicionales para eliminar las condiciones de sobrecarga de los activos.

Los resultados de cortocircuito obtenidos en caso base muestra la criticidad del sistema que evidencia el operador del sistema eléctrico de Colombia XM, donde en el departamento del Atlántico a nivel de 110 kV se presentan subestación que superan la capacidad de diseño de dichos niveles de tensión.

¿Qué se puede realizar a nivel topológico para disminuir los niveles de cortocircuito en los barrajes 110 kV en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico?

## RECONFIGURACIÓN TOPOLOGICA DEL STR ATLÁNTICO COMO PROPUESTA PARA DISMINUIR LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAJES DE 110 kV. 70

Este trabajo busca dar respuesta a la pregunta: ¿qué se puede realizar a nivel topológico para disminuir los niveles de cortocircuito en los barrajes 110 kV en el Sistema de Transmisión Regional (STR) del departamento del Atlántico? Por lo anterior, una de las propuestas para disminuir los niveles de cortocircuito en el departamento del Atlántico es reconfigurar el sistema eléctrico del departamento del Atlántico dividiendo el sistema y por ende dividiendo los aportes que resultan de una falla de cortocircuito en el sistema eléctrico, para lo cual la alternativa 1 planteada en el presente documento tiene las condiciones favorables para su implementación, lo que implica disminución de los niveles de cortocircuito, operar el sistema eléctrico de manera segura y confiable, además utilizando la infraestructura actual para ello, lo que implica costo mínimo, y permite que los activos tengan uso en su vida útil regulatoria para el operador de red.

Algunas de las recomendaciones que se pueden seguir evaluando, son el traslado de la generación de los niveles 110 kV a nivel de 220 kV, nuevas redes eléctricas a nivel de 220 kV y 110 kV para alimentar la demanda de la zona sin interconectar con la red actual.

## 5. Referencias Bibliográficas

- Aguas Ramos, R. de J., & Buelvas Berrocal, A. N. (2011). Metodología para el cálculo de las corrientes de cortocircuito. <http://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0062324.pdf>.  
<https://repositorio.utb.edu.co/handle/20.500.12585/342>
- Alam, M. S., Abido, M. A., & El-Amin, I. (2018). Fault Current Limiters in Power Systems: A Comprehensive Review. *Energies*, 11(5). <https://doi.org/10.3390/en11051025>
- Convocatoria Pública UPME STR 02 – 2019. (2019).  
<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-02-2019-obras-asociadas-subestaciones-termoflores-flores-centro-oasis-magdalena.aspx>
- Gallego Rendón, R. A., Mora Flórez, J. J., & Hincapié Isaza, R. A. (2021). *Modelizado y análisis de cortocircuito en sistemas eléctricos*. Editorial Universidad Tecnológica de Pereira.  
<https://hdl.handle.net/11059/13968>
- IEC 60909-0:2016. (2016). <https://webstore.iec.ch/en/publication/24100>
- Informe de planeamiento operativo eléctrico del mediano plazo (IPOEMP). (2024). Portal XM.  
<https://www.xm.com.coPortal XM>
- Metz-Noblat, B. de, Dumes, F., & Thomasset, G. (2007). *Cuaderno técnico n°158: Cálculo de corrientes de cortocircuito* (Cuaderno técnico 158). Schneider Electric.  
<http://www.schneider-electric.com.ar/documents/recursos/cuadernostecnicos/ct1581.pdf>
- Mujal Rosas, R. (2014). *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Universitat Politècnica de Catalunya. Iniciativa Digital Politècnica.

Ouali, S., & Cherkaoui, A. (2021). Integration of Fault Current Limiters in Electric Power Systems: A Review. *IEEE Systems Journal*, 15(3), 4470-4479. IEEE Systems Journal. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.3012345>

Pancorbo Salas, E., & Ccoyccosi Chura, A. E. (2020). Estudio de métodos para reducir la corriente de cortocircuito en la barra 10.6 kv ante el incremento de potencia de la subestación de Dolorespata – 2019. *Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco*. <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/5230>

*Planes expansión generación Transmisión*. (2021). <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Planes-expansion-generacion-transmision.aspx>

Ramos, R. (2015). *Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión*. <https://hdl.handle.net/20.500.14492/16708>

*Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas—RETIE*. (2024). <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-rette/>

*Sinergox—Informes*. (2024). <https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informes.aspx>

Stevenson, W. D. (1982). *Elements of Power System Analysis*. McGraw-Hill.

Weedy, B. M. (1978). *Sistemas eléctricos gran potencia*. Reverte.