

# Proyecto Segundo Paquete Obras Urgentes-2024



**Omar Andrés Camacho Morales**  
Ministro de Minas y Energía

**Javier Campillo Jiménez**  
Viceministro de Energía

**Carlos Adrián Correa Flórez**  
Director General UPME

**José Lenin Morillo Carrillo**  
Subdirector de Energía Eléctrica

**Elaboró**  
Subdirección de Energía Eléctrica  
Grupos de Generación, Transmisión y Convocatorias

**Con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT, Conformado por:**

ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.  
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P - EPM  
GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.  
DRUMMOND LTD  
SIERRACOL ENERGY ARAUCA, LLC  
CERRO MATOSO S.A.  
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P  
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.  
AIR-E S.A.S. E.S.P.  
TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS "TEBSA S.A. (E.S.P.)"  
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

**Invitados permanentes del CAPT:**  
Ministerio de Minas y Energía  
XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

**GIT Transmisión:**

- Andrés Felipe Peñaranda Bayona
- Héctor Andrés Rosero Becerra
- Edgar Rubén Muela Velasco
- Felipe Betancur Londoño
- Jorge Eduardo Zuluaga Orozco
- Jorge Fernando Morales Machado
- Juan David Agudelo caro
- Luis Fernando López Pineda
- Sergio Andrés Cubillos Cabrera
- Martha Patricia Sarria Toro

**GIT Generación y Cobertura**

- Diana Marcela Montaña Silva
- Angélica Vanessa Aldana Urrea
- Henry Josué Zapata Lesmes
- Juan Carlos Aponte Gutiérrez
- Luis Alfredo Hernández Beleño
- Mauricio Hernando Mañosca
- Alfonso Segura López
- Borman Leguizamo González



## GIT Convocatorias

- Karol Enrique Cifuentes Thorrens
- Sandra Milena Álzate Ocampo
- David Ricardo Murcia Cortes
- Diana Patricia Serrano Sánchez
- Sergio Andrés Pastrana Pastrana

## Subdirección de Demanda

- Jessica Arias Gaviria
- William Alberto Martínez Moreno

## Colaboradores:

- Andrés Felipe Zapata Tapasco
- Brajham David Chitiva Lozada
- Brandon Stid Huaca Cuellar
- Cristhian Camilo González Garzón
- Felipe Rodríguez Tuta
- Fredy Augusto Gómez Martínez
- José Daniel Hurtado Solís
- Luz Adriana Duque Calle
- Manuel Octavio Acevedo Iles
- Óscar Iván Parra Acuña
- Paula Alejandra Bautista Aguilar
- Sonia Esperanza Echeverría Rojas
- Willian Fernando Villamil Castañeda
- Wilmer Guzmán Estupiñán
- Alejandra González Guañarita
- Aura María León Soler
- Cristian Camilo Fonseca Baquero
- David Andrés Sánchez Torres
- Estefany Osorio Arroyave
- Francisco de Paula Toro Zea
- German Alonso Sáenz Tovar
- Julián Sanabria Torres
- Yenifer Karina Ángel López
- Juan Felipe Alvarado Rodríguez
- Sofía Delgado Ramos
- David Fernando Romero Quete
- Laura Isabel Gómez Torres
- Angie Andrea Montoya Gonzalez
- Jose Antonio Barajas Villareal
- Jorge Esteban Castro Gualdrón

## Asesora de Comunicaciones:

Linda Cárdenas Ramírez

## Diseño y diagramación:

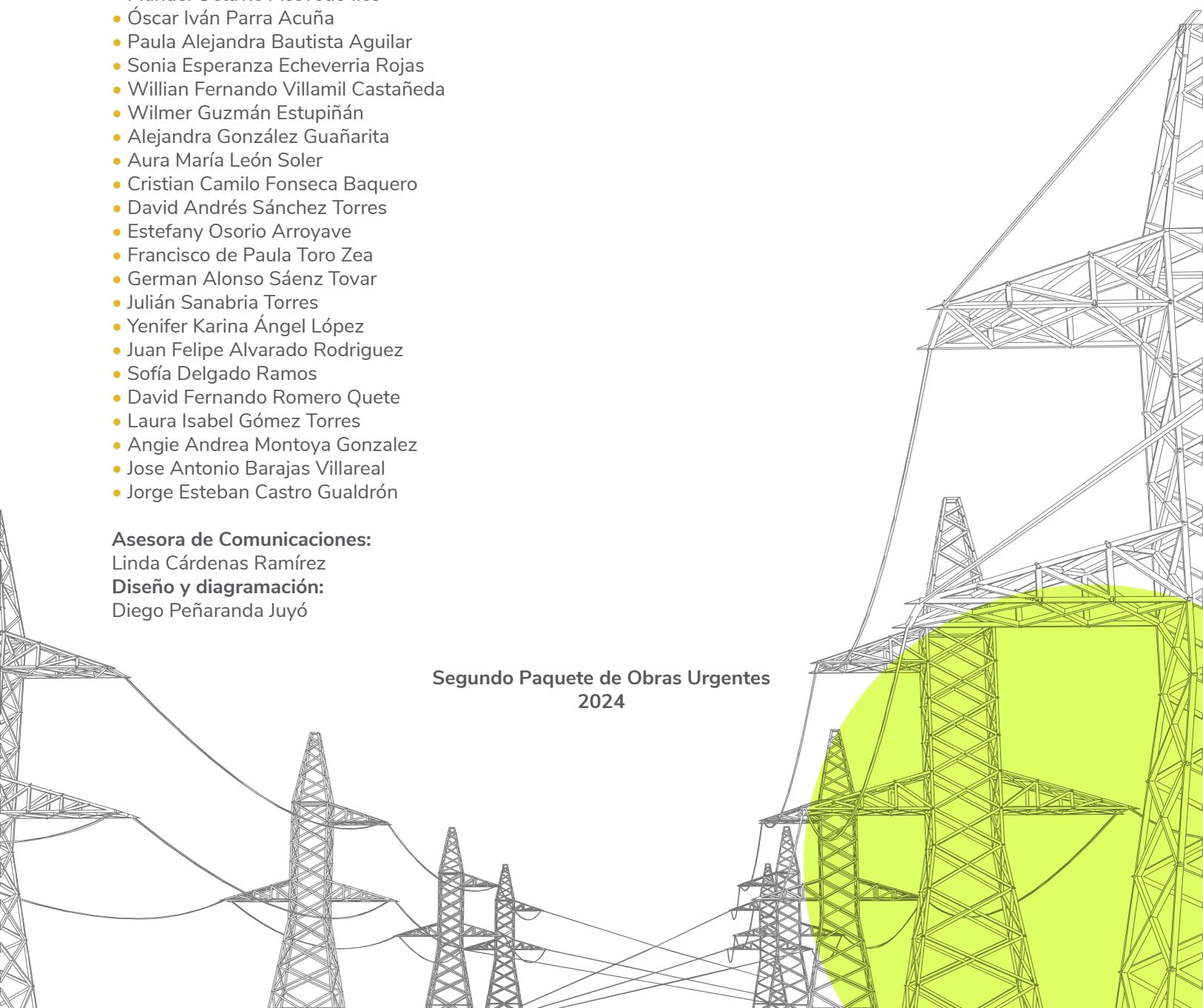
Diego Peñaranda Juyó



Unidad de Planeación  
Minero Energética



Segundo Paquete de Obras Urgentes  
2024



# TABLA DE CONTENIDO

## Capitulo I

1. Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	19
1.1 Introducción.....	19
1.2 Contexto.....	19
1.3 Antecedentes.....	20
1.4 Proyecto Propuesto.....	21
1.5 Análisis técnicos.....	23
1.5.1 Consideraciones y supuestos.....	23
1.5.2 Comportamiento del sistema en condición normal de operación.....	26
1.5.3 Comportamiento del sistema ante contingencias N-1.....	35
1.5.4 Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en zona de influencia....	45
1.6 Análisis económicos.....	48
1.6.1 Costos.....	48
1.6.2 Beneficios.....	49
1.6.3 Relación Beneficio-Costo.....	50
1.7 Fecha de puesta en operación.....	50
1.9 Conclusiones.....	50
1.10 Recomendaciones.....	51

## Capitulo II

2. Proyecto Refuerzo Montería y Obras Asociadas STR.....	52
2.1. Introducción.....	55
2.2. Contexto.....	53
2.3. Antecedentes.....	54
2.4. Proyecto Propuesto.....	57
2.4.1 Etapa A1.....	57
2.4.2 Etapa A2.....	58
2.4.3 Etapa A3.....	59
2.4.4 Etapa A4.....	59
2.5. Análisis técnicos.....	60
2.5.1 Consideraciones y supuestos.....	60
2.5.2 Resultados caso base (A0) y etapa 1 (A1).....	60
2.5.3 Resultados etapa 2(A2), etapa 3(A3) y etapa 4 (A4).....	63
2.6. Análisis económicos.....	67
2.6.1 Costos.....	67
2.6.2 Beneficios.....	68
2.6.3 Relación Beneficio-Costo.....	70
2.7. Conclusiones.....	72
2.8. Recomendaciones.....	72

### Capítulo III

3. Proyecto Reconfiguración Subestación Sabanalarga 220 kV.....	73
3.1 Introducción.....	73
3.2 Contexto.....	73
3.3 Antecedentes.....	74
3.4 Proyecto Propuesto .....	76
3.4.1 Alternativa 1: Seccionamiento de barras entre D4 y D7.....	76
3.4.2 Alternativa 2: Seccionamiento de barras entre D4 y D5.....	77
3.5 Análisis técnicos.....	79
3.5.1 Consideraciones y supuestos.....	79
3.6 Resultados.....	81
3.6.1. Perfil de tensiones: Estado estacionario.....	81
3.6.2. Perfil de tensiones: Estado con contingencias sencillas.....	83
3.6.3. Perfil de cargabilidades: Estado estacionario.....	84
3.6.4. Perfil de cargabilidades: Estado con contingencias sencillas.....	87
3.6.5. Análisis de cortocircuito.....	92
3.7 Análisis económicos.....	94
3.7.1 Costos.....	94
3.7.2 Beneficios.....	96
3.7.3 Relación Beneficio-Costo.....	102
3.8 Conclusiones.....	103
3.9 Recomendaciones.....	103

### Capítulo IV

4. Proyecto Interconexión Nordeste - Oriental .....	104
4.1 Introducción.....	104
4.2 Antecedentes y Justificación.....	105
4.3 Propuesta de Solución.....	106
4.4 Análisis Técnico .....	107
4.4.1 Supuestos y Consideraciones.....	107
4.4.2 Resultados Técnicos.....	109
4.4.3 Refuerzos.....	118
4.5 Análisis Económico .....	119
4.5.1. Costos.....	119
4.5.2. Beneficios.....	119
4.5.3. Relación Beneficio-Costo.....	120
4.6 Conclusiones .....	121
4.7 Recomendaciones .....	221

## Capítulo V

5. Proyectos Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV.....	122
5.1. Introducción.....	122
5.2. Contexto.....	122
5.3 Antecedentes.....	123
5.4 Proyecto Propuesto.....	126
5.5 Análisis técnicos.....	128
5.5.1 Consideraciones y supuestos.....	128
5.5.2 Resultados en red normal para caso base (A0), Alternativa 1 (A1) Enlace O. Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Alternativa 2 (A2) Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.....	130
5.5.3 Resultados ante contingencia N-1 para caso base (A0), Alternativa 1 (A1) Enlace O. Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Alternativa 2 (A2) Segundo corredor Jardinera-Junín - Buchelly (Tumaco) 115 kV.....	134
5.6 Evaluación proyecto conjunto “Enlace Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.....	142
5.7 Proyecto Propuesto.....	142
5.7.1 Resultados en red normal para caso base (A0) y Alternativa conjunta (A1) enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.....	143
5.7.2 Resultados ante contingencia N-1 para caso base (A0) y Alternativa conjunta (A1) enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.....	147
5.8 Análisis económicos.....	154
5.8.1 Costos.....	154
5.8.2 Beneficios.....	155
5.8.3 Relación Beneficio-Costo.....	156
5.9 Fecha de puesta en operación (FPO).....	156
5.10 Conclusiones.....	156
5.11 Recomendaciones.....	157

## LISTADO DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Resumen de obras de expansión de transmisión propuestas.....	15
<b>Figura 1-1.</b> Diagrama unifilar del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas - Alternativa octubre 2023.....	22
<b>Figura 1-2.</b> Diagrama unifilar del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas - Alternativa septiembre 2024.....	22
<b>Figura 1-3.</b> Disposición geográfica de los activos del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	23
<b>Figura 1-4.</b> Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa - Parte 1.....	27
<b>Figura 1-5.</b> Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2. ....	28
<b>Figura 1-6.</b> Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3. ....	28
<b>Figura 1-7.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa. ....	29
<b>Figura 1-8.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre caso base y caso con proyecto, escenarios Red Completa.....	29
<b>Figura 1-9.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.....	30
<b>Figura 1-10.</b> Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	30
<b>Figura 1-11.</b> Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 1.....	31
<b>Figura 1-11.</b> Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.....	32
<b>Figura 1-12.</b> Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.....	33
<b>Figura 1-13.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.....	34
<b>Figura 1-14.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.....	34
<b>Figura 1-15.</b> Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.....	35
<b>Figura 16.</b> Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.....	36
<b>Figura 1-17.</b> Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.....	36

<b>Figura 1-18.</b> Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 3.....	37
<b>Figura 1-19.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	37
<b>Figura 1-20.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1. ....	38
<b>Figura 1-21.</b> Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.....	38
<b>Figura 1-22.</b> Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.....	39
<b>Figura 1-23.</b> Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.....	39
<b>Figura 1-24.</b> Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 4.....	40
<b>Figura 1-25.</b> Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 5.....	25
<b>Figura 1-26.</b> Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.....	41
<b>Figura 1- 27.</b> Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.....	42
<b>Figura 1-28.</b> Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 3.....	43
<b>Figura 1-29.</b> Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.....	44
<b>Figura 1-30.</b> Comparación de los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1.....	44
<b>Figura 1-31.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.....	45
<b>Figura 1-32.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 2.....	46
<b>Figura 1-33.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 3.....	46
<b>Figura 1-34.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 4.....	47
<b>Figura 1-35.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 5.....	47
<b>Figura 2-1.</b> STR Subárea Chinú 2014.....	55
<b>Figura 2-2.</b> Caso base área de influencia del proyecto (A0).....	56
<b>Figura 2-3.</b> Propuesta refuerzo Montería ITR 1 2024.....	56
<b>Figura 2-4.</b> Área del proyecto Nueva Montería - Río Sinú 110 kV.....	57

<b>Figura 2-5.</b> Etapa A1. Nueva línea Río Sinú – Nueva Montería 110 kV .....	58
<b>Figura 2-6.</b> Etapa A2: Adición segundo circuito en corredor Río Sinú-Tierralta- Urrá 110 kV y 2.º transformador Urrá 220/110 kV a Etapa A1 .....	58
<b>Figura 2-7.</b> Etapa A3. Adición del tercer transformador Montería 100 MVA 220/110/13.2 kV a etapas A1 y A2.....	59
<b>Figura 2-8.</b> Etapa A4. Adición del 2.º circuito en corredor Montería - Urabá - Urrá 220 kV a etapas A1, A2 y A3.....	59
<b>Figura 2-9.</b> Perfil de tensiones en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME.....	61
<b>Figura 2-10.</b> Perfil de tensiones en subestación Tierralta 110 kV sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME.....	61
<b>Figura 2-11.</b> Cargabilidad de los elementos en el área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME.....	62
<b>Figura 2-12.</b> Corrientes máximas de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME.....	63
<b>Figura 2-13.</b> Perfil de tensión en subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	63
<b>Figura 2-14.</b> Perfil de tensiones en otras subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	64
<b>Figura 2-15.</b> Perfil de tensiones en subestación Tierralta 110 kV con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	64
<b>Figura 2-16.</b> Perfil de tensiones en subestación Apartadó 110 kV con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME .....	65
<b>Figura 2-17.</b> Perfil de tensiones en subestación Urabá 220 kV con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	65
<b>Figura 2-18.</b> Cargabilidad elementos en área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	66
<b>Figura 2-19.</b> Corrientes máximas de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	67
<b>Figura 2-20.</b> Corrientes máximas de cortocircuito en otras subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME.....	67
<b>Figura 3-1.</b> Vista en planta de la subestación Sabanalarga 220 kV. Fuente: Transelca.....	75
<b>Figura 3-2.</b> Diagrama unifilar de la subestación Sabanalarga 220 kV. Fuente: Transelca.....	75
<b>Figura 3-3.</b> Diagrama unifilar de la alternativa 1, seccionamiento entre los diámetros 4 y 7 de la subestación Sabanalarga 220 kV.....	77
<b>Figura 3-4.</b> Diagrama unifilar de la alternativa 2, seccionamiento entre los diámetros 4 y 7 de la subestación Sabanalarga 220 kV.....	78
<b>Figura 3-5.</b> Perfil de tensiones en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2).....	82
<b>Figura 3-6.</b> Perfil de tensiones en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2) ante contingencias sencillas.....	83

<b>Figura 3-7.</b> Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), parte 1.....	84
<b>Figura 3-8.</b> Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), parte 2.....	85
<b>Figura 3-9.</b> Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, en el horizonte de análisis.....	86
<b>Figura 3-10.</b> Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, discriminado por escenarios de generación – demanda.....	86
<b>Figura 3-11.</b> Comparación del número de casos de elementos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto.....	87
<b>Figura 3-12.</b> Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), ante contingencias sencillas, parte 1.....	88
<b>Figura 3-13.</b> Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), ante contingencias sencillas, parte 2.....	89
<b>Figura 3-14.</b> Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, en el horizonte de análisis ante contingencias sencillas.....	90
<b>Figura 3-15.</b> Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, discriminado por escenarios de generación – demanda, ante contingencias sencillas.....	90
<b>Figura 3-16.</b> Comparación del número de casos de elementos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, ante contingencias sencillas.....	91
<b>Figura 3-17.</b> Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, discriminado por las 12 contingencias más relevantes, en contingencias sencillas.....	91
<b>Figura 3-18.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y los casos con proyecto, parte 1.....	92
<b>Figura 3-19.</b> Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y los casos con proyecto, parte 2.....	93
<b>Figura 4-1.</b> Interconexión Cundinamarca-Boyacá-Casanare para el año 2030...	106
<b>Figura 4-2.</b> Propuesta Chivor II - Aguaclara - Alcaraván 230 kV.....	107
<b>Figura 4-3.</b> Número de restricciones de tensión - Red Completa - A0 - A1.....	109
<b>Figura 4-4.</b> Perfil de tensión de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 - A1.....	110
<b>Figura 4-5.</b> Número de restricciones por sobrecarga - Red Completa-A0 - A1...	111
<b>Figura 4-6.</b> Cargabilidad del área de influencia - Red Completa - A0 - A1.....	112
<b>Figura 4-7.</b> Número de restricciones de tensión - Contingencia - A0 - A1.....	113
<b>Figura 4-8.</b> Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 - A1 .....	114
<b>Figura 4-9.</b> Número de restricciones por cargabilidad - Contingencia-A0-A1....	115
<b>Figura 4-10.</b> Cargabilidad de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 - A1.....	116

<b>Figura 4-11.</b> Subestaciones con agotamiento en capacidad de interrupción.....	117
<b>Figura 4-12.</b> Subestaciones con su capacidad de interrupción superada.....	118
<b>Figura 5-1.</b> Diagrama unifilar del proyecto alternativa 1.....	126
<b>Figura 5-2.</b> Ubicación Geográfica proyecto alternativa 1.....	127
<b>Figura 5-3.</b> Diagrama unifilar del proyecto alternativa 2.....	127
<b>Figura 5-4.</b> Ubicación Geográfica proyecto alternativa 2.....	128
<b>Figura 5-5.</b> Perfil de tensiones en red normal sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2.....	131
<b>Figura 5-6.</b> Perfil de tensiones en red normal en subestación Tumaco 115 kV....	132
<b>Figura 5-7.</b> Cargabilidad de los elementos en red normal sin proyecto A0 y proyecto A1 y A2.....	133
<b>Figura 5-8.</b> Perfil de tensiones ante contingencias N-1 sin proyecto A0 y con proyecto A1 y A2.....	135
<b>Figura 5-9.</b> Grafica de barras con el número de casos por fuera de los límites regulatorios.....	136
<b>Figura 5-10.</b> Perfil de tensiones ante contingencia N-1 en subestación Tumaco 115 kV.....	139
<b>Figura 5-11.</b> Perfil de tensiones ante contingencia N-1 en subestación Olaya 115 kV.....	139
<b>Figura 5-12.</b> Cargabilidad de los elementos ante contingencia N-1 sin proyecto A0 y con proyecto A1 y A2.....	140
<b>Figura 5-13.</b> Corrientes máximas de cortocircuito sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2.....	141
<b>Figura 5-14.</b> Diagrama Diagrama unifilar proyecto alternativa conjunta (AC).....	142
<b>Figura 5-15.</b> Ubicación Geográfica proyecto conjunto.....	143
<b>Figura 5-16.</b> Perfil de tensiones en red normal en subestaciones del área de influencia.....	144
<b>Figura 5-17.</b> Perfil de tensiones en red normal en subestación Tumaco 115 kV (AC).....	145
<b>Figura 5-18.</b> Cargabilidad de los elementos en red normal en el área de influencia (AC).....	146
<b>Figura 5-19.</b> Perfil de tensiones ante contingencias N-1 (AC).....	148
<b>Figura 5-20.</b> Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año.....	149
<b>Figura 5-21.</b> Número de casos por fuera de los límites regulatorios por tipo de restricción.....	149
<b>Figura 5-22.</b> Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario.....	150
<b>Figura 5-23.</b> Cargabilidad de los elementos ante contingencia N-1 (AC).....	152
<b>Figura 5-24.</b> Corrientes máximas de cortocircuito (AC).....	153

# LISTADO DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Resumen del paquete de obras.....	16
<b>Tabla 1-1.</b> Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	23
<b>Tabla 1-2.</b> Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	25
<b>Tabla 1-3.</b> Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	26
<b>Tabla 1-4.</b> Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	26
<b>Tabla 1-5.</b> Costo del proyecto Nueva Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas en UC al 2024.....	49
<b>Tabla 1-6.</b> Beneficios de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas por reducción de la DNA.....	50
<b>Tabla 1-7.</b> Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.....	50
<b>Tabla 2-1.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A1.....	68
<b>Tabla 2-2.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A2.....	68
<b>Tabla 2-3.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A3.....	68
<b>Tabla 2-4.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A4.....	68
<b>Tabla 2-5.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A1.....	70
<b>Tabla 2-6.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A2.....	70
<b>Tabla 2-7.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A3.....	71
<b>Tabla 2-8.</b> Costo del proyecto en UC - Etapa A4.....	71
<b>Tabla 3-1.</b> Alternativa 1 de la distribución de bahías para la subestación Sabanalarga 220kV .....	77
<b>Tabla 3-2.</b> Alternativa 2 de la distribución de bahías para la subestación Sabanalarga 220kV .....	77
<b>Tabla 3-3.</b> Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra.....	79
<b>Tabla 3-4.</b> Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra.....	80
<b>Tabla 3-5.</b> Subestaciones con niveles de cortocircuito que superan la capacidad de interrupción en el caso base y los casos con proyecto.....	93
<b>Tabla 3-6.</b> Costo del proyecto CAPEX – Alternativa A1.....	95
<b>Tabla 3-7.</b> Valores a considerar para los costos de generación de seguridad.....	96
<b>Tabla 3-8.</b> Costos de implementación de las alternativas del proyecto.....	96
<b>Tabla 3-9.</b> Datos relacionados con el evento de la salida de la subestación Sabanalarga 220 kV ocurrido el 24 de junio de 2020.....	97
<b>Tabla 3-10.</b> Valores a considerar para el cálculo del beneficio de evitar un evento catastrófico de una falla de la subestación Sabanalarga 220 kV.....	97
<b>Tabla 3-11.</b> Costo evitado de DNA para cada año en horizonte de análisis económico .....	98
<b>Tabla 3-12.</b> Costos esperados en relación a la DNA evitada y la cantidad de fallas estimadas.....	100
<b>Tabla 3-13.</b> Beneficios totales del proyecto por DNA.....	101
<b>Tabla 3-14.</b> Costo de generación de seguridad para el caso base y las alternativas del proyecto.....	101
<b>Tabla 3-15.</b> Beneficios totales de las alternativas del proyecto.....	102
<b>Tabla 3-16.</b> Relación Beneficio/Costo de la alternativa 1 del proyecto.....	102
<b>Tabla 3-17.</b> Relación Beneficio/Costo de la alternativa 2 del proyecto.....	102
<b>Tabla 4-1.</b> Costo del proyecto en UC.....	119
<b>Tabla 4-2.</b> Costo del proyecto en UC.....	120
<b>Tabla 5-1.</b> Proyectos de generación considerados en la subárea Cauca-Nariño.....	128

<b>Tabla 5-2.</b> Proyectos de expansión considerados en la subárea Cauca-Nariño.....	129
<b>Tabla 5-3.</b> Escenario de generación considerado.....	129
<b>Tabla 5-4.</b> Escenario de demanda considerados.....	129
<b>Tabla 5-5.</b> Resúmenes de restricciones.....	136
<b>Tabla 5-6.</b> Resúmenes de restricciones.....	150
<b>Tabla 5-8.</b> Costo del proyecto conjunto enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente: UPME.....	155
<b>Tabla 5-9.</b> Beneficios del proyecto conjunto enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV por reducción de DNA.....	156
<b>Tabla 5-10.</b> Relación B/C Alternativa conjunta enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente:UPME.....	156

## LISTADO DE SIGLAS

<b>B/C:</b>	Beneficio/Costo.
<b>CNO:</b>	Consejo Nacional de Operación
<b>CREG:</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
<b>ENS:</b>	Energía No Suministrada.
<b>FPO:</b>	Fecha de Puesta en Operación.
<b>IPOELP:</b>	Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo.
<b>IPOEMP:</b>	Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo.
<b>ITR:</b>	Informe Trimestral de Restricciones.
<b>OR:</b>	Operador de Red.
<b>SIN:</b>	Sistema Interconectado Nacional.
<b>STN:</b>	Sistema de Transmisión Nacional.
<b>STR:</b>	Sistema de Transmisión Regional.
<b>SDL:</b>	Sistema de Distribución Local.
<b>TRM:</b>	Tasa Representativa del Mercado.
<b>UC:</b>	Unidades Constructivas.
<b>UPME:</b>	Unidad de Planeación Minero Energética.
<b>VPN:</b>	Valor Presente Neto.

# INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico colombiano actual se caracteriza por su robustez y capacidad de soportar la demanda existente, gracias a una infraestructura desarrollada y consolidada a lo largo de los años. No obstante, la dinámica del sector energético está experimentando un cambio de paradigma significativo, impulsado por el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica y la urgente necesidad de diversificar la matriz de generación, donde las fuentes renovables no convencionales juegan un papel muy importante. Este escenario plantea la imperiosa necesidad de un proceso de planeación del sistema de transmisión que sea constante, oportuno y eficiente. Por lo tanto, mediante una planificación adecuada y proactiva se podrá garantizar una transición energética segura y confiable, permitiendo que el sistema eléctrico colombiano evolucione para satisfacer las necesidades futuras y contribuyendo al desarrollo sostenible del país.

En este contexto, se han identificado necesidades urgentes en algunas subestaciones del sistema que a la fecha requieren acciones operativas para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del sistema. Dentro de las principales restricciones evidenciadas se encuentra la vulnerabilidad de algunos puntos del sistema, como por ejemplo, la subestación Sabanalarga 220 kV en la subárea Atlántico, la cual presenta un marcado agotamiento del nivel de cortocircuito por las limitaciones en su capacidad de interrupción, lo que representa un riesgo para la confiabilidad operativa de la subestación.

En la región de Córdoba – Sucre se ha presentado un aumento significativo de la demanda, y dado el agotamiento de capacidad del corredor Chinú - Sincé – Magangué - Mompox 110 kV, se identifican restricciones para atender la demanda en Mompox en los rangos de tensión admisible, el cual también se encuentra inmerso en Esquemas Suplementarios de Protecciones (ESPS) asociados con la sobrecarga de los autotransformadores 1, 2 o 3 de Chinú 500/110/34.5 kV. Caso similar, en cuanto a limitación para atender la demanda a condiciones nominales de tensión y ESPS por baja tensión, aplica para El Banco 110 kV. Debido a dichas restricciones, el Centro Nacional de Despacho (CND) declaró la condición de emergencia en las subestaciones Mompox 110 kV y El Banco 110 kV.

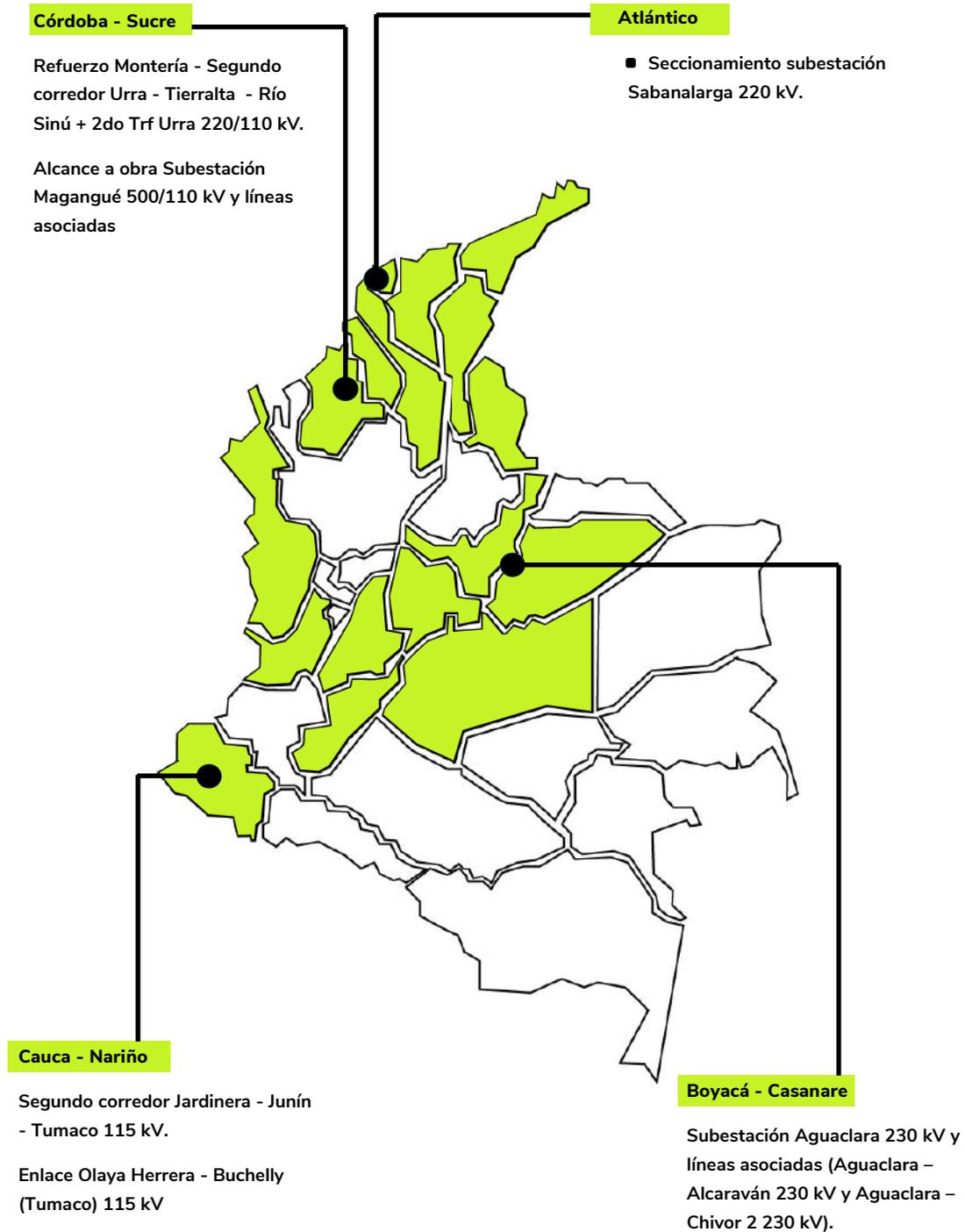
Adicionalmente, en la subárea operativa de Córdoba – Sucre, según informes de XM, se reporta la disposición de esquemas suplementarios de protección, con desconexión de carga en el municipio de Montería, ante bajas tensiones en la subestación Montería 110 kV. Igualmente se reporta como una de las contingencias críticas en red completa, que pueden causar salida de elementos por sobrecarga y requerir desconexión preventiva de carga para evitar desatención de demanda, a Nueva Montería - Río Sinú 110 kV. Es así como la misma línea se identifica como restricción de la subárea Córdoba - Sucre y Cerromatoso con efecto de baja tensión en Río Sinú 110 kV y recomendaciones operativas a través del generador Urrá y el tap de Urrá 220/110 kV.

Por otro lado, en la zona centro del país, entre las principales problemáticas se encuentra la insuficiencia de infraestructura para garantizar que las tensiones en las subáreas de Boyacá y Casanare se encuentren dentro de los límites establecidos por la regulación, especialmente en condiciones de baja generación interna. Así mismo, se requiere mayor infraestructura para asegurar una conexión robusta entre el área operativa Oriental y la subárea Boyacá-Casanare del área Nordeste, donde actualmente el doble circuito Sochagota - Chivor de 230 kV funciona como el único enlace de intercambio del Sistema de Transmisión Nacional (STN) entre estas.

Finalmente, en el área suroccidental del país, se presentan condiciones de radialidad en el corredor Jardinera-Juin-Buchelly (Tumaco) 115 kV, así como también en la línea Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV, lo que conlleva a escenarios de DNA ante la indisponibilidad de alguno de los tramos de línea.

Teniendo en cuenta las condiciones anteriormente expuestas, la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME), como encargada de la planeación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país, propone el desarrollo de cinco obras de expansión principales localizadas en las subáreas Atlántico, Córdoba – Sucre, Boyacá – Casanare y Cauca - Nariño, tal y como se puede observar en la siguiente Figura.

Figura 1. Resumen de obras de expansión de transmisión propuestas.



La descripción de cada una de estas obras, así como también el impacto de estas sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 1. Resumen del paquete de obras.

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
Alcance a Subestación Magangué 500/115 kV y líneas asociadas	<p>STN: - S/E Magangué 500/110 kV, alimentada a través de la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV, en Chinú – Nueva Magangué – El Copey.</p> <p>STR: - Línea - doble circuito 110 kV, para interceptar la actual línea Magangué - Sincé 1 110 kV, reconfigurándola en Nueva Magangué - Sincé 1 110 kV y Nueva Magangué - Magangué 1 110 kV.</p> <p>- Línea - doble circuito 110 kV, para intercepción de la actual línea Magangué - Mompox 1 110 kV, reconfigurándola en Nueva Magangué - Mompox 1 110 kV y Nueva Magangué - Magangué 2 110 kV, repotenciando ambos tramos</p>	<p>Con las obras propuestas, se observa un mejoramiento y mantenimiento de los niveles de tensión en los nodos de Sincé 110 kV, Magangué 110 kV, Mompox 110 kV y El Banco 110 kV; los cuales se tenían como críticos sin la existencia del proyecto.</p> <p>Adicionalmente se observa un mejoramiento en el perfil de cargabilidades de la línea Chinú – Sincé 110 kV, así como también de los transformadores de Chinú 500/110 kV.</p>	4.78

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
	<p>-Dos nuevas líneas Mompox - El Banco 110 kV con 57 km</p> <p>- Segunda línea Nueva Magangué – Mompox 110 kV</p>	<p>Las obras propuestas brindan un aumento significativo para la confiabilidad de la zona de influencia, así como garantía para la atención adecuada de la demanda a largo plazo.</p>	

<p>Refuerzo Montería y obras asociadas STR</p>	<p>STN: - Etapa A4: Segundo circuito Montería - Urabá - Urrá 220 kV</p> <p>STR: - Etapa A1: Segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV</p> <p>- Etapa A2: Segundo circuito Urrá - Tierralta 110 kV y Tierralta - Río Sinú 110 kV 2do transformador Urrá 220/110 kV 90 MW</p> <p>-Etapa A3: 3er transformador Montería 220/110/13.2 kV 100 MW</p>	<p>La etapa A1 de la obra propuesta soluciona problemas de DNA tanto en red completa cómo con la contingencia N-1 Nueva Montería – Río Sinú 110 kV.</p> <p>Las etapas posteriores mejoran el perfil de tensión en el circuito de Urrá – Tierralta – Río Sinú 110 kV, y permiten reducir la cargabilidad en los transformadores de Montería 230/110 kV.</p> <p>Con la etapa 3 se mitiga DNA ante falla del transformador Montería 1 230/110 kV, así como por agotamiento de la capacidad de transporte del transformador paralelo desde el año 2038.</p> <p>Finalmente, para el proyecto con la etapa 4 se aumenta la confiabilidad por la duplicidad de circuitos y se mitiga DNA ante la falla Urabá – Urrá 230 kV, así como otras restricciones en la red por baja tensión ante contingencias.</p>	<p>3.32</p>
<p>Reconfiguración Subestación Sabanalarga 220 kV</p>	<p>STN: - Consiste en la segmentación del barraje de la subestación Sabanalarga 220 kV, utilizando bahías entre barrajes (seccionadores, interruptor, equipos de medida y equipos de protección) entre los diámetros 4 y 7 (D4, D7)</p>	<p>Reducción del nivel de cortocircuito y mejora de la confiabilidad operativa de la subestación Sabanalarga 220 kV, la cual presenta señales de agotamiento de su capacidad de interrupción ante fallas</p>	<p>1.73 - 6.75</p>

<p>Interconexión Nordeste- Oriental (Chivor II - Aguaclara - Alcaraván 230 kV)</p>	<p>STN: - Subestación Aguaclara 230/115 kV. - Doble circuito Chivor II – Aguaclara 230 kV. - Doble circuito Aguaclara – Alcaraván 230 kV.</p>	<p>El proyecto conecta la subestación Alcaraván 230 kV, única a nivel del STN en el departamento de Casanare con el área Oriental. De esta manera, se convierte en un nuevo punto de intercambio de potencia desde el STN para la subárea operativa de Boyacá - Casanare, fortaleciendo los perfiles de tensión en el STR. Además, brinda un nuevo enlace de intercambio entre los dos sistemas, disminuyendo el flujo de potencia a través de los activos del STR que los interconecta . Este nuevo corredor, a nivel de 230 kV, permite cerrar el anillo del STN, el cual queda conformado por las subestaciones Chivor - Chivor II - Aguaclara - Alcaraván - San Antonio y Sochagota 230 kV.</p>	<p>16.74</p>
<p>Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV</p>	<p>STR: - Construcción de una línea entre la subestación Olaya Herrera y la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV con compensación capacitiva en la subestación Buchelly 115 kV – 11 MVar. - Segundo corredor en las subestaciones de nivel de 115 kV entre Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco)</p>	<p>Eliminación de condiciones de radialidad en el corredor Jardinera-Junin-Buchelly (Tumaco) 115 kV, así como también en la línea Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV, reduciendo los escenarios de DNA ante la indisponibilidad de alguno de los tramos de línea.</p> <p>Adicionalmente, se produce un mejoramiento significativo del perfil de tensión en la zona de Tumaco.</p>	<p>6.36</p>



# REGIÓN CARIBE

## 1. SUBESTACIÓN MAGANGUÉ 500/110 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS

### 1.1. Introducción

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME establece los requerimientos energéticos de la población colombiana según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la evaluación de proyectos, así como la elaboración de propuestas con base en las solicitudes y requerimientos identificados por los agentes del sector en el corto, mediano y largo plazo, y con sus resultados avanza en el proceso de actualización del Plan de expansión de transmisión donde se definen las prioridades para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este ejercicio usa la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan al sistema, incluidas las que usan fuentes de energía renovable.

Este informe contiene la evaluación del proyecto denominado Subestación Magangué 500/110 kV y obras asociadas, como solución para mejorar la confiabilidad y reducir los efectos de las conexiones radiales existentes en la zona del corredor Chinú - Sincé – Magangué – Mompox 110 kV y El Banco 110 kV.

### 1.2. Contexto

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad formula planes y programas para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país. Al identificar las necesidades futuras, se desarrollan obras de expansión que aseguran el cumplimiento de estas necesidades conforme a la normativa vigente. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 3, 5 y mayores a 10 años, respectivamente. Entre los planes desarrollados por la UPME están los de expansión de generación y transmisión, que sirven como referencia. Estos planes buscan diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido, buscando problemáticas que puedan impedir el correcto funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

En particular, para el área Córdoba Sucre se presentó por parte de AFINIA para evaluación de la Unidad el proyecto de construcción de la subestación Nueva Magangué 500/110 kV y obras asociadas, el cual corresponde a una solución estructural en procura de mejorar la confiabilidad y reducir los efectos negativos de las conexiones radiales existentes en la zona del corredor Chinú - Sincé – Magangué – Mompox 110 kV y El Banco 110 kV. Se precisa que el proyecto corresponde con una tercera alternativa del Proyecto “Interconexión La Loma - El Banco - Mompox”, presentado años antes por el OR. Igualmente se consideraron las recomendaciones realizadas por XM en los informes de planeamiento operativo e ITR.

## 1.3. Antecedentes

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

- En 2018 el OR presentó a la Unidad el estudio de conexión para la interconexión de las zonas: La Loma, El Banco y Mompox, el cual planteó dos alternativas. De las cuales la solución correspondió a la construcción de circuitos sencillos a 110 kV entre las subestaciones La Loma y El Banco (90 km), así como entre El Banco y Mompox (57 km). Adicionalmente se consideró la instalación de bancos de compensación capacitiva en Mompox (3\*8 MVar) y Magangué (4\*8 MVar).
- La Unidad en febrero de 2020 aprueba parte del alcance del proyecto en términos de avalar la Compensación capacitiva 16 MVar (2 pasos de 8 MVar) en subestación Mompox 110 kV, la cual entró en operación a finales de 2023.
- Se ha presentado un aumento significativo de la demanda en la zona, y dado el agotamiento de la red se han dado señales de XM, operador del sistema, para solucionar restricciones que están generando ENS. En efecto se identifica una restricción para atender a tensión nominal la demanda en Mompox, dada la radialidad del corredor Chinú-Sincé–Magangué-Mompox. Corredor que también se encuentra inmerso en ESPS asociados con la sobrecarga de los auto-transformadores 1, 2 o 3 de Chinú 500/110/34.5 kV. Caso similar, en cuanto a limitación para atender la demanda a condiciones nominales de tensión y ESPS por baja tensión, aplica para EL Banco 110 kV.
- En la determinación de la capacidad de importación de potencia para el área Caribe se identifica a los nodos atendidos de manera radial como los más restrictivos.
- Desde junio de 2023 XM indica la consideración de condición de emergencia, tanto a Mompox 110 kV, como El Banco 110 kV.
- En octubre de 2023 AFINIA presenta una tercera alternativa del proyecto denominada “Subestación Nueva Magangué 500/110 kV”, para eliminar conexiones radiales en el corredor Chinú - Sincé – Magangué – Mompox 110 kV y El Banco 110 kV.
- La UPME con ocasión de la preparación de los documentos para la selección del mecanismo y ejecutor de la expansión publicó la Circular Externa 56 de 2024 con el propósito de recibir comentarios frente al proyecto de Resolución “Por la cual se identifican y priorizan los proyectos Nueva Subestación S/E Magangué 500/110 kV STN, Nueva Subestación S/E Magangué 500/110 kV – STR, (...), como proyectos urgentes, en los términos de las Resoluciones MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2014”. Al efecto recibió de AFINIA comentarios donde se

identificaban aspectos relevantes que sugerían revisar el alcance del proyecto a nivel de 110 kV, principalmente por efectos de limitación de espacio en el lote de la actual subestación Magangué que no hacían viable la construcción del STN y STR en el mismo.

- La UPME solicita confirmación a AFINIA sobre la viabilidad, siendo atendida en septiembre de 2024 con la evaluación de nuevas alternativas y la recomendación de una de ellas, considerando el cambio de lote respecto del planteado en la alternativa propuesta en octubre de 2023. Al efecto, la UPME encontró resultados de desempeño eléctrico prácticamente iguales respecto de los obtenidos con la alternativa de octubre de 2023, y coincide en la alternativa recomendada, dada la ventaja de flexibilidad para gestionar la demanda en la subestación Magangué 110 kV por la posibilidad de utilizar el área disponible para futuras expansiones del Sistema de Distribución Local - SDL.

## 1.4. Proyecto Propuesto

El proyecto propuesto consiste en la construcción de una nueva S/E Magangué 500/110 kV, alimentada a través de la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV, en Chinú – Nueva Magangué – El Copey, con aproximadamente 23 km desde la intercepción de la línea a la ubicación actual de la subestación Magangué. Adicionalmente, la obra se complementa con refuerzos en el Sistema de Transmisión Regional (STR) los cuales en la alternativa de octubre de 2023 consistía en la repotenciación de la línea Magangué – Mompox (LN 715) 110 kV, la construcción de un doble circuito Mompox – El Banco 110 kV con aproximadamente 57 km, y finalmente, la construcción de una segunda línea Magangué – Mompox 110 kV con una distancia aproximada de 45 km. Alcance que a nivel de STR, por limitaciones en el espacio del lote de la actual subestación Magangué 110 kV, sugirieron modificaciones para lograr la viabilidad constructiva. Al efecto, ante solicitud de la UPME la alternativa confirmada y recomendada por el OR en septiembre de 2024 las obras para el STR tienen el siguiente alcance:

- La construcción de 2 km de línea - doble circuito 110 kV, mediante la intercepción de la actual línea Magangué - Sincé 1 110 kV, reconfigurándola en Nueva Magangué - Sincé 1 110 kV y Nueva Magangué - Magangué 1 110 kV, esta última con capacidad de transporte de 691 A.
- La construcción de 1,5 km de línea - doble circuito 110 kV, mediante la intercepción de la actual línea Magangué - Mompox 1 110 kV, reconfigurándola en Nueva Magangué - Mompox 1 110 kV y Nueva Magangué - Magangué 2 110 kV, repotenciando ambos tramos hasta una capacidad de transporte de 691 A.
- La construcción de una segunda línea (47 km) entre las subestaciones Nueva Magangué 110 kV y Mompox 110 kV, con una capacidad de transporte de 691 A.
- La construcción de dos nuevas líneas Mompox - El Banco 110 kV con 57 km con capacidad de transporte de 691 A.

A continuación, en las **figuras 1-1, 1-2 y 1-3**, se presentan los diagramas unifilares de las alternativas del proyecto propuesto junto a la infraestructura de la zona de influencia de este y la ubicación geográfica de los activos propuestos, respectivamente.

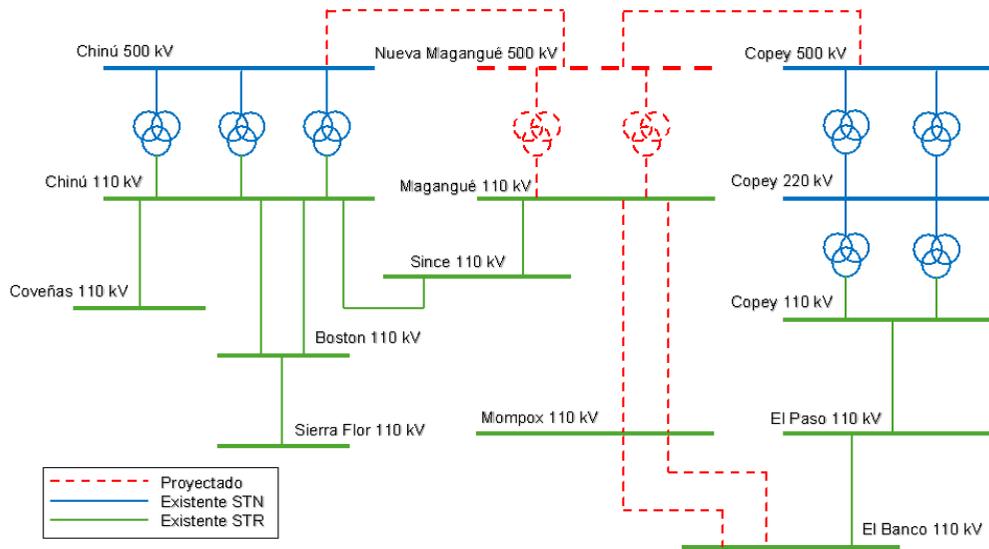


Figura 1-1. Diagrama unifilar del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas - Alternativa octubre 2023.

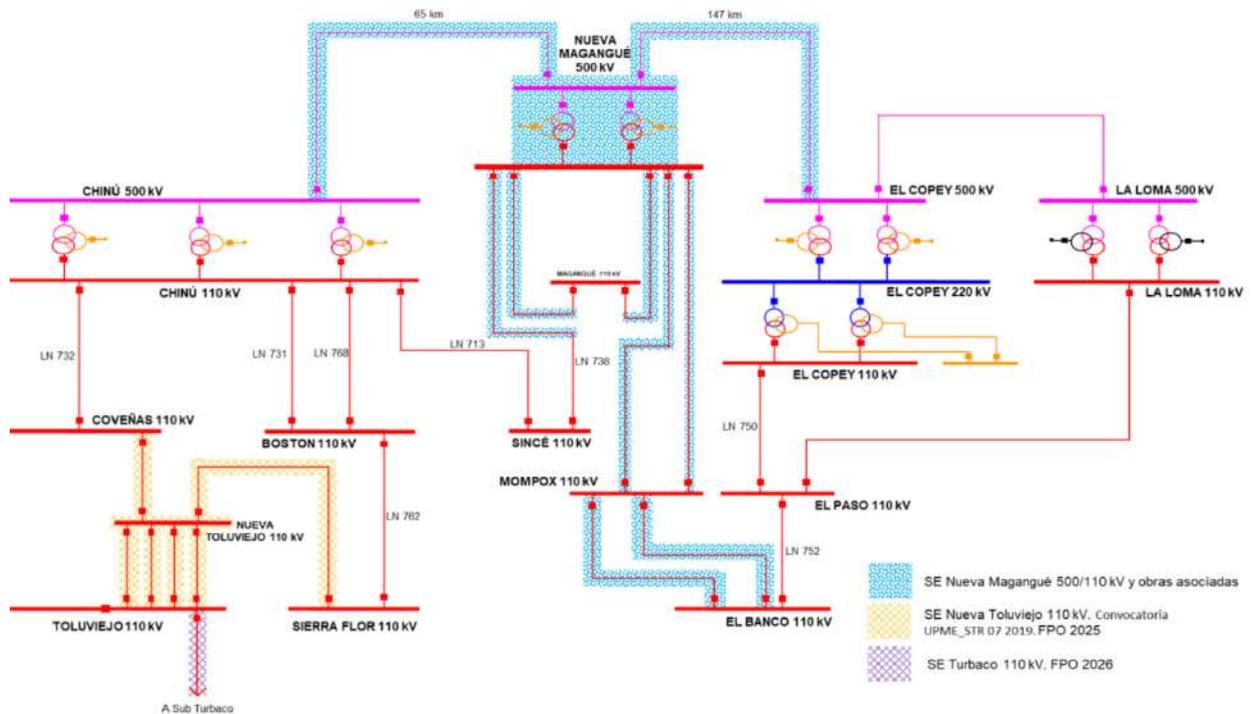


Figura 1-2. Diagrama unifilar del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas - Alternativa septiembre 2024

Fuente: Gráfica 5, Estudio AFINIA.

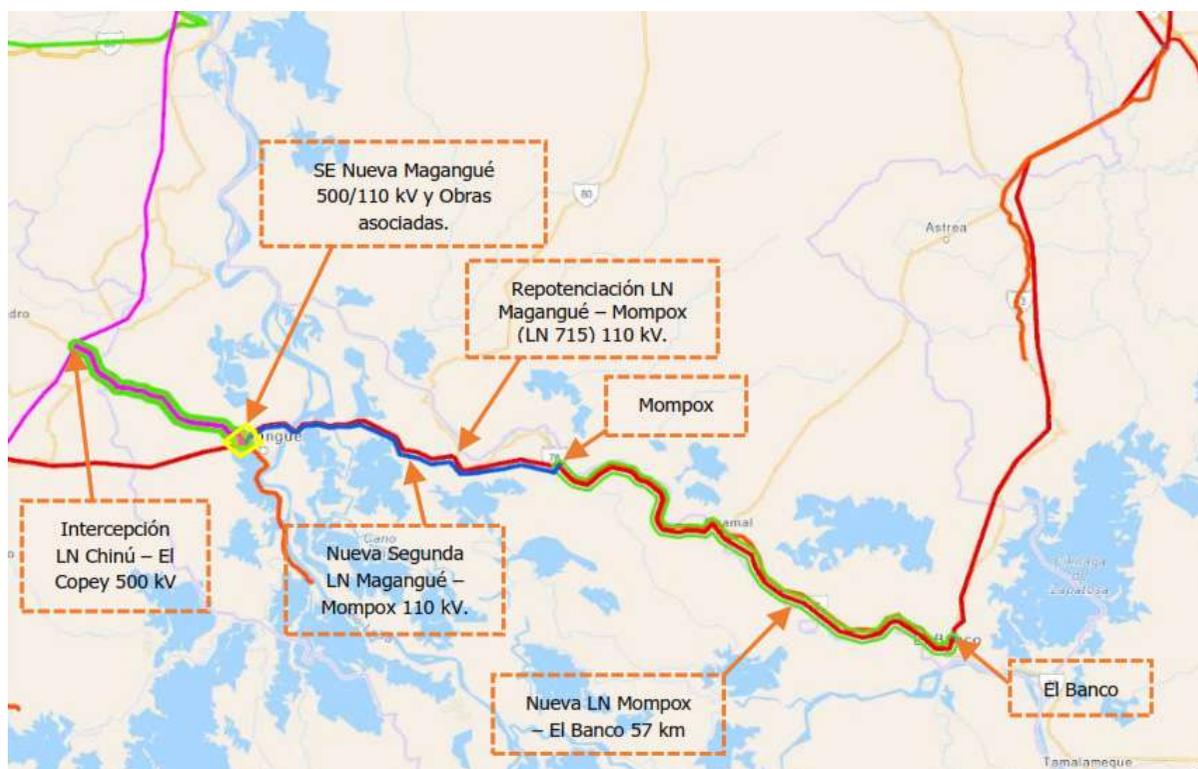


Figura 1-3. Disposición geográfica de los activos del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Fuente: Estudio AFINIA.

## 1.5. Análisis técnicos

A continuación, el análisis técnico de la obra propuesta. Inicialmente, son presentados los supuestos y consideraciones de análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

### 1.5.1. Consideraciones y supuestos

#### 1.5.1.1 Proyectos de generación y transmisión considerados

A continuación, se presentan los proyectos de generación y transmisión considerados para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 1-1. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Proyectos Clase 1	FPO
Autogenerador Solar Argos Tolcemento - 19.9 MW	2024
Buenavista Solar de 9.9 MW	2025
Carga Argos Tolcemento	2025
Casiopea 40 MW	2024
Centro Solar de 9,9 MW	2025
Efigen C03 99 MW	2025

Proyectos Clase 1	FPO
El Corozo_250MW	2025
El Tamarindo I de 9,9 MW	2027
El Tamarindo II de 9.9 MW	2024
Jacob Toluviejo 9,9 MW	2024
Los Morrosquillos III de 19,9 MW	2022
Parque de Generación Fotovoltaico Alejandría de 9.9 MW	2024
Parque de Generación Solar El Bongo de 2.5 MW	2024
Parque de Generación Solar San Oro de 2.5 MW	2024
Parque de Generación Solar San Pelayo de 2.5 MW	2024
Parque de Generación Solar San Serapio de 2.5 MW	2024
Parque Fotovoltaico OLD-T de 9.9 MW	2024
Parque Fotovoltaico Planeta Rica de 19,9 MW	2024
Parque Solar Andrómeda de 100 MW	2023
Parque Solar Chinú de 350 MW	2024
Parque Solar el Campano de 99,9 MW	2026
Parque Solar El Roble de 19,5 MW	2025
Parque Solar Fotovoltaico La Filigrana de 9,9MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Ligustro I de 99.9 MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Ligustro II de 99.9 MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Matimba de 150MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Tangara de 99,9 MW	2026
Parque Solar La Cayena de 19,9 MW	2025
Parque Solar la Unión de 100MW	2024
Parque Solar Pétalo del Córdoba II de 9.9 MW.	2023
Parque Solar Pétalo del Sucre 9,9 MW	2023
Parque Solar PV Sándalo II de 9,9 MW	2023
Parque Solar Romosinuano de 150 MW	2024
Parque Solar Toluviejo de 150 MW	2027
Parque Solar Urrá de 19.9 MW	2024
Planta Solar Fotovoltaica El Guayacán de 8 MW	2023
Planta Solar La Ceiba de 8 MW	2024
Planta Solar Los Morrosquillos I de 19,5 MW	2024
Planta Solar Los Morrosquillos II de 19,5 MW	2023
Planta Solar Summa II de 200 MW	2023
Planta Térmica el Tesorito II de 200 MW	2024

Proyectos Clase 1	FPO
Proyecto de Generación Eléctrica El Jobo 200MW	2027
Parque Fotovoltaico La Tolua 19.9 MW	2026
Parque Solar Tierra Linda de 9.99 MW	2023
PV Sahagún de 400 MW	2023
Sol del Mar II de 9.9 MW	2024
Sol y Cielo I de 9.9 MW	2024
Solar Planeta Rica	2024
Solar Sahagún de 200 MW - CELSIA	2026
Solar Sahagún de 200 MW - COLGEÓLICA S.A.S.	2025
Taurus Solar de 22MW (19,5 MW)	2024
Tolú Solar 9,9 MW	2025
Yaguarundi Solar II 40 MW	2027
Urra	En operación
Gy Solar Aurora	En operación
La Sierpe	En operación
Montelibano	En operación
Since	En operación
GECELCA 3	En operación
GECELCA 32	En operación
Tesorito	En operación

Tabla 1-2. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Proyecto de transmisión	FPO
Compensación capacitiva en la subestación Mompox 110 kV de 16 MVar	2023
Subestación Toluviejo 220/110 kV y línea Chinú – Toluviejo 1 220 kV	2023
Línea Bolívar – Toluviejo 1 220 kV	2024
Subestación Nueva Toluviejo 110 kV	2024
Línea Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV	2026
Subestación Sahagún 500/110 kV y líneas asociadas	2027
Subestación Nueva Lorica 110 kV y líneas asociadas	2027

### 1.5.1.2 Escenarios de generación y demanda evaluados

A continuación, se presentan los escenarios de generación, demanda definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 1- 3. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G1	Despacho con máxima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso
G2	Despacho con mínima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso

Tabla 1-4. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME
Dmed	Demanda media en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME
Dmin	Demanda mínima en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME

### 1.5.1.3 Condiciones operativas consideradas

Las condiciones operativas tenidas en cuenta para la validación eléctrica son:

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- Los compensadores capacitivos en la subestación Mompox 110 kV se activaron para los diferentes escenarios de demanda.
- No son modelados los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), por lo tanto, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

### 1.5.1.4. Horizontes de simulación

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2027 – 2033 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037”.

## 1.5.2. Comportamiento del sistema en condición normal de operación

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de red completa. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con nivel menor a 500 kV deben estar dentro del rango 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con nivel igual o mayor a 500 kV deben estar dentro del rango 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- Las cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el 100% en condición de red completa.

### 1.5.2.1. Perfil de tensiones – Red completa

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 12 casos de estudio para cada una de las 50 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el proyecto en evaluación (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

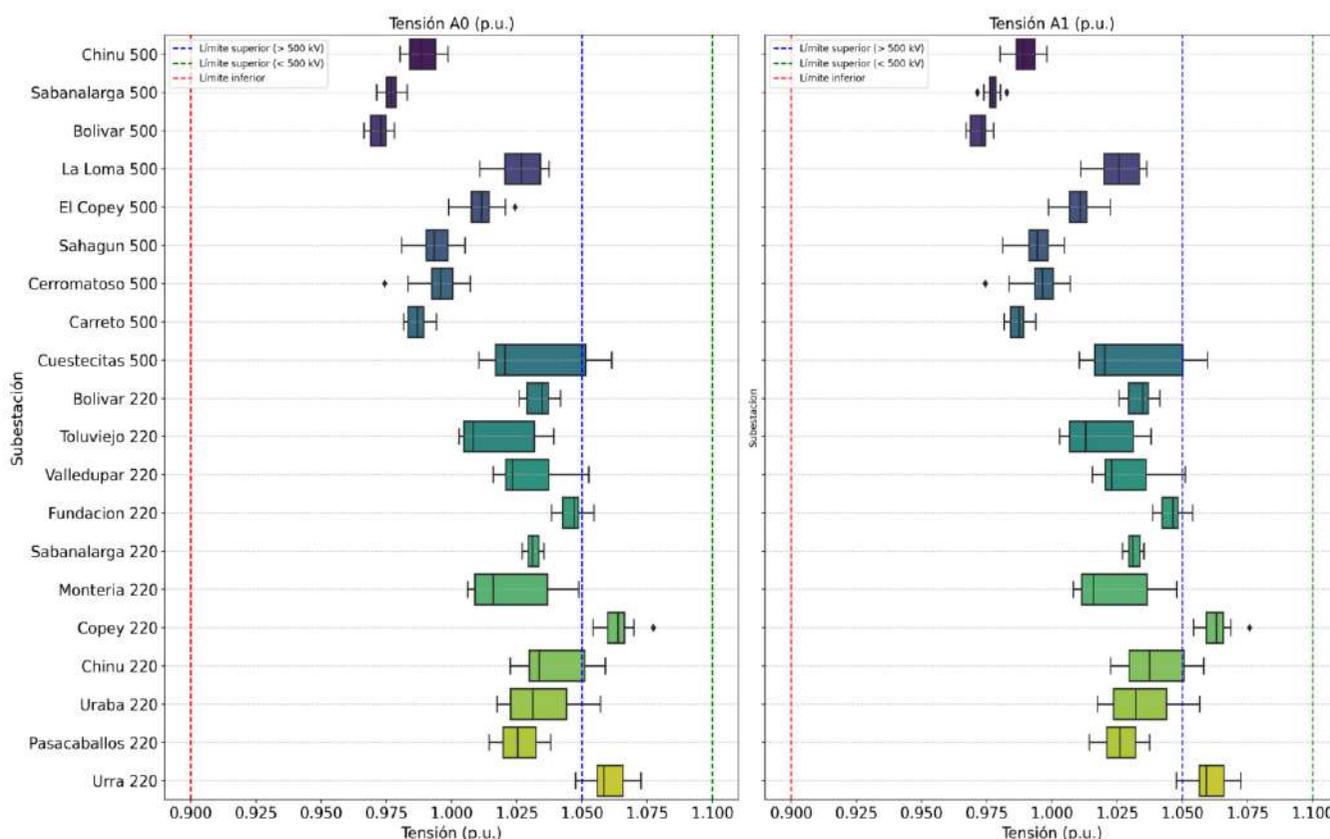


Figura 1-4. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa - Parte 1.

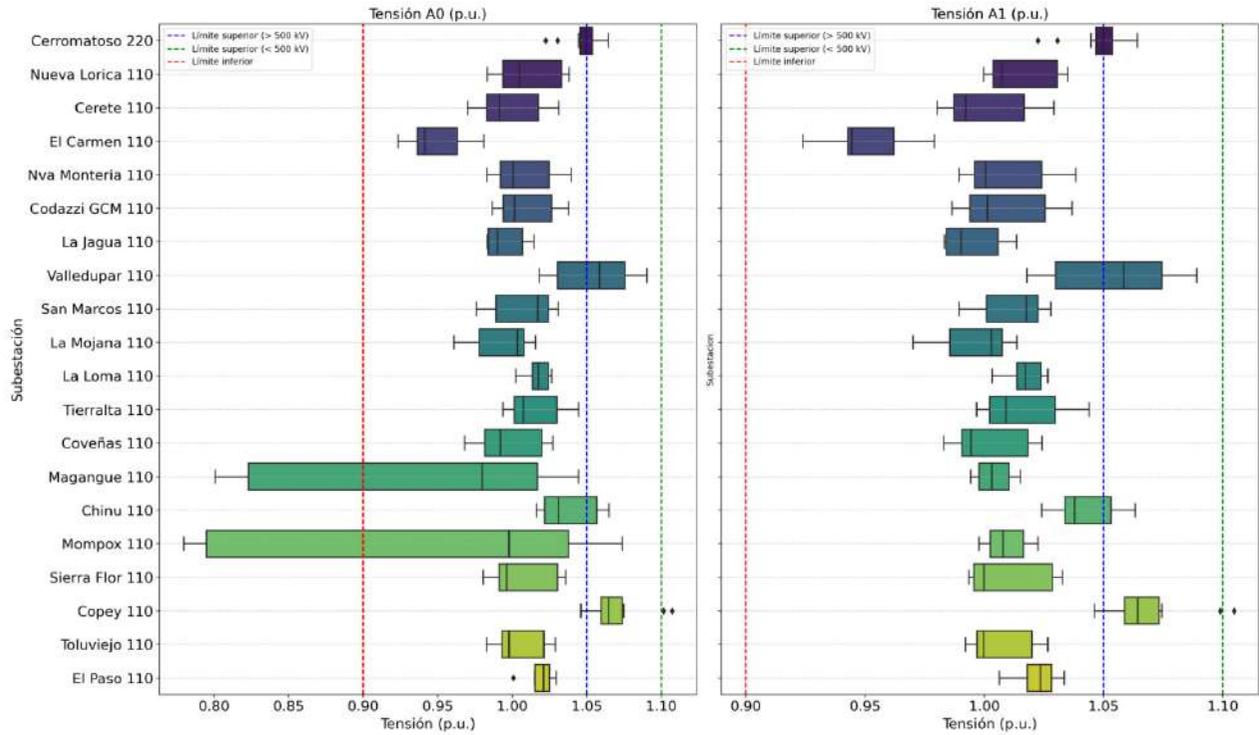


Figura 1-5. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.

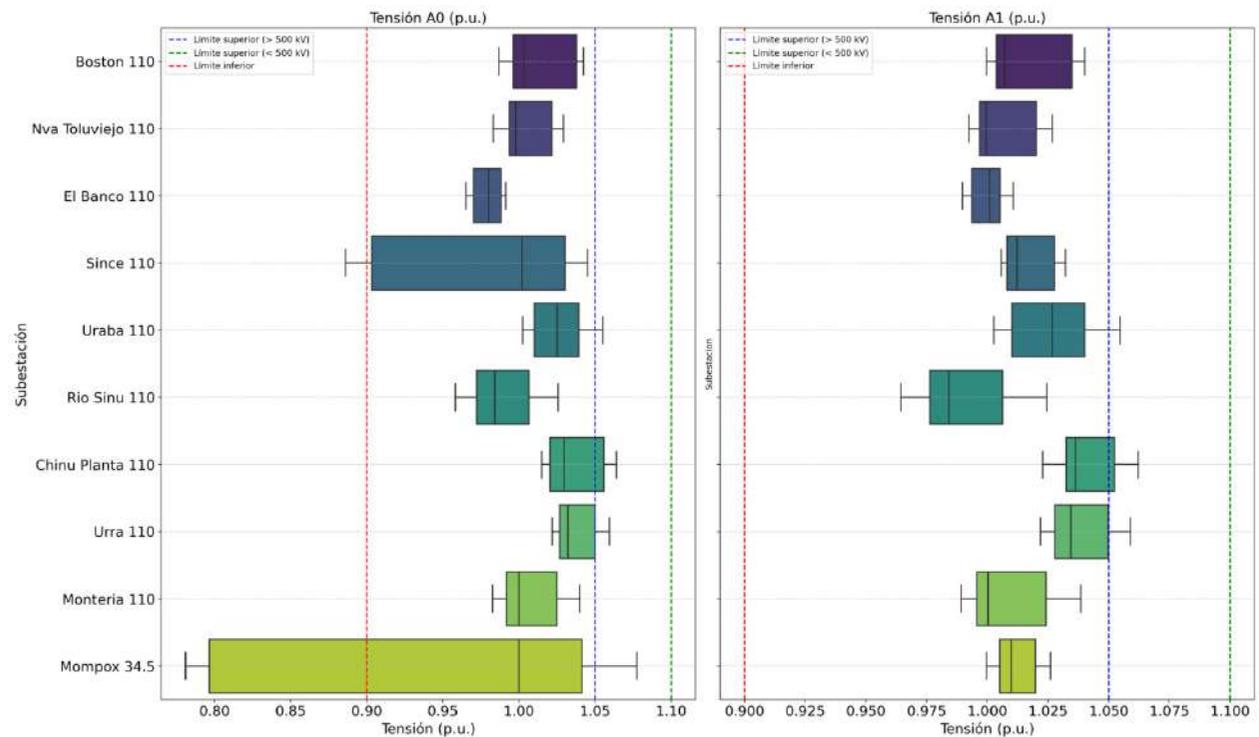


Figura 1-6. Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.

Tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican 21 restricciones para el caso base y 4 para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 17 de estas dada la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

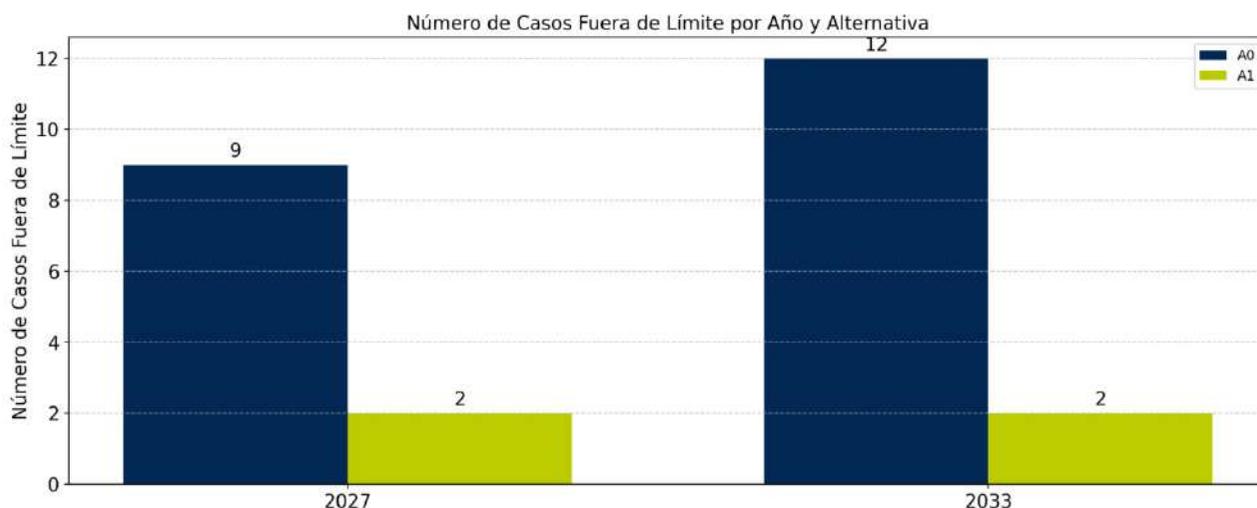


Figura 1-7. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan 4 escenarios de generación-demanda en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 2 escenarios de generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

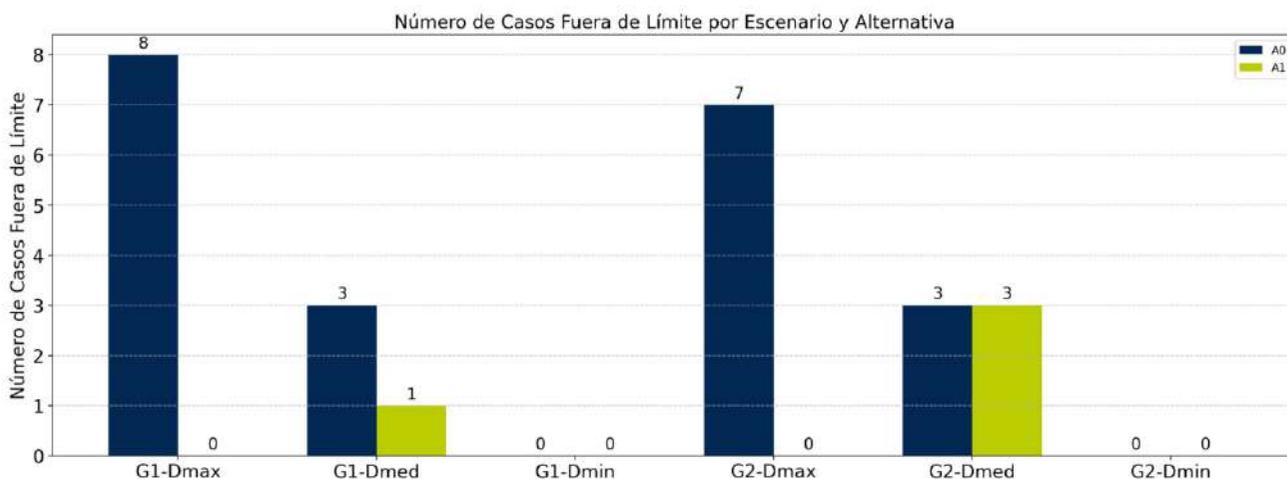


Figura 1-8. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

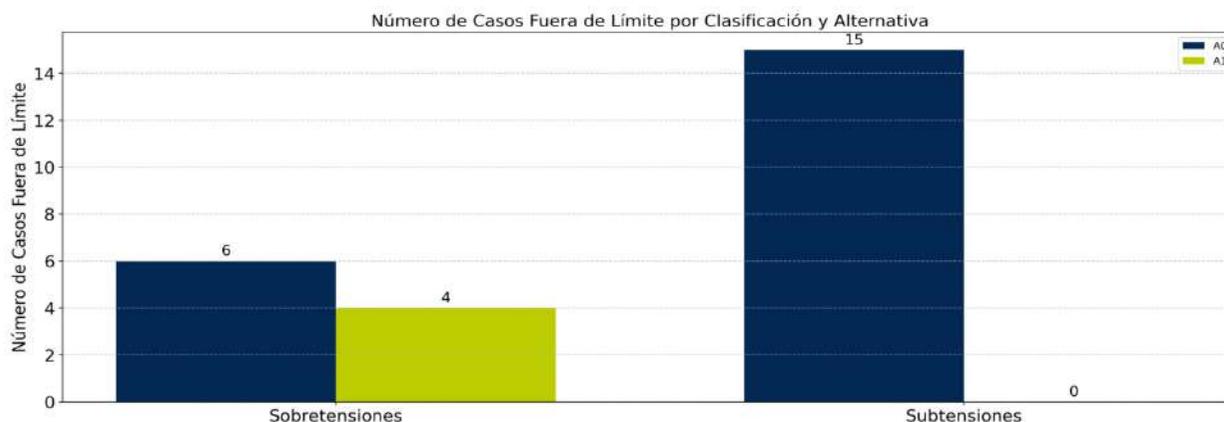


Figura 1-9. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 6 subestaciones críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas 6 subestaciones y sus restricciones.

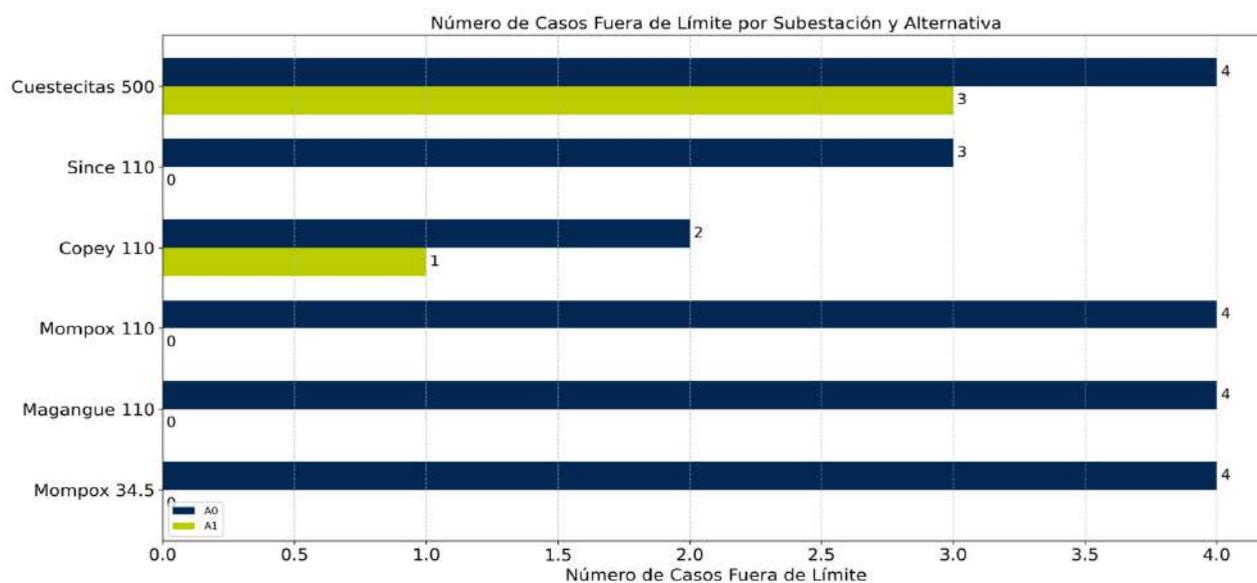


Figura 1-10. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de Magangué 500/110 kV y líneas asociadas se eliminan completamente las restricciones asociadas al corredor Sincé 110 kV – Magangué 110 kV – Mompox 110 kV, las cuales están declaradas en emergencia a la fecha de este análisis. Además, con la implementación del proyecto se evidencia una mejora en las sobretensiones presentadas en las subestaciones Copey 110 kV y Cuestecitas 500 kV.

### 1.5.2.2. Perfil de cargabilidades – Red completa:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 12 casos de estudio para cada uno de los 53 elementos

(líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de las cargabilidades ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

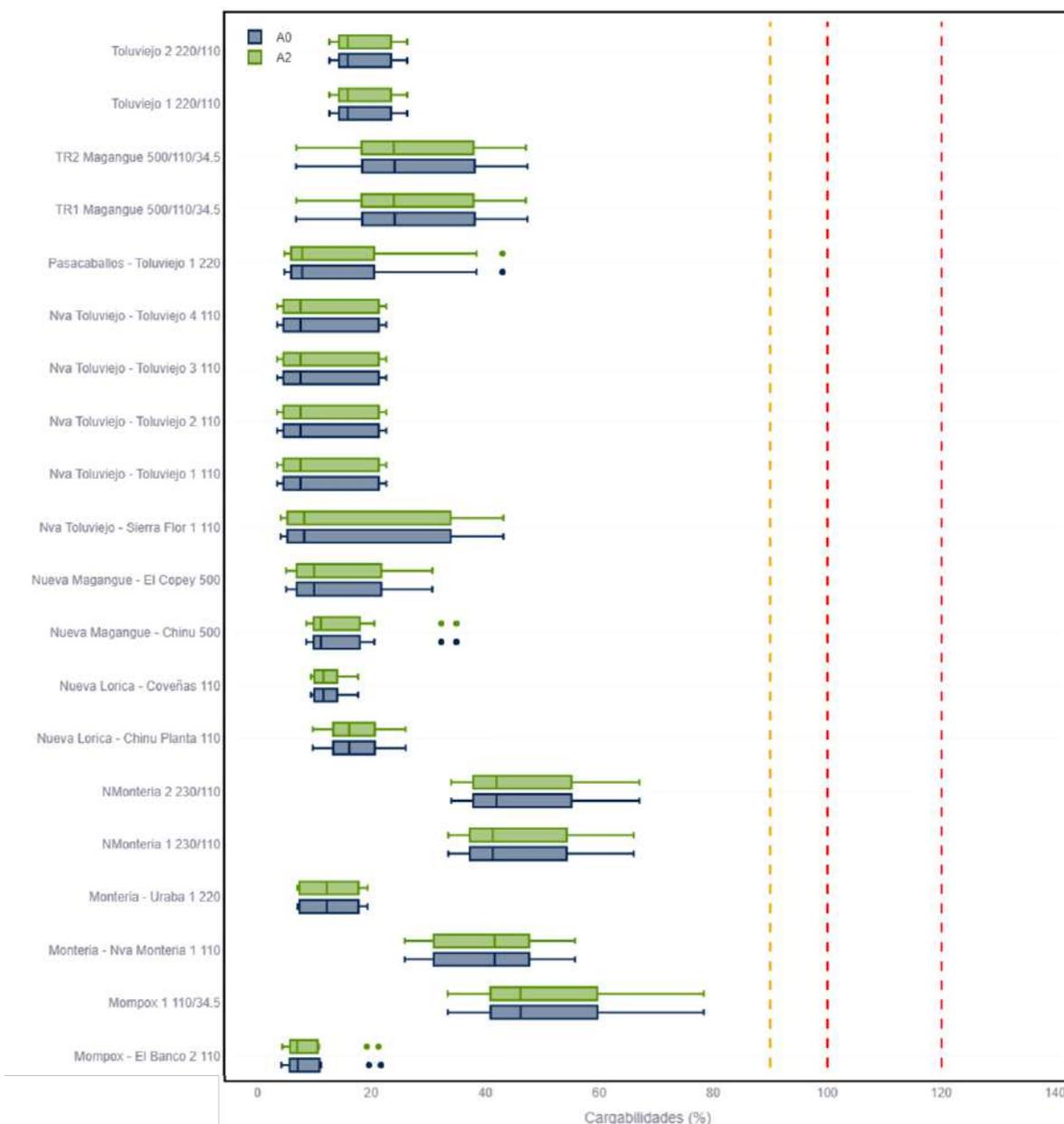


Figura 1-11. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

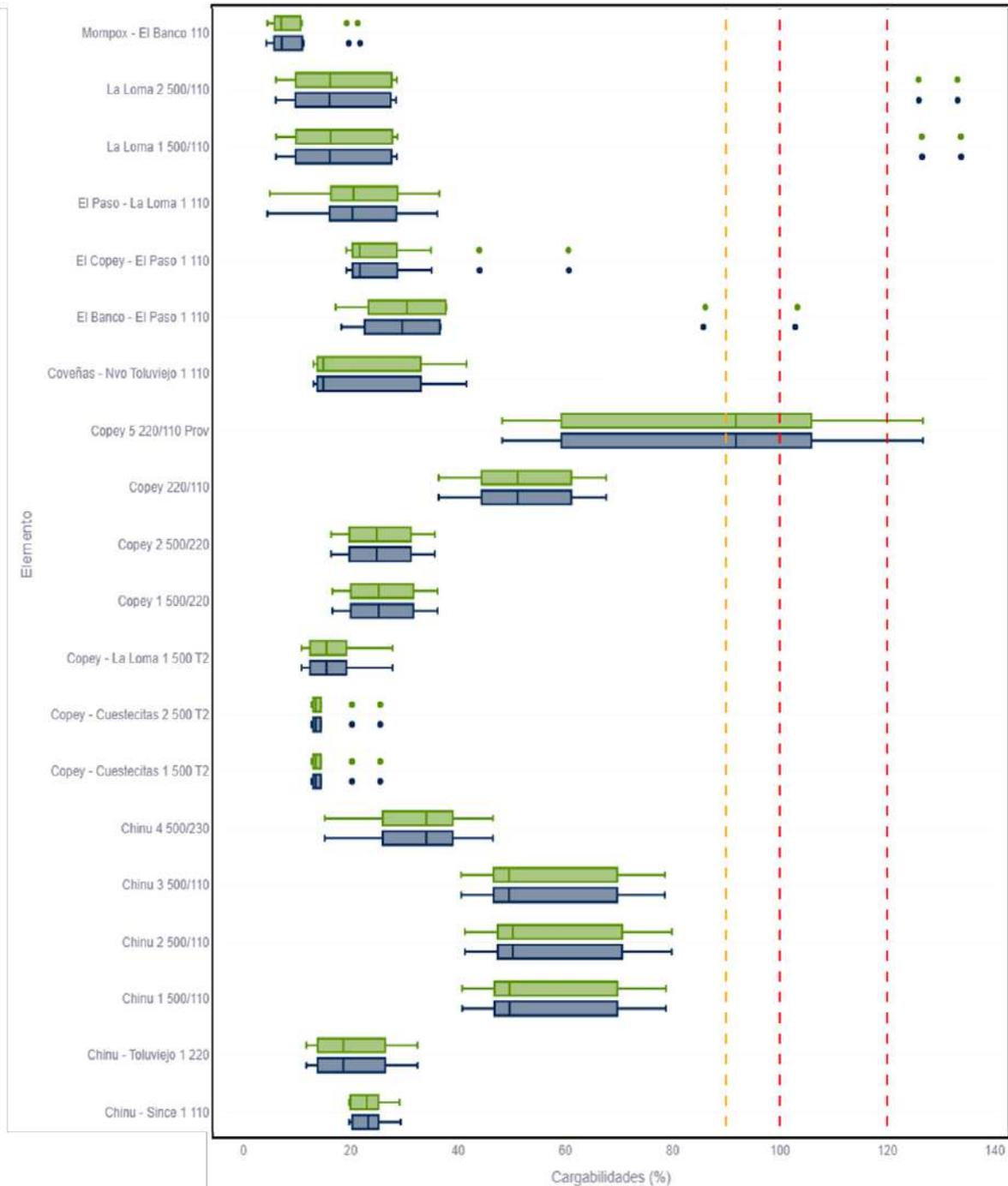


Figura 1-11. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 2.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

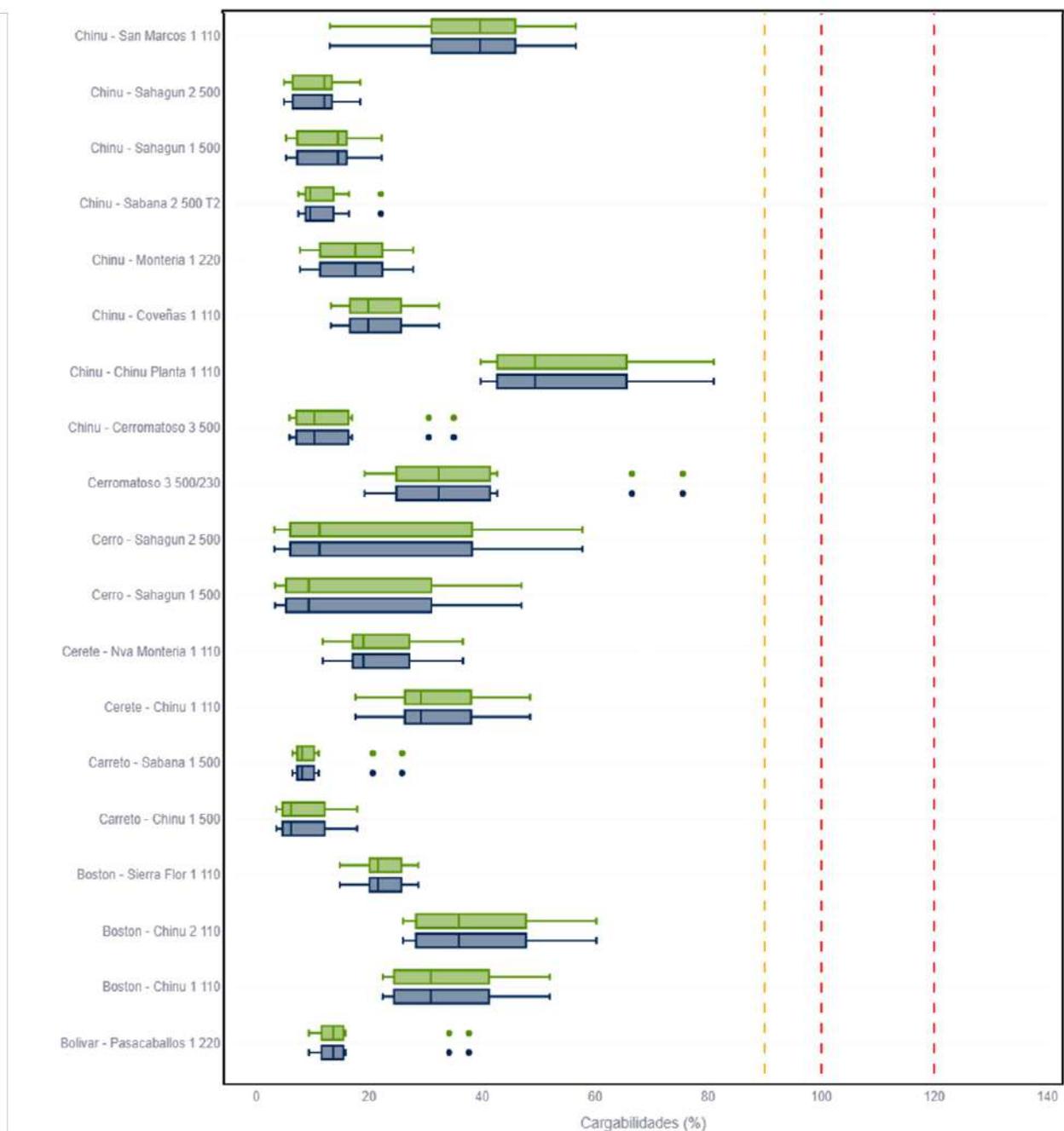


Figura 1- 12. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Red Completa – Parte 3.

Es importante destacar que al considerar en el análisis, en el escenario de demanda media, el máximo despacho de generación en GCM, y por ende también considerar el máximo despacho de las FNCE del área de Córdoba-Sucre, se visualizó a 2033 sobrecarga en la línea El Paso - El Banco 1 110 kV con 103.32 % en operación normal y con 107.03% ante contingencia Nueva Magangué – Mompox 1 110 kV, valores con una menor magnitud a la mostrada en el análisis complementario de los efectos de las obras en la subárea GCM con 114% en 2028 y hasta 118.53 % en 2032, en operación normal. Al efecto, se determinó como elemento limitante de la capacidad de transporte para tal línea el CT, reportado por el OR, por lo que conviene recomendar su cambio para eliminar la restricción.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican 10 restricciones para el caso base y 0 para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 10 de estas con la entrada en operación del proyecto en evaluación. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

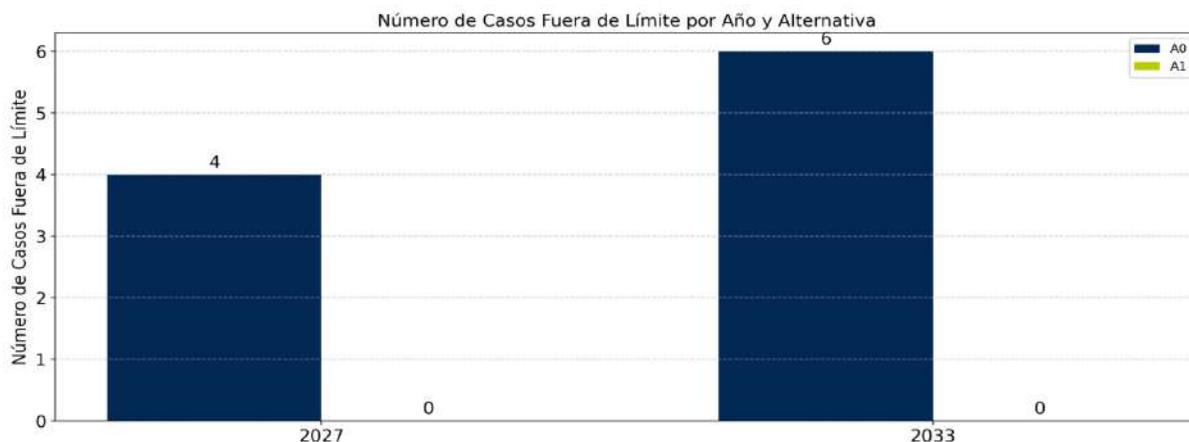


Figura 1- 13. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Red Completa.

Por otra parte, se identifica que con en el caso base se presentan 3 escenarios de generación-demanda en los cuales se presentan restricciones, a diferencia del caso con proyecto en donde se presentan 0 escenarios generación-demanda con restricciones, tal y como se muestra en la siguiente figura.

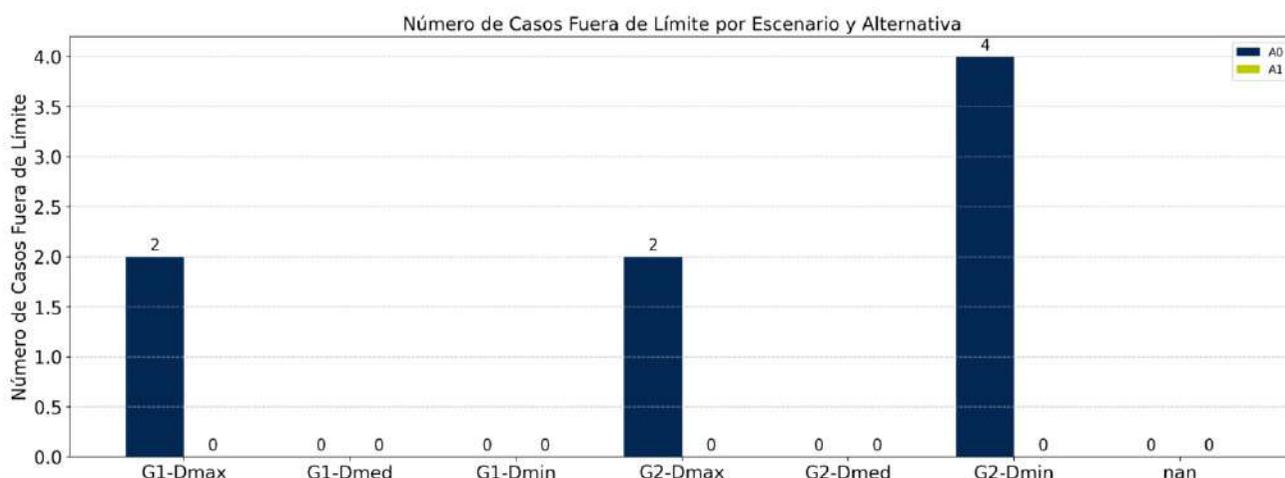


Figura 1- 14. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por escenarios – Red Completa.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 4 elementos críticos en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 4 elementos y sus restricciones.

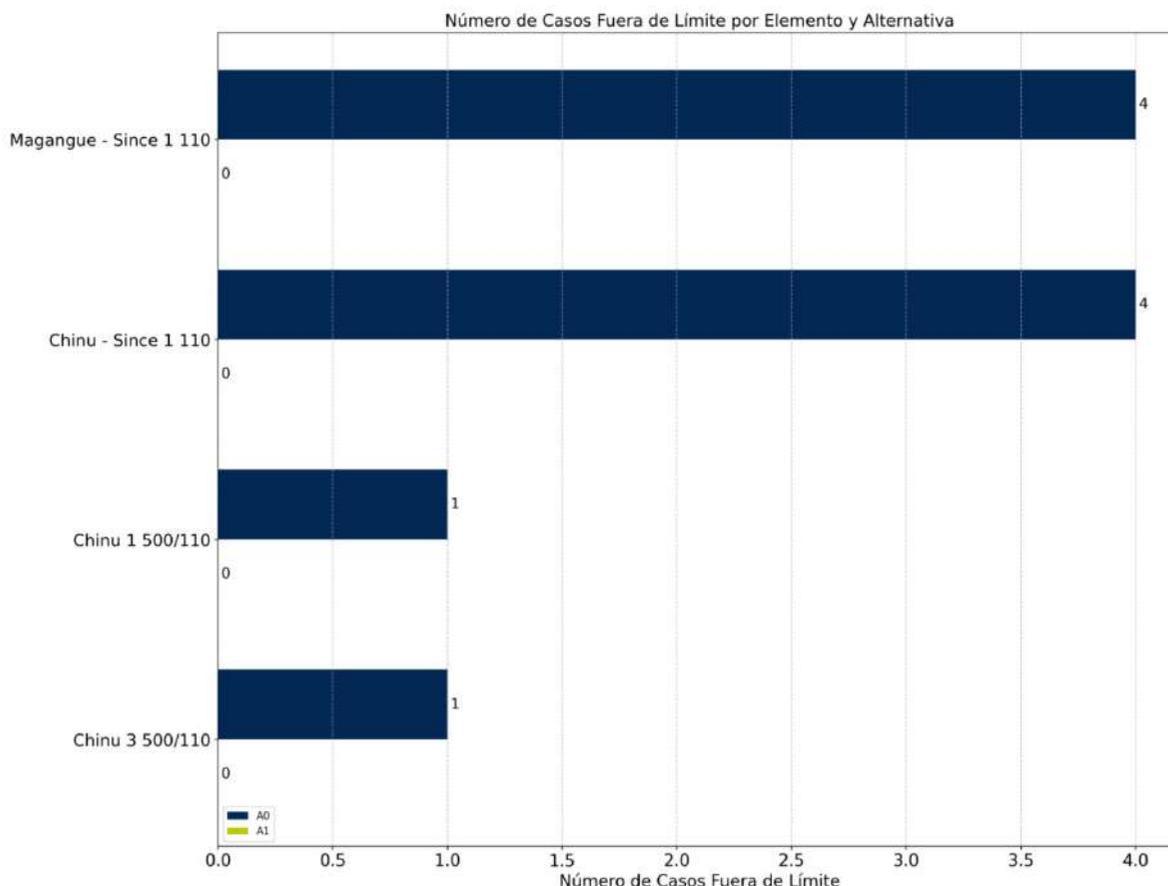


Figura 1-15. Comparación los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Red Completa.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de Magangué 500/110 kV y líneas asociadas se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en las líneas Magangué – Sincé 1 110 kV y Chinú – Sincé 1 110 kV, así como también para los transformadores Chinú 1 y 3 de 500/110 kV.

### 1.5.3. Comportamiento del sistema ante contingencias N-1

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de contingencia N-1. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con nivel menor a 500 kV deben estar dentro del rango 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con nivel igual o mayor a 500 kV deben estar dentro 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- Las cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

#### 1.5.3.1. Perfil de tensiones – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (53) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 636 casos de estudio para cada una

de las 50 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

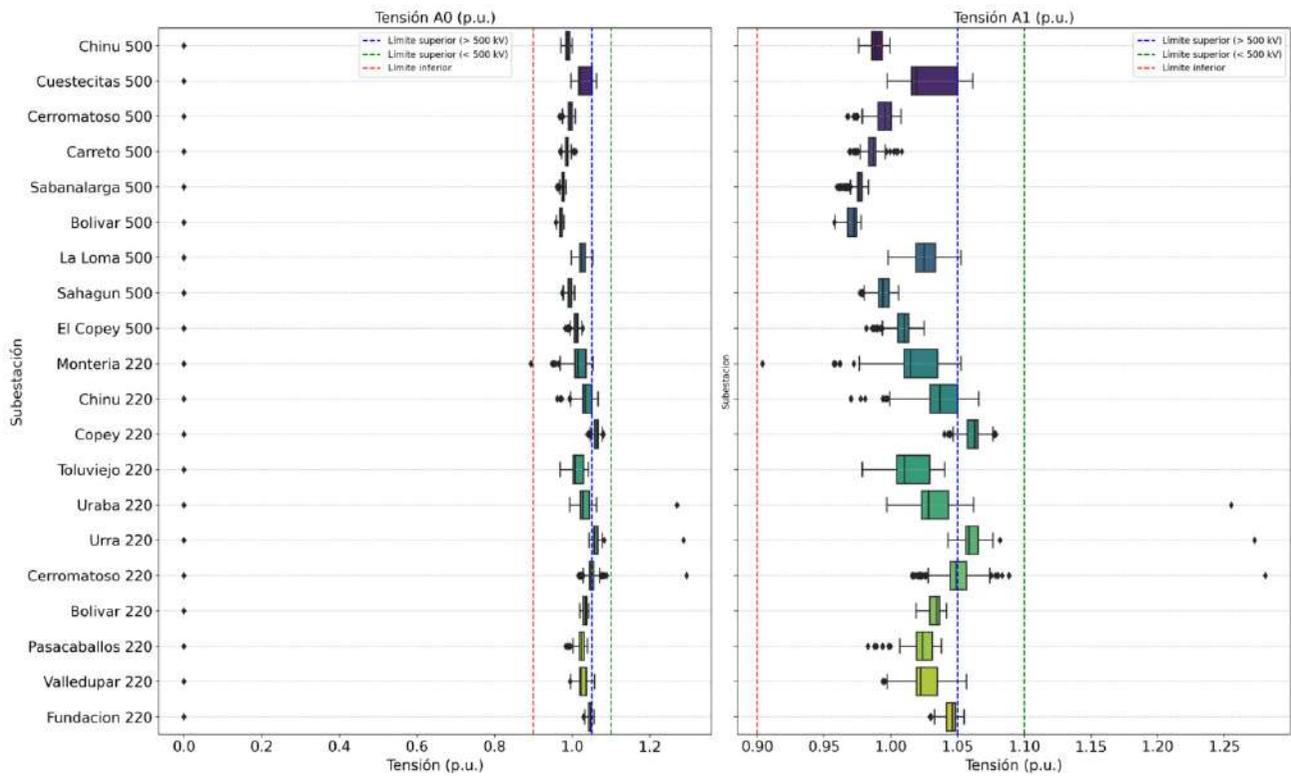


Figura 1-16. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 1.

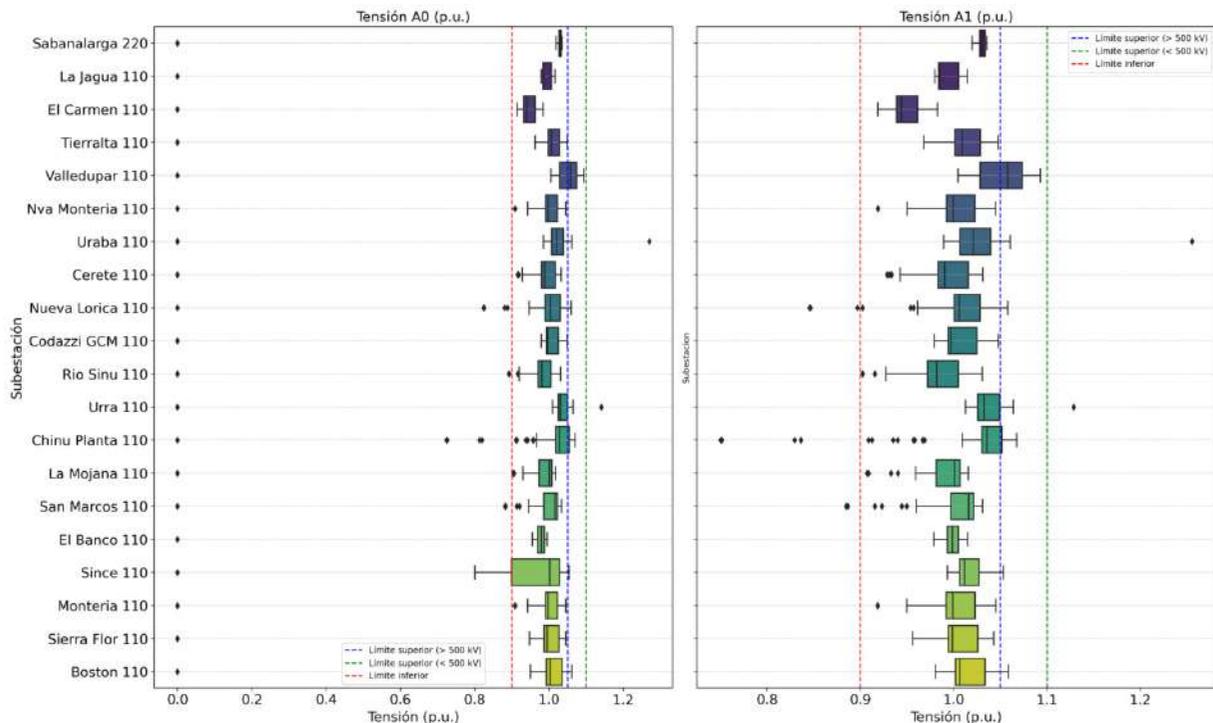


Figura 1-17. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 2.

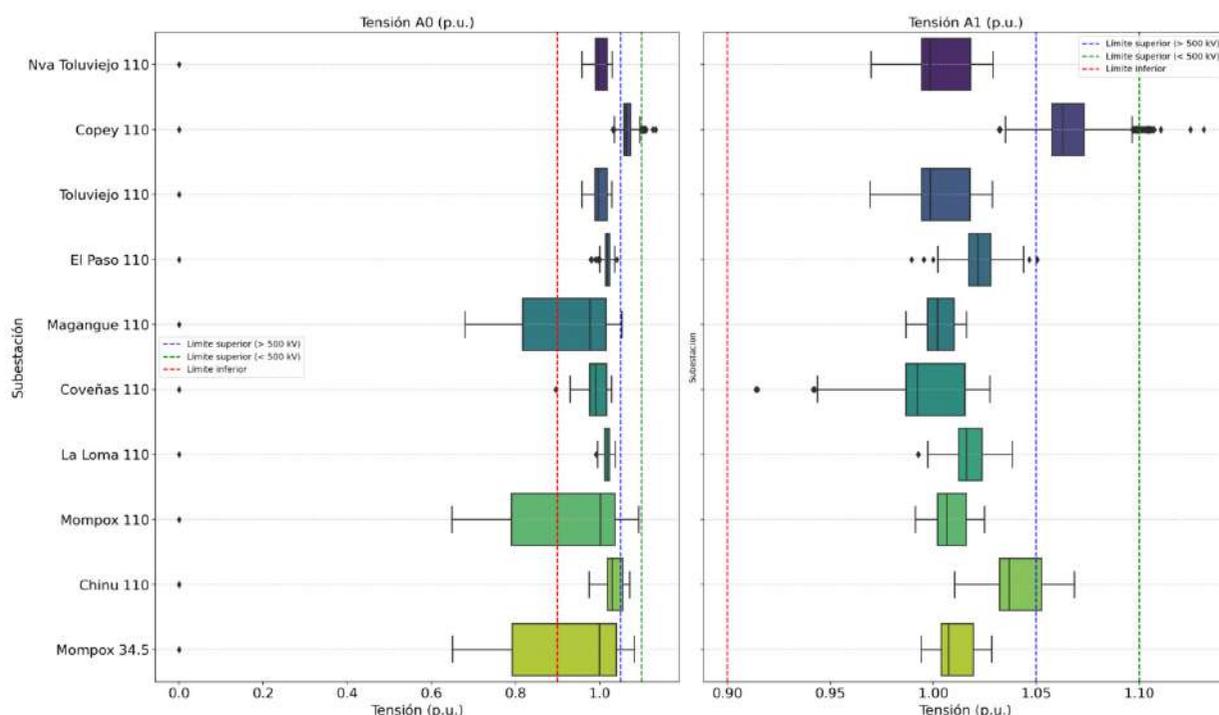


Figura 1-18. Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 – Parte 3.

Resultado de análisis de tensiones, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican 1477 restricciones para el caso base y 298 para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 1179 de estas con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

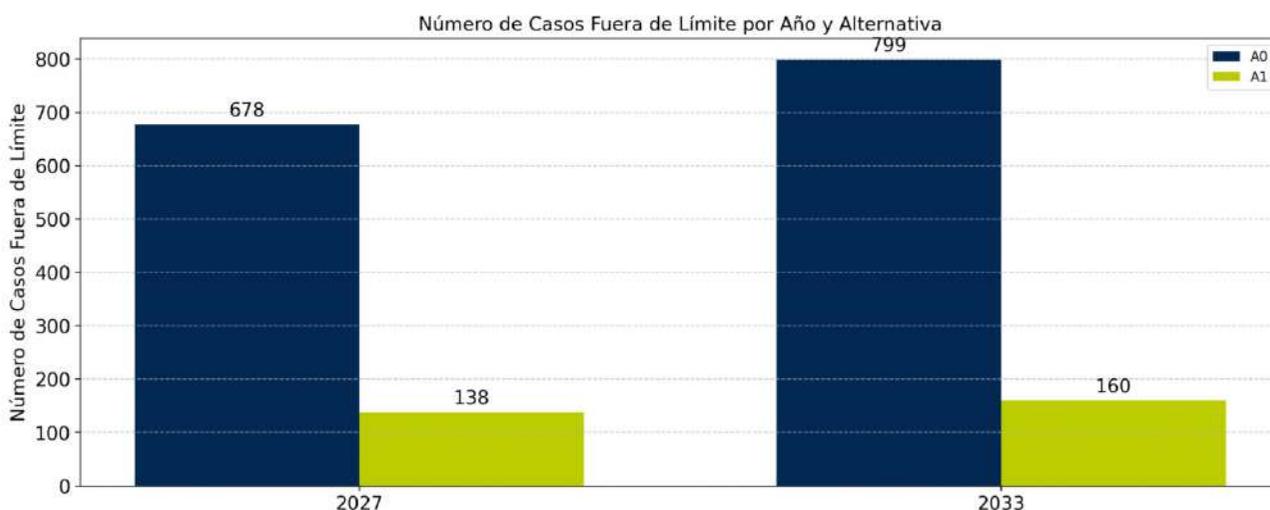


Figura 1-19. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

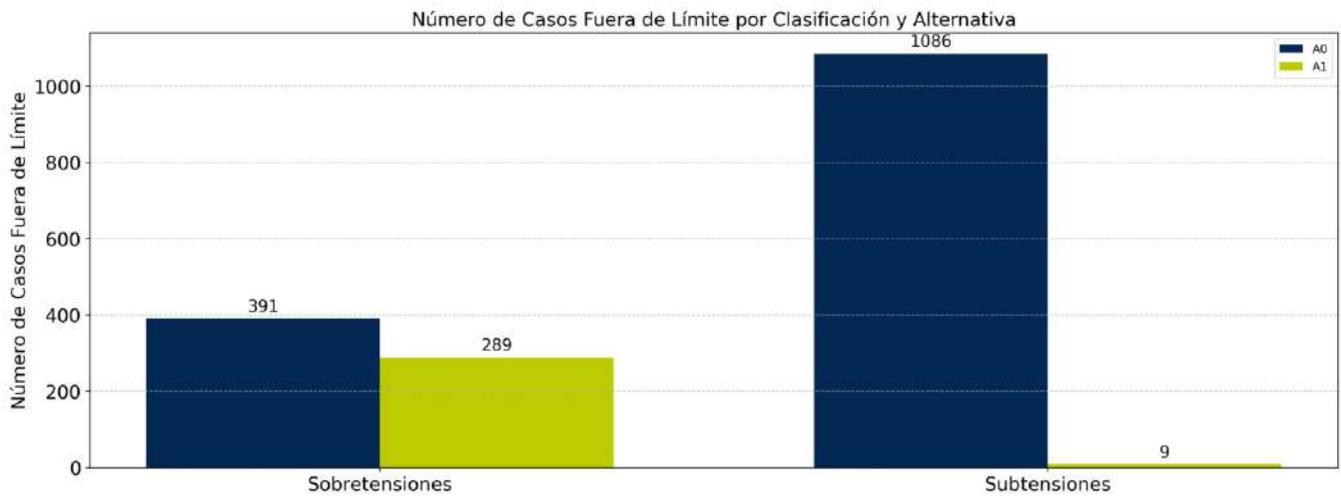


Figura 1-20. Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 50 subestaciones críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas 50 subestaciones y sus restricciones

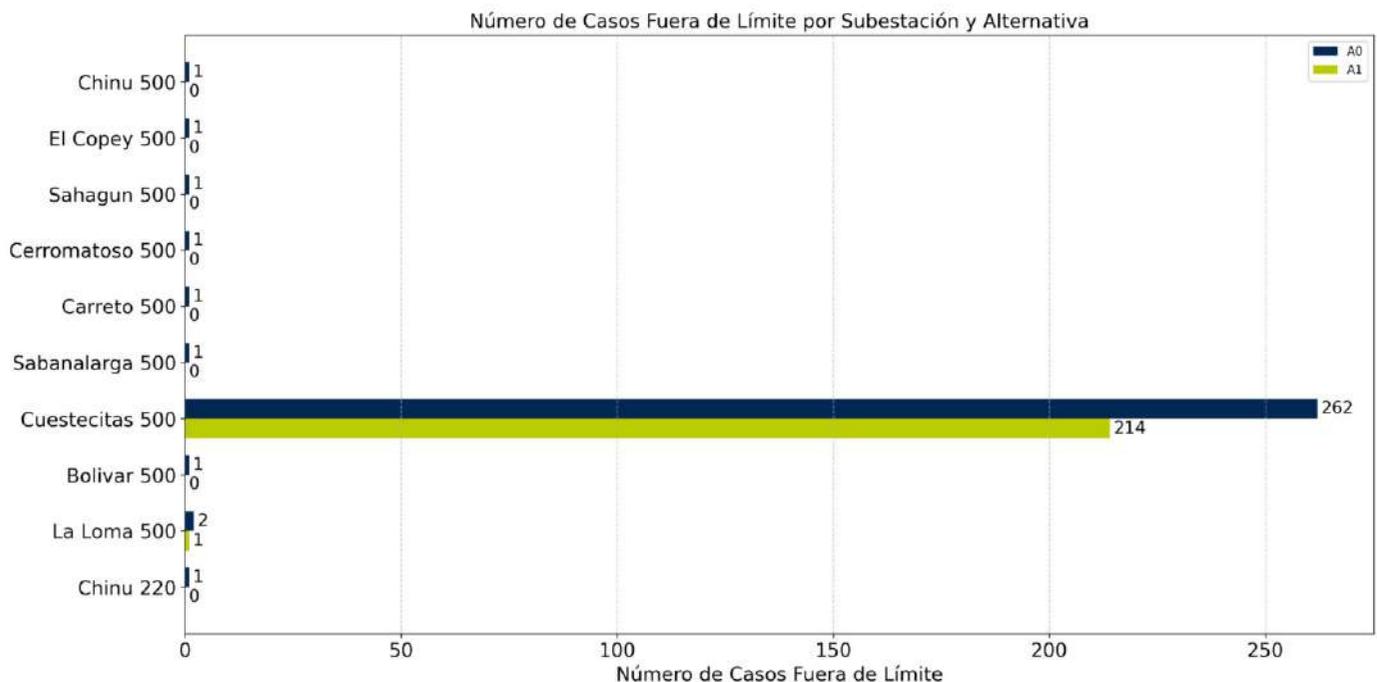


Figura 1-21. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.

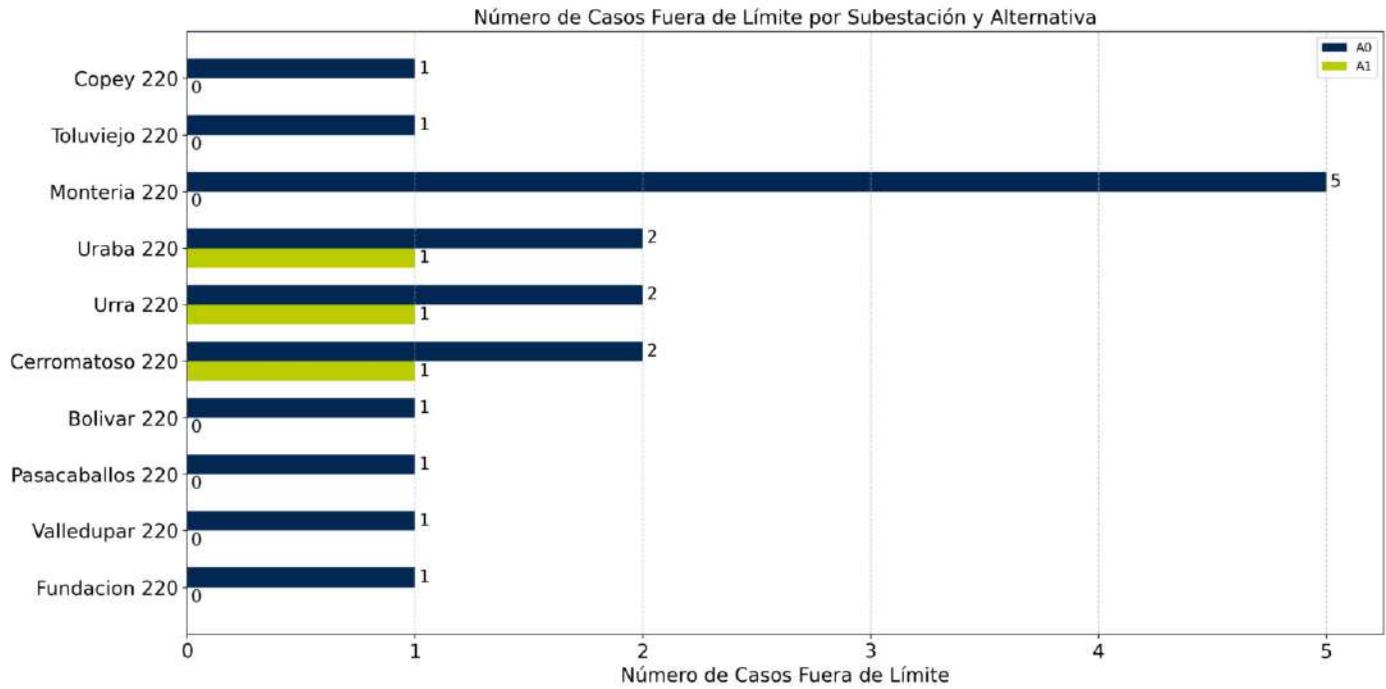


Figura 1-22. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.

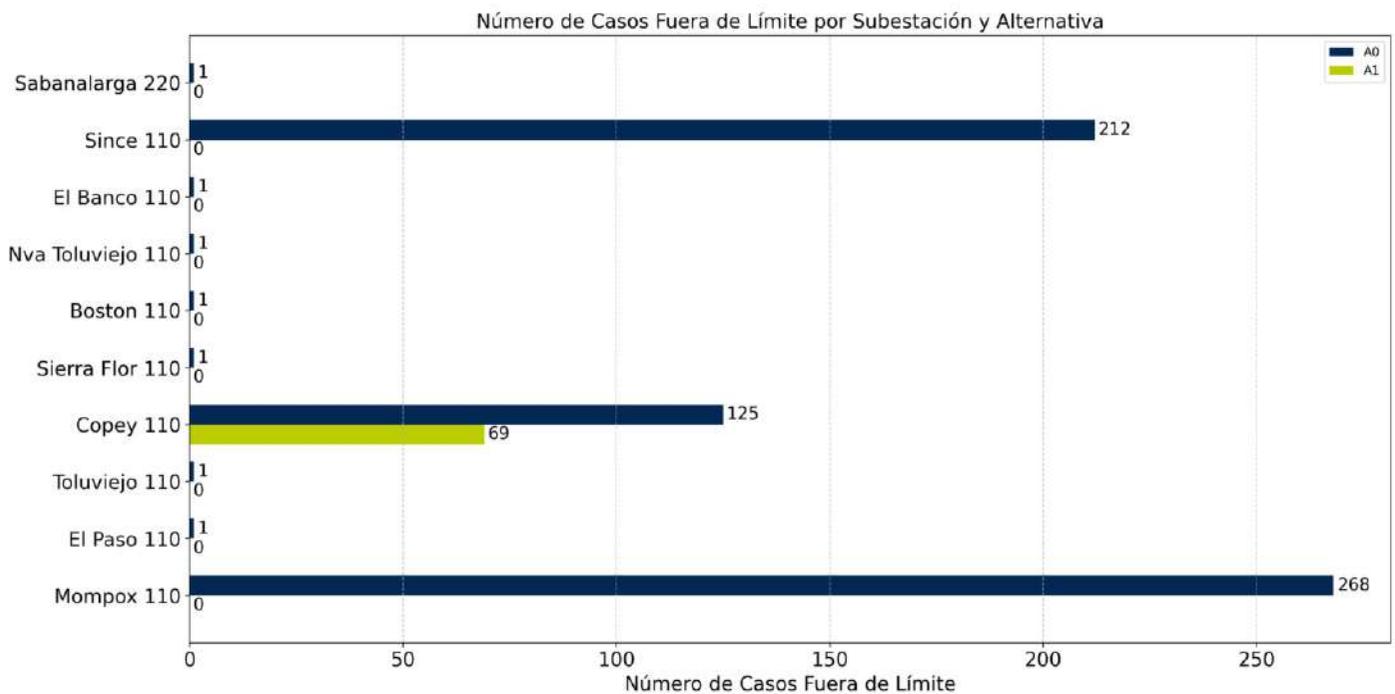


Figura 1-23. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 3.

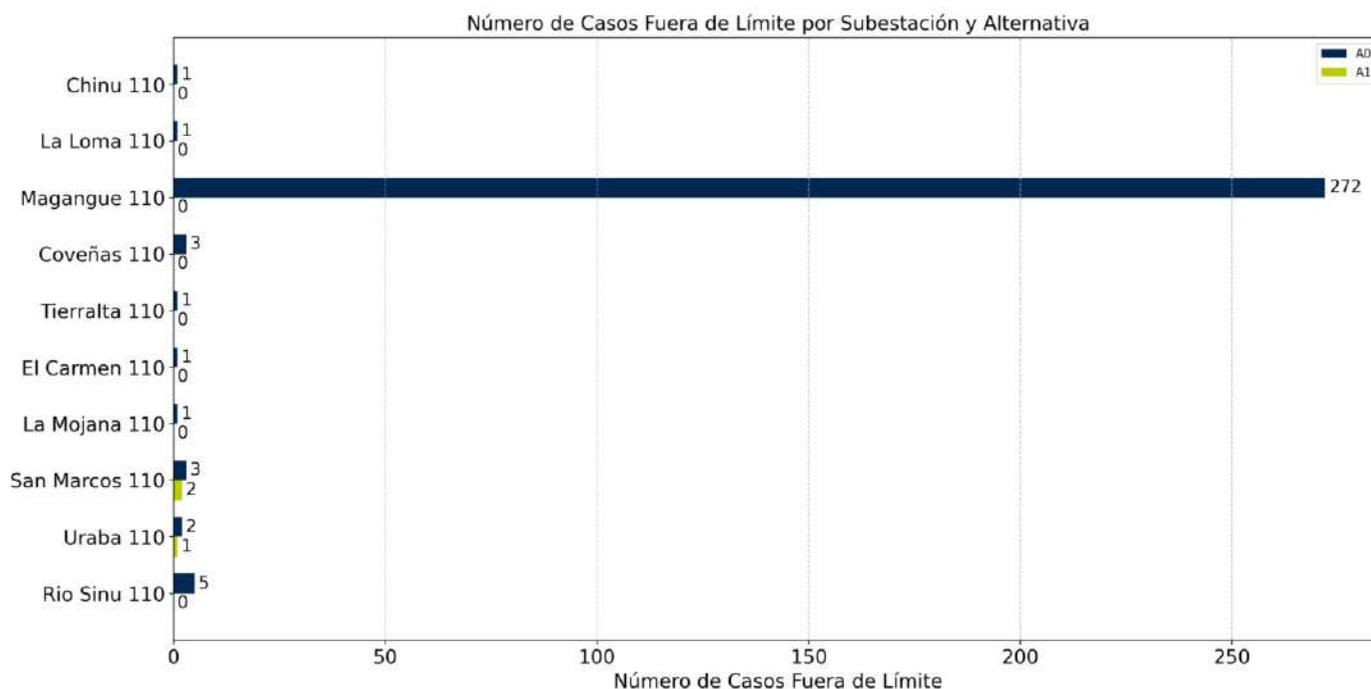


Figura 1-24. Comparación las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 4.

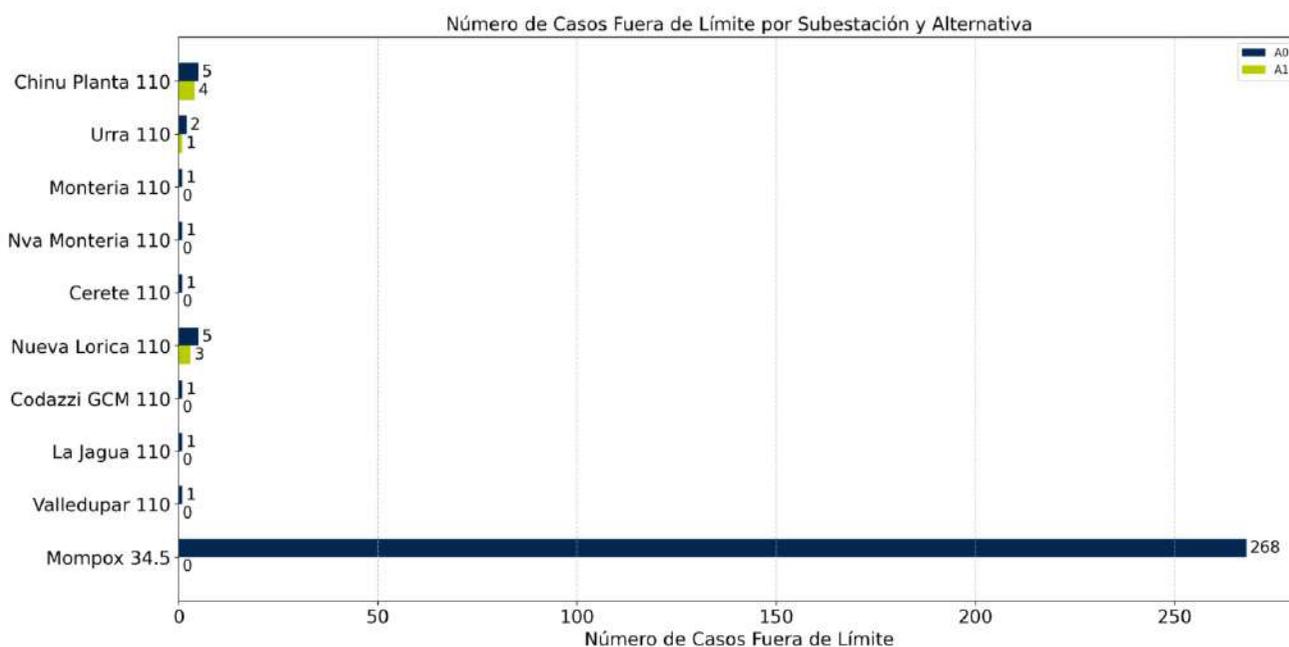


Figura 1-25. Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 5.

De las figuras anteriores se observa una disminución en el número de casos de subestaciones con tensiones por fuera de los límites de seguridad dada la entrada de la obra en evaluación, en donde se identifica que el principal impacto está en las subestaciones Sincé 110 kV, Magangué 110 kV, Mompox 110 kV y Mompox 34.5 kV, en las cuales logra eliminar completamente las restricciones presentadas en el caso base. Por otra parte, se identifica que adicional a las subestaciones anteriormente mencionadas, el proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas, logra eliminar algunos casos por fuera de los límites de seguridad para las subestaciones Cuestecitas 500 kV, Urabá 220 kV, Urra 220 kV, Cerromatoso 220 kV, Copey 110 kV, San Marcos 110 kV, Urabá 110 kV, Chinú Planta 110 kV y Urra 110 kV.

### 1.5.3.2. Perfil de cargabilidades – Contingencias N-1:

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3), contingencias (53) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 636 casos de estudio para cada uno de los 53 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base (lado izquierdo de la figura) y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado (lado derecho de la figura).

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

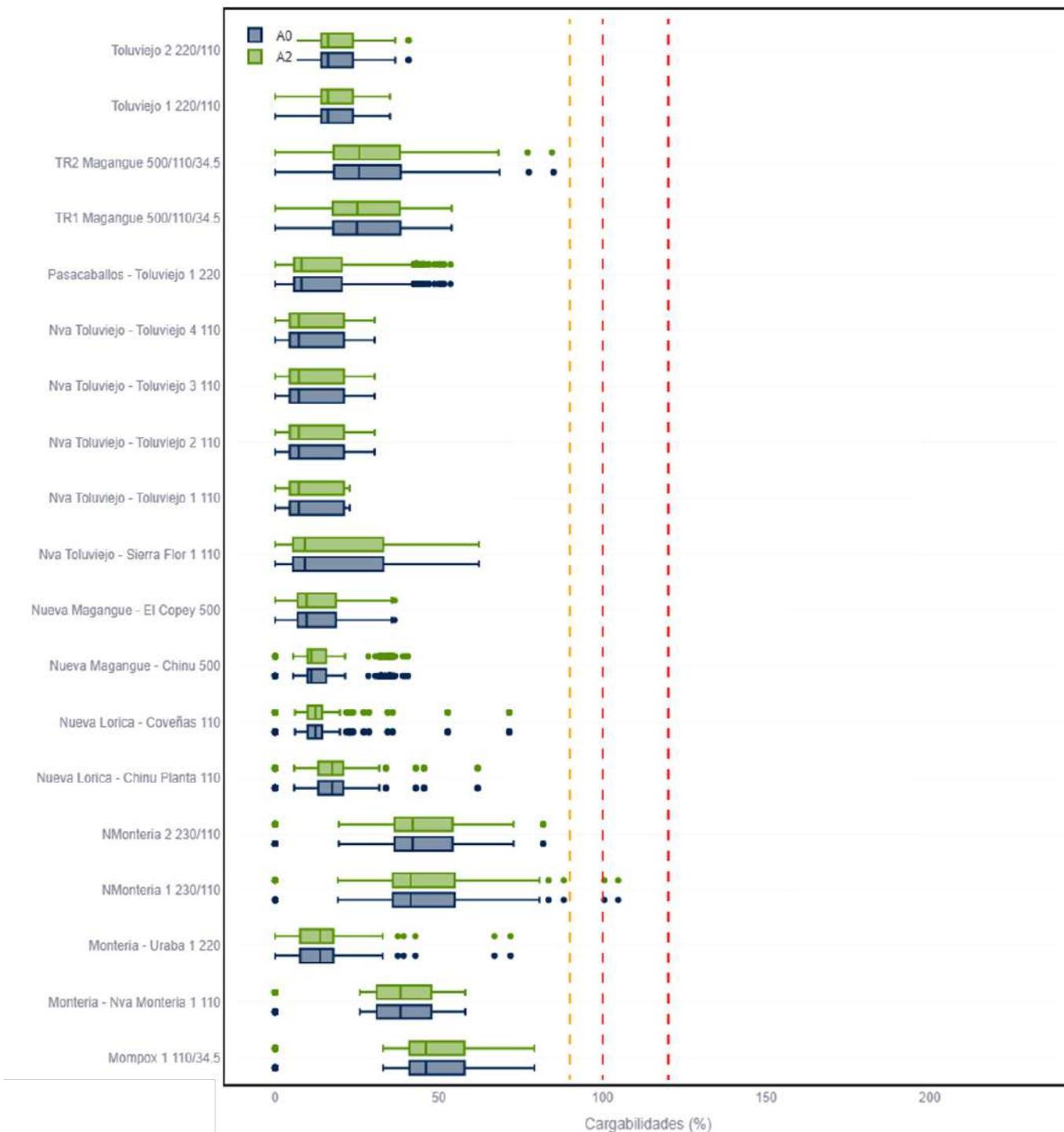


Figura 1-26. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

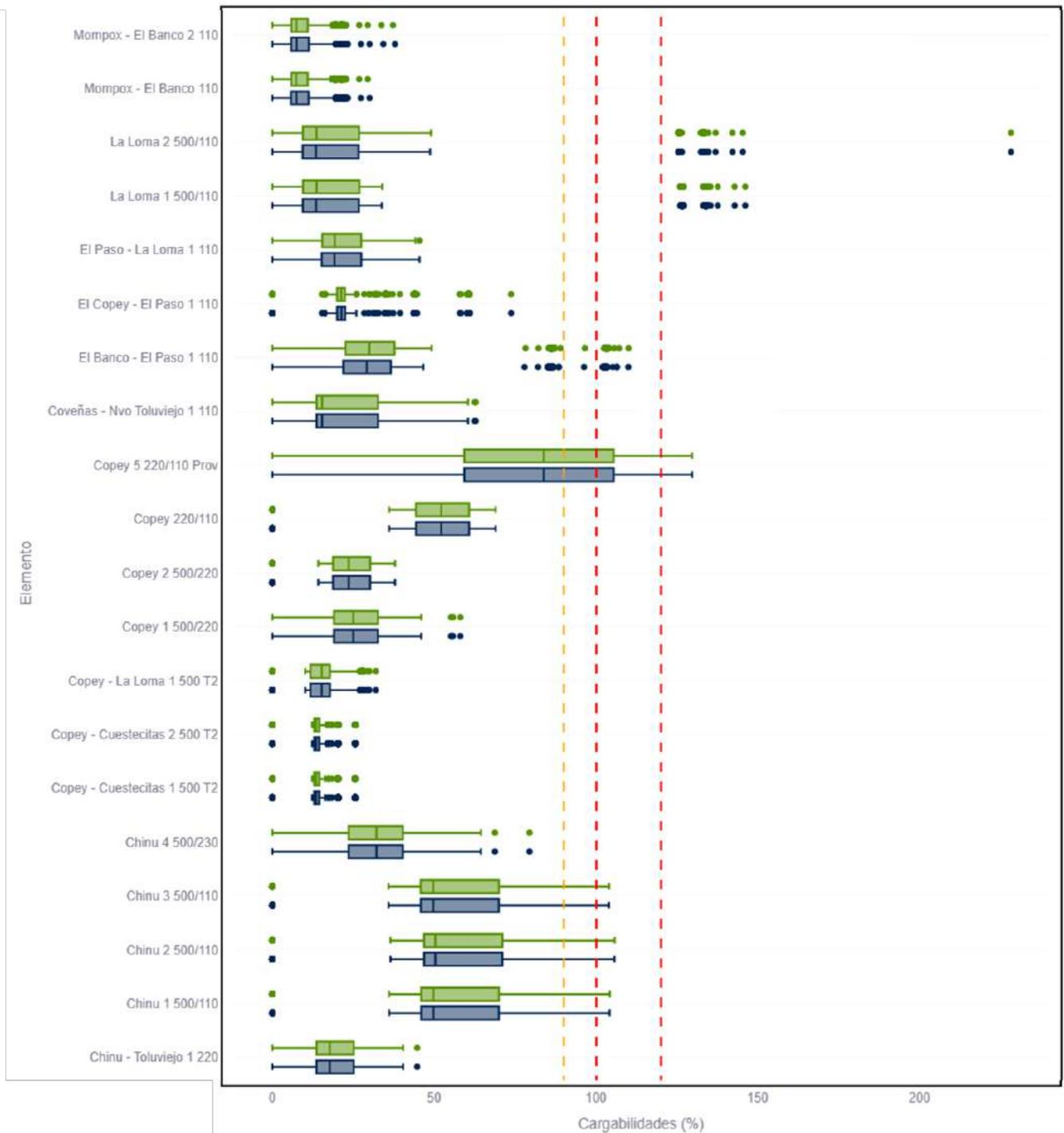


Figura 1-27. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 2.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

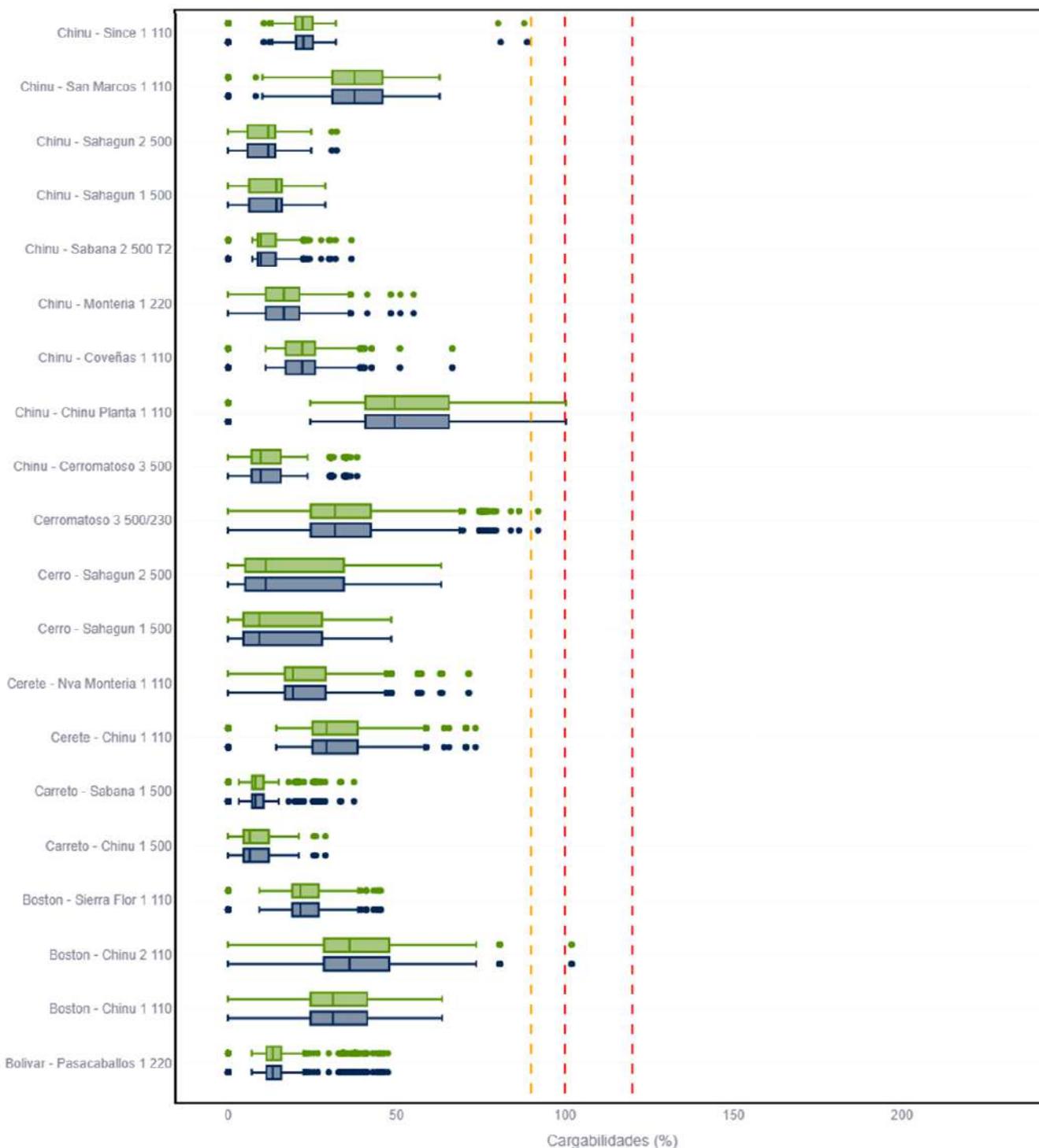


Figura 1-28. Comparación del perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas – Contingencias N-1 - Parte 3.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican 555 restricciones para el caso base y 0 para el caso con el proyecto, teniendo una reducción de 555 de estas con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

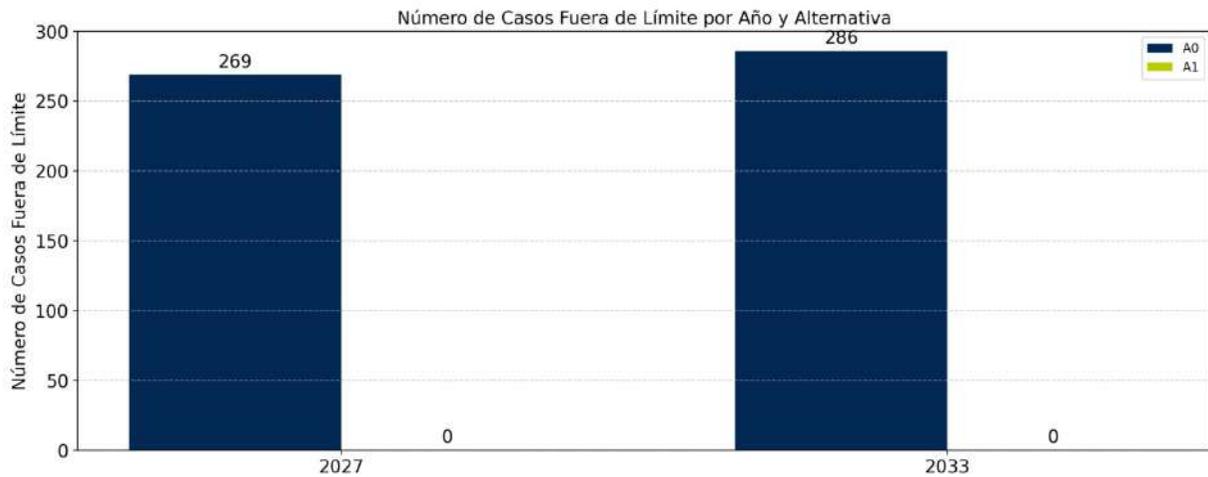


Figura 1-29. Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 4 elementos críticos para los cuales se identifican escenarios donde se incumplen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 4 elementos y sus restricciones.

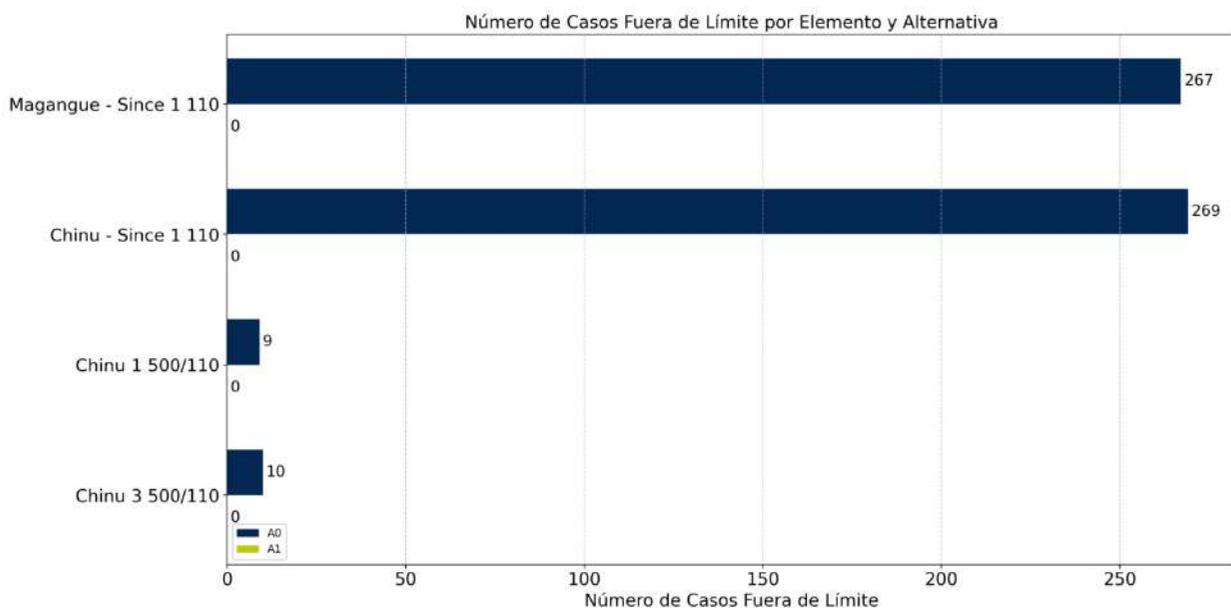


Figura 1-30. Comparación de los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto en evaluación – Contingencia N-1.

Como se observa en la figura anterior, con la implementación del proyecto de Magangué 500/110 kV y líneas asociadas se eliminan completamente las restricciones asociadas a las sobrecargas en las líneas Magangué – Sincé 1 110 kV y Chinú – Sincé 1 110 kV, así como también para los transformadores Chinú 1 y 3 de 500/110 kV.

### 1.5.4 Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en la zona de influencia:

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909 – 2016 bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el PARATEC y la ventanilla única (Circular CREG 014 de 2022).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 50 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia del mismo.

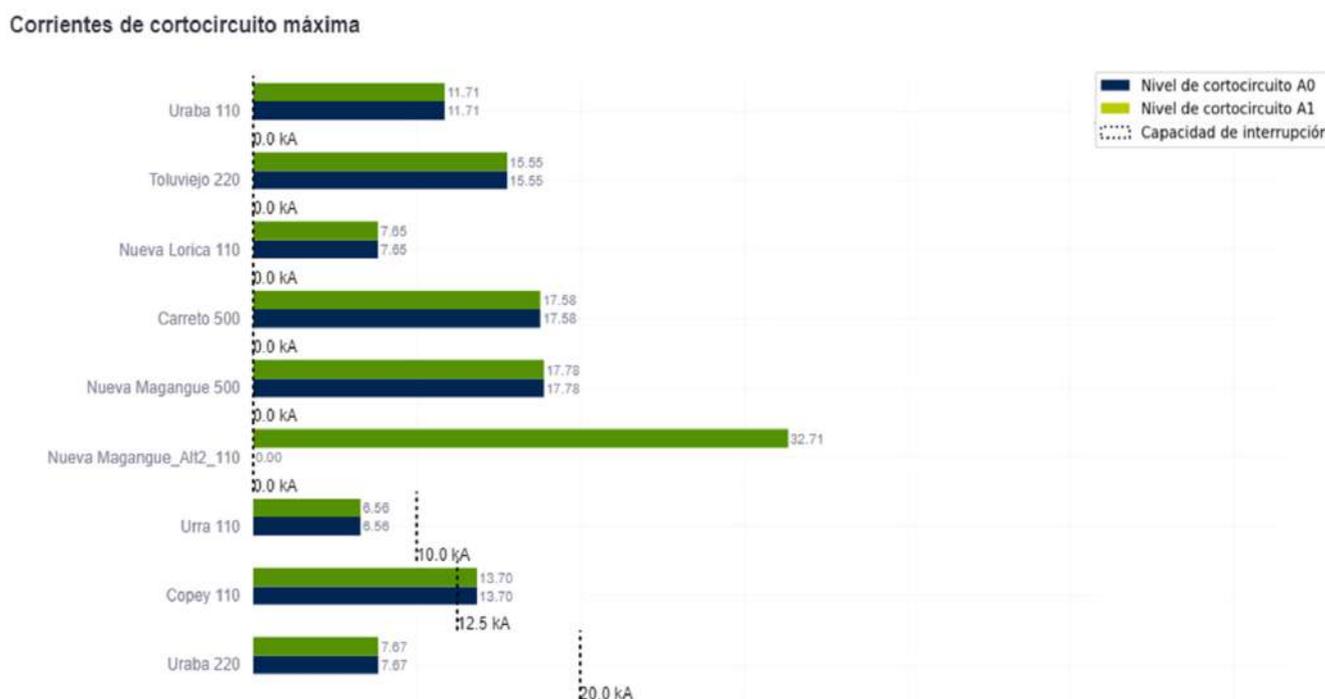


Figura 1-31. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 1.

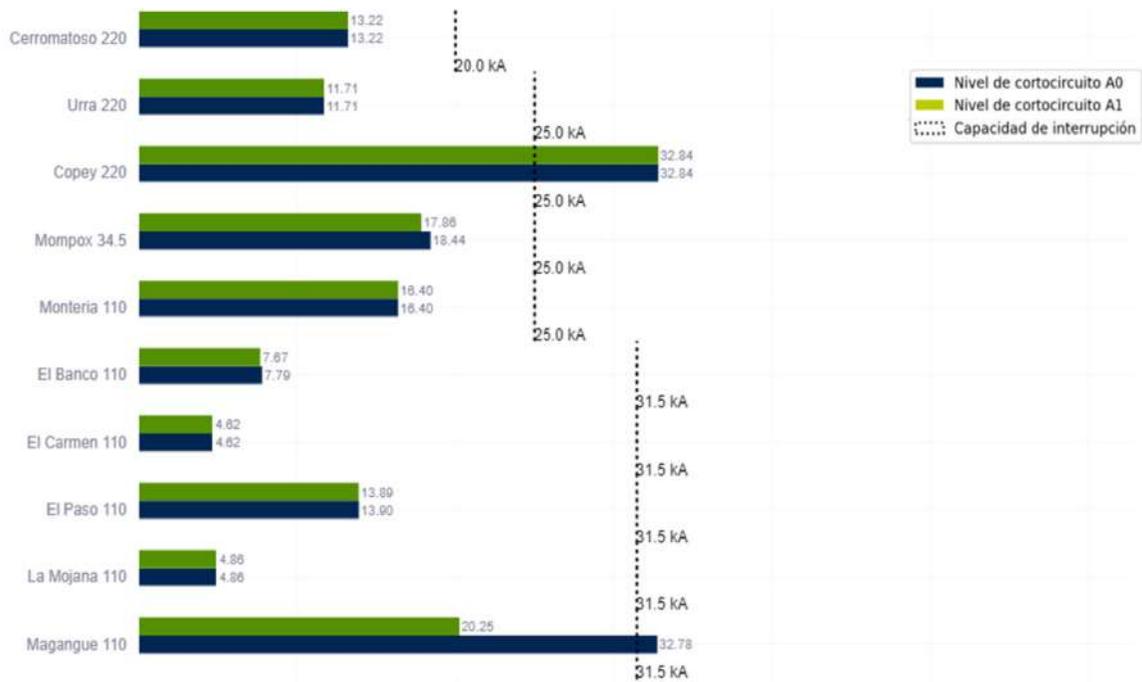


Figura 1-32. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 2.

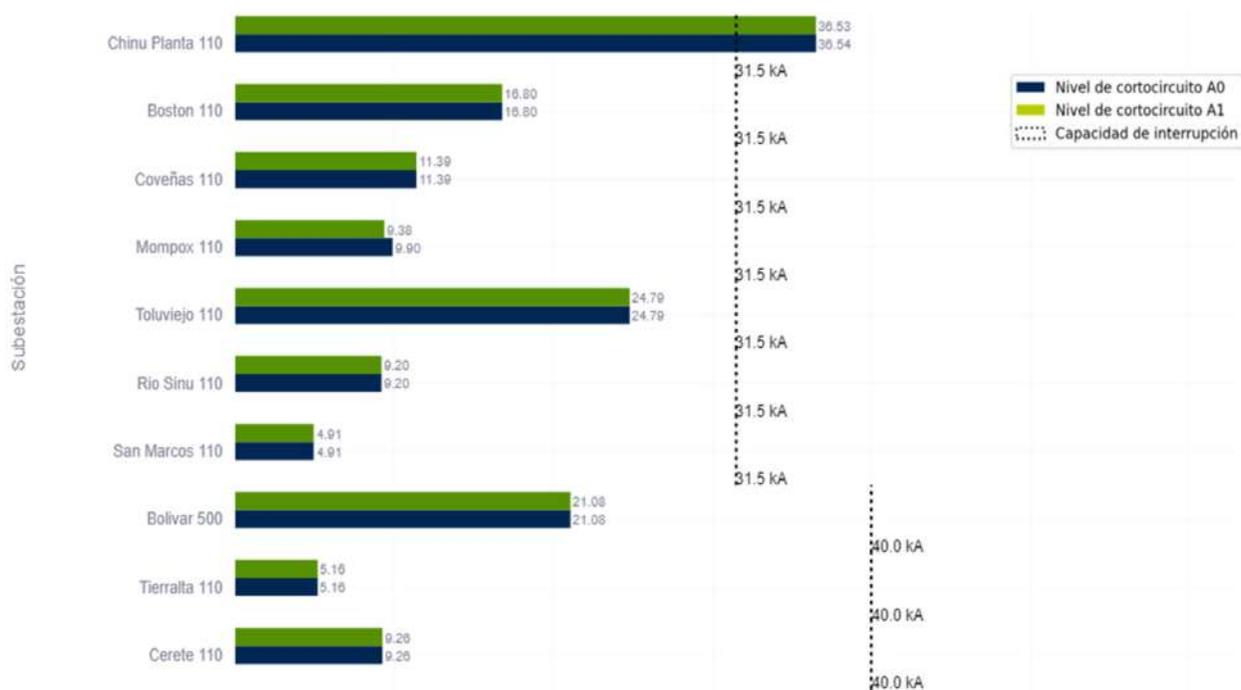


Figura 1-33. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 3.

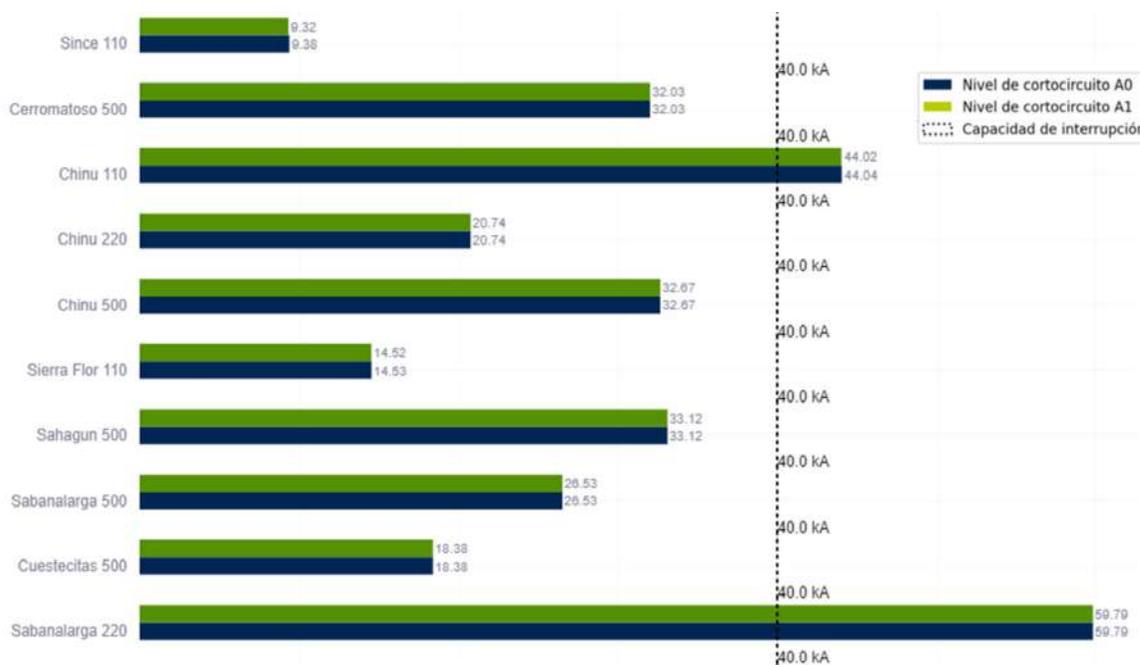


Figura 1-34. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 4.

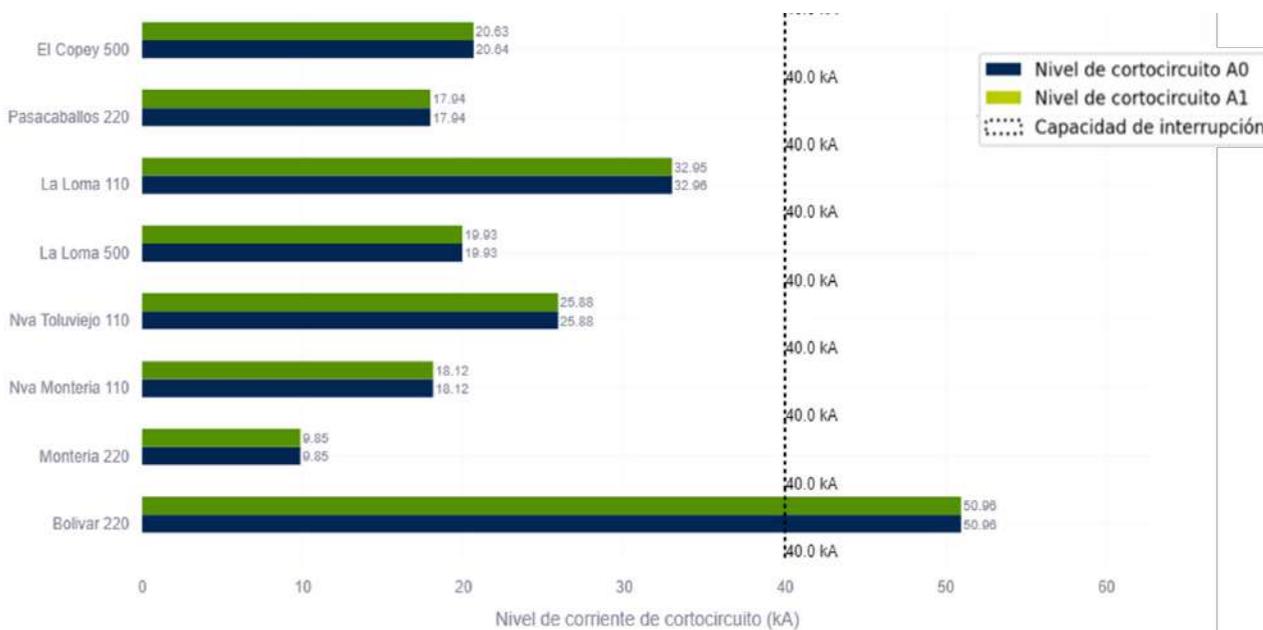


Figura 1-35. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con proyecto - Parte 5.

Como se observa en las figuras anteriores, los impactos más significativos del proyecto se ven en las subestaciones El Banco 110 kV, Mompox 110 kV, Mompox 34.5 kV, Magangué 110 kV y Sincé 110 kV, las cuales, aun con este aumento, se mantienen los límites de capacidad de

interrupción de dichas subestaciones. Por otra parte, si bien se evidencian aportes en subestaciones Chinú 110 kV, Chinú Planta 110 kV y Copey 220 kV, estos aportes corresponden al 3.74%, 2,68% y 0.62%, respectivamente, por lo que no se consideran significativos para la operación del sistema.

## 1.6. Análisis Económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

### 1.6.1. Costos

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de esta en unidades constructivas según resoluciones CREG 015 de 2017 (remuneración STR) y CREG 011 de 2009 (remuneración STN). Con esa información es posible determinar los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

Para determinar las anualidades es importante establecer cierta información inicial correspondiente con el proyecto. Lo primero es el año de fecha de puesta en operación, siendo este el primer año para el cálculo de las anualidades. También se debe determinar la tasa de descuento utilizada para proyectar los costos de las unidades constructivas, esta tasa es diferente para unidades constructivas del STR y del STN. De igual manera, se debe establecer el valor porcentual de cada anualidad que va a corresponder a los costos de administración, operación y mantenimiento, es decir, la tasa de AOM. Y, por último, se debe resaltar que no todas las unidades constructivas cuentan con el mismo horizonte de tiempo en su vida útil (10 años, 30 años, 35 años, 45 años, etc.), por lo que se debe separar el costo de las unidades constructivas en grupos de acuerdo con este, es decir, se debe tener un total de costos para los activos con vida útil de 10 años, otro para los activos con vida útil de 30 años y así sucesivamente. Para cada uno de estos grupos se obtendrá un valor de anualidades.

Las anualidades de los grupos diferenciados por años de vida útil se determinan a través del factor de recuperación de capital, tal y como se muestra a continuación:

$$A = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde A representa el valor calculado de las anualidades, P es el valor presente de la inversión de las unidades constructivas de cada grupo (grupo 10 años, grupo 30 años, etc.), i es la tasa de descuento obtenida de las resoluciones correspondientes (STR o STN) y n es el número de años de vida útil de cada grupo. Es importante mencionar que el valor A no contiene el valor correspondiente de AOM (2.5 %), por lo cual al incluirlo la fórmula queda de la siguiente manera:

$$A = P \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] * 1.025$$

Después de obtener las anualidades de los activos separadas por grupos de vida útil, es posible sumar las series año a año, obteniendo una serie de anualidades del proyecto completo. De esta manera es posible calcular el valor presente neto (VPN) de esta serie de anualidades, obteniendo el costo total de la obra en el año de puesta en operación. Finalmente, es importante mencionar que el proceso anterior se realiza por separado para el STR y el STN, considerando que la tasa de descuento es diferente para ambos sistemas. Por lo cual, el valor de la obra viene dado por la suma del VPN calculado para el STR y el VPN calculado para el STN.

En la siguiente tabla se presentan los valores presentes netos para el STR y STN y que incluyen el CAPEX y OPEX de la obra propuesta.

Tabla 1-5. Costo del proyecto Nueva Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas en UC al 2024

Sistema	VPN - Costo en USD - UC
STR	\$ 22.001.533,24
STN	\$ 24.289.679,18
Total	\$ 46.291.212,42

## 1.6.2. Beneficios

### 1.6.2.1 Beneficios por reducción de DNA:

Para el cálculo de los beneficios se realizó la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA), por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR). Al efecto, se tuvo en cuenta el racionamiento total proyectado por el OR y las proyecciones de la UPME para la zona de influencia del proyecto. Igualmente se consideró la información más representativa de indisponibilidad de los activos de transmisión del STR de influencia del proyecto asociados a las subestaciones Chinú, Sincé, Magangué, Mompo, El Paso, El Banco y El Copey. Para cada año en el horizonte de evaluación se determinaron los beneficios como sigue:

$$B\_DNAM_t = \sum_d^D CRO_{d,t} \cdot (DNA\_SP_{d,t} - DNA\_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

$B\_DNAM_t$ : beneficios en año  $t$  por mitigación de DNA

$CRO_{d,t}$ : Escalón de racionamiento asociado a nivel de DNA

$DNA\_SP_{d,t}$ : Demanda no atendida sin proyecto

$DNA\_CP_{d,t}$ : Demanda no atendida con proyecto

$h_d$ : horas del periodo de demanda

Con la ecuación anterior se representan los impactos proyectados por las condiciones descritas, sin embargo, es de precisar que se hace un tratamiento conservador al considerar la información base del OR, con tasas medias de crecimiento en su proyección, para determinar los beneficios e implícitamente la reducción de la incertidumbre asociada a:

- El crecimiento real de la demanda en la zona en el horizonte de análisis dadas las condiciones geográficas y socioeconómicas de la zona de influencia.
- Las horas de indisponibilidad de los activos del STR.

Seguiente lo anterior, se cuantifica el impacto de la obra en evaluación en la reducción de la demanda no atendida en el área de influencia, tal y como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 1-6. Beneficios de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas por reducción de la DNA.

Tipo de beneficio	VPN - Beneficio en USD
Reducción de Demanda No Atendida (DNA)	\$ 221.196.339,00

### 1.6.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la Subestación Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 (4,78).

Tabla 1-7. Relación Beneficio/Costo de la obra Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Elemento	VPN - USD
Total beneficios	\$ 221.196.339,00
Total Costos	\$ 46.291.212,42
Relación B/C	4,78

## 1.7. Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación del proyecto Magangué 500/110 kV y líneas asociadas se definió para el año 2028 en función de los tiempos establecidos por la UPME.

## 1.8. Conclusiones

- La UPME coincidiendo en la alternativa recomendada por el OR, propuesta y confirmada en septiembre de 2024, encontró que los resultados de desempeño eléctrico son prácticamente iguales respecto de los obtenidos con la alternativa de octubre de 2023.
- Sin las obras propuestas, al considerar los despachos de generación G1 y G2 y escenarios de demanda máxima y media se observa un incumplimiento generalizado, en red completa como con contingencias sencillas, respecto de los niveles de tensión en los distintos nodos

de la zona de influencia del proyecto. Particularmente la red no converge para contingencia del transformador Chinú 3 500/110 kV. En efecto se observa una mayor acentuación de las subtensiones en Mompox y Magangué. En cuanto a cargabilidad, para los mismos despachos de generación y condiciones de red completa y contingencia, se observan niveles de carga que exceden los valores nominales en líneas y transformadores, siendo relevantes las sobrecargas en los transformadores Chinú 2 500/110 kV y Chinú 3 500/110 kV, así como en las líneas Magangué – Sincé 1 110 kV, Chinú – Sincé 1 110 kV, principalmente. A nivel de cortocircuito se observan de manera relevante el sobrepaso de las capacidades de interrupción en Copey 220 kV, Copey 110 kV, Chinú 110 kV y Chinú Planta 110 kV.

- Con las obras propuestas, y considerando los despachos de generación G1 y G2, en red completa, y escenarios de demanda máxima y media se observa un mejoramiento y mantenimiento de los niveles de tensión en los nodos que se tenían como críticos sin la existencia del proyecto. Ante contingencias sencillas en Chinú -Chinú Planta 1 110 kV y Chinú – San Marcos 1 110 kV, se observan subtensiones en Chinú Planta, Nueva Lórica y San Marcos 110 kV donde las obras propuestas impactan levemente, mejorando el perfil de las tensiones, pero manteniéndose en el rango de subtensión, en tanto que para la contingencia El Copey – El Paso 1 110 kV se observa sobretensión en Copey 110 kV.
- Se identificó como elemento limitante de la capacidad de transporte el CT para la línea El Paso - El Banco 1 110 kV, pues en escenario de demanda media, máximo despacho de generación en GCM y del área de Córdoba-Sucre (FNCE), se visualizan a 2033 sobrecargas en tal línea con 103.32 % en operación normal y con 107.03% ante contingencia Nueva Magangué – Mompox 1 110 kV. Sobrecarga que en análisis complementario de los efectos de las obras en la subárea GCM adquiere valores de 114% en 2028 y hasta 118.53 % en 2032, en operación normal. Luego, se determina como necesario el cambio del CT para mitigar tales restricciones.
- Evaluado el proyecto propuesto se obtuvo una relación B/C superior a uno.
- Las obras propuestas en términos de subestación Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas, brindan un aumento significativo para la confiabilidad de la zona de influencia, así como garantía para la atención adecuada de la demanda a largo plazo.

## 1.9. Recomendaciones

- Se recomienda la ejecución de la obra evaluada para su integración al Sistema de Transmisión Nacional de acuerdo con los procedimientos normativos y regulatorios vigentes, incluyendo en su alcance el cambio del CT de la línea El Paso – El Banco 110 kV.
- Se recomienda la alternativa propuesta y recomendada por el OR en septiembre de 2024, dado que el mismo confirma en su viabilidad constructiva (STR) y presenta ventaja en términos de flexibilidad para gestionar la demanda en la subestación Magangué 110 kV por la posibilidad de utilizar el área disponible para futuras expansiones del Sistema de Distribución Local - SDL.

## 2. PROYECTO REFUERZO MONTERÍA Y OBRAS ASOCIADAS STR

### 2.1. Introducción

La UPME realiza una revisión periódica del Plan de Expansión de las redes de transmisión con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. Los análisis de planeamiento son realizados con un horizonte de mediano y largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía y potencia.

Este informe contiene la evaluación del proyecto denominado Refuerzo Montería STN y obras asociadas STR, definido a partir de la construcción de la segunda línea Nueva Montería – Río Sinú como primera etapa, y obra urgente, que retoma los alcances de la convocatoria UPME STR – 09 -2018, sobre la cual se reconocen las condiciones que dieron origen a tal proyecto, hoy más críticas, y los cambios en la topología de la red en el área de influencia. De manera complementaria, la Unidad, como resultado de un ejercicio sinérgico con XM - CND, el CNO y el OR, definió una propuesta de refuerzos en la zona, tanto a nivel de STN como de STR, a modo de componentes o etapas, los cuales aportan mejoras al desempeño del sistema.

Igualmente, el informe da alcance a los resultados de las evaluaciones técnica y económica del proyecto de manera congruente con los resultados obtenidos por XM en sus Informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP), así como el Informe trimestral de restricciones (ITR).

## 2.2 Contexto

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME establece los requerimientos energéticos de la población colombiana según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la evaluación de proyectos, así como la elaboración de propuestas con base en las solicitudes y requerimientos identificados por los agentes del sector en el corto, mediano y largo plazo, y con sus resultados avanza en el proceso de actualización del Plan de expansión de transmisión donde se definen las prioridades para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este ejercicio usa la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan al sistema, incluidas las que usan fuentes de energía renovable.

En particular, para el área Córdoba Sucre, Electricaribe presentó en su Plan de Expansión 2015 - 2025 la necesidad de eliminar los efectos de contingencias sencillas, entre otros, los asociados a la línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV. Consecuentemente en el Plan de Expansión Generación Transmisión 2015 - 2029, adoptado por el Ministerio de

Minas y Energía, fue definido un nuevo enlace como parte del proyecto Chinú - Toluviejo - Bolívar 220 kV. Desistida la realización de tal proyecto por parte de Electricaribe se efectuó la convocatoria UPME STR – 09 -2018 que finalmente fue declarada desierta.

En este orden de ideas, y dado el crecimiento de la demanda, por una parte se actualiza la evaluación de la solución para el proyecto de construcción de la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV como obra urgente, y por otra, se propone un conjunto de refuerzos en la zona, tanto a nivel de STN como de STR, que complementariamente, a modo de componentes o etapas, aportan al desempeño del sistema en términos de mejorar las condiciones de confiabilidad, calidad y seguridad en la zona de influencia. Etapas complementarias que fueron definidas en un ejercicio sinérgico con XM - CND, el CNO y el OR.

Igualmente se evalúan alternativas consecuentes con los resultados de los análisis y recomendaciones efectuadas por XM en sus Informes de planeamiento operativo IPOEMP e IPOELP del primer semestre de 2024, así como en los Informes trimestrales de restricciones ITR 1 e ITR 2 de 2024.

## 2.3. Antecedentes

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

- En el **Plan de Expansión de Electricaribe 2015 - 2025** el OR presentó, entre otras, el estudio de contingencias sencillas que deberían quedar exentas de compensación por energía no suministrada de acuerdo con la resolución CREG 97/2008, encontrándose en ellas la contingencia de la línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV.
- En el **Plan de Expansión Generación Transmisión 2015 - 2029**, adoptado por resolución del Ministerio de Minas y Energía 40095 de 2016, se recomendó el proyecto Chinú - Tolviejo - Bolívar 220 kV con el objeto de mejorar la confiabilidad y eliminar condiciones de topología radial en el Sistema de Transmisión Regional para la zona, incluyendo un nuevo enlace 110 kV Nueva Montería - Río Sinú (ver **Figura 1**).
- Mediante comunicación con radicado UPME 20171110041952 del 12 de julio de 2017 Electricaribe desiste, entre otros, del proyecto “Línea Nueva Montería - Río Sinú a 110 kV y Bahías asociadas”, donde al efecto indicó que el costo del proyecto era superior al 105% del costo calculado con base en las unidades constructivas vigentes. Con lo anterior solicitó el inicio del proceso de convocatoria pública de acuerdo con los lineamientos de las resoluciones CREG 024/2013 y 115/2015.
- La Unidad de Planeación Minero Energética realiza la convocatoria pública UPME STR 09-2018 “Selección de un inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV”.
- Mediante la **Resolución UPME 200 del 22 de mayo de 2019**, la Unidad identificó el proyecto “Línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV” como proyecto urgente en los términos de la Resolución MME 90604 de 5 de junio de 2014 y la resolución CREG 093/20214, con FPO del 30 de septiembre de 2022.
- La convocatoria pública UPME STR 09-2018 finalmente fue declarada desierta mediante Acta de Continuación Audiencia del 6 de agosto de 2019 en razón a que la propuesta económica de la única propuesta conforme superó el valor máximo de adjudicación establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

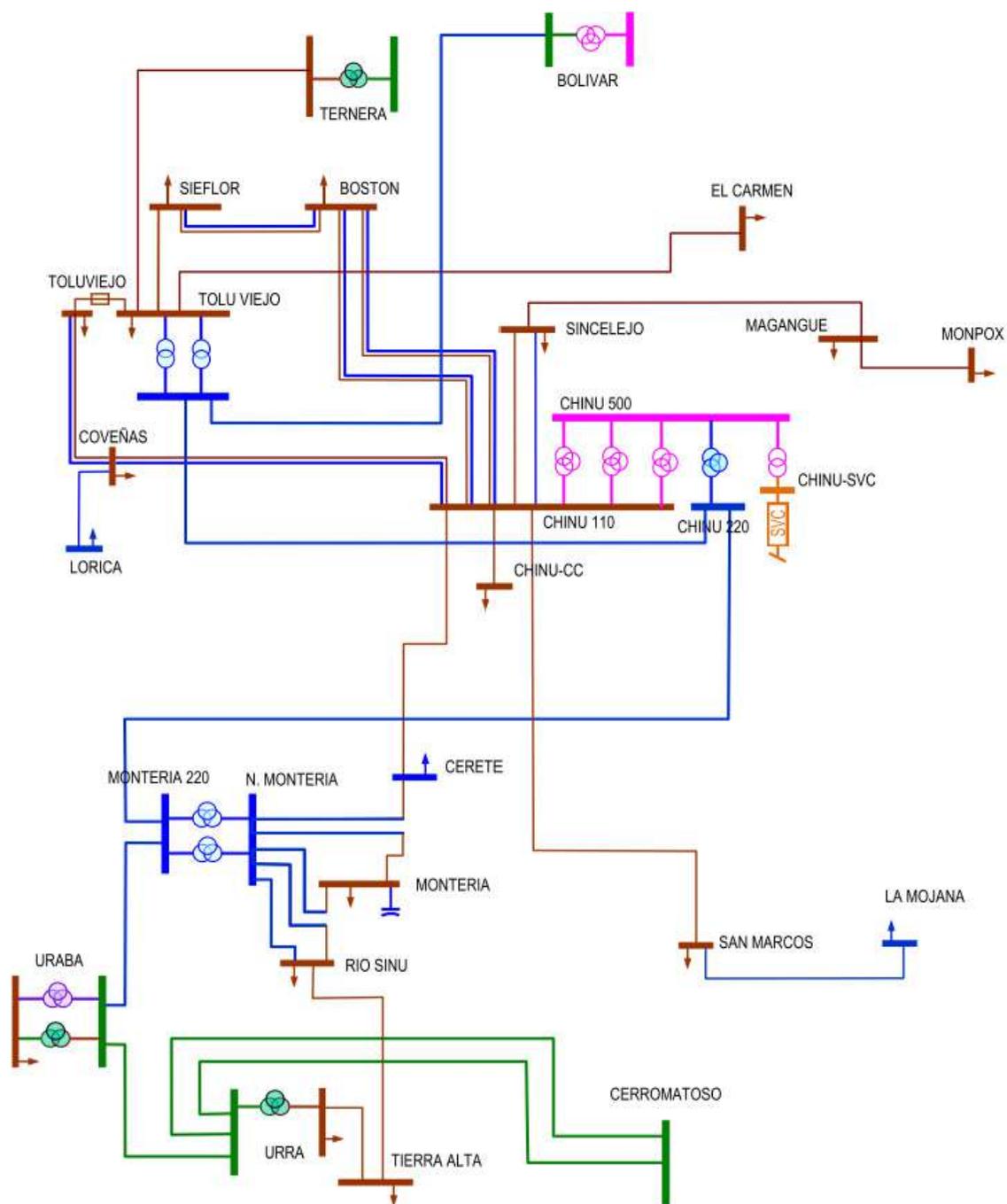


Figura 2-1. STR Subárea Chinú 2014.

Fuente: Plan de Expansión Generación Transmisión 2015 - 2029 (Gráfica 6-35 Alternativa iii).

- Actualmente, según informes de XM, se reporta la disposición de esquemas suplementarios de protección, con desconexión de carga en Montería, ante bajas tensiones en Montería 110 kV. Igualmente se reporta como una de las contingencias críticas en red completa, que pueden causar salida de elementos por sobrecarga y requerir desconexión preventiva de carga para evitar desatención de demanda, a Nueva Montería - Río Sinú 110 kV. Es así como la misma línea se identifica como restricción de la subárea Córdoba - Sucre y Cerromatoso con efecto de baja tensión en Río Sinú 110 kV y recomendaciones operativas a través del generador Urrá y el tap de Urrá 220/110 kV.

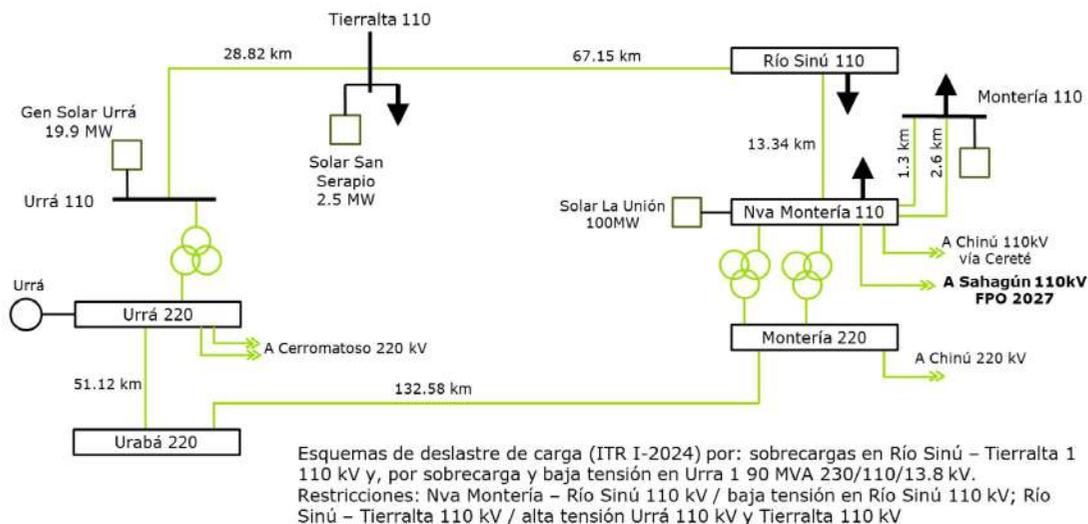


Figura 2-2. Caso base área de influencia del proyecto (A0).  
Fuente: Elaboración UPME

- Consecuentemente con las restricciones identificadas se ha sugerido desde el CNO el análisis de la alternativa de construcción de la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV. En el ITR 3 de 2022 ya se había propuesto la realización de tal circuito y recientemente, la obra ha sido planteada en el ITR I 2024 como Refuerzo Montería (ver Figura 2-3), incluyendo un tercer transformador Nueva Montería 230/110/13.2 kV 100 MVA. Al efecto, se identifica una demanda máxima atendible para las cargas en las subestaciones Nueva Montería y Río Sinú de 147 MW, ante contingencia de un transformador en Nueva Montería 230/110 kV y sobrecarga del otro. De manera similar para la subestación Río Sinú se identifica una demanda máxima atendible para las cargas en la subestación Río Sinú de 34.7 MW, ante contingencia de la línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV.
- Se plantean para las demandas asociadas a las subestaciones Nueva Montería y Río Sinú en el ITR I 2024 su proyección según pronóstico nacional, escenario medio, revisión de diciembre de 2023 (Crecimiento medio anual del 3.2%).

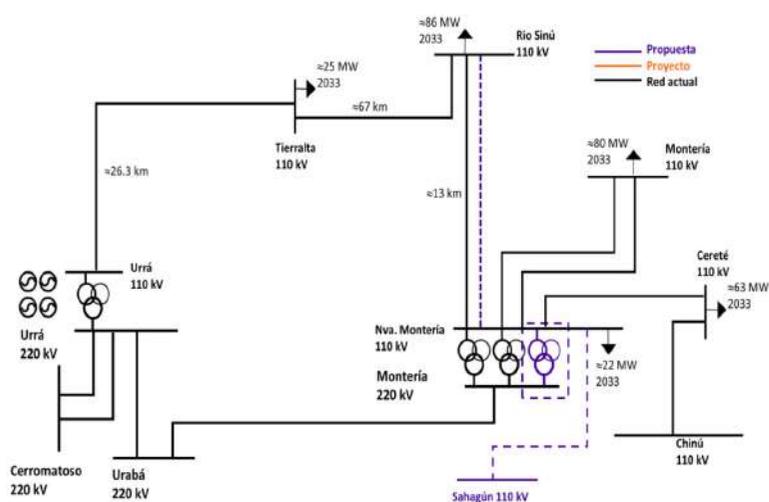


Figura 2-3. Propuesta refuerzo Montería ITR 1 2024  
Fuente: XM, Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones T1 2024 (Figura 7-16)

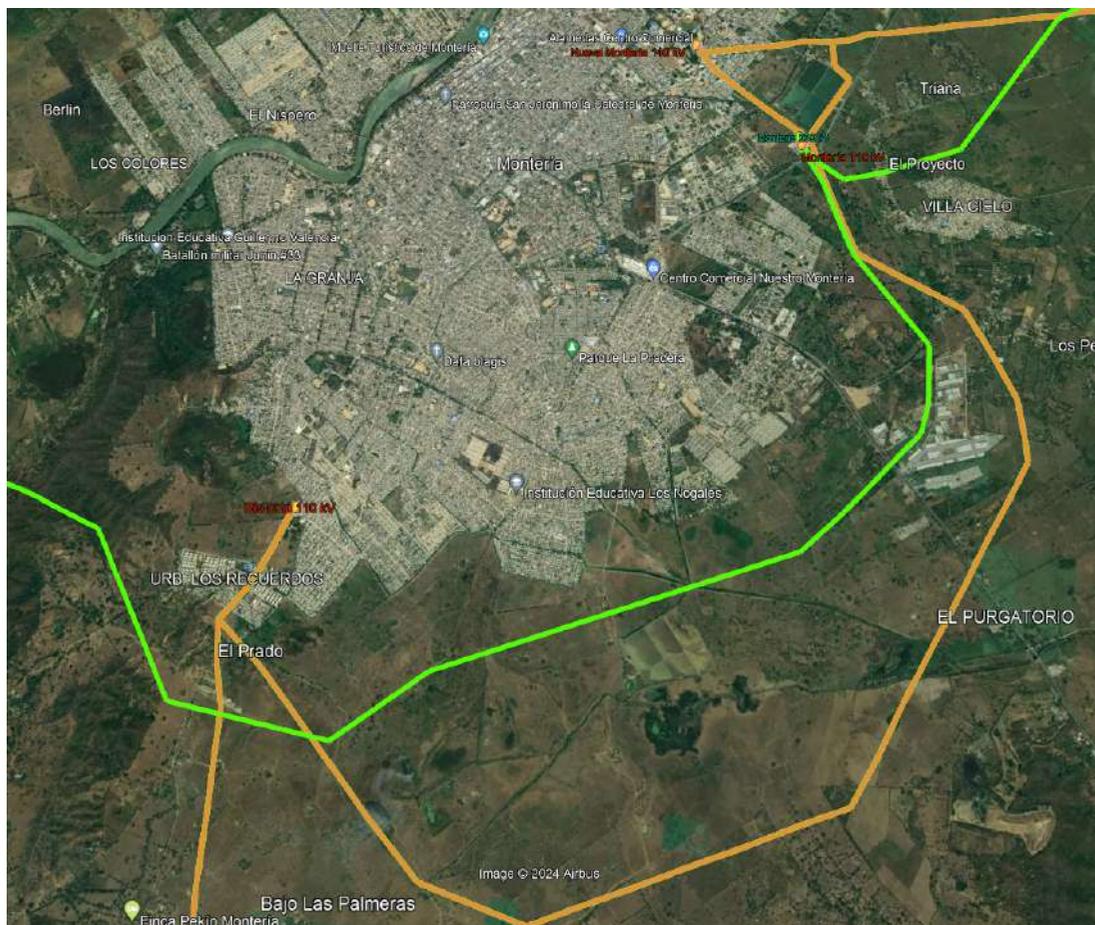


Figura 2-4. Área del proyecto Nueva Montería - Río Sinú 110 kV.  
Fuente: UPME

## 2.4. Proyecto Propuesto

El proyecto considera cuatro componentes o etapas, la primera (A1), con estatus de urgente, corresponde con la obra del segundo circuito Río Sinú - Nueva Montería 110 kV que soluciona las restricciones y declaración de emergencia vigente en el área de Montería. Las tres restantes (A2, A3 y A4), como complementarias de la primera, mejoran el desempeño del sistema mediante el aumento de la capacidad de transformación en Urrá y Montería, así como con el refuerzo de las líneas existentes en el corredor Río Sinú, Tierralta, Urrá, así como en el corredor Urrá, Urabá, Montería, para lograr un esquema de dobles circuitos, bien a 110 kV o 230 kV. Las etapas se describen a continuación:

### 2.4.1. Etapa A1:

- Construcción de la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV, con aproximadamente 13 km entre subestaciones, la primera en configuración doble barra más seccionador de transferencia y la segunda en anillo.

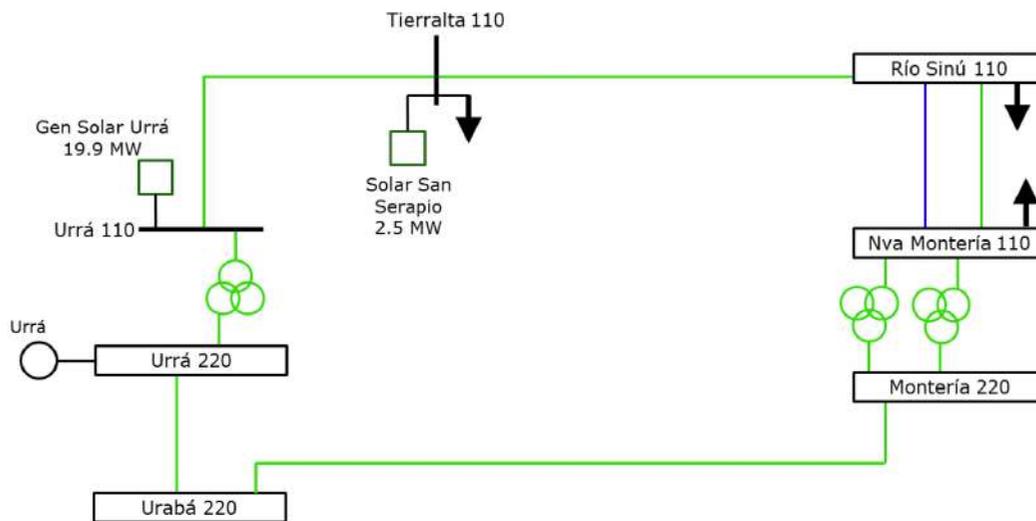


Figura 2-5. Etapa A1. Nueva línea Río Sinú – Nueva Montería 110 kV.  
Fuente: UPME

## 2.4.2. Etapa A2:

En adición a la etapa A1 (Construcción de la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV, con aproximadamente 13 km entre subestaciones, la primera en configuración doble barra más seccionador de transferencia y la segunda en anillo), la construcción de:

- El segundo circuito Urrá - Tierralta 110 kV (26.3 km) y Tierralta - Río Sinú 110 kV (67 km)
- Instalación del 2.º transformador Urrá 220/110 kV 90 MW

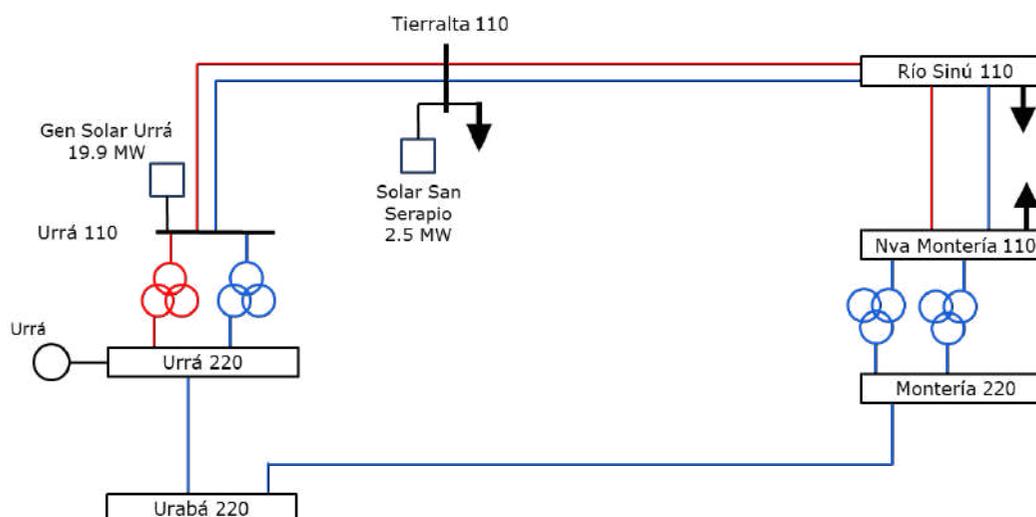


Figura 2-6. Etapa A2: Adición segundo circuito en corredor Río Sinú-Tierralta- Urrá 110 kV y 2.º transformador Urrá 220/110 kV a Etapa A1  
Fuente: UPME

### 2.4.3. Etapa A3:

En adición a las etapas A1 y A2 (Corredor Nueva Montería - Río Sinú - Tierralta - Urrá 110 kV y 2.º transformador Urrá 220/110 kV 90 MW), la instalación de:

- Un 3.º transformador Montería 220/110/13.2 kV 100 MW

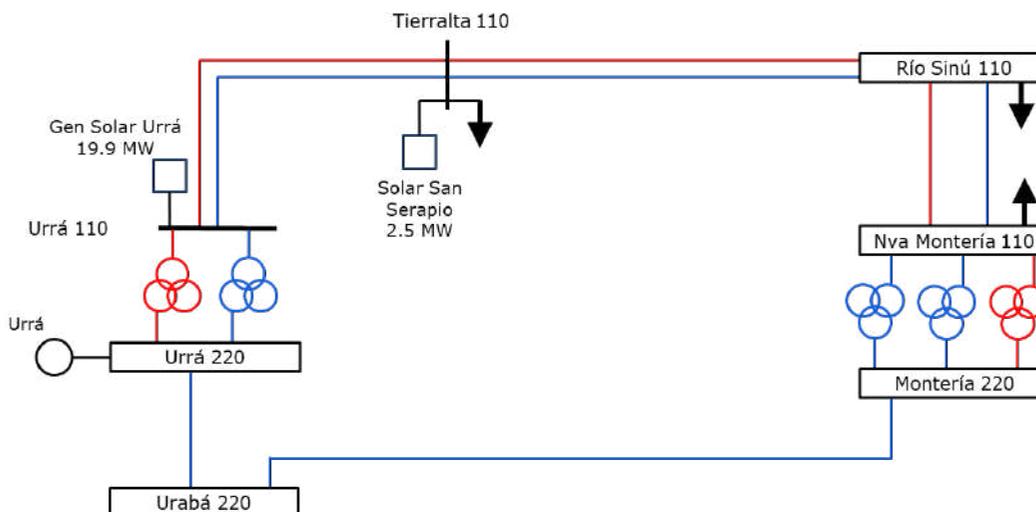


Figura 2-7. Etapa A3. Adición del tercer transformador Montería 100 MVA 220/110/13.2 kV a etapas A1 y A2.

Fuente: UPME

### 2.4.4. Etapa A4:

En adición a las etapas A1, A2 y A3 (Corredor Nueva Montería - Río Sinú - Tierralta - Urrá 110 kV, 2.º transformador Urrá 220/110 kV 90 MW y 3.º transformador Montería 220/110/13.2 kV 100 MW), la construcción de:

- Un segundo circuito Montería - Urabá - Urrá 220 kV (183 km aprox.)

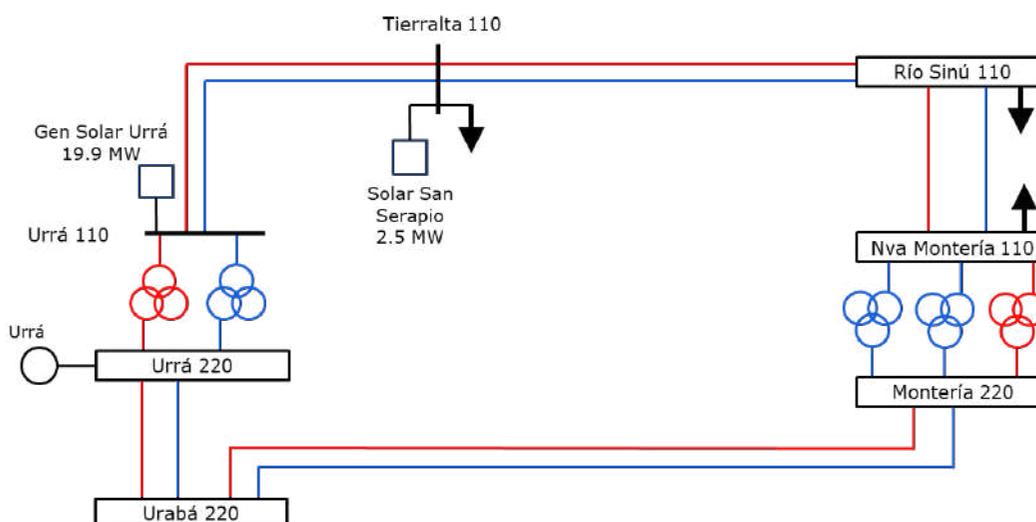


Figura 2-8. Etapa A4. Adición del 2.º circuito en corredor Montería - Urabá - Urrá 220 kV a etapas A1, A2 y A3.

Fuente: UPME

## 2.5. Análisis técnicos

### 2.5.1. Consideraciones y supuestos

- Periodo de evaluación 2027 y 2033.
- Se evaluaron 54 contingencias en el área Córdoba-Sucre.
- Los escenarios de operación seleccionados según el documento “Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para los proyectos clase 1” (UPME 2022). En el documento se mencionan dos condiciones principales:
  - Máxima generación en Córdoba-Sucre y Cerromatoso: para los tres escenarios de demanda (G1-Dmax, G1-Dmed, G1-Dmin) se evalúa esta condición de operación
  - Máxima generación en subestación Sahagún 500 kV: Esta condición se evalúa específicamente en el escenario de demanda media (G1-Dmed) donde se ponen en servicio y con despacho a máxima capacidad las plantas solares en esta subestación.
- No se considera la topología y activos del SDL. Se consideraron los escenarios para demanda máxima, media y mínima.
- Se utilizó software DigSilent para la simulación de flujos de carga y análisis de cortocircuito, donde el modelo de red incluyó las obras de expansión aprobadas en el plan de expansión, junto con los cambios de FPO vigentes.
  - Para el 3.º transformador en Montería se usaron en la simulación los mismos parámetros del transformador Montería 1 230/110 kV
  - Para el 2.º transformador en Urrá 220/110 kV se usaron en la simulación los mismos parámetros del transformador Urrá 1 220/110 kV
  - Para la simulación de los nuevos circuitos Urrá - Tierralta 110 kV, Tierralta - Río Sinú 110 kV y Río Sinú - Nueva Montería se consideran iguales a los existentes.
  - Para la simulación de los nuevos circuitos Montería - Urabá 220 kV, Urabá - Urrá 220 kV se consideran iguales a las existentes.
- Para las demandas se actualizó la base de datos del software DigSilent con las demandas usadas por XM-CND para el modelo del IPOELP 1 - 2024, el cual incluye la proyección de demanda de la UPME (<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia> “Anexo proyección de Demanda EE GN 2023 – 2037 – Revisión julio 2023”), considerando el crecimiento por regiones sin grandes consumidores de energía, las cuales para el área Córdoba-Sucre tiene una tasa de crecimiento del 3.2 a 3.4%.

### 2.5.2. Resultados caso base (A0) y etapa 1 (A1)

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados para el horizonte de análisis (2027-2033) en red completa y ante contingencia, para los distintos escenarios de demanda (máxima, media y mínima), se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0), como cuando se considera la realización de las etapas del proyecto (A1)

### 2.5.2.1. Perfil de tensiones

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (7), se realiza la simulación de **21 casos** de estudio para cada una de las **51 subestaciones** evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones donde se observa mayor impacto.

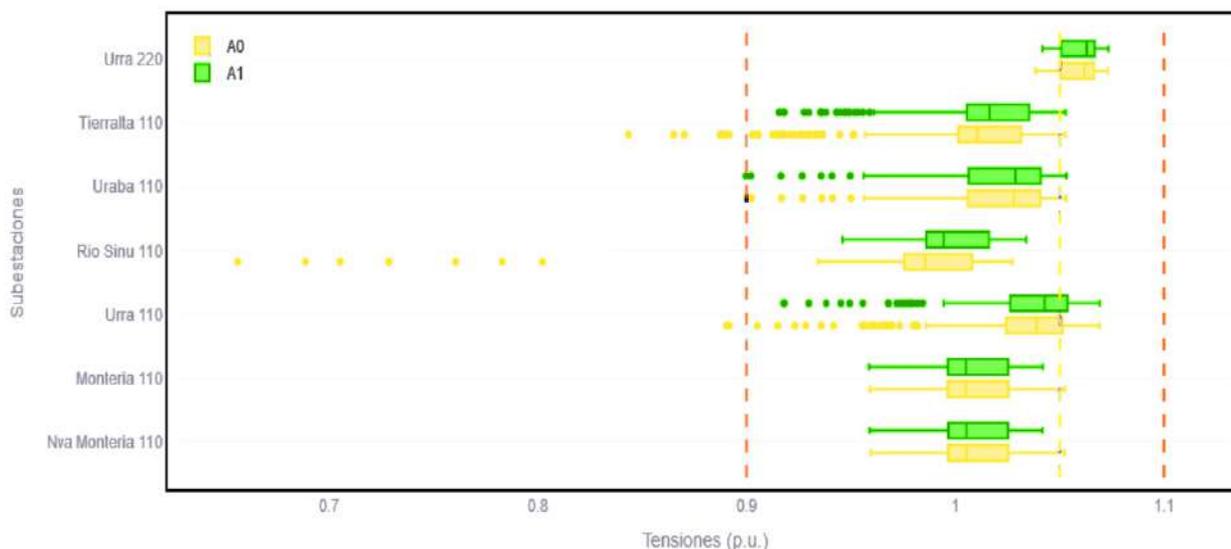


Figura 2-9. Perfil de tensiones en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME

Cómo se observa en la **Figura 2-9**, para el caso base ante contingencia se presentan bajas tensiones para algunos casos en las subestaciones **Tierralta 110 kV, Urabá 110 kV, Río Sinú 110 kV** y **Urrá 110 kV**. Por otra parte, se debe tener en cuenta que para este caso no se observan los casos que no convergen debido a la contingencia del circuito Nueva Montería – Río Sinú 110 kV. De manera contraria, para la etapa A1 se observa la mejora del perfil de tensión en las SE **Tierralta 110 kV, Urrá 110 kV y Río Sinú 110kV**, no obstante, en **Urabá 110 kV** se observan casos en el límite inferior de tensión.

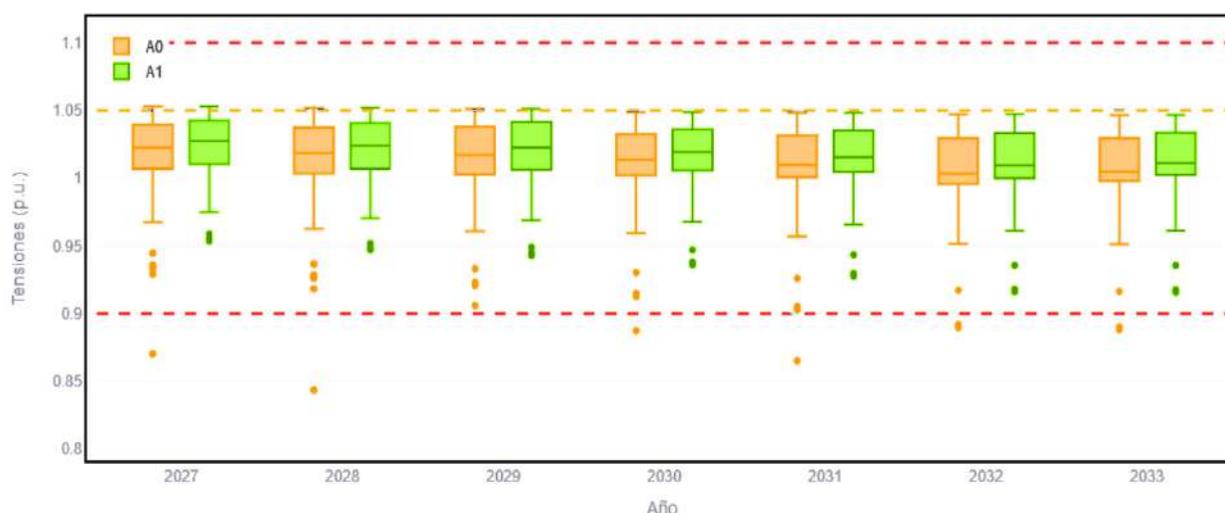


Figura 2-10. Perfil de tensiones en subestación Tierralta 110 kV sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME

La **Figura 2-10** muestra el perfil de tensión en la SE **Tierralta 110 kV**, donde se observa que la tensión en contingencia cae por debajo del límite de 0.9 p.u. cuando no se tiene el refuerzo de la línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV.

## 2.5.2.2. Perfil de cargabilidades

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (7), se realiza la simulación de **21 casos** de estudio para cada uno de los **80 elementos (líneas y transformadores)** evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos en el caso base y con el proyecto implementado.

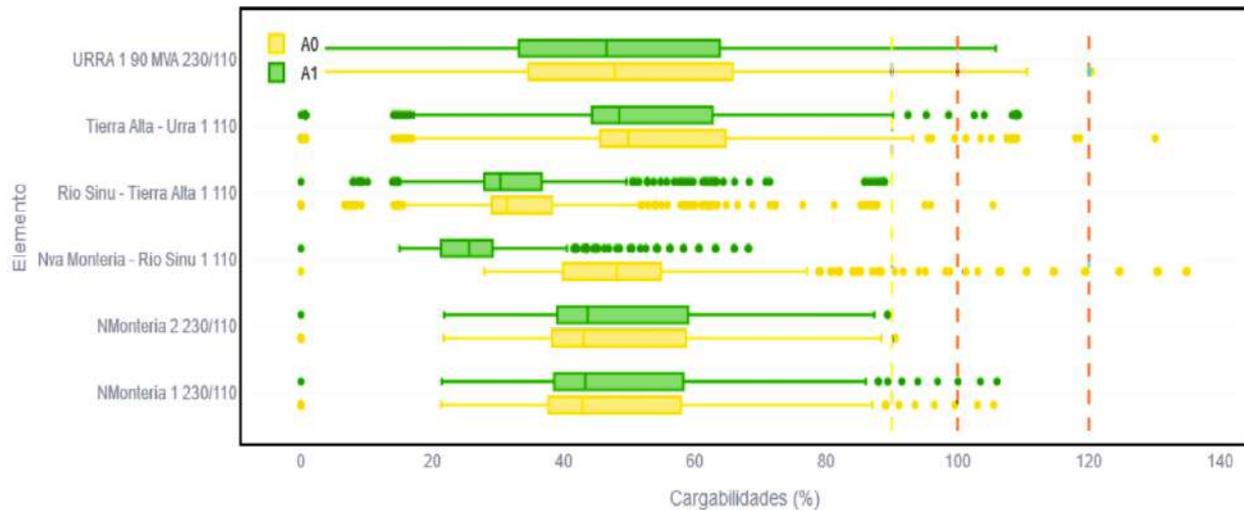


Figura 2-11. Cargabilidad de los elementos en el área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME

En el caso base (A0), se observa la presencia de sobrecarga ante contingencias en el transformador **Urrá 1 90 MVA 230/110 kV**, así como en los transformadores **Montería 230/110 kV 1 y 2**. Por su parte las líneas **Tierralta - Urrá 110 kV**, **Río Sinú - Tierralta 110 kV** y **Nueva Montería - Río Sinú 110 kV** presentan sobrecarga.

Por otro lado, con la realización de la etapa A1 (Nueva Montería - Río Sinú 2), naturalmente se reduce el perfil de carga de su paralelo **Nueva Montería - Río Sinú 1**. Por su parte, para el transformador **Urrá 1 230/110 kV** se observa alguna reducción en su nivel de carga medio, pero mantiene casos con sobrecarga. La línea **Río Sinú - Tierralta 1 110 kV** mejora su desempeño a nivel de cargabilidad con un comportamiento por debajo del 90% para todos los casos. Finalmente, en el caso de la línea **Tierralta - Urrá 1 110 kV** siguen presentándose sobrecargas; sin embargo, se disminuyeron los casos con tal condición.

## 2.5.2.3. Análisis de cortocircuito

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma **IEC 60909 – 2016** bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés. El nivel de cortocircuito se determina con el mayor valor de corriente de cortocircuito monofásica y trifásica.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el **PARATEC** y la ventanilla única (**Circular CREG 014 de 2022**).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se evalúa el impacto del proyecto sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 51 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia de este. A continuación se presenta de manera gráfica el impacto para las subestaciones más cercanas al proyecto y las cuales tuvieron un mayor cambio.

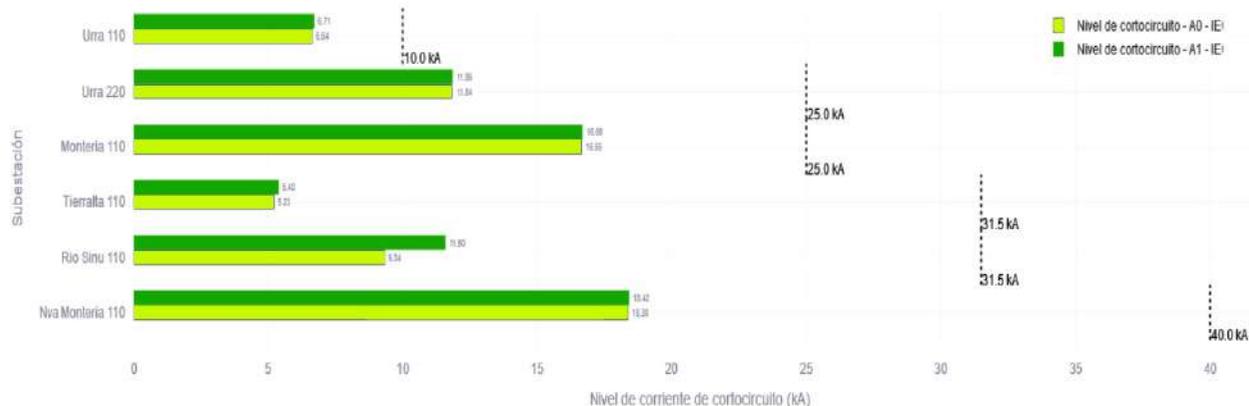


Figura 2-12. Corrientes máximas de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto - Etapa A1. Fuente: UPME

En el horizonte de análisis no se observa, ante cortocircuitos, violación de la capacidad de interrupción en las subestaciones del área de influencia (ver Figura 12), con el caso base (A0) ni con la etapa A1. Para las otras subestaciones del área Córdoba – Sucre no se observa un cambio relevante en la corriente de cortocircuito.

### 2.5.3. Resultados etapa 2 (A2), etapa 3 (A3) y etapa 4 (A4)

Los resultados de los análisis eléctricos realizados para el horizonte de análisis (2027-2033) en red completa y ante contingencia, para los distintos escenarios de demanda se presentan a continuación para las etapas A2, A3 y A4.

#### 2.5.3.1. Perfil de tensiones

Se evalúa nuevamente el comportamiento de la tensión en las subestaciones del área de influencia del proyecto (51), considerando los 21 casos mencionados anteriormente. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones donde se observa mayor impacto.

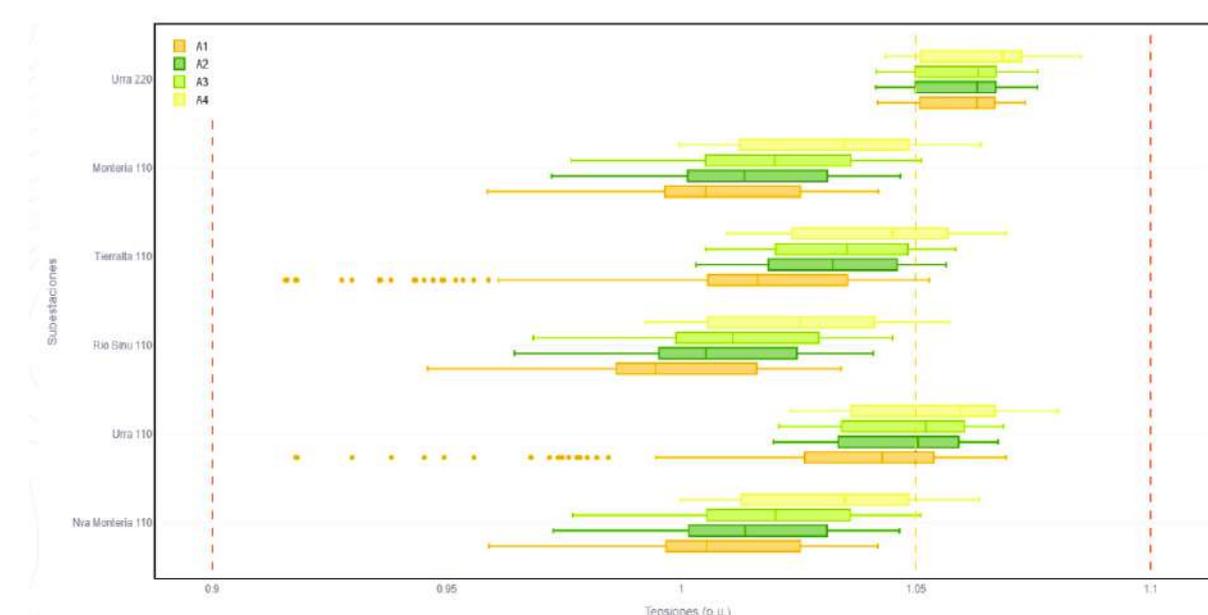


Figura 2-13. Perfil de tensión en subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME

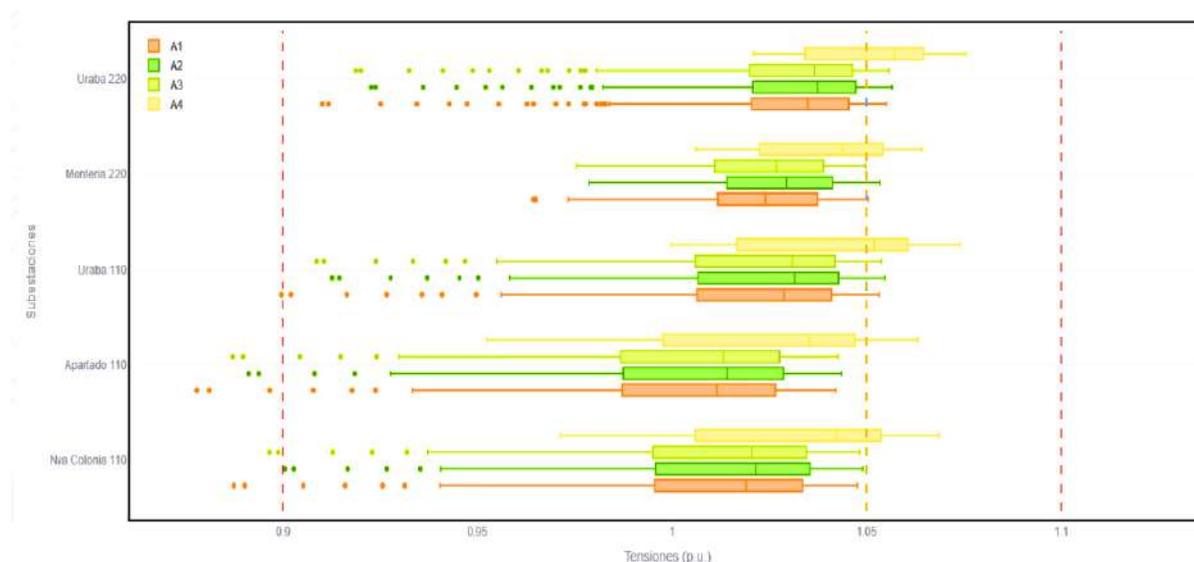


Figura 2-14. Perfil de tensiones en otras subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME

Los perfiles de tensión ante contingencia para las distintas subestaciones en el área de influencia van mejorando en la medida que se implementan, en su orden, las etapas A1, A2, A3 y A4 del proyecto. Como se puede observar en la **Figura 2-13** y **Figura 2-14** con la etapa 1, si bien los perfiles se mejoran, los mismos llegan a tener el mejor comportamiento con la etapa A4, superando en todos los casos el **0.95 p.u.**, incluyendo las subestaciones tales como **Apartadó 110 kV** y **Nueva Colonia 110 kV**.

De manera particular, puede observarse el comportamiento de los perfiles de tensión durante el periodo de análisis en las **Figura 2-15** a la **Figura 2-17** para las subestaciones **Tierralta 110 kV**, **Apartado 110 kV** y **Urabá 220 kV**, con un mejor y mayor impacto al llegar a la etapa A4.

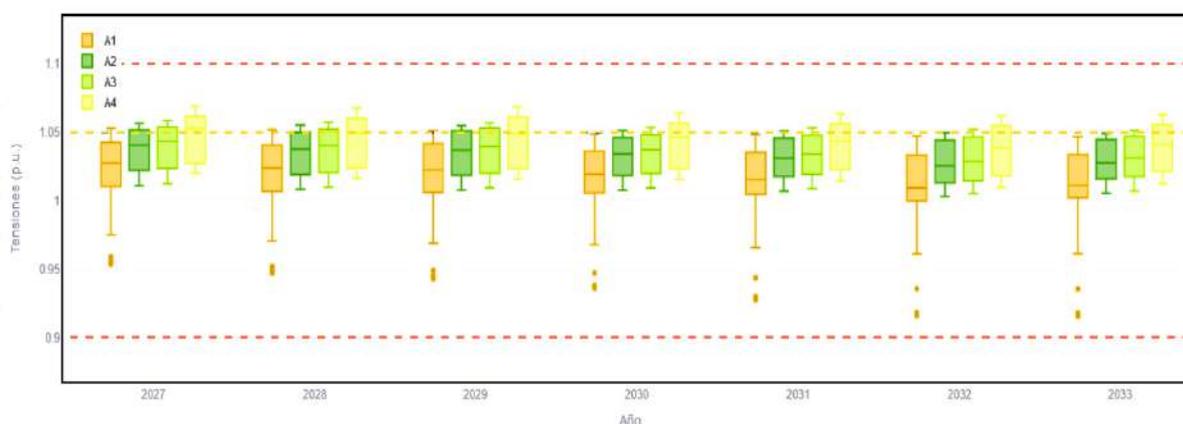


Figura 2-15. Perfil de tensiones en subestación Tierralta 110 kV con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME

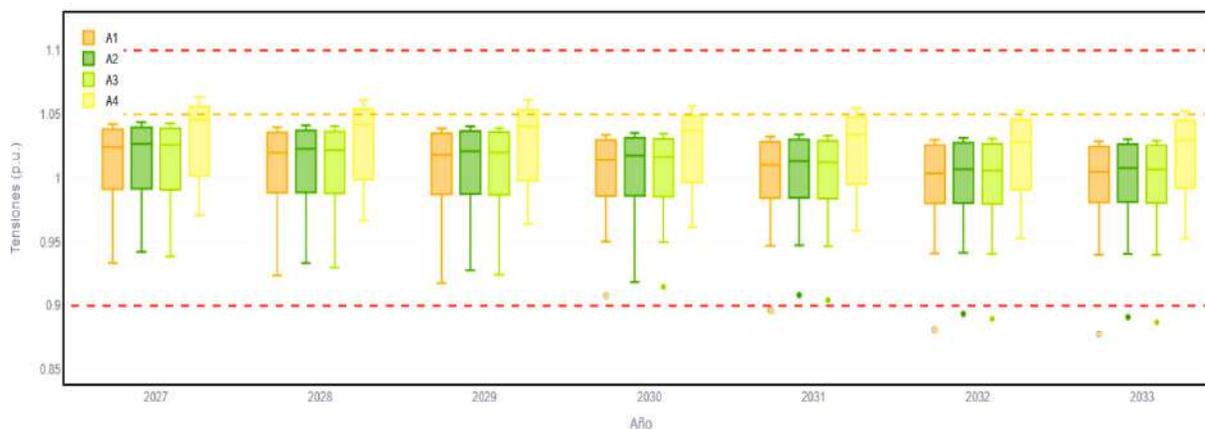


Figura 2-16. Perfil de tensiones en subestación Apartadó 110 kV con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4.

Fuente: UPME

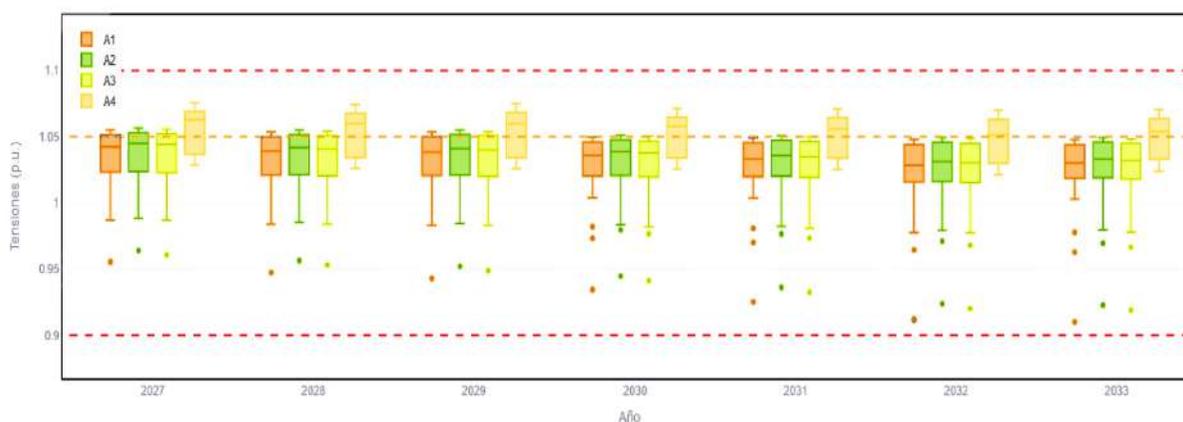


Figura 2-17. Perfil de tensiones subestación Urabá 220 kV con proyecto-Etapas A1, A2, A3 y A4.

Fuente: UPME

### 2.5.3.2. Perfil de cargabilidades

Se evalúa nuevamente la cargabilidad para los **21 casos** de estudio mencionados anteriormente y para cada uno de los **80 elementos (líneas y transformadores)** que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades para los elementos que sufren un mayor impacto.

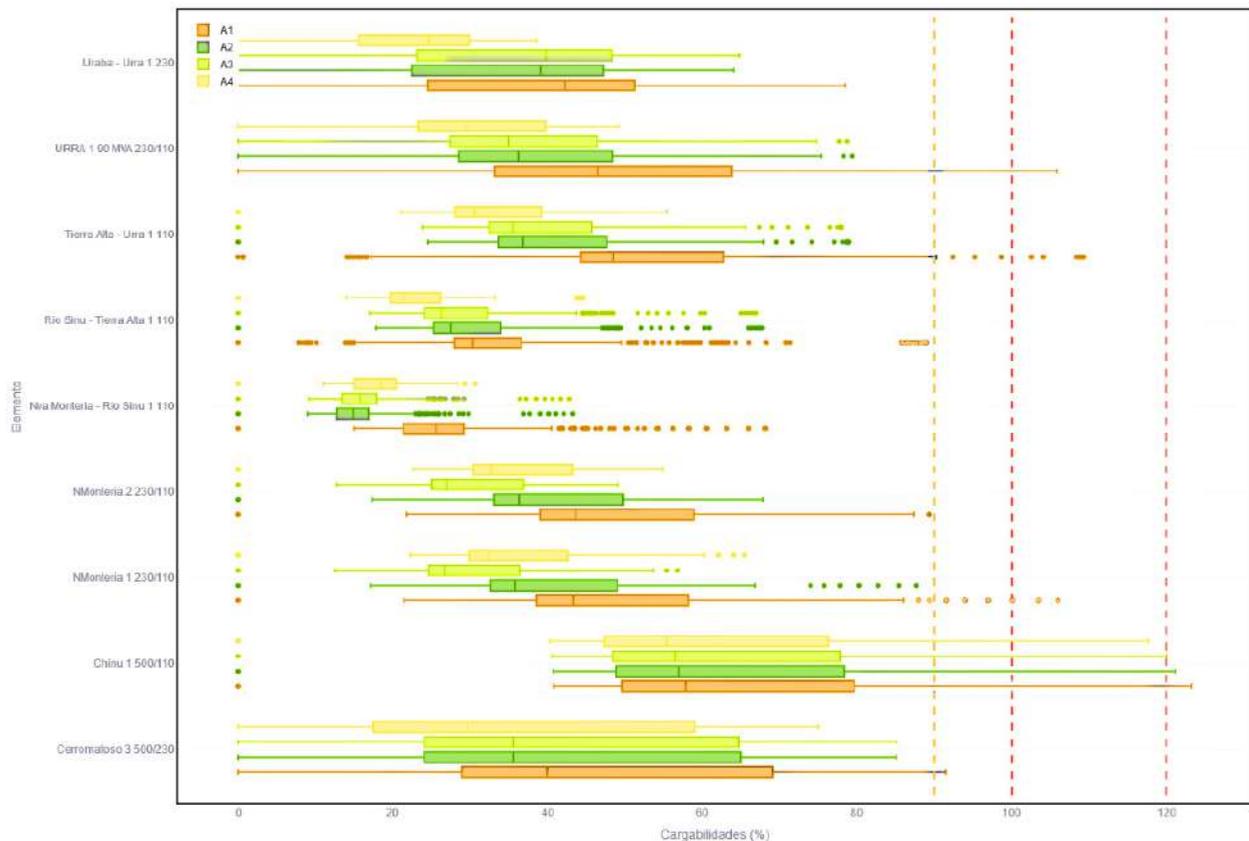


Figura 2-18. Cargabilidad elementos en área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4.  
Fuente: UPME

En comparación con los efectos por la realización de la etapa A1, Nueva Montería - Río Sinú 2, con la cual principalmente se logra reducir el perfil de carga de su paralelo, con la implementación de las restantes etapas (A2, A3, y A4) se logra reducir los niveles de carga en las líneas y transformadores del área de influencia como se puede apreciar en la **Figura 2-18**. De tal figura, se resalta el efecto positivo de las etapas del proyecto en la cargabilidad de los transformadores **Chinú 1 50/110 kV** y **Cerromatoso 3 500/230 kV**.

### 2.5.3.3. Análisis de cortocircuito

Finalmente, se evalúa el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito utilizando la norma IEC 60909 – 2016 para las 51 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia del proyecto. Las figuras a continuación presentan el máximo nivel de cortocircuito considerando fallas trifásicas y monofásicas para las subestaciones donde se observa un mayor impacto. Los máximos valores de corriente de cortocircuito para cada subestación se presentan en el Anexo 1.

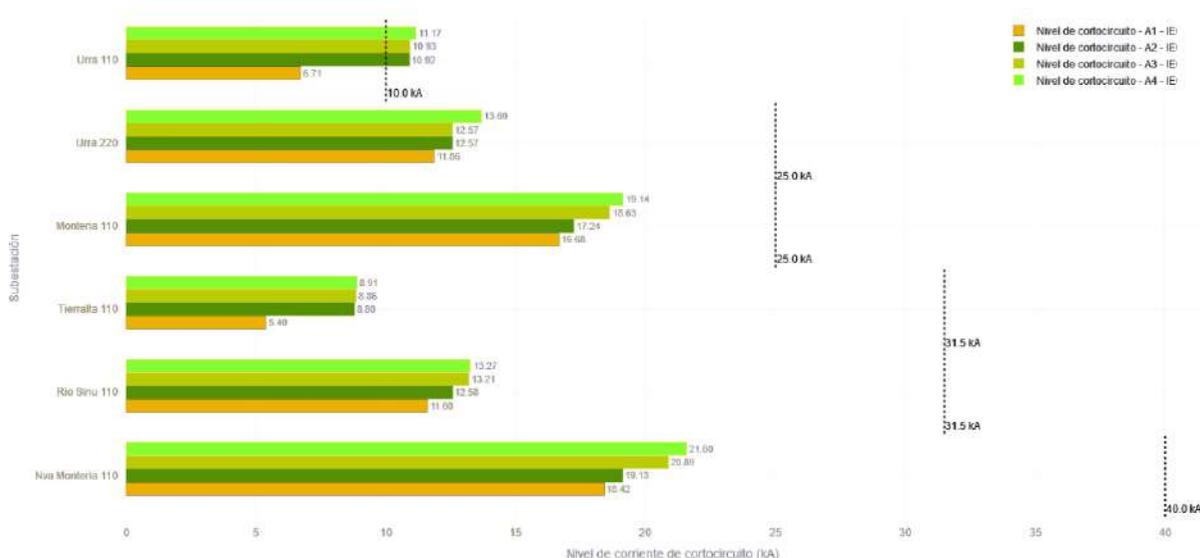


Figura 2-19. Corrientes máximas de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME

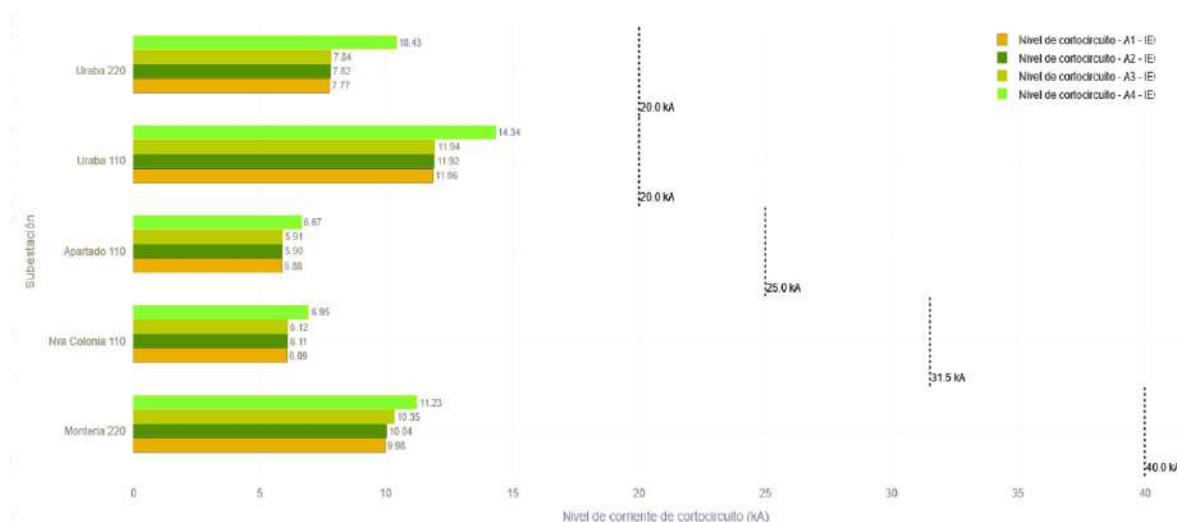


Figura 2-20. Corrientes máximas de cortocircuito en otras subestaciones del área de influencia con proyecto - Etapas A1, A2, A3 y A4. Fuente: UPME

Con la realización de las restantes etapas (A2, A3, y A4) se observan aportes significativos acentuados con la etapa 4. En el mismo sentido, se observa que las corrientes máximas de cortocircuito superan la capacidad de interrupción únicamente para el caso de la subestación Urrá 110 kV, como puede apreciarse en la **Figura 2-19** y **Figura 2-20**.

## 2.6. Análisis Económicos

### 2.6.1. Costos

Se valoran los costos en unidades constructivas según Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009 para las etapas estudiadas. Las tablas a continuación presentan el VPN de los costos de cada etapa, donde para todas se considera una FPO de 2027.

Tabla 2-1. Costo del proyecto en UC - Etapa A1

	<b>Costo en \$ - UC</b>	<b>Costo en USD - UC</b>
Costo en STR	\$ 8.659.384.389,33	\$ 2.131.278,46
Costo en STN	\$ 0	\$ 0
<b>Costo total</b>	<b>\$ 8.659.384.389,33</b>	<b>\$ 2.131.278,46</b>

Fuente: UPME

Tabla 2-2. Costo del proyecto en UC - Etapa A2

	<b>Costo en \$ - UC</b>	<b>Costo en USD - UC</b>
Costo en STR	\$ 52.463.393.014,85	\$ 12.912.478,74
Costo en STN	\$ 0	\$ 0
<b>Costo total</b>	<b>\$ 52.463.393.014,85</b>	<b>\$ 12.912.478,74</b>

Fuente: UPME

Tabla 2-3. Costo del proyecto en UC - Etapa A3

	<b>Costo en \$ - UC</b>	<b>Costo en USD - UC</b>
Costo en STR	\$ 61.168.937.555,03	\$ 15.055.116,31
Costo en STN	\$ 0	\$ 0
<b>Costo total</b>	<b>\$ 61.168.937.555,03</b>	<b>\$ 15.055.116,31</b>

Fuente: UPME

Tabla 2-4. Costo del proyecto en UC - Etapa A4

	<b>Costo en \$ - UC</b>	<b>Costo en USD - UC</b>
Costo en STR	\$ 61.168.937.555,03	\$ 15.055.116,31
Costo en STN	\$ 62.912.596.958,48	\$ 15.484.271,96
<b>Costo total</b>	<b>\$124.081.534.513,51</b>	<b>\$ 30.539.388,26</b>

Fuente: UPME

## 2.6.2. Beneficios

Se efectuó valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA) causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR).

$$B\_DNAM_t = \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} CRO\_SP_{s,d,t} \cdot (DNA\_SP_{s,d,t} - DNA\_CP_{s,d,t}) \cdot TF_{s,d}$$

Donde:

$D$ : Conjunto de periodos de demanda;  $D = \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$

$S$ : Conjunto de escenarios considerados (red completa y contingencias N-1);  
 $S = \{RC, C1, C2, C3, \dots, Cn\}$

$DNAM_t$ : Beneficios en el año t por mitigación de DNA [COP \$]

$CRO\_SP_{s,d,t}$ : Escalón de racionamiento asociado al nivel de DNA sin proyecto para el año t en el periodo d en el escenario de operación s [COP \$ / MWh]

$DNA\_SP_{s,d,t}$ : Demanda no atendida sin proyecto en el año t en el periodo d en el escenario de operación s [MW]

$DNA\_CP_{s,d,t}$ : Demanda no atendida con proyecto en el año t en el periodo d en el escenario de operación s [MW]

$TF_{s,d}$ : Número máximo de horas de indisponibilidad del escenario s y por periodo de demanda d [horas / año]

• Se evalúa la demanda no atendida con y sin proyecto (DNA) para las siguientes contingencias, las cuales son las que presentan violación en las restricciones de tensión o cargabilidad:

- Nueva Montería – Río Sinú 1 110 kV
- Urrá 1 230/110 kV
- Tierralta - Urrá 110 kV
- Montería 1 230/110 kV
- Urabá – Urrá 220 kV

• El valor de CRO depende de la DNA por cada escenario, año y periodo de demanda evaluado y también de la demanda de la subárea operativa. Para este proyecto, considerando una demanda para el año 2027 (FPO) del área Caribe de 3599 MW, 3463 MW, y 2511 MW para los periodos de demanda máxima, media y mínima respectivamente, se usan los niveles 1 y 2 de CRO, correspondientes a 2512,27 COP \$/MWh y 4554,19 COP \$/MWh<sup>1</sup>.

• La DNA se calcula mediante un proceso iterativo, en el cual se va disminuyendo/aumentando la demanda en evaluación hasta encontrar un punto de operación sin violación de los criterios de calidad y seguridad mencionados anteriormente. En este proyecto, para las contingencias **N-1 Nueva Montería – Río Sinú 1 110 kV, Urrá 1 230/110 kV**, y **Tierralta - Urrá 110 kV**, la DNA se calculó modificando el valor de las cargas en las **SE Tierralta y Río Sinú 110 kV**. Por otra parte, para la contingencia **Urabá – Urrá 220 kV**, se evalúa la DNA en las **SE Nueva Colonia y Apartadó 110 kV**. Y finalmente, para determinar la DNA por la contingencia en **Montería 1 230/110 kV** se consideran las cargas cercanas a la SE **Montería 110 kV** las cuáles son **Tierralta, Río Sinú, Montería, Nueva Montería, y Cereté 110 kV**.

1. Datos de mayo de 2024 (<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/costos-de-racionamiento.aspx>)

- Se utiliza una Tasa Representativa del Mercado (TRM) igual a COP \$ 4063.26<sup>2</sup>.
- La tasa de crecimiento de la demanda se calcula según la proyección de demanda realizada por la UPME para los años 2024 - 2038<sup>3</sup>.
- El número de horas de indisponibilidad por tipo de activo se obtiene de la Resolución CREG 015 de 2018.

### 2.6.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de las etapas consideradas:

- Etapa A1: construcción segundo circuito Nueva Montería - Río Sinú 110 kV
- Etapa A2: construcción segundo circuito Urrá - Tierralta 110 kV (26.3 km) y Tierralta - Río Sinú 110 kV (67 km) e instalación del 2.º transformador Urrá 220/110 kV 90 MW
- Etapa A3: instalación del 3.º transformador Montería 220/110/13.2 kV 100 MW
- Etapa A4: construcción segundo circuito Montería - Urabá - Urrá 220 kV (183 km aprox.)

Al efecto se calculó el valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 con la construcción de las distintas etapas como se observa en la **Tabla 2-5** a la **Tabla 2-8**. Cabe resaltar que los beneficios se evalúan considerando la implementación de todo el proyecto hasta la etapa planteada; no se calculan los beneficios de solo implementar la etapa comparado con la etapa anterior.

Tabla 2-5. Costo del proyecto en UC - Etapa A1

	VPN - USD
<b>Total Beneficios</b>	\$ 96.935.633,04
<b>Total Costos</b>	\$ 2.131.278,46
<b>Relación B/C</b>	<b>45.48</b>

Fuente: UPME

Tabla 2-6. Costo del proyecto en UC - Etapa A2

	VPN - USD
<b>Total Beneficios</b>	\$ 98.989.383,28
<b>Costo incremental</b>	\$ 10.781.198,28
<b>Total Costos</b>	\$ 12.912.476,74
<b>Relación B/C</b>	<b>7.66</b>

Fuente: UPME

2. TRM del 13 de agosto de 2024.

3. Documento 'Anexo proyección demanda 2024-2038 - v2 Julio 2024.xlsx'. Disponible en <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>

Tabla 2-7. Costo del proyecto en UC - Etapa A3

	VPN - USD
<b>Total Beneficios</b>	\$ 101.312.316,79
<b>Costo incremental</b>	\$ 2.142.639,57
<b>Total Costos</b>	\$ 15.055.116,31
<b>Relación B/C</b>	<b>6.73</b>

Fuente: UPME

Tabla 2-8. Costo del proyecto en UC - Etapa A4

	VPN - USD
<b>Total Beneficios</b>	\$101.544.967,25
<b>Costo incremental</b>	\$ 15.484.271,95
<b>Total Costos</b>	\$ 30.539.388,26
<b>Relación B/C</b>	<b>3.32</b>

Fuente: UPME

Como se puede observar, la relación Beneficio/Costo en las diferentes etapas es superior a 1, por lo que la realización del proyecto es beneficiosa para el sistema. Considerando cada etapa del proyecto se observa que la etapa 1 es la que presenta una mayor relación beneficio/costo, lo cual era de esperar dado que esta etapa soluciona problemas de DNA tanto en red completa (desde el año 2042) cómo con la contingencia N-1 Nueva Montería – Río Sinú 110 kV.

Las etapas posteriores se evaluaron para mejorar el perfil de tensión en el circuito de Urrá – Tierralta – Río Sinú 110 kV, reducir la cargabilidad en los transformadores de Montería 230/110 kV y finalmente mejorar el perfil de tensión (y en algunos casos mitigar subtensiones en las SE Apartadó y Nueva Colonia).

Para el proyecto hasta la etapa 3 se consideran los beneficios por mitigación de DNA considerando la falla del transformador Montería 1 230/110 kV, donde se observa un agotamiento de la capacidad de transporte del transformador no fallado desde el año 2038.

Finalmente, para el proyecto con la etapa 4 se evalúa la mitigación de DNA debido a la falla Urabá – Urrá 230 kV, dado que se observa que se mitigan restricciones en la red por baja tensiones en contingencia en las cargas de Apartadó 110 kV y Nueva Colonia 110 kV. Existen otros beneficios por la implementación de estas etapas que no son cuantificables utilizando los criterios de DNA, sino que se representan por la mejora de la robustez de la red y del perfil de tensión en el área.

## 2.7. Conclusiones

- Evaluado el proyecto propuesto en sus cuatro etapas se obtuvo una relación B/C superior a uno.
- Las obras propuestas con la etapa A1 con alcance a la construcción de la segunda línea **Nueva Montería - Río Sinú 110 kV** y obras asociadas, brindan un aumento significativo para la confiabilidad de la zona de influencia, hoy con declaración de estado de emergencia. Con las etapas complementarias A2, A3 y A4 se cubren de manera integral todos los casos de contingencias, con lo cual se garantiza la atención adecuada de la demanda a largo plazo.
- Las obras propuestas para las etapas A2, A3 y A4 son refuerzos que tienen impacto en la capacidad de transmisión y transformación para la zona impactando positivamente el área en cuanto a una mayor estabilidad de los perfiles de tensión y la disminución de los niveles de carga de los elementos, constituyéndose en aportes efectivos a la confiabilidad de la red.

## 2.8. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución del proyecto en sus distintas etapas, siendo de urgencia la construcción de la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV (etapa A1) para mitigar las restricciones actuales de la zona.

# 3. PROYECTO RECONFIGURACIÓN SUBESTACIÓN SABANALARGA 220 KV

## 3.1. Introducción

La UPME realiza una revisión periódica del Plan de Expansión de las redes de transmisión con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. Los análisis de planeamiento son realizados con un horizonte de mediano y largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía y potencia. De igual forma, la UPME evalúa proyectos propuestos por los operadores de red toda vez que son responsables de elaborar el plan de expansión del sistema que opera, como se detalla en la Resolución CREG 024 de 2013.

De acuerdo con lo anterior, este informe presenta el análisis para la viabilidad del proyecto de la reconfiguración de la subestación Sabanalarga a nivel de 220 kV y su integración operativa a las redes eléctricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la subárea Atlántico, a partir del año 2025, y mediante las alternativas de configuración que se presentan en las secciones posteriores de este documento, con el objetivo de mejorar la confiabilidad operativa de esta subestación, reducir el nivel de cortocircuito en cada subestación resultante y permitir nuevas conexiones a estas.

## 3.2. Contexto

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME establece los requerimientos energéticos de la población colombiana según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la evaluación de proyectos, así como la elaboración de propuestas con base en las solicitudes y requerimientos identificados por los agentes del sector en el corto, mediano y largo plazo, y con sus resultados avanza en el proceso de actualización del Plan de expansión de transmisión donde se definen las prioridades para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este ejercicio usa la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan al sistema, incluidas las que usan fuentes de energía renovable.

En particular, para el área Atlántico, Transelca presentó en el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión el estudio de la Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV, proyecto cuyo objetivo es mejorar la confiabilidad operativa de esta subestación, reducir el nivel de cortocircuito en la subestación y permitir nuevas conexiones a estas. Dentro del estudio se consideraron alternativas de diferente naturaleza, entre Segmentación de barras, Instalación de reactores serie, Reubicación de bahías al interior de la subestación, Modificación de la impedancia en los autotransformadores 500/220 kV o Instalación de dispositivos FACTS capaces de limitar el nivel de cortocircuito de forma dinámica. Como resultado del estudio se obtuvo que la segmentación de barras era la mejor opción por su menor costo global manteniendo el cumplimiento de los objetivos planteados, dando paso al análisis preliminar de viabilidad física y económica. Por consiguiente, las alternativas de proyectos consideradas en este análisis son de segmentación de barras, que se detallan en secciones posteriores de este documento.

Asimismo, el Transportador presentó el estudio de cortocircuito del proyecto, en el cual consideró un horizonte de análisis del 2025 al 2030, una demanda media del sistema, un despacho máximo de generación en el país para el cálculo de cortocircuito a partir del método IEC-60909, y un despacho de generación máximo operativo en las subáreas Bolívar y Atlántico para el cálculo de cortocircuito a partir del método completo; en este estudio se obtuvieron los siguientes valores máximos de nivel de corriente para la subestación Sabanalarga 220 kV:

- 41,41 kA para el año 2025, y 42,30 kA para el año 2030, por metodología IEC-60909.
- 33,62 kA para el año 2025, y 34,86 kA para el año 2030, por metodología completa.

### 3.3. Antecedentes

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

- En el **Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020 - 2034**, adoptado por Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40270 de 2021, se analizó el nivel de cortocircuito para la subestación Sabanalarga 220 kV por solicitud del dueño del activo, donde se estudiaron diferentes alternativas para disminuir el nivel de corto, las cuales se listan a continuación:

- A1 Segmentación de barras en la S/E Sabanalarga 220 kV: Diámetros 4 y 7 (D4 y D7).
- A2 Instalación de reactores serie en las barras de la S/E Sabanalarga 220 kV.
- A3 Reubicación de campos al interior de la S/E Sabanalarga 220 kV.
- A4 Incremento de la impedancia de los transformadores 500/220 kV que se conectan a la S/E Sabanalarga 220 kV.
- A5 Instalación de dispositivos FACTS.
- A6 Segmentación de barras en la S/E Sabanalarga 220 kV: Diámetros 4 y 5 (D4 y D5).
- A7 Modernización de la subestación Sabanalarga 220 kV.

Del análisis se concluyó que las alternativas 1,2 y 6, son las de menor costo, sin embargo para las alternativas 1 y 6 se observa que están en detrimento de la confiabilidad de la subestación Sabanalarga, la alternativa 2 presenta un agotamiento en el mediano plazo; la alternativa 5 presenta el mayor costo para el proyecto; la alternativa 3 fue descartada; finalmente la alternativa 7, si bien no es la menos costosa, es la que permite un mejor desempeño en el sistema, es decir permite mantener los niveles de corto por debajo de los equipos de la subestación.

- En el mismo plan de expansión también se recomendó al dueño de la subestación el aumento de la capacidad de cortocircuito hasta por lo menos 40 kA.

- En el 2021, TRANSELCA ejecutó el proyecto para incrementar la soportabilidad del nivel de cortocircuito a 40 kA en la subestación Sabanalarga 220 kV, cuyas obras realizadas fueron:

- Reemplazo de equipos de potencia.
- Reforzamiento de obras civiles o bases de equipos.
- Reforzamiento de estructuras, vanos y cadenas de aisladores.
- Reforzamiento malla de tierra.

- En el **CAPT 206** el OR presentó, el informe técnico-económico de la Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV, enfocado en las alternativas de segmentación de barras, donde solicitó incluir en el siguiente Plan de Expansión de Transmisión que publicará la UPME la obra expuesta.

- En la Figura 3-1, se muestra una vista superior de la zona de desarrollo de la subestación Sabanalarga del patio de nivel de tensión 220 kV, en la Figura 3-2 se muestra el diagrama unifilar actualizado de esta subestación.

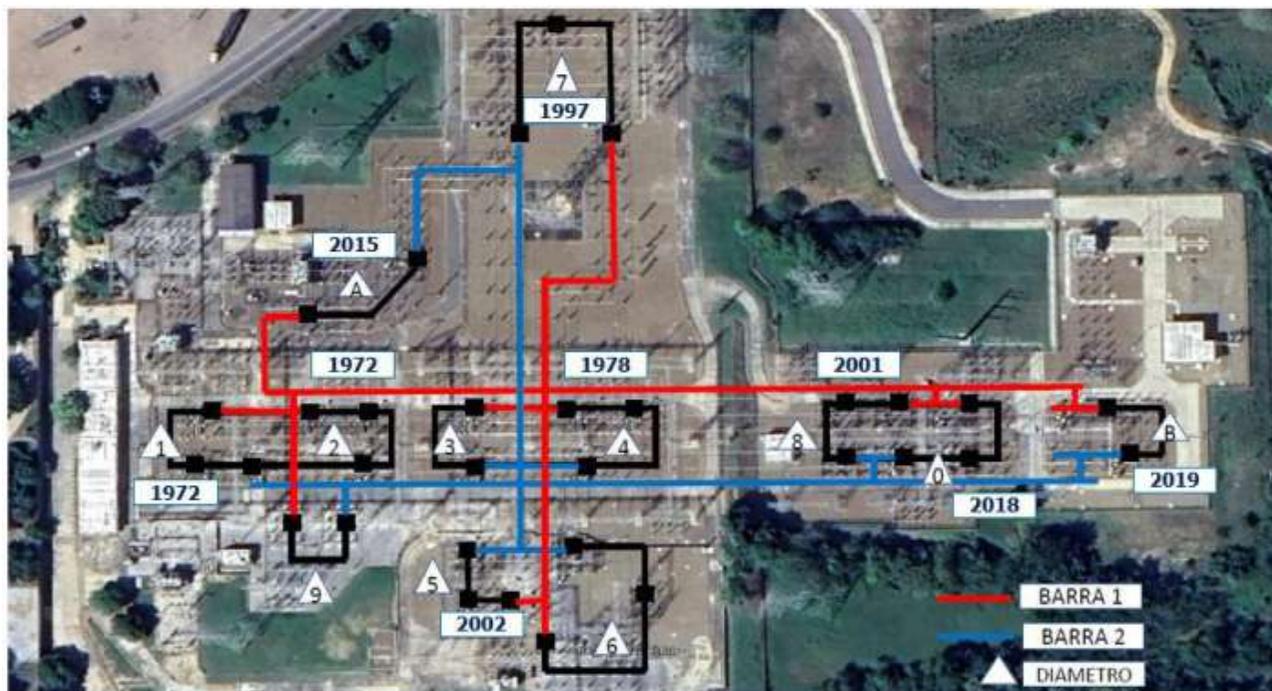


Figura 3-1. Vista en planta de la subestación Sabanalarga 220 kV. Fuente: Transelca

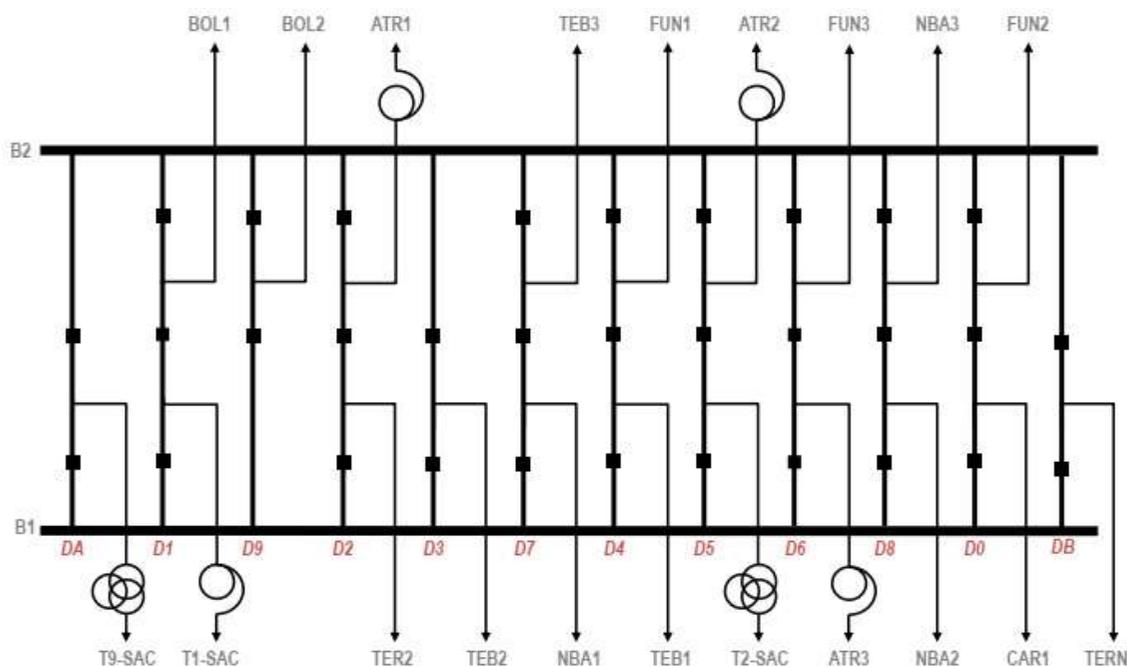


Figura 3-2. Diagrama unifilar de la subestación Sabanalarga 220 kV. Fuente: Transelca

La subestación Sabanalarga 220 kV cuenta en su totalidad con equipos en tecnología convencional (AIS) y su configuración es interruptor y medio, pero constructivamente fue desarrollada en etapas como anillos interconectados como se muestra en la Figura 3-1. Adicionalmente, cuenta con doce (12) diámetros con trece (13) bahías de líneas y siete (7) bahías de transformación.

Las bahías de línea son:

- Línea Bolívar 1 (LN°811) – Línea Nueva Barranquilla 2 (LN 827)
- Línea Bolívar 2 (LN°831) – Línea Nueva Barranquilla 3 (LN 828)
- Línea Ternera 2 (LN°812) – Línea Fundación 1 (LN 805)
- Línea Tebsa 1 (LN°801) – Línea Fundación 2 (LN 806)
- Línea Tebsa 2 (LN°802) – Línea Fundación 3 (LN 816)
- Línea Tebsa 3 (LN°821) – Línea Caracolí (LN 836)
- Línea Nueva Barranquilla 1 (LN 826)

Las bahías de transformación son:

- T-SACO9 220/115/13.8 kV con capacidad de 90/90/30 MVA.
- AT-SACO1 220/115/13.8 kV con capacidad de 90/90/30 MVA.
- AT-SAI01 500/220/34.5 kV con capacidad de 450/450/150 MVA.
- AT-SAI02 500/220/34.5 kV con capacidad de 450/450/150 MVA.
- AT-SAI03 500/220/34.5 kV con capacidad de 450/450/0 MVA.
- T-SAC02 220/34.5/12 kV con capacidad de 60/60/20 MVA.
- T-SAC11 220/34.5 con capacidad de 90/120 MVA.

## 3.4. Proyecto Propuesto

El proyecto consiste en la reconfiguración de la subestación Sabanalarga al nivel de 220 kV, y considera dos alternativas de separación de las barras que constituyen la subestación, con el fin de mejorar el nivel de cortocircuito y la confiabilidad operativa de esta.

Las alternativas son:

### 3.4.1. Alternativa 1: Seccionamiento de barras entre D4 y D7

Consiste en la segmentación del barraje de la subestación Sabanalarga 220 kV, utilizando bahías entre barrajes (seccionadores, interruptor, equipos de medida y equipos de protección) entre los diámetros 4 y 7 (D4, D7), de tal manera que se distribuyan los aportes de cortocircuito entre las secciones resultantes de esta modificación. La distribución de elementos se detalla tanto en la Tabla 3-1 como en la Figura 3-3.

Tabla 3-1. Alternativa 1 de la distribución de bahías para la subestación Sabanalarga 220 kV

S/E Sabanalarga 220 kV	
Sección A: Barras 1 y 2 (B1 y B2)	Sección B: Barras 3 y 4 (B3 y B4)
Sabanalarga 9 220/115/13,8 kV	Sabanalarga – Tebsa 1 220 kV
Sabana 1 220/115/13,8 kV	Fundación – Sabanalarga 1 220 kV
Bolívar – Sabanalarga 1 220 kV	Sabana 2 220/34.5
Bolívar – Sabanalarga 2 220 kV	Sabanalarga 2 500/220 kV
Sabanalarga – Ternera 2 220 kV	Sabanalarga 3 500/220 kV
Sabanalarga 1 500/220 kV	Fundación – Sabanalarga 3 220 kV
Sabanalarga – Tebsa 2 220 kV	Nueva Barranquilla – Sabanalarga 2 220 kV

S/E Sabanalarga 220 kV

Sección A: Barras 1 y 2 (B1 y B2)	Sección B: Barras 3 y 4 (B3 y B4)
Nueva Barranquilla – Sabanalarga 1 220 kV	Nueva Barranquilla – Sabanalarga 3 220 kV
Sabalarga – Tebsa 3 220 kV	Caracolí – Sabanalarga 1 220 kV
---	Fundación – Sabanalarga 2 220 kV
---	Sabalarga 11 220/34,5 kV

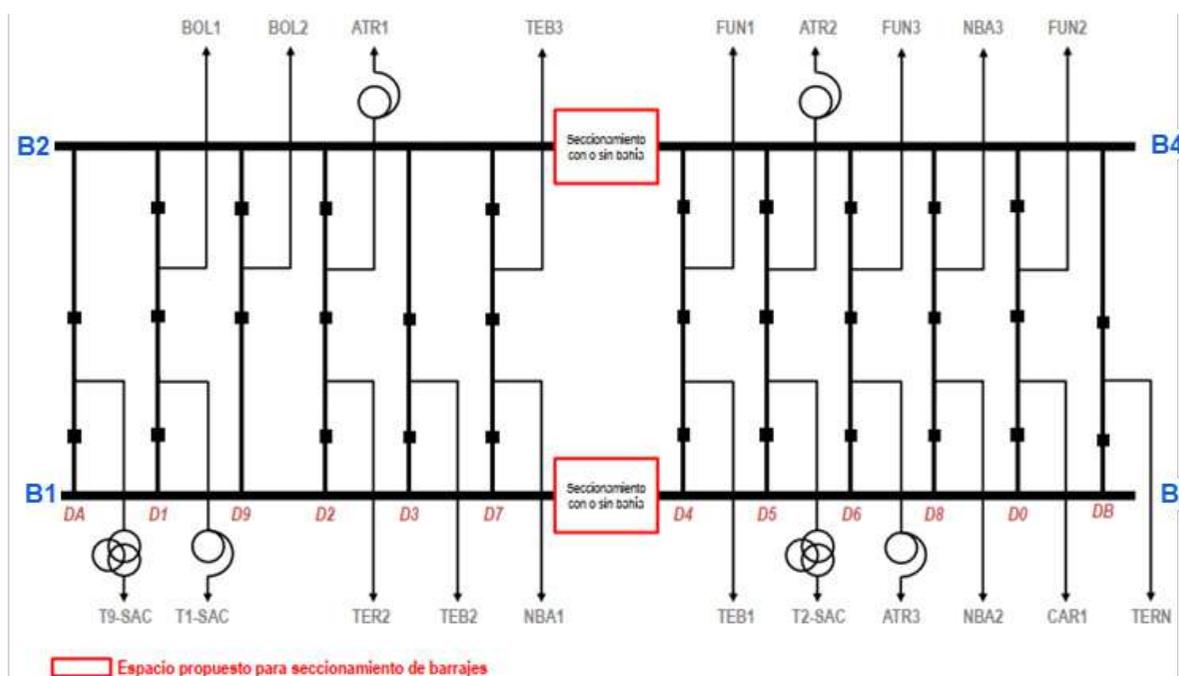


Figura 3-3. Diagrama unifilar de la alternativa 1, seccionamiento entre los diámetros 4 y 7 de la subestación Sabanalarga 220 kV.

### 3.4.2. Alternativa 2: Seccionamiento de barras entre D4 y D5

Consiste en la segmentación del barraje de la subestación Sabanalarga 220 kV, utilizando bahías entre barrajes (seccionadores, interruptor, equipos de medida y equipos de protección) entre los diámetros 4 y 5 (D4, D5), de tal manera que se distribuyan los aportes de cortocircuito entre las secciones resultantes de esta modificación. La distribución de elementos se detalla tanto en la tabla como en la figura.

Tabla 3-2. Alternativa 2 de la distribución de bahías para la subestación Sabanalarga 220 kV

S/E Sabanalarga 220 kV

Sección A: Barras 1 y 2 (B1 y B2)	Sección B: Barras 3 y 4 (B3 y B4)
Sabalarga 9 220/115/13,8 kV	Sabana 2 220/34.5
Sabana 1 220/115/13,8 kV	Sabalarga 2 500/220 kV

S/E Sabanalarga 220 kV

Sección A: Barras 1 y 2 (B1 y B2)	Sección B: Barras 3 y 4 (B3 y B4)
Bolívar – Sabanalarga 1 220 kV	Sabalarga 3 500/220 kV
Bolívar – Sabanalarga 2 220 kV	Fundación – Sabanalarga 3 220 kV
Sabalarga – Ternera 2 220 kV	Nueva Barranquilla – Sabanalarga 2 220 kV
Sabalarga 1 500/220 kV	Nueva Barranquilla – Sabanalarga 3 220 kV
Sabalarga – Tebsa 2 220 kV	Caracolí – Sabanalarga 1 220 kV
Nueva Barranquilla – Sabanalarga 1 220 kV	Fundación – Sabanalarga 2 220 kV
Sabalarga – Tebsa 3 220 kV	Sabalarga 11 220/34,5 kV
Sabalarga – Tebsa 1 220 kV	---
Fundación – Sabanalarga 1 220 kV	---

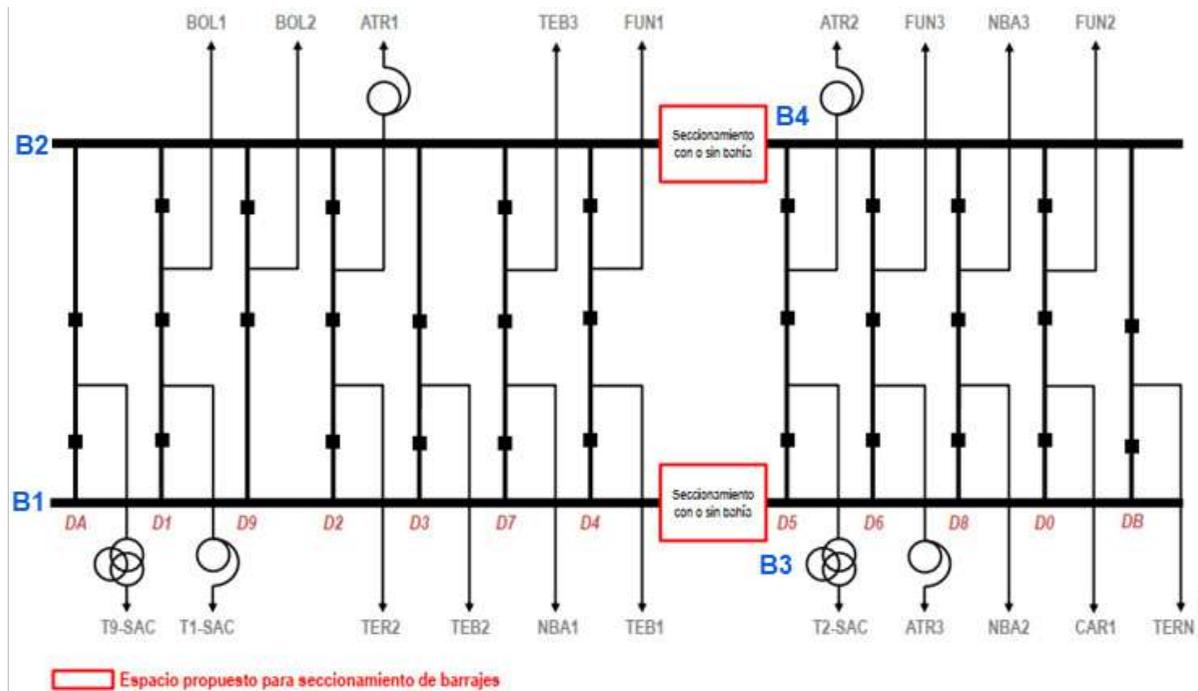


Figura 3-4. Diagrama unifilar de la alternativa 2, seccionamiento entre los diámetros 4 y 7 de la subestación Sabanalarga 220 kV.

## 3.5. Análisis técnicos

### 3.5.1. Consideraciones y supuestos

- Periodo de evaluación 2025 y 2035.
- Se evaluaron 57 contingencias en el área Atlántico.
- Los escenarios de operación seleccionados según el documento “Condiciones operativas para la elaboración de los estudios de conexión para los proyectos clase 1” (UPME 2022). En el documento se mencionan dos condiciones principales:
  - Máxima generación en Caribe, con generación mínima de seguridad para las máquinas síncronas, para los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima (G1-max, G1-med, G1-min)
  - No se modela la topología y activos del SDL, por lo tanto, sus demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4
- Para las demandas se actualizó la base de datos del software DigSilent con las demandas usadas por XM-CND para el modelo del IPOELP 1 - 2024, el cual incluye la proyección de demanda de la UPME (<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia> “Anexo proyección de Demanda EE GN 2023 – 2037 – Revisión julio 2023”), considerando el crecimiento por regiones sin grandes consumidores de energía.
- Los proyectos de generación y transmisión considerados para el desarrollo de las validaciones eléctricas se detallan en la Tabla 3-3 y Tabla 3-4, respectivamente.

Tabla 3-3. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra

Proyectos Clase 1	FPO
Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga de 200 MW	2024
Autogeneración Malambo Solar con entrega de excedentes de 9.9 MW	2024
Cogeneración Monómeros de 7 MW	2024
Proyecto de generación fotovoltaica “Malambo 1” de 50 MW SE Caracolí 110 kV	2024
Proyecto solar fotovoltaico Juan Mina 19,9 MW	2024
PSF El Colibrí 19,9 MW	2024
Proyecto de Generación Eólico Costa Atlántica 168 MW SE Caracolí 220 kV	2024
Atlantico Photovoltaic SAS, de 199,5 MW	2024
Parque Solar Caracolí de 50 MW a Caracolí 110 kV	2024
APBAQ I 4.2MW	2024
Planta Fotovoltaica Jumi de 9.9 MW a Juan Mina 13.8 kV	2024
PSF CRLI de 9,9 MW a la subestación Caracolí de 13,8 kV.	2024
Proyecto de generación Solar Guayepo Fase I 200 MW	2024

Proyectos Clase 1	FPO
Proyecto de generación Solar Guayepo Fase II 200 MW	2024
PSF Prosperidad 19,5 MW.	2024
Atlántico Solar I Baranoa de 19,3 MW	2024
Atlántico Solar II Polo Nuevo de 9,9 MW	2024
Autogenerador Solar Acesco 2.3 MW	2024
Bosques Solares de Bolívar 500 de 19.9 MW	2024
Bosques Solares de Bolívar 501 de 19.9 MW	2024
Bosques Solares de Bolívar 502 de 19.9 MW	2024
Bosques solares de Bolívar 503 de 19,9 MW	2024
Bosques Solares de Bolívar 504 de 19.9 MW	2024
Parque Solar Atlántico I de 30 MW	2024
Parque Solar Fotovoltaico Baranoa 19,9 MW	2025
Parque Carreto 10 MW a Santa Verónica 34.5	2025
Planta Fotovoltaica "SGDE" de 9,9 MW	2025
PARQUE SOLAR DON VIZO	2025
PARQUE SOLAR NISPEROS DE 19,9MW	2025
PROYECTO PARQUE SOLAR BUGAMBILES DE 9,9MW	2025
Galapa Solar II 9,9 MW	2026
Chicalá 9,9 MW	2026
Parque Solar Salamina	2026
COLINA II - 9.9 MW	2027

Tabla 3-4. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra

Proyecto de transmisión	FPO
UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías – Atlántico	2024
FACTS serie SSSC en los circuitos 220 kV Tebsa – Sabanalarga 1 y 2, Flores – Nueva Barranquilla 1 y 2, Caracolí – Sabanalarga	2024
Nueva Subestación Galapa 110kV	2025
Nueva Subestación Palermo 110 kV	2026
Normalización segundo transformador Copey 220/110/34.5 kV	2024
Nueva Subestación Guatapurí 110kV	2024
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	2024
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	2024
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	2024
UPME 10-2019 Rio Córdoba - Bonda 220 kV	2024

Proyecto de transmisión	FPO
Nueva Subestación San Juan 220/110 kV	2025
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	2025
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas	2025
Subestación Nueva Galapa 110 kV	2025
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	2026
Nueva Subestación Guacamayal 110 kV	2026
Subestación Bureche 110 kV y obras asociadas	2026
Compensadores Síncronos STR – Área GCM (El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí, y Bureche, todas en 110 kV)	2028
Subestación Magangué 500/110 kV y líneas asociadas	2028

## 3.6. Resultados

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados para el horizonte de análisis en red completa y ante contingencia sencilla, se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0), como cuando se considera la implementación de las alternativas 1 y 2 del proyecto (A1 y A2, respectivamente). Los resultados se enmarcan en un análisis que, para el **estado estacionario**, se contaba con **30 casos de estudio** producto de un escenario de generación, tres escenarios de demanda (demanda máxima, demanda media y demanda mínima) y 10 años de estudio; para el **estado con contingencias sencillas**, el análisis además considera 57 contingencias, resultando en **1.710 casos de estudio**.

### 3.6.1. Perfil de tensiones: Estado estacionario

Se realiza la simulación de **30 casos de estudio** para cada una de las **26 subestaciones** evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 3-5 se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones en el caso base y con las alternativas del proyecto implementado.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

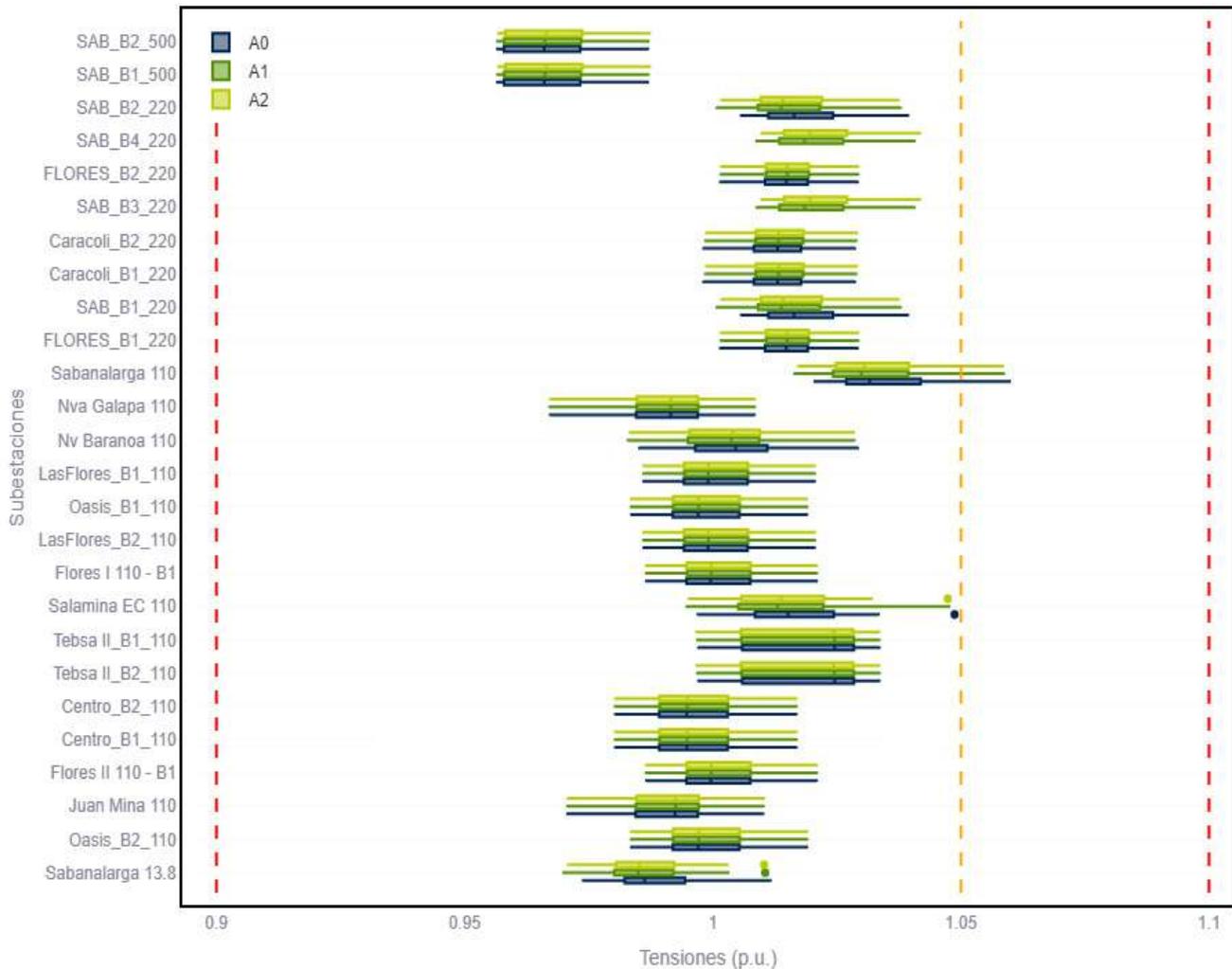


Figura 3-5. Perfil de tensiones en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2)

Cómo se observa en la Figura 3-5, no se presentan evidencias de subestaciones con tensiones eléctricas por fuera de los límites regulatorios ni en el caso base, ni en ninguna de las alternativas del proyecto.

### 3.6.2. Perfil de tensiones: Estado con contingencias sencillas

Se realiza la simulación de **1.710 casos de estudio** para cada una de las **26 subestaciones** evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 3-6 se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones en el caso base y con las alternativas del proyecto implementado.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

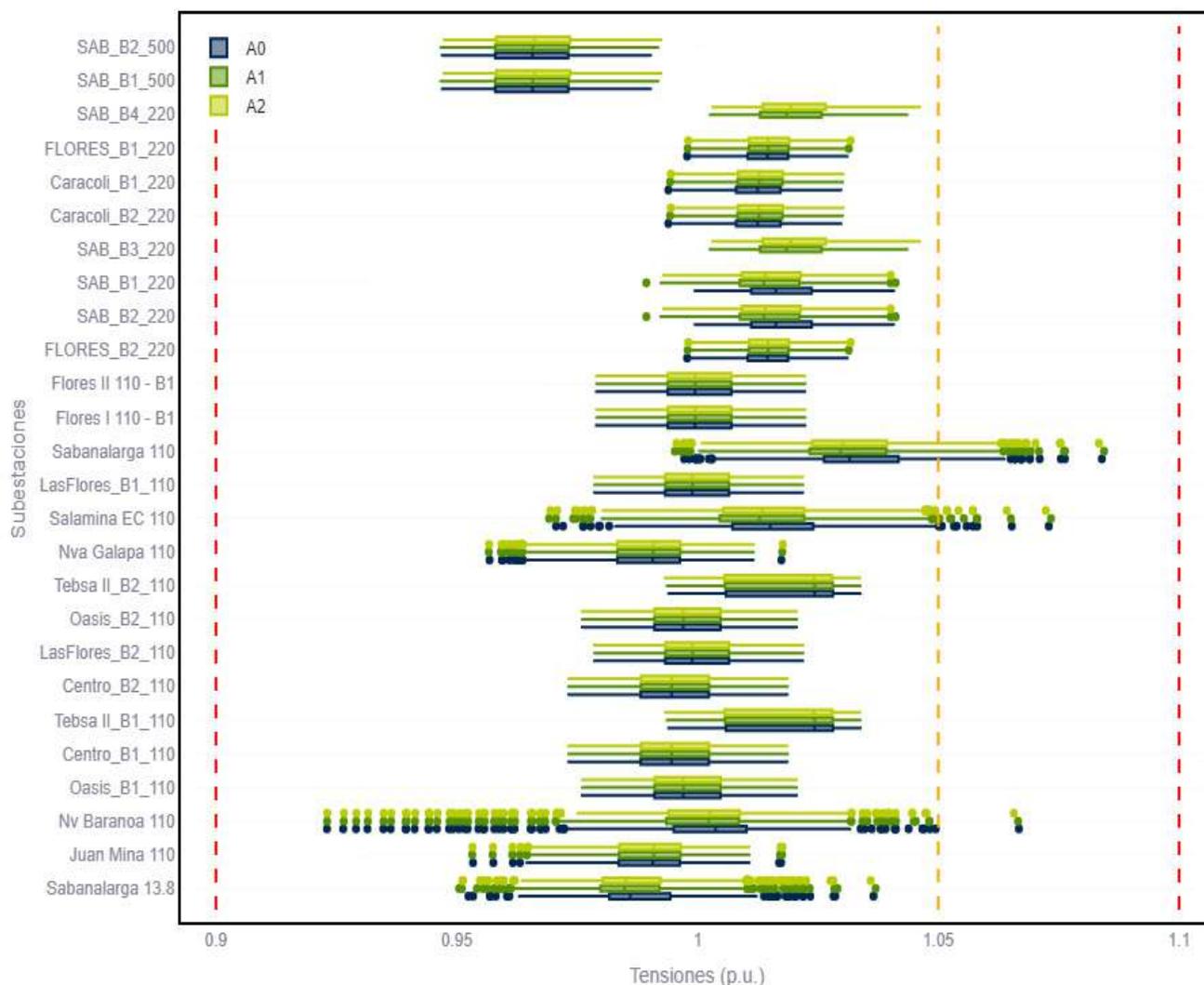


Figura 3-6. Perfil de tensiones en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2) ante contingencias sencillas.

Cómo se observa en la Figura 3-6, no se presentan evidencias de subestaciones con tensiones eléctricas por fuera de los límites regulatorios ni en el caso base, ni en ninguna de las alternativas del proyecto.

### 3.6.3. Perfil de cargabilidades: Estado estacionario

Se realiza la simulación de 30 casos de estudio para cada uno de los 77 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 3-7 se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base y con las alternativas del proyecto implementado.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

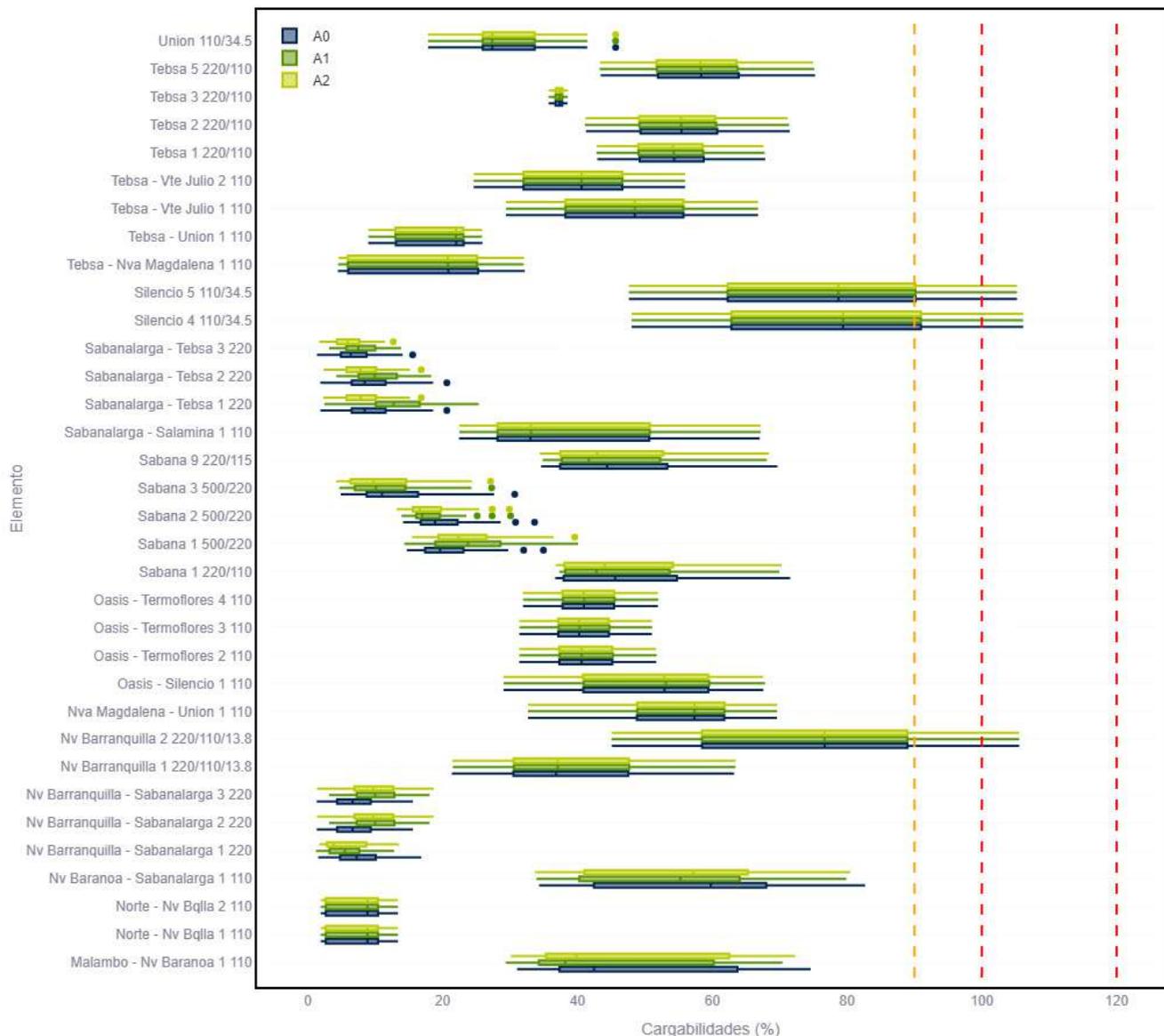


Figura 3-7. Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), parte 1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

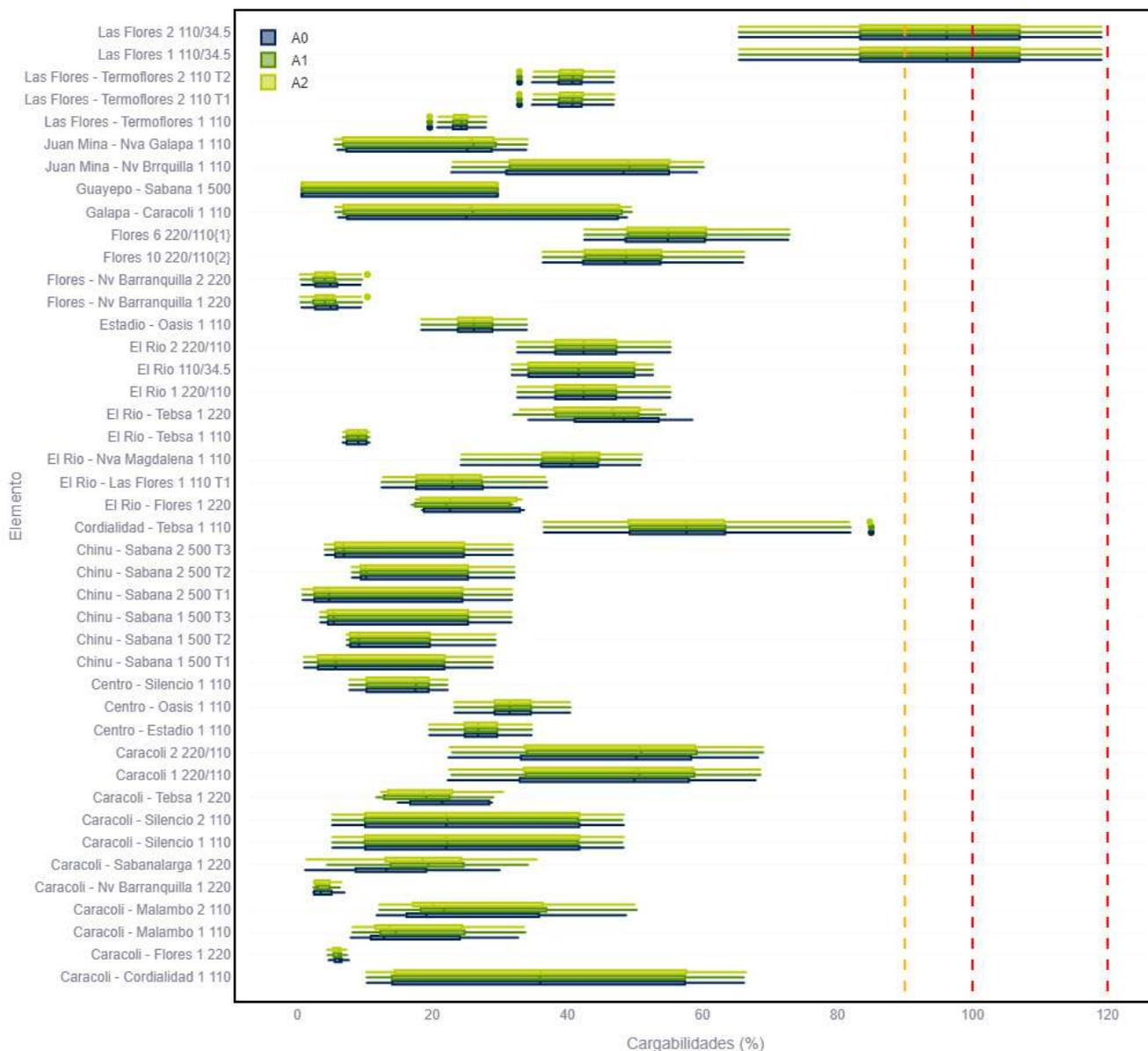


Figura 3-8. Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), parte 2.

Como se presenta en las figuras anteriores, se evidencian 5 elementos con cargabilidades fuera de los límites regulatorios tanto para el caso base “A0”, como para las alternativas del proyecto. A continuación, en la Figura 3-9 se muestra la distribución de dichas restricciones en los distintos escenarios durante el horizonte de análisis.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

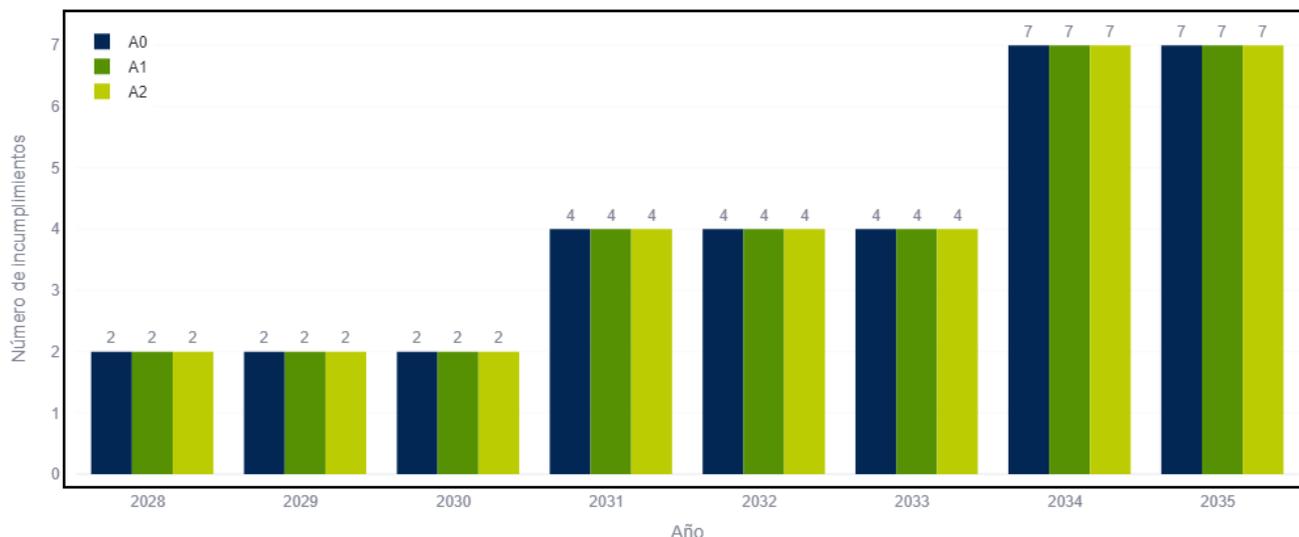


Figura 3-9. Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, en el horizonte de análisis.

Así mismo, se identifica que tanto en el caso base como en las alternativas del proyecto, en 2 de los 6 posibles escenarios de generación-demanda, se presentan casos fuera de los límites regulatorios, tal y como se muestra en la Figura 3-10.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario

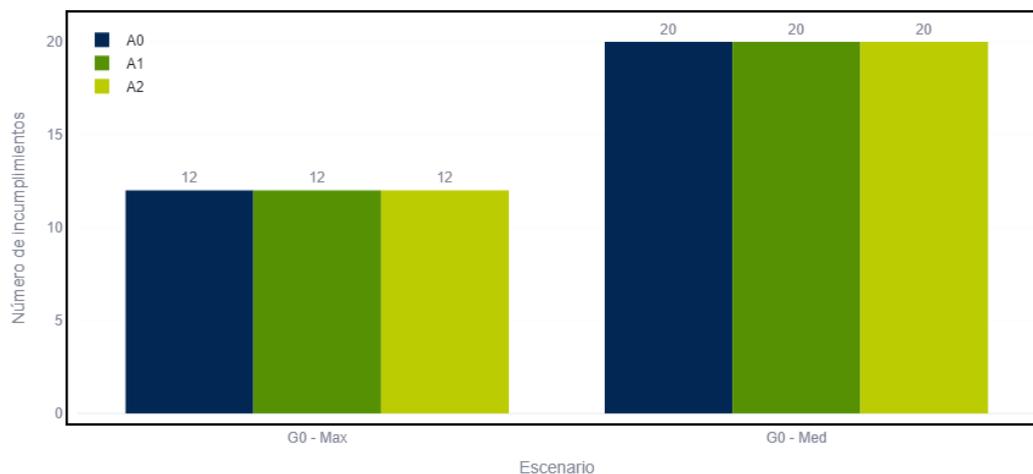


Figura 3-10. Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, discriminado por escenarios de generación – demanda.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 5 elementos críticos en el área de análisis (Las Flores 1 110/34.5 kV, Las Flores 2 110/34.5 kV, Nueva Barranquilla 2 220/110/13.8 kV, Silencio 4 110/34.5 kV y Silencio 5 110/34.5 kV), en los cuales se evidencian escenarios con riesgo de que se incumplan los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la Figura 3-11 se muestra que el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 5 elementos es nulo.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por Elemento

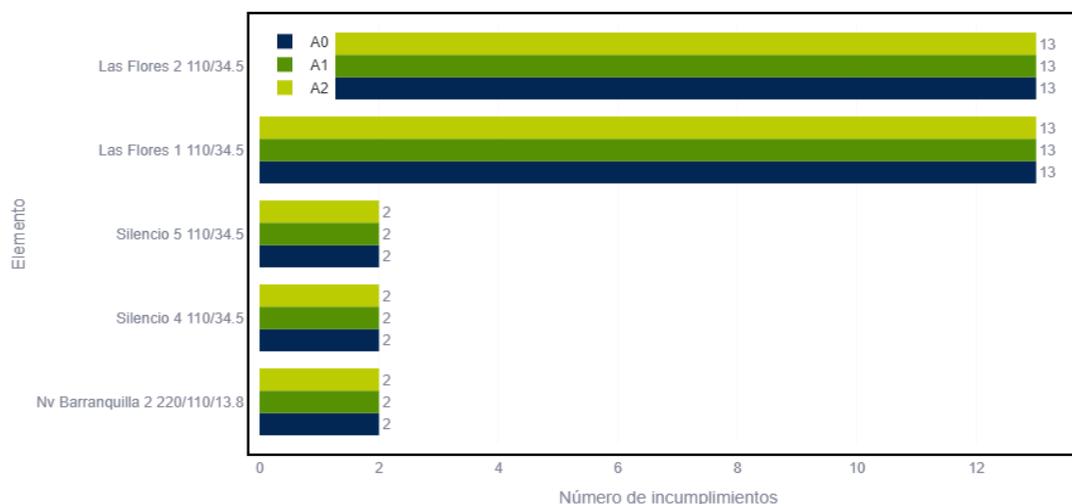


Figura 3-11. Comparación del número de casos de elementos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto.

Como se observa en las figuras anteriores, con la implementación del proyecto no se eliminan las condiciones fuera de los límites regulatorios asociadas a las cargabilidades en el STR, las cuales son preexistentes en el caso base.

### 3.6.4. Perfil de cargabilidades: Estado con contingencias sencillas

Se realiza la simulación de **1.710 casos de estudio** para cada uno de los **77 elementos (líneas y transformadores)** evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 3-12 se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base y con las alternativas del proyecto implementado.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

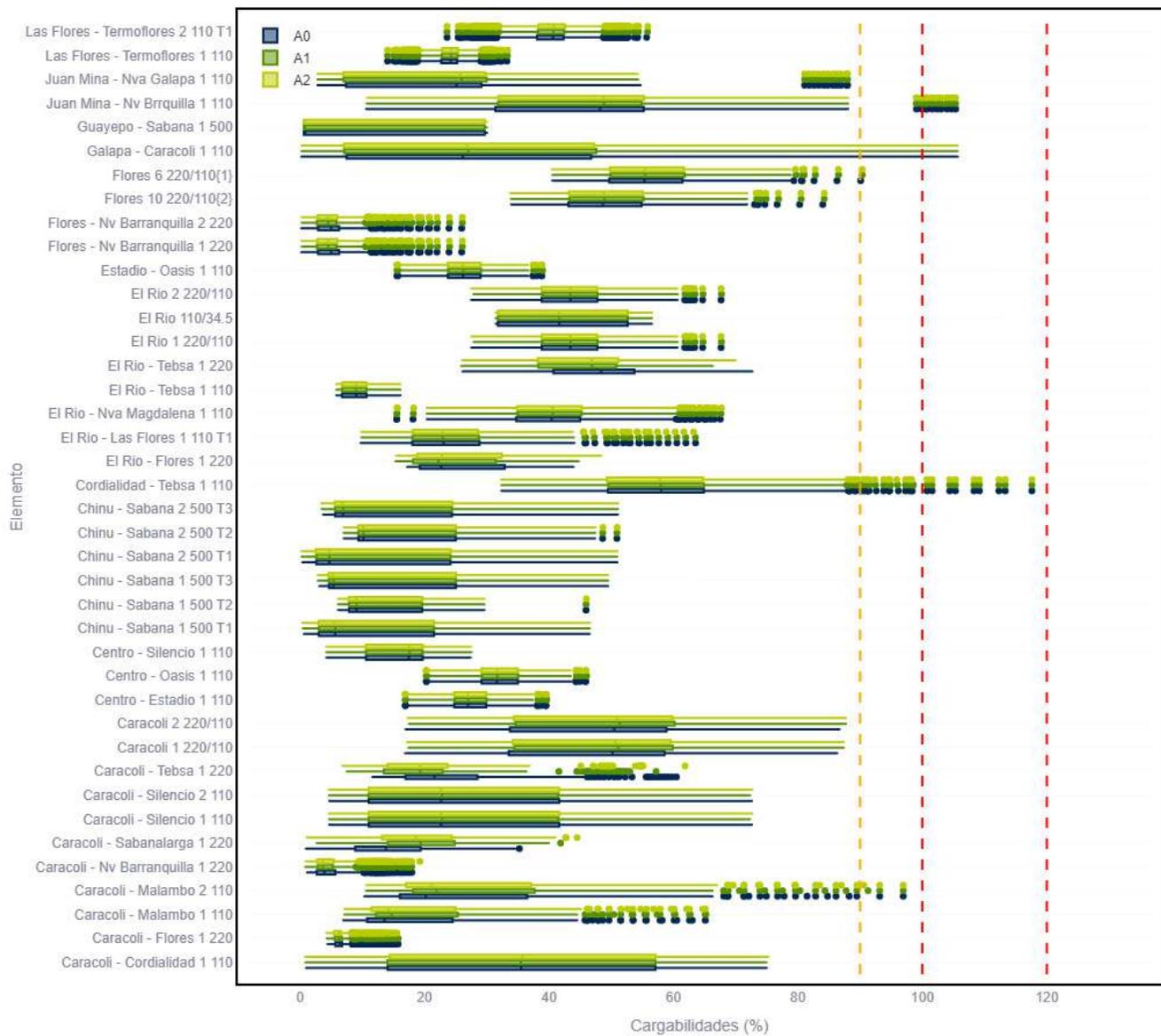


Figura 3-12. Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), ante contingencias sencillas, parte 1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

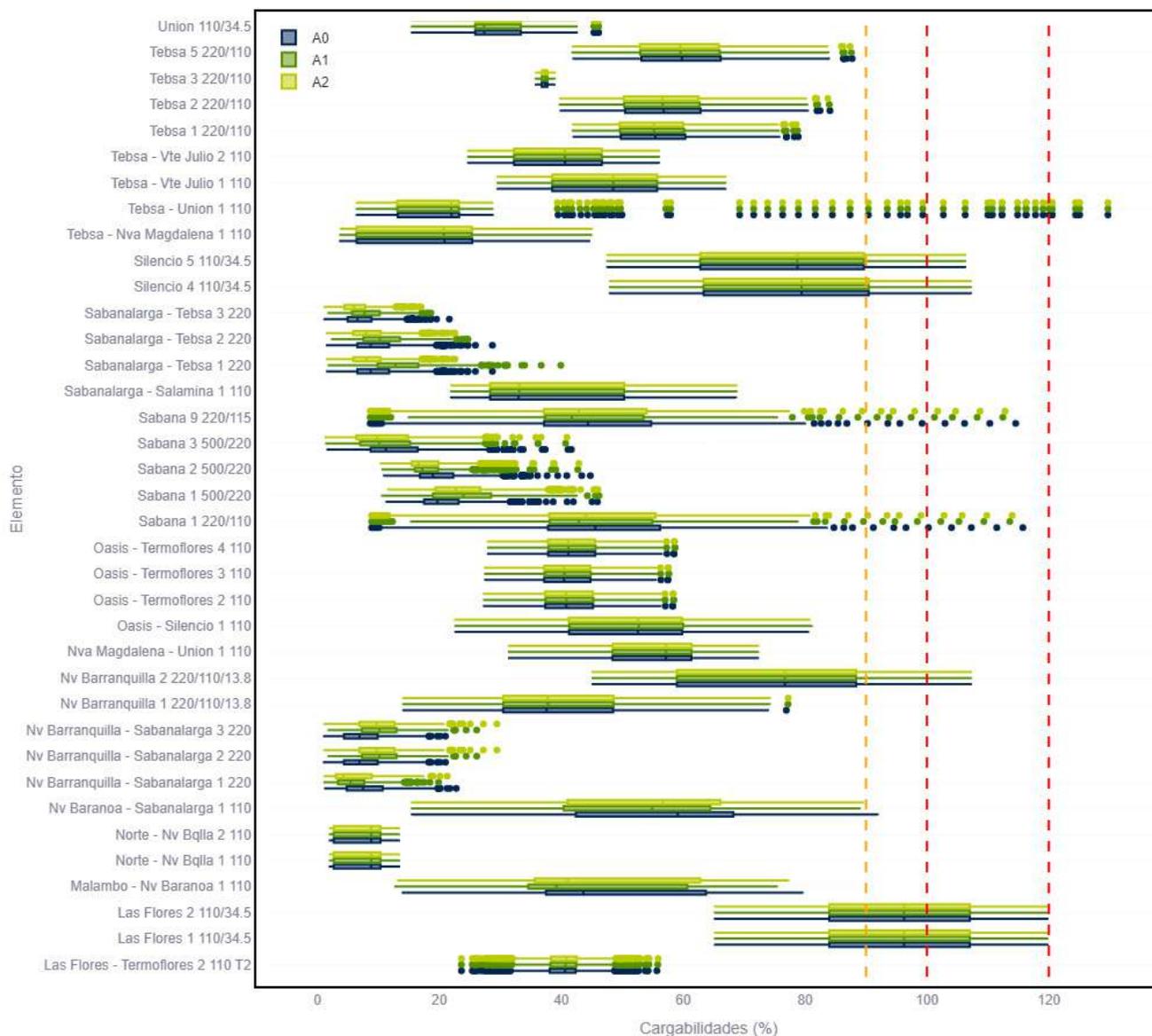


Figura 3-13. Perfil de cargabilidades en elementos del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto (A1, A2), ante contingencias sencillas, parte 2.

Como se presenta en las figuras anteriores, se evidencian elementos con cargabilidades fuera de los límites regulatorios tanto para el caso base “A0”, como para las alternativas del proyecto. A continuación, en la Figura 3-14 se muestra la distribución de dichas restricciones en los distintos escenarios durante el horizonte de análisis.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

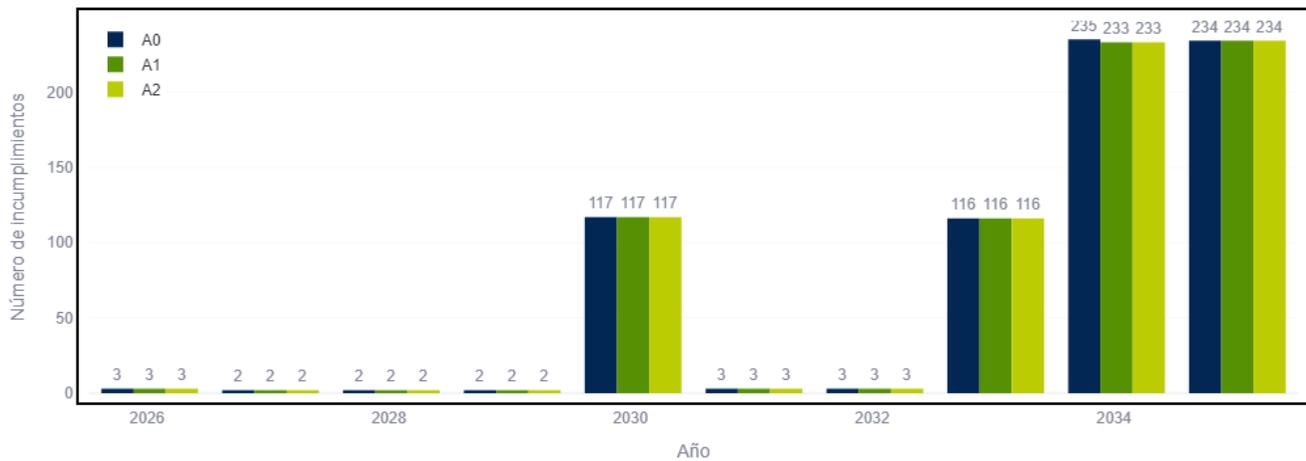


Figura 3-14. Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, en el horizonte de análisis ante contingencias sencillas.

Así mismo, se identifica que tanto en el caso base como en las alternativas del proyecto, en 2 de los 6 posibles escenarios de generación-demanda, se presentan casos fuera de los límites regulatorios, tal y como se muestra en la Figura 3-15.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario

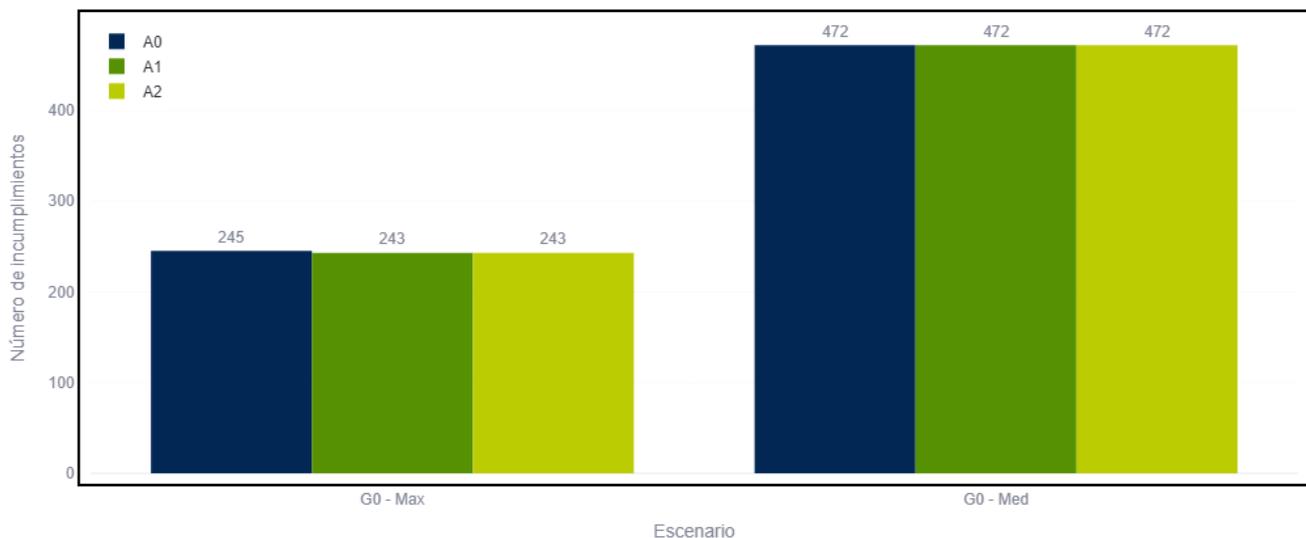


Figura 3-15. Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, discriminado por escenarios de generación – demanda, ante contingencias sencillas.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 7 elementos críticos en el área de análisis (Cordialidad – Tebsa 1 110 kV, Galapa Caracolí 1 110 kV, Las Flores 1 110/34.5 kV, Las Flores 2 110/34.5 kV, Sabana 1 220/110 kV, Sabana 9 220/115 kV, Tebsa – Unión 1 110 kV), en los cuales se evidencian escenarios con riesgo de que se incumplan los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la Figura 3-11 se muestra que el impacto del proyecto en evaluación sobre estos 5 elementos es nulo.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por Elemento

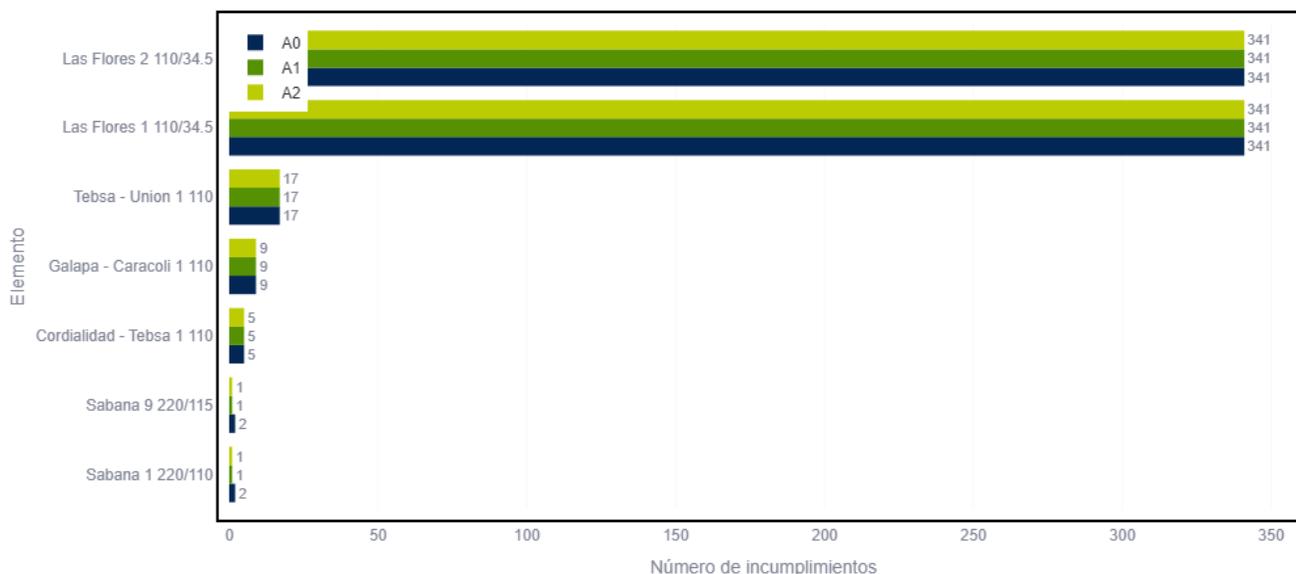


Figura 3-16. Comparación del número de casos de elementos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, ante contingencias sencillas.

Adicionalmente, en la Figura 3-17 se muestran las doce contingencias más relevantes dada la cantidad de casos fuera de los límites regulatorios por cargabilidad que se generan en los distintos escenarios antes mencionados.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por contingencia

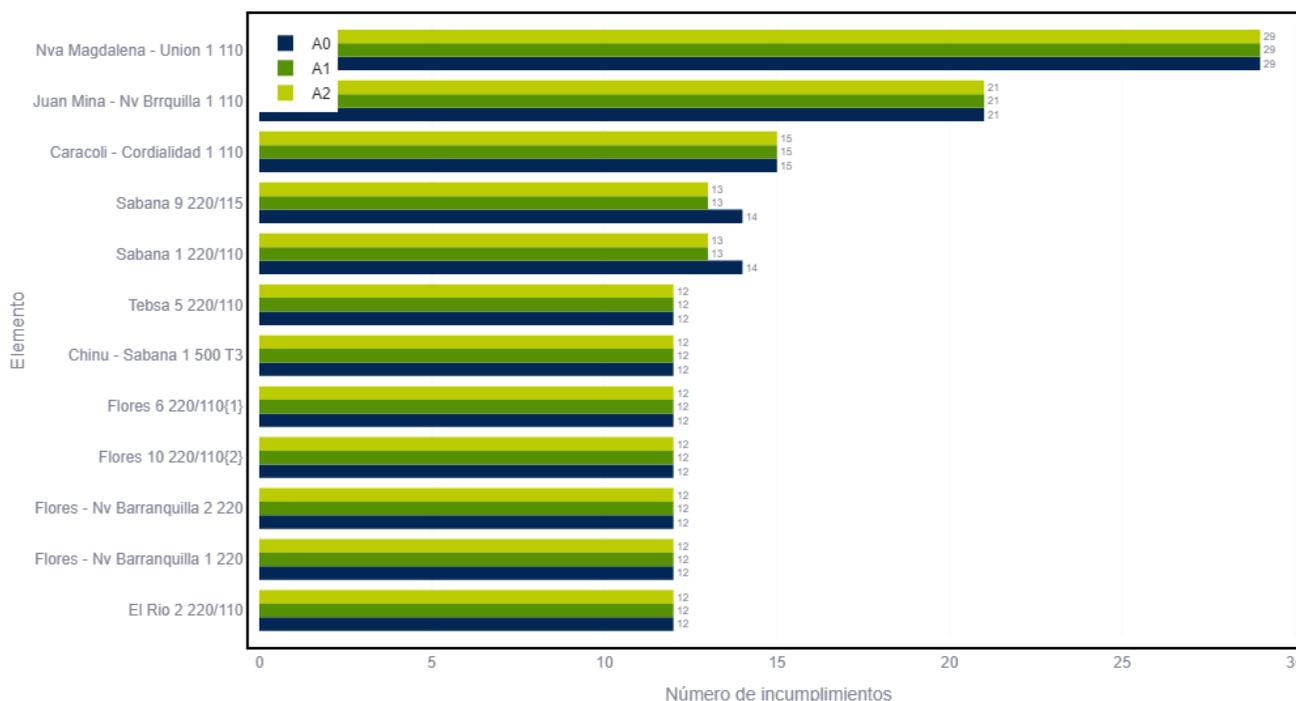


Figura 3-17. Comparación del número de casos fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto, discriminado por las 12 contingencias más relevantes, en contingencias sencillas.

Como se observa en las figuras anteriores, con la implementación del proyecto no se eliminan las condiciones fuera de los límites regulatorios asociadas a las cargabilidades en el STR, las

cuales son preexistentes en el caso base; sin embargo, se detalla una disminución en los casos fuera de los límites regulatorios en los transformadores Sabana 1 220/110 kV y Sabana 9 220/115 kV, lo cual va asociado al cambio de configuración de conexiones en la subestación Sabanalarga 220 kV.

### 3.6.5. Análisis de cortocircuito

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909 – 2016 bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el PARATEC y la ventanilla única (Circular CREG 014 de 2022).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se evalúa el impacto del proyecto sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las **26 subestaciones** que se encuentran dentro del área de influencia de este, lo cual se muestra en la Figura 3-18.

Corrientes de cortocircuito máxima

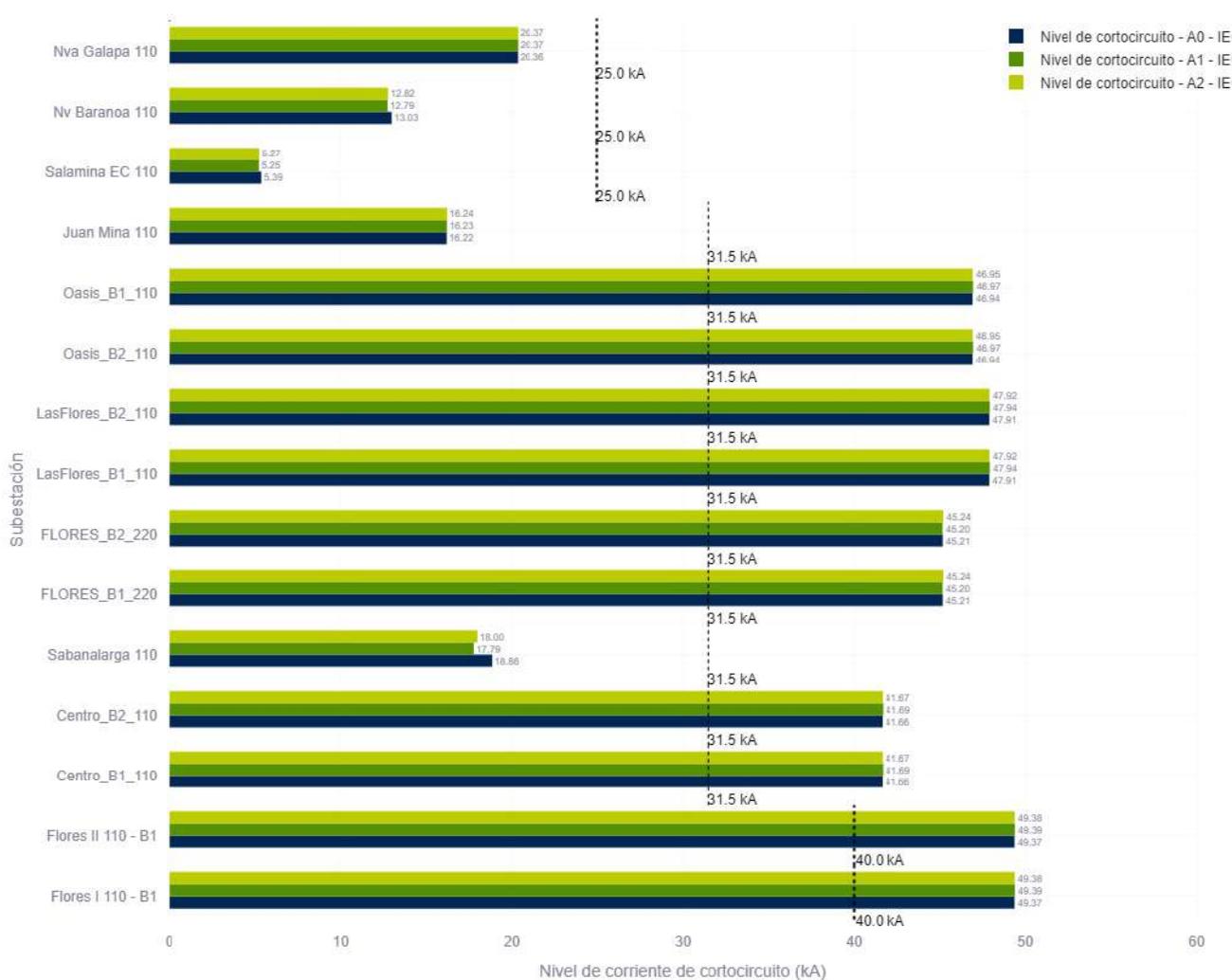


Figura 3-18. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y los casos con proyecto, parte 1.

Corrientes de cortocircuito máxima

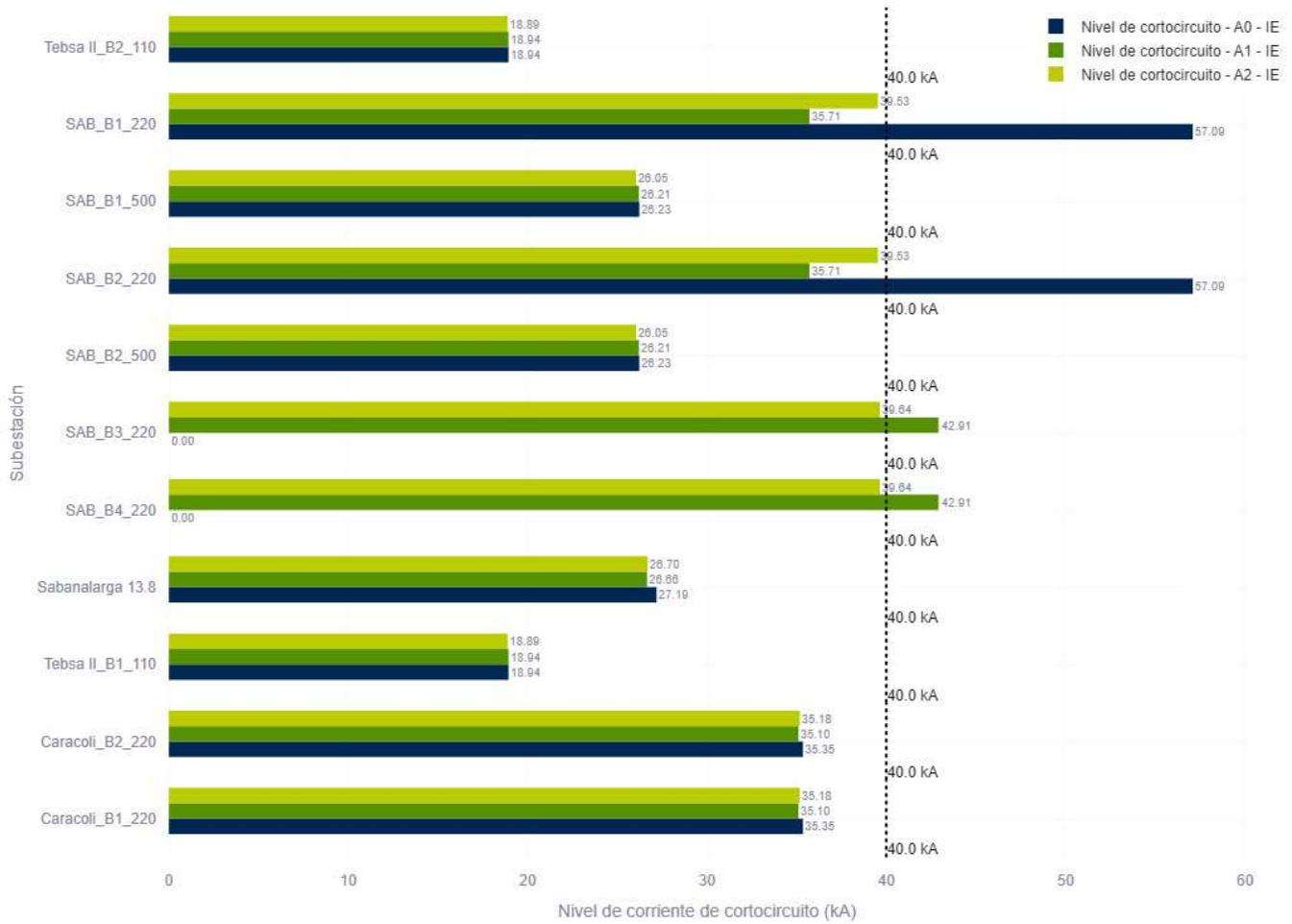


Figura 3-19. Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y los casos con proyecto, parte 2.

En el horizonte de análisis se observa, ante cortocircuitos, la violación de la capacidad de interrupción en las subestaciones detalladas en la Tabla 3-5. con niveles de corriente superiores tanto en el caso base como con los casos de las alternativas del proyecto.

Tabla 3-5. Subestaciones con niveles de cortocircuito que superan la capacidad de interrupción en el caso base y los casos con proyecto.

Subestación	Capacidad de interrupción (kA)	Cortocircuito máximo (kA) A0	Cortocircuito máximo (kA) A1	Cortocircuito máximo (kA) A2	Nivel de Cortocircuito máximo A0	Nivel de Cortocircuito máximo A1	Nivel de Cortocircuito máximo A2
Centro_B1_110	31,5	41,66434	41,68539	41,67315	132,268%	132,335%	132,296%
Centro_B2_110	31,5	41,66434	41,68539	41,67315	132,268%	132,335%	132,296%
Flores I 110 - B1	40	49,36729	49,39232	49,37717	123,418%	123,481%	123,443%
Flores II 110 - B1	40	49,36711	49,39214	49,37699	123,418%	123,480%	123,442%
Flores B1_220	31,5	45,20919	45,20398	45,24132	143,521%	143,505%	143,623%

Subestación	Capacidad de interrupción (kA)	Cortocircuito máximo (kA) A0	Cortocircuito máximo (kA) A1	Cortocircuito máximo (kA) A2	Nivel de Cortocircuito máximo A0	Nivel de Cortocircuito máximo A1	Nivel de Cortocircuito máximo A2
Flores B2_220	31,5	45,20935	45,20413	45,24148	143,522%	143,505%	143,624%
Las Flores B1 110	31,5	47,91096	47,93539	47,91990	152,098%	152,176%	152,127%
Las Flores B2 110	31,5	47,91076	47,93518	47,91969	152,098%	152,175%	152,126%
Oasis B1 110	31,5	46,94403	46,96767	46,95369	149,029%	149,104%	149,059%
Oasis B2 110	31,5	46,94403	46,96767	46,95369	149,029%	149,104%	149,059%
<u>Sabanalarga B1_220</u>	40	57,09261	35,70646	39,52968	142,732%	89,266%	98,824%
<u>Sabanalarga B2_220</u>	40	57,09261	35,70646	39,52968	142,732%	89,266%	98,824%
<u>Sabanalarga B3_220</u>	40	0,00000	42,91239	39,63724	N.A.	107,281%	99,093%
<u>Sabanalarga B4_220</u>	40	0,00000	42,91239	39,63724	N.A.	107,281%	99,093%

De los resultados anteriores es importante señalar que el aporte de corto circuito por la implementación del proyecto en las subestaciones del área de influencia es marginal y corresponden a niveles excedentes preexistentes en el caso base.

## 3.7. Análisis económicos

### 3.7.1. Costos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema

De acuerdo a lo indicado por la empresa transmisora, el proyecto comprende el desarrollo de alternativas de separación de la actual subestación Sabanalarga 220 kV en dos (2) subestaciones independientes unidas por equipos de corte, con el objetivo de mejorar la confiabilidad operativa de esta subestación, al mismo tiempo reducir el nivel de cortocircuito en cada subestación resultante, por lo tanto, no se utilizaran nuevas unidades constructivas, ni se modificaran o reemplazaran unidades constructivas existentes; en consecuencia en el análisis realizado por la Unidad se consideraron los siguientes elementos en el cálculo de los costos:

- Planta, adecuaciones, equipos y todos los componentes asociados al CAPEX y OPEX de la reconfiguración.
- Valor de la generación de seguridad requerida para realizar los trabajos de adecuación de la subestación.

En la tabla a continuación se detallan los ítems para la alternativa A1.

Tabla 3-6. Costo del proyecto CAPEX y OPEX – Alternativa A1

	Ítems	Detalle Costos
CAPEX	Suministros	12,931,167,781
	Obras civiles	671,369,825
	Compra y/o adecuación de terreno	10,533,706
	Montaje	778,916,810
	Pruebas y puesta en servicio	376,656,000
	Labores ambientales	123,200,130
	Ingeniería	1,041,292,661
	Gerencia	1,735,487,768
	Interventoría	1,388,390,214
	Pólizas	260,323,165
	<b>TOTAL CAPEX</b>	<b>COP 19,317,338,060</b>
OPEX	Valor presente de los costos operativos	<b>COP 6,189,397,294</b>
	<b>COSTO TOTAL</b>	<b>COP 25,506,735,354</b>
		<b>USD 6,277,376</b>

1 USD = COP 4063.28 (TRM del 13 de agosto de 2024)

De acuerdo con lo informado por el transmisor para el caso de la alternativa 2, se incrementa en un 25% el costo del CAPEX con respecto a la alternativa 1 debido a las mayores dificultades físicas (obras y terreno) para realizar el seccionamiento para esa alternativa. Así las cosas, los costos de implementar alternativa A2 es USD 7,465,907.

Por otra parte, para el caso de los costos de generación de seguridad se detalla a continuación: Se informo a la Unidad que para el desarrollo del proyecto no se desconectará carga, esto implica que se aprovechará la configuración de la subestación y mediante maniobra de barras se desconectarán los equipos para su respectiva intervención. Sin embargo, para realizar este trabajo es necesario programar generación de seguridad en el sistema. Se asume esta generación de seguridad como costo del proyecto.

El transmisor informa que la intervención más crítica será de las protecciones diferenciales de barra, la cual tardará 15 días de trabajo.

El costo de esta restricción se calcula de la siguiente forma:

Tabla 3-7. Valores a considerar para los costos de generación de seguridad.

Ítem	Unidad	Valor
Demanda 2025 escenario medio	MW	59.47
Horas de desconexión total: 8 horas * 15 días	horas	120
Costo de generación de seguridad	COP/kWh	325.74
<b>Costo de Restricción: 59.47 MW*120 horas *325.7 COP/kWh</b>	<b>COP</b>	<b>2,324,612.06</b>
<b>Costo de Restricción</b>	<b>USD</b>	<b>572,102</b>

Así las cosas, se presenta en la Tabla 3-8 los costos de implementación del proyecto de las alternativas presentadas.

Tabla 3-8. Costos de implementación de las alternativas del proyecto.

	CAPEX+OPEX [USD]	Costos de generación de se- guridad [USD]	Costo Total [USD]
<b>Alternativa 1 - A1</b>	6,277,376	572,102	6,849,478
<b>Alternativa 2 – A2</b>	7,465,907	572,102	8,038,009

## 3.7.2. Beneficios

Los elementos considerados como beneficios del proyecto dentro del análisis realizado por la Unidad son los siguientes:

- Evitar la falla catastrófica en la subestación Sabanalarga 220 kV, esto es, la posible salida completa de todos sus campos.
- Generación de seguridad evitada en la zona por mantenimientos futuros.

### 3.7.2.1 Beneficios Demanda No Atendida (DNA) evitada

El evento de la salida de la subestación Sabanalarga 220 kV es un evento que ya ocurrió el 24 de junio de 2020, tal como se registra en el informe de XM<sup>1</sup>. Como consecuencia del evento se presentan los siguientes datos:

<sup>1</sup> Evento Caribe 2 Junio 24 de 2020, [https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/eventocaribe2\\_junio24\\_2000820.pdf&ved=2ahUKEwj58bKpq-tWIAxXtRDABHVn6ILLIQFnoECBMQAQ&usq=AOvVaw0iswExUENvKqG1ZW0U11PR](https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/eventocaribe2_junio24_2000820.pdf&ved=2ahUKEwj58bKpq-tWIAxXtRDABHVn6ILLIQFnoECBMQAQ&usq=AOvVaw0iswExUENvKqG1ZW0U11PR)

Tabla 3-9. Datos relacionados con el evento de la salida de la subestación Sabanalarga 220 kV ocurrido el 24 de junio de 2020

Ítem	Unidad	Valor
DNA	MW	1902.50
Tiempo de restablecimiento	Horas	9.00
Porcentaje DNA de la demanda Nacional	%	21.00

Este evento se presentó como el resultado de la salida en cascada de varios componentes de la subestación Sabanalarga 220 kV. Se determinó mediante simulación que al realizar el seccionamiento de la subestación de acuerdo con cualquiera de las alternativas propuestas no se produce el evento en cascada, y por lo tanto no se produce el evento catastrófico de pérdida de más de 2000 MW, produciendo un beneficio para el sistema.

Con esta información y para un horizonte evaluación de 40 años, se determinó cual sería el beneficio del proyecto ante varios escenarios de probabilidad de falla, esto es:

- 1 falla de la subestación cada 10 años
- 1 falla de la subestación cada 20 años
- 1 falla de la subestación cada 40 años

Para esto, en primer lugar, se determinó cual sería el beneficio por la no presencia de un evento catastrófico de una falla de la subestación para cada año del horizonte de análisis. Para ello se utilizaron los siguientes datos:

Tabla 3-10. Valores a considerar para el cálculo del beneficio de evitar un evento catastrófico de una falla de la subestación Sabanalarga 220 kV.

Ítem	Unidad	Valor
Demanda No Atendida 2024	MW	2203.05
Tiempo de falla estimado	horas	9.00
Nivel de Costo de racionamiento		3
Costo de racionamiento	COP/kW	7976.40
TRM	COP/USD	4063.28
Tasa de descuento	%	11.50

De forma general el Costo del DNA se calcularía para el año 2025 como:

$$\begin{aligned} \text{Costo DNA}_{2025} &= 9 \text{ horas} \times 2250.21 \text{ MW} \times 7976.40 \frac{\text{COP}}{\text{kWh}} \times 1000 \\ &= 161,531,937,396.71 \text{ COP} \\ &= 39,754,074.88 \text{ USD} \end{aligned}$$

El valor presente neto de este costo se calcula mediante la formula:

$$VPN (\text{COSTO DNA}_{\text{Año } t}) = \frac{\text{Costo DNA}_{\text{Año } t}}{(1 + i)^t}$$

Donde “i” es la tasa de descuento y “t” es el tiempo transcurrido desde el año de evaluación del proyecto.

En la Tabla 3-11, a continuación, se presenta el cálculo para cada año del costo DNA evitado.

Tabla 3-11. Costo evitado de DNA para cada año en el horizonte de análisis económico.

t	Año	Tasa de crecimiento de la demanda	DNA promedio estimada por evento.	COP	USD	Factor VPN	Valor beneficios actualizados a 2024 [USD]
0	2024	1.000	2203.05	158,146,217,937.75	38,920,827.00	1.000	0.00
1	2025	1.021	2250.21	161,531,937,396.71	39,754,074.88	1.115	35,653,878.82
2	2026	1.026	2309.67	165,800,540,394.93	40,804,606.23	1.243	32,821,577.93
3	2027	1.033	2384.81	171,194,412,597.81	42,132,073.74	1.386	30,394,026.20
4	2028	1.033	2463.22	176,823,008,089.53	43,517,308.21	1.546	28,155,455.28
5	2029	1.034	2546.67	182,813,142,408.46	44,991,519.76	1.723	26,106,961.36
6	2030	1.036	2637.27	189,316,778,218.61	46,592,107.42	1.922	24,247,286.85
7	2031	1.037	2733.98	196,259,696,893.95	48,300,805.48	2.143	22,543,965.00
8	2032	1.036	2832.58	203,337,350,759.96	50,042,662.77	2.389	20,947,947.24
9	2033	1.036	2934.63	210,663,198,394.92	51,845,602.17	2.664	19,464,269.83
10	2034	1.036	3040.25	218,245,274,703.04	53,711,601.15	2.970	18,085,037.98
11	2035	1.036	3148.73	226,032,052,596.93	55,627,978.53	3.311	16,798,470.35
12	2036	1.035	3259.76	234,002,869,138.83	57,589,649.04	3.692	15,597,177.81
13	2037	1.035	3373.38	242,159,003,268.32	59,596,927.43	4.117	14,476,067.31
14	2038	1.034	3489.20	250,472,851,813.50	61,643,020.37	4.590	13,428,755.50
15	2039	1.03	3593.87	257,987,037,367.91	63,492,310.98	5.118	12,405,038.71

t	Año	Tasa de crecimiento de la demanda	DNA promedio estimada por evento.	COP	USD	Factor VPN	Valor beneficios actualizados a 2024 [USD]
16	2040	1.03	3701.69	265,726,648,488.94	65,397,080.31	5.707	11,459,363.12
17	2041	1.03	3812.74	273,698,447,943.61	67,358,992.72	6.363	10,585,779.38
18	2042	1.03	3927.12	281,909,401,381.92	69,379,762.50	7.095	9,778,791.72
19	2043	1.03	4044.93	290,366,683,423.38	71,461,155.38	7.911	9,033,323.29
20	2044	1.03	4166.28	299,077,683,926.08	73,604,990.04	8.821	8,344,684.29
21	2045	1.03	4291.27	308,050,014,443.86	75,813,139.74	9.835	7,708,542.44
22	2046	1.03	4420.01	317,291,514,877.18	78,087,533.93	10.966	7,120,895.71
23	2047	1.03	4552.61	326,810,260,323.49	80,430,159.95	12.227	6,578,047.16
24	2048	1.03	4689.19	336,614,568,133.20	82,843,064.75	13.633	6,076,581.68
25	2049	1.03	4829.86	346,713,005,177.19	85,328,356.69	15.201	5,613,344.51
26	2050	1.03	4974.76	357,114,395,332.51	87,888,207.39	16.949	5,185,421.39
27	2051	1.03	5124.00	367,827,827,192.49	90,524,853.61	18.898	4,790,120.20
28	2052	1.03	5277.72	378,862,662,008.26	93,240,599.22	21.072	4,424,954.09
29	2053	1.03	5436.05	390,228,541,868.51	96,037,817.20	23.495	4,087,625.75
30	2054	1.03	5599.14	401,935,398,124.56	98,918,951.72	26.197	3,776,013.03
31	2055	1.03	5767.11	413,993,460,068.30	101,886,520.27	29.209	3,488,155.53
32	2056	1.03	5940.12	426,413,263,870.35	104,943,115.87	32.568	3,222,242.33
33	2057	1.03	6118.33	439,205,661,786.46	108,091,409.35	36.314	2,976,600.54
34	2058	1.03	6301.88	452,381,831,640.05	111,334,151.63	40.490	2,749,684.80
35	2059	1.03	6490.93	465,953,286,589.26	114,674,176.18	45.146	2,540,067.57
36	2060	1.03	6685.66	479,931,885,186.93	118,114,401.47	50.338	2,346,430.14
37	2061	1.03	6886.23	494,329,841,742.54	121,657,833.51	56.127	2,167,554.30
38	2062	1.03	7092.82	509,159,736,994.82	125,307,568.51	62.581	2,002,314.73
39	2063	1.03	7305.60	524,434,529,104.66	129,066,795.57	69.778	1,849,671.90

Como se indicó anteriormente se toma como valores de falla: una (1) cada 10 años, una (1) cada 20 años y una (1) cada 40 años. Esto es, para el primer caso se presentan 4 fallas en el horizonte análisis, para el segundo caso 2 fallas, y finalmente 1 falla para el último caso.

Tabla 3-12. Costos esperados en relación a la DNA evitada y la cantidad de fallas estimadas.

t	Año	Valor beneficios actualizados a 2024 para cada año (USD)	Valor esperado beneficios 1 falla cada 10 años (USD)	Valor esperado beneficios 1 falla cada 20 años (USD)	Valor esperado beneficios 1 falla cada 40 años (USD)
0	2024	0.00			
1	2025	35,653,878.82			
2	2026	32,821,577.93			
3	2027	30,394,026.20			
4	2028	28,155,455.28			
5	2029	26,106,961.36	24,033,536.85		
6	2030	24,247,286.85			
7	2031	22,543,965.00			
8	2032	20,947,947.24			
9	2033	19,464,269.83			
10	2034	18,085,037.98		20,545,200.03	
11	2035	16,798,470.35			
12	2036	15,597,177.81			
13	2037	14,476,067.31			
14	2038	13,428,755.50			
15	2039	12,405,038.71	13,164,780.52		
16	2040	11,459,363.12			
17	2041	10,585,779.38			
18	2042	9,778,791.72			
19	2043	9,033,323.29			
20	2044	8,344,684.29			11,475,803.14
21	2045	7,708,542.44			
22	2046	7,120,895.71			
23	2047	6,578,047.16			
24	2048	6,076,581.68			
25	2049	5,613,344.51	5,993,021.72		
26	2050	5,185,421.39			
27	2051	4,790,120.20			
28	2052	4,424,954.09			
29	2053	4,087,625.75			
30	2054	3,776,013.03		4,352,447.60	
31	2055	3,488,155.53			
32	2056	3,222,242.33			
33	2057	2,976,600.54			
34	2058	2,749,684.80			
35	2059	2,540,067.57	2,711,873.49		
36	2060	2,346,430.14			
37	2061	2,167,554.30			
38	2062	2,002,314.73			
39	2063	1,849,671.90			

Con estos resultados se obtiene el valor total de beneficios por DNA evitada para cada tasa de falla evaluado:

Tabla 3-13. Beneficios totales del proyecto por DNA.

Horizonte de Análisis	Valor Total beneficios esperados 1 falla cada 10 años (USD)	Valor Total beneficios esperados 1 falla cada 20 años (USD)	Valor Total beneficios esperados 1 falla cada 40 años (USD)
2024 -2063	45,903,212.58	24,897,647.64	11,475,803.14

### 3.7.2.2. Beneficio por generación de seguridad evitada

La estrategia de mantenimiento del operador de la subestación considera una intervención basada en frecuencias las cuales incluyen un programa de mantenimiento de 3, 6 y 12 años. Tomando el esquema de mantenimiento las horas de mantenimiento planeado en los 3 transformadores (atención de demanda) en 25 años son de 432 horas, lo cual implica un valor promedio de 17,3 horas anuales. Este programa de mantenimiento requiere la intervención de activos operativos y por lo tanto ante el riesgo de desconexión accidental de activos es necesario la programación por parte del operador del sistema de generación de seguridad en la zona.

Tomando en consideración el proyecto de seccionamiento de la subestación Sabanalarga en “2 subestaciones”, cada “nueva subestación” atenderá menos carga y por lo tanto es necesario programar menos generación de seguridad cuando se realicen mantenimiento sobre las bahías de los transformadores que atienden carga. Por lo tanto, el beneficio es entonces la menor generación de seguridad en el sistema necesaria para el cubrimiento el riesgo de falla durante la ejecución de actividades.

Para valorar el beneficio se utilizará el precio de reconciliación positiva del área Caribe publicada por XM. Para tener un valor conservador de la proyección del precio se reconciliación positiva se tomará como valor el promedio enero 2020 a marzo 2024 con un valor de 325,7 COP/kWh. Adicionalmente, para un análisis con criterio conservador, se utilizan valores constantes en el costo de energía de reconciliación en el horizonte de evaluación.

A continuación, se presenta el cálculo de generación de seguridad para la condición actual A0 y para las alternativas 1 y 2. Se estableció como criterio de evaluación que para las dos alternativas presentadas el costo de generación de seguridad es igual en ambos casos.

Tabla 3-14. Costo de generación de seguridad para el caso base y las alternativas del proyecto.

		Mantenimiento horas /año	Generación forzada MW	Precio de la energía COP /kWh	COP	USD
Alternativa 0		17.28	59.47	325.7	334,702,869.12	82,372.58
Seccionamiento subestación A1 y A2	Sección A	5.76	40.41	325.7	75,810,453.12	18,657.45
	Sección B	11.52	19.06	325.7	71,514,339.84	17,600.15

Para determinar el ahorro/beneficio por disminución de generación de seguridad asociada a mantenimientos como la diferencia entre: Gastos condición inicial (A0) – Gastos con seccionamiento:

Este dato se mantiene constante para todos los años en el horizonte de estudio y se determina el valor presente neto de este ahorro para el año 2024. Se determinó un valor de 397,253.05 USD

Se estableció que para las 2 alternativas presentadas por el transmisor los beneficios son iguales y se presenta a continuación para los escenarios de fallas por años establecidos:

Tabla 3-15. Beneficios totales de las alternativas del proyecto

	1 falla cada 10 años [USD]	1 falla cada 20 años [USD]	1 falla cada 40 años [USD]
Beneficios DNA	45,903,212.58	24,897,647.64	11,475,803.14
Beneficios generación seguridad	395,253.05	395,253.05	395,253.05
<b>Beneficio total</b>	<b>46,298,465.627</b>	<b>25,292,900.688</b>	<b>11,871,056.194</b>

### 3.7.3. Relación Beneficio-Costo

Tomando en consideración los costos y beneficios totales calculados en las secciones precedentes, a continuación, se presenta la relación Beneficio/Costo para el horizonte de análisis y para cada una de las alternativas presentadas por el transmisor.

Tabla 3-16. Relación Beneficio/Costo de la alternativa 1 del proyecto.

	1 falla cada 10 años	1 falla cada 20 años	1 falla cada 40 años
Beneficios totales [USD]	46,298,465.63	25,292,900.69	11,871,056.19
Costos [USD]	6,849,478.11	6,849,478.11	6,849,478.11
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>6.759</b>	<b>3.693</b>	<b>1.733</b>

Tabla 3-17. Relación Beneficio/Costo de la alternativa 2 del proyecto.

	1 falla cada 10 años	1 falla cada 20 años	1 falla cada 40 años
Beneficios totales [USD]	46,298,465.63	25,292,900.69	11,871,056.19
Costos [USD]	8,038,009.18	8,038,009.18	8,038,009.18
<b>Relación Beneficio/Costo</b>	<b>5.760</b>	<b>3.147</b>	<b>1.477</b>

## 3.8. Conclusiones

- Evaluado el proyecto propuesto en sus dos alternativas se obtuvo una relación B/C superior a uno en todas las condiciones analizadas.
- Para el caso de estado estacionario, los análisis realizados verifican que las subestaciones del área de influencia del proyecto presentan tensiones dentro del rango de seguridad regulatorio, tanto para el caso base como para los casos de las 2 alternativas del proyecto, y que la ejecución del proyecto tiene una influencia marginal en la cargabilidad de los elementos monitoreados.
- Para el caso de escenarios de contingencia sencilla, los análisis realizados verifican que las subestaciones del área de influencia del proyecto presentan tensiones dentro del rango de seguridad regulatorio, tanto para el caso base como para los casos de las 2 alternativas del proyecto, y que la ejecución del proyecto tiene una influencia marginal en la cargabilidad de los elementos monitoreados.
- De manera general, de acuerdo con el análisis de cortocircuito, la inclusión del proyecto no provoca que se supere la capacidad de interrupción de las subestaciones, a excepción de las subestaciones Centro 110 kV, Las Flores I 110 kV, Las Flores II 110 kV, Las Flores 220 kV y Oasis 110 kV las cuales eran violaciones preexistentes en el caso base.
- El análisis técnico presentado evidencia que la alternativa 2 reduce dentro de los límites regulatorios el nivel de cortocircuito de la subestación Sabanalarga 220 kV, tanto en la sección A (barras 1 y 2), como en la sección B (barras 3 y 4), cuya distribución se detalla en la Tabla 3-2.

## 3.9. Recomendaciones

Al verificarse el comportamiento del cortocircuito, con la ejecución de esta obra, con el propósito de habilitar mayor expansión del sistema de transmisión, y además permitir la conexión de nueva generación en la zona de influencia del proyecto, se solicita al operador de red que analice obras relacionadas con la capacidad de interrupción de corriente en la subestación Sabanalarga 220 kV para disminuir los niveles de cortocircuito en la subestación o para aumentar la capacidad de interrupción a un nivel mayor de 40 kA, esto como resultado de los análisis realizados por la Unidad.

Considerando la actualización de información por parte del agente transmisor donde se indica que en la revisión física de las obras necesarias fue descartada la opción A2, consistente en la partición de la subestación en los diámetros 4 y 5, puesto que presenta desafíos constructivos debido a la vía perimetral y los taludes significativos identificados, poniendo en riesgo su viabilidad constructiva. Por lo tanto, la Unidad recomienda la ejecución de la obra planteada, esto es, la Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV mediante la Alternativa A1, que comprende el seccionamiento de los barrajes entre los diámetros 4 y 7 (D4, D7).

# REGIÓN ANDINA

## 4. PROYECTO INTERCONEXIÓN NORDESTE - ORIENTAL

### 4.1. Introducción

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) tiene como misión fundamental la planificación energética de Colombia, garantizando que el crecimiento de la demanda sea cubierto de manera eficiente mediante el uso adecuado de los recursos energéticos disponibles, tanto convencionales como no convencionales, según lo establecido en la Ley 143 de 1994. Dentro de este marco, la UPME es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), un instrumento clave que guía los esfuerzos del Estado y los actores privados en la provisión de energía eléctrica de manera segura y confiable.

En el ejercicio de esta función, la UPME ha identificado, a través de información suministrada por diversos agentes del sector, situaciones críticas que comprometen los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, tal como lo estipula el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). Entre las principales problemáticas se encuentra la insuficiencia de infraestructura para garantizar que las tensiones en las subáreas de Boyacá y Casanare estén dentro de los límites establecidos por la regulación, especialmente en condiciones de baja generación interna. Asimismo, se requiere infraestructura para asegurar una conexión robusta entre el área operativa Oriental y la subárea Boyacá-Casanare del área Nordeste, donde actualmente el doble circuito Sochagota - Chivor de 230 kV funciona como el único enlace del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Si bien existen otros corredores, como Tunjita - Santa María - Mámbita - Guavio 115 kV y Aguazul – Aguaclara – Chivor 115 kV, entre otros, la capacidad de estos activos no fue diseñada para garantizar una transferencia de energía eléctrica adecuada en situaciones de contingencia, lo que deriva en sobrecargas y problemas de tensión, especialmente en las subestaciones del Sistema de Transmisión Regional (STR).

Estas restricciones, junto con la escasez de subestaciones del STN en la subárea de Boyacá-Casanare, afectan la estabilidad del sistema bajo ciertas condiciones operativas. Las subestaciones Sochagota, Paipa y San Antonio 230 kV constituyen la poca infraestructura del STN disponible en la región para soportar la demanda, lo que deja al sistema vulnerable a contingencias y genera fluctuaciones en la calidad del suministro energético.

Frente a esta problemática, la UPME propone una nueva obra de interconexión entre las áreas operativas Oriental y Nordeste, que contempla la incorporación de nuevos activos en el STN para reforzar la capacidad de transmisión y mejorar la confiabilidad del sistema. El proyecto ha sido analizado desde una perspectiva técnica y económica. El análisis técnico evalúa el

impacto en la cargabilidad de los elementos y en las tensiones de las subestaciones, mientras que el análisis económico se enfoca en la viabilidad financiera de la inversión en relación con los beneficios derivados de la solución de las restricciones actuales.

El presente informe describe, en primer lugar, la motivación de la obra por medio de la problemática identificada, la propuesta de solución y los criterios utilizados para la evaluación del proyecto. Se presenta un análisis detallado de las restricciones identificadas en la red y el impacto de la obra sobre estas. Finalmente, se presentan los resultados de la evaluación económica, así como las conclusiones y recomendaciones que se derivan del estudio.

## 4.2. Antecedentes y Justificación

En el año 2015, el Sistema de Transmisión Regional (STR) de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Casanare no presentaba las interconexiones que se observan actualmente. En ese momento, la red de transmisión de Boyacá y Cundinamarca estaba unida a través del corredor Guavio - Mámbita - Santa María - Tunjita - Guateque - Sesquilé, operando a 115 kV. Por otro lado, las subestaciones Aguaclara 115 kV y Aguazul 115 kV en Casanare estaban enlazadas al área Oriental por medio de la subestación Chivor 115 kV.

La integración de estos sistemas se logró con la construcción de la línea Chivor - Tunjita 115 kV, la cual unificó el STR de los tres departamentos. Sin embargo, esta interconexión tuvo un efecto adverso en el enlace Guateque - Sesquilé 115 kV, que a partir de ese momento comenzó a operar en un estado normalmente abierto debido a sobrecargas, como lo destacó el Centro Nacional de Despacho (CND) en sus informes de planeamiento operativo de mediano plazo (IPOEMP). Además, la contingencia del transformador de Chivor 230/115 kV comenzó a generar sobrecargas en el transformador de Guavio 230/115 kV. Esto afectaba negativamente el suministro, particularmente durante períodos de baja generación en Boyacá y Casanare, cuando dicho transformador se convertía en el principal corredor de alimentación para ambos departamentos.

Por otra parte, Boyacá y Casanare son departamentos cuyo consumo de energía ha crecido de forma acelerada. Además, el bajo número de puntos de importación desde el STN hace que las exigencias eléctricas sobre el STR sean considerables. En este sentido, la confiabilidad del suministro depende en gran medida de la capacidad de generación interna a nivel de 115 kV, lo que acentúa los problemas de baja tensión, especialmente en escenarios de baja generación interna. La red se encuentra en riesgo de fallos de tensión ante varias contingencias, poniendo en peligro la continuidad del servicio eléctrico y aumentando la posibilidad de desatención de demanda.

A lo largo de los años, se han propuesto varios proyectos para abordar estas problemáticas estructurales. Por ejemplo, la subestación Alcaraván 230/115 kV fue diseñada para dotar a Casanare de un punto directo de importación desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN), con el fin de aliviar las sobrecargas en el corredor Chivor - Aguaclara - Aguazul - Yopal 115 kV y mejorar los perfiles de tensión en las subestaciones del departamento. Asimismo, el proyecto Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV contribuye a mitigar parcialmente las altas cargas en los activos de dicha interconexión. A pesar de estos esfuerzos, aún no se ha implementado una solución definitiva que aborde de forma integral las limitaciones de capacidad y confiabilidad en estos sistemas. A continuación, se presenta la red proyectada para el año 2030, con la inclusión de estos proyectos.



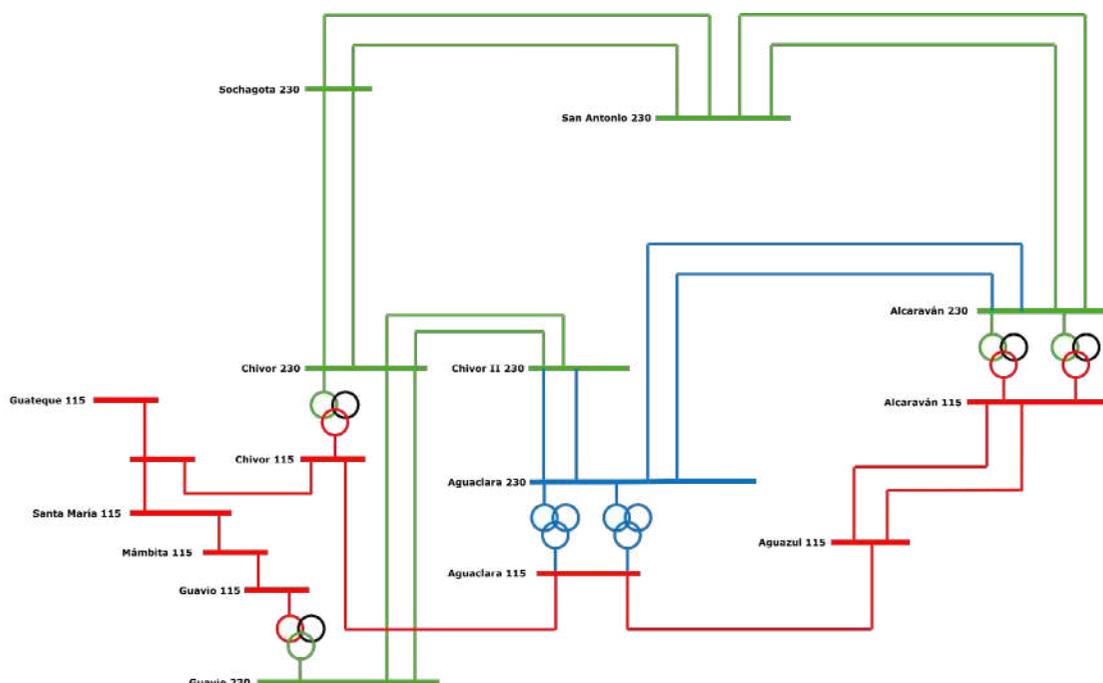


Figura 4-2. Propuesta Chivor II - Aguaclara - Alcaraván 230 kV.

Por lo tanto, para evaluar el impacto de la obra se tuvo en cuenta los siguientes activos:

- Aguaclara - Chivor II 1 - 230 kV (28 km).
- Aguaclara - Chivor II 2 - 230 kV (28 km).
- Aguaclara - Alcaraván 1 - 230 kV (105 km).
- Aguaclara - Alcaraván 2 - 230 kV (105 km).
- Aguaclara 1 230/120/13.8 kV (300 MVA).
- Aguaclara 2 230/120/13.8 kV (300 MVA).

Por otra parte, teniendo en cuenta los tiempos que toma el desarrollo de una obra estructural en el STN, la FPO propuesta es el inicio del horizonte de análisis, es decir, el 2030.

## 4.4. Análisis Técnico

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados en red completa y ante contingencia, se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0), como para la condición con proyecto (A1).

### 4.4.1. Supuestos y Consideraciones

Las problemáticas enunciadas en la sección anterior se evidencian bajo condiciones de red particulares, por eso es importante detallar las condiciones, supuestos y consideraciones tenidas en cuenta para su análisis.

#### 4.4.1.1. Consideraciones Topológicas

Considerando la importancia de resolver este problema por medio de una obra estructural y los tiempos que un proyecto de este tipo conlleva, el horizonte de análisis fue desde el año 2030 al 2037. A continuación, se enuncian los proyectos de transmisión más relevantes en el área de influencia, que fueron tenidos en cuenta durante el análisis:

- UPME 07 - 2021 Subestación Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
- UPME 08-2021 Subestación La Paz 230 kV y líneas de transmisión asociadas
- UPME 03 - 2010 Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV
- UPME 01-2013 Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 07-2016 Línea de Transmisión Virginia - Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 01 2024 Subestación Sopó 230 kV

- UPME 09 -2021 Subestación Cabrera 230 kV y líneas de transmisión asociadas
- Repotenciación líneas Chivor - Aguacalara - Aguazul - Alcaraván 115 kV.

Los proyectos mencionados fueron tenidos en cuenta durante todo el horizonte de análisis, considerando que las fechas de puesta en operación (FPO) son previas al primer año de análisis.

Asimismo, los proyectos de generación y carga considerados en el análisis incluyen todos aquellos que ya se encuentran en operación, los que se encuentran en ejecución y aquellos que tienen concepto de conexión aprobado por parte de la UPME.

Por otra parte, se utilizó el modelo de red IPOELP 1-2024, realizado por el CND, y las validaciones eléctricas de flujos de carga y cortocircuito fueron realizadas en el software Power Factory DlgSILENT. También se resalta que, el modelo de red utilizado solo contempla activos del STR y STN, excluyendo aquellos que conforman el sistema de distribución local (SDL).

#### **4.4.1.2. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica**

Los valores de demanda utilizados en el análisis provienen de los reportes elaborados por el Centro Nacional de Despacho (CND), en conjunto con el informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo (IPOELP). Para este análisis, se tomaron las demandas correspondientes a las áreas operativas Oriental y Nordeste, asegurando que las particularidades de cada región fueran consideradas adecuadamente.

Es importante destacar que los escenarios de demanda regionales no necesariamente coinciden con el día de máxima demanda a nivel nacional. Por lo tanto, el análisis se centró en días específicos del año y sus correspondientes períodos de alta demanda regional, utilizando estos valores como base para distribuir el pronóstico de demanda de la UPME en las diferentes barras del sistema.

La evolución de estos escenarios de demanda a lo largo del horizonte de análisis fue proyectada a partir de las cifras presentadas en el documento “Anexo Proyección de Demanda EE GN 2023 – 2037 – Revisión Julio 2023” de la UPME. Dichos valores se incorporaron al modelo para simular el comportamiento futuro de la red bajo diferentes condiciones operativas.

Dado que el análisis se centra en la identificación de problemas relacionados con la baja generación en la subárea Boyacá - Casanare y su coexistencia con altos niveles de demanda, se utilizaron y proyectaron principalmente los escenarios de demanda máxima y demanda media. Estos escenarios permiten observar las problemáticas asociadas con los perfiles de tensión en Boyacá - Casanare y el impacto de posibles sobrecargas en los activos de transmisión bajo condiciones de estrés, asegurando una evaluación precisa de las necesidades futuras de infraestructura.

#### **4.4.1.3. Escenarios de Generación de Energía**

Como se mencionó previamente, la problemática identificada se deriva de un alto flujo de potencia entre las dos áreas operativas, ocasionando sobrecargas en diferentes activos, y la baja presencia de subestaciones del STN, que ocasionan bajas tensiones en la subárea operativa Boyacá - Casanare. Este intercambio de potencia y la baja generación interna en Boyacá - Casanare son fundamentales para el análisis, ya que someten a los activos de transmisión a niveles de estrés que pueden comprometer la estabilidad y confiabilidad del sistema. Por esta razón, los escenarios de generación utilizados buscan aumentar los intercambios y reducir los aportes de potencia reactiva al interior del área, exponiendo las limitaciones operativas más críticas en la red.

Durante el horizonte de análisis (2030-2037), se consideraron los siguientes escenarios de generación:

- Alta generación en el área Oriental – Baja generación en Boyacá - Casanare.
- Baja generación en el área Oriental – Alta generación en Boyacá - Casanare.
- Baja generación en el área Oriental y Casanare – Alta generación en Boyacá.

Estos tres escenarios están diseñados para maximizar el estrés en los activos que conectan ambos sistemas, y así mismo generar bajas tensiones en el STR de Boyacá - Casanare, evidenciando las sobrecargas en los corredores clave del sistema de transmisión y la baja presencia del STN. En particular, se buscó generar altas cargabilidades en los siguientes activos:

- Guavio - Mámbita - Santa María - Tunjita 115 kV.
- Chivor - Aguaclara - Aguazul 115 kV.
- Chivor - Tunjita 115 kV.
- Transformadores Guavio 230/115 kV y Chivor 230/115 kV.

La sobrecarga en estos corredores y transformadores afecta directamente la capacidad del sistema para manejar altos flujos de potencia, incrementando el riesgo de contingencias y reduciendo la flexibilidad operativa.

Finalmente, es importante destacar que, para los casos de baja generación, no se consideraron las restricciones impuestas por la generación de seguridad exigida por el CND. Este tipo de generación se activa bajo ciertas condiciones operativas para garantizar la seguridad del sistema, pero su uso continuo refleja limitaciones que deberían ser evitadas mediante una correcta planeación.

## 4.4.2. Resultados Técnicos

### 4.4.2.1 Tensiones - Red Completa

Se observa que, con la entrada en operación de la obra de expansión propuesta y teniendo en cuenta las consideraciones y supuestos, los perfiles de tensión en red completa para las subestaciones de la subárea Boyacá-Casanare presentan una mejora significativa en el horizonte de análisis, como se muestra en la Figura 4-3. En esta figura se aprecia que el número de restricciones que incumplen los límites establecidos en el Código de Redes es cero para el caso con proyecto (A1), lo cual no sucede en el caso sin proyecto (A0), donde el número de restricciones es mayor a 20 en todos los escenarios analizados. En la Figura 4-4 se observa que, en ausencia de la obra, se presentan subtensiones en varias subestaciones, como Suamox 115 kV, El Huche 115 kV, Belencito 115 kV, Boavita 115 kV, Muiscas 115 kV, San Pablo 115 kV, San Antonio (Boyacá) 115 kV y Alto Ricaurte 115 kV, lo que representa una deficiencia en la calidad del servicio eléctrico. En caso de no tomar las acciones operativas pertinentes, esto podría resultar en Demanda No Atendida (DNA). La implementación de la obra no solo permite cumplir con las exigencias regulatorias, sino que además asegura una mayor confiabilidad del sistema eléctrico en la región, evitando posibles interrupciones y mejorando la capacidad de respuesta ante fluctuaciones en la demanda.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario

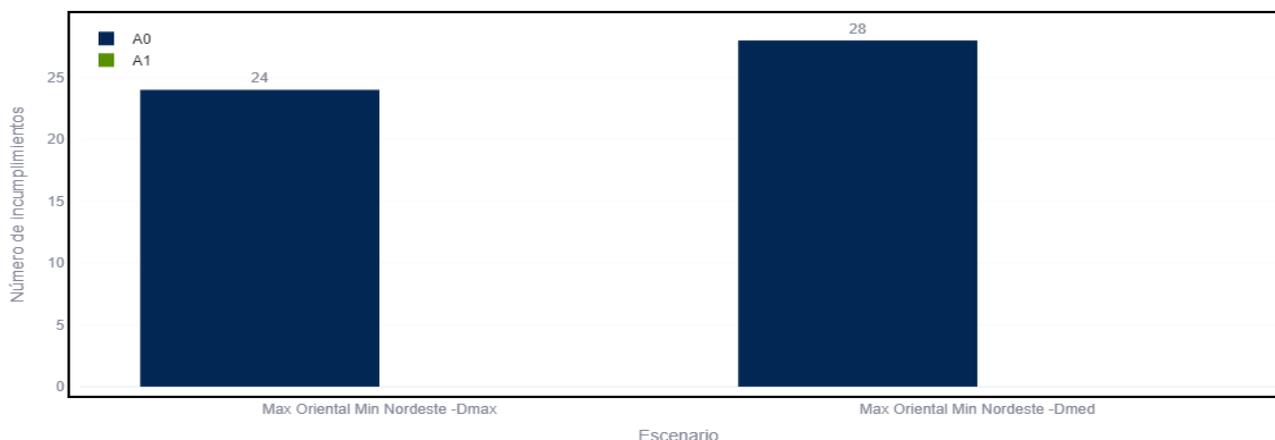


Figura 4-3. Número de restricciones de tensión - Red Completa - A0 - A1

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

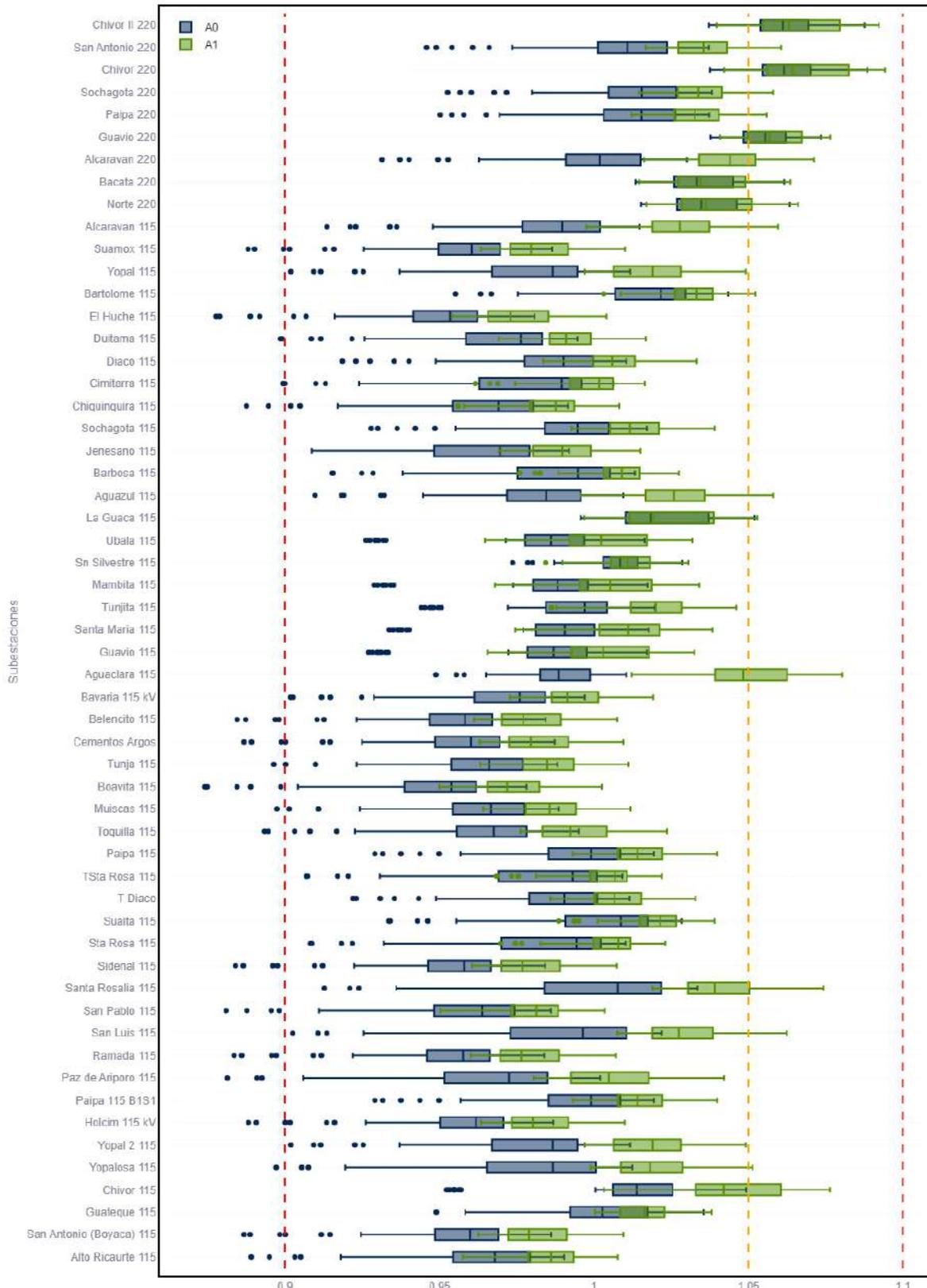


Figura 4-4. Perfil de tensión de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 - A1

### 4.4.2.2 Cargabilidades - Red Completa

Como se puede observar en la Figura 4-5, durante el periodo de análisis, se identifican niveles de cargabilidad que exceden los límites regulatorios en el escenario sin proyecto (A0). En contraste, con la implementación de la obra propuesta (A1), no se presentan sobrecargas en los elementos analizados, de acuerdo con los escenarios y supuestos considerados.

Adicionalmente, en la Figura 4-6 se destacan casos puntuales donde la cargabilidad de algunos elementos disminuye significativamente tras la puesta en servicio del proyecto. Esto se debe a la incorporación de un nuevo punto de conexión del área Nordeste al STN, que reduce los intercambios de energía a través del STR entre el área Oriental y Nordeste. Entre los elementos que experimentan una disminución notable en su cargabilidad se encuentran las líneas de transmisión Santa María - Tunjita 115 kV, Mámbita - Santa María 115 kV, Guavio - Mámbita 115 kV, Guateque - Tunjita 115 kV, Chivor - Sochagota 1 y 2 230 kV, y Aguaclara - Chivor 115 kV. Asimismo, los transformadores de Guavio 230/115/13.2 kV y Chivor 230/115/13.2 kV presentan una reducción significativa en sus niveles de cargabilidad.

Es importante destacar que se observa un incremento en la cargabilidad de las líneas de transmisión del STR Alcaraván - Yopal 1 115 kV, Alcaraván - Yopal 2 115 kV y San Antonio - Suamox 115 kV, a pesar de este aumento, dichas líneas operan por debajo del 90% de su capacidad nominal.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

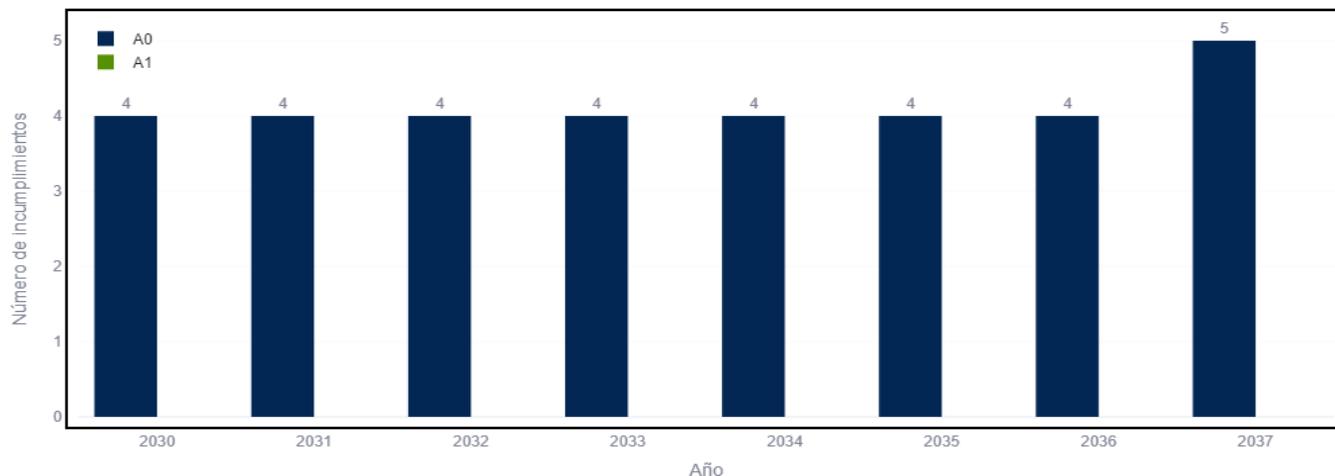


Figura 4-5. Número de restricciones por sobrecarga - Red Completa - A0 - A1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

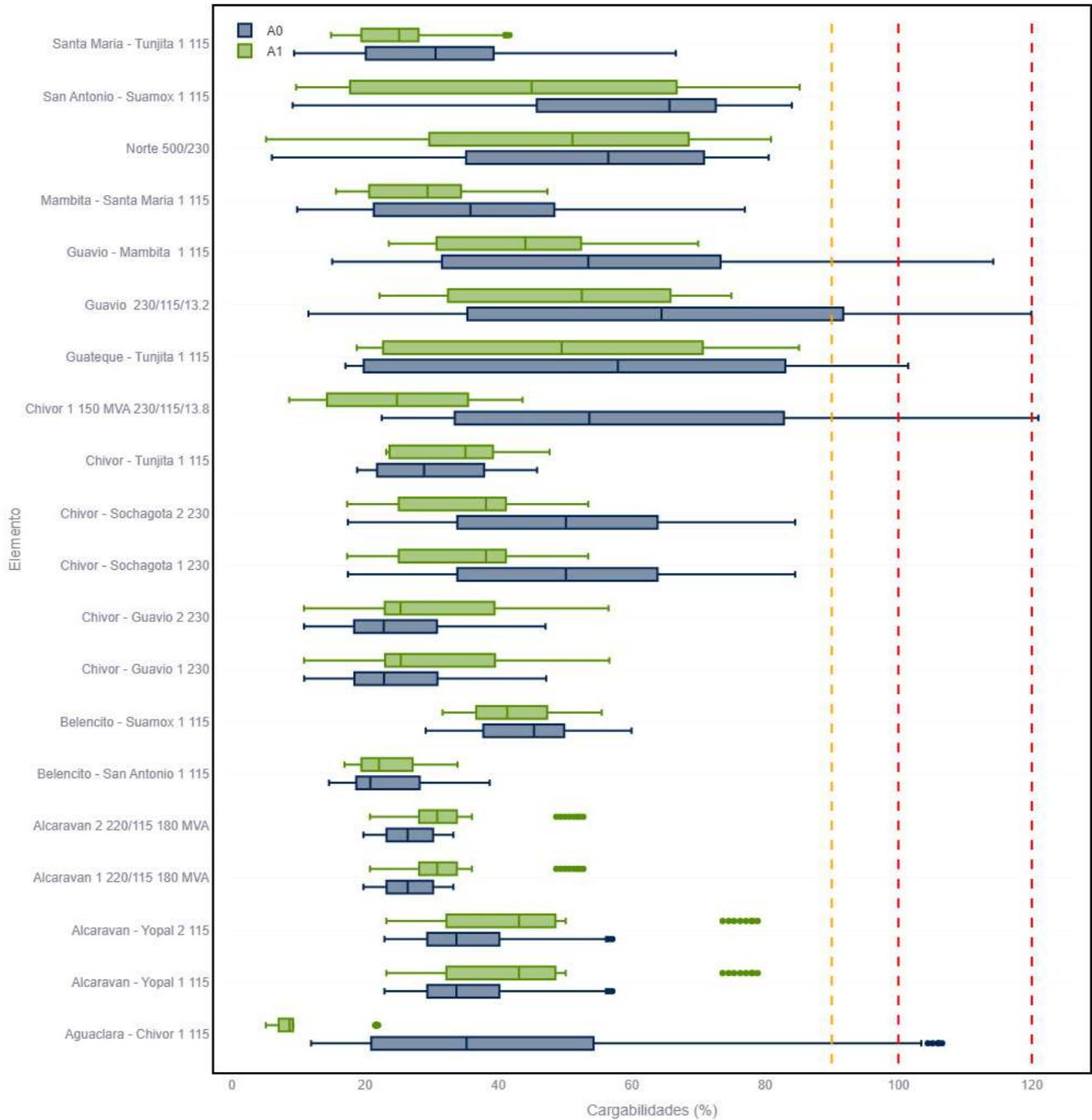


Figura 4-6. Cargabilidad del área de influencia - Red Completa - A0 - A1.

### 4.4.2.3. Tensiones - Contingencia

En los escenarios de generación evaluados y con base en las consideraciones y supuestos establecidos, como se observa en la Figura 4-7, sin el proyecto de expansión propuesto (A0), los niveles de tensión en la subárea Boyacá-Casanare se agravan ante contingencias sencilla (N-1), lo cual empeora con el paso de los años. Se pasa de 6 restricciones, donde los niveles de tensión no cumplen con lo establecido en el Código de Redes en 2030, a 2,667 restricciones en 2037. Por el contrario, con la implementación del proyecto (A1), no se presentan incumplimientos de tensión en ninguna de las subestaciones consideradas en los análisis realizados.

Adicionalmente, de las 56 subestaciones listadas en la Figura 4-8, 49 presentan subtensiones sin la entrada en operación del proyecto (A0). Sin embargo, con el proyecto (A1), estas caídas de tensión desaparecen. En particular, las subtensiones en las subestaciones Santa Clara 115 kV y Boavita 115 kV, que muestran niveles críticos cercanos a 0.75 p.u. en el escenario sin proyecto, logran situarse dentro de los rangos normativos.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

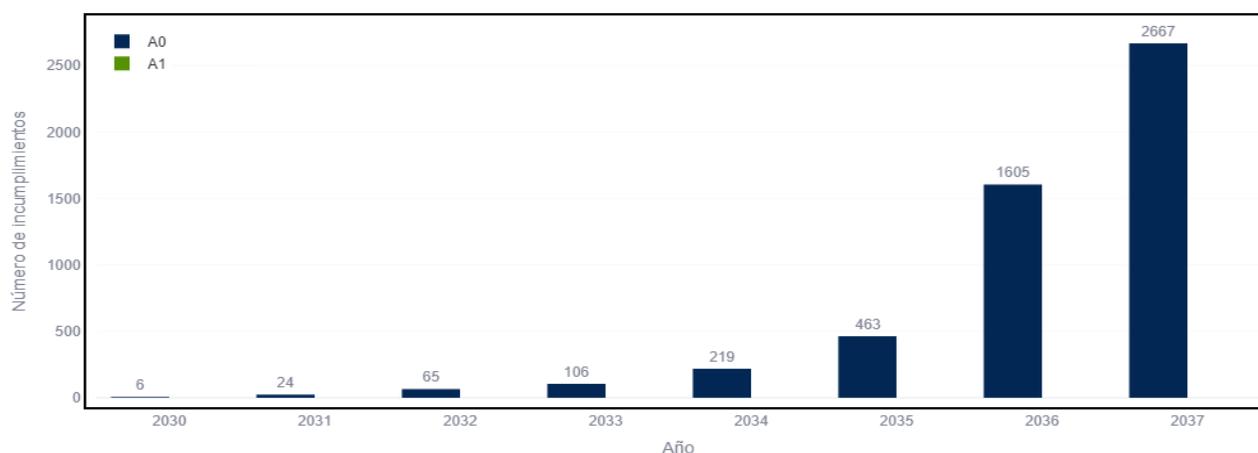


Figura 4-7. Número de restricciones de tensión - Contingencia - A0 - A1.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

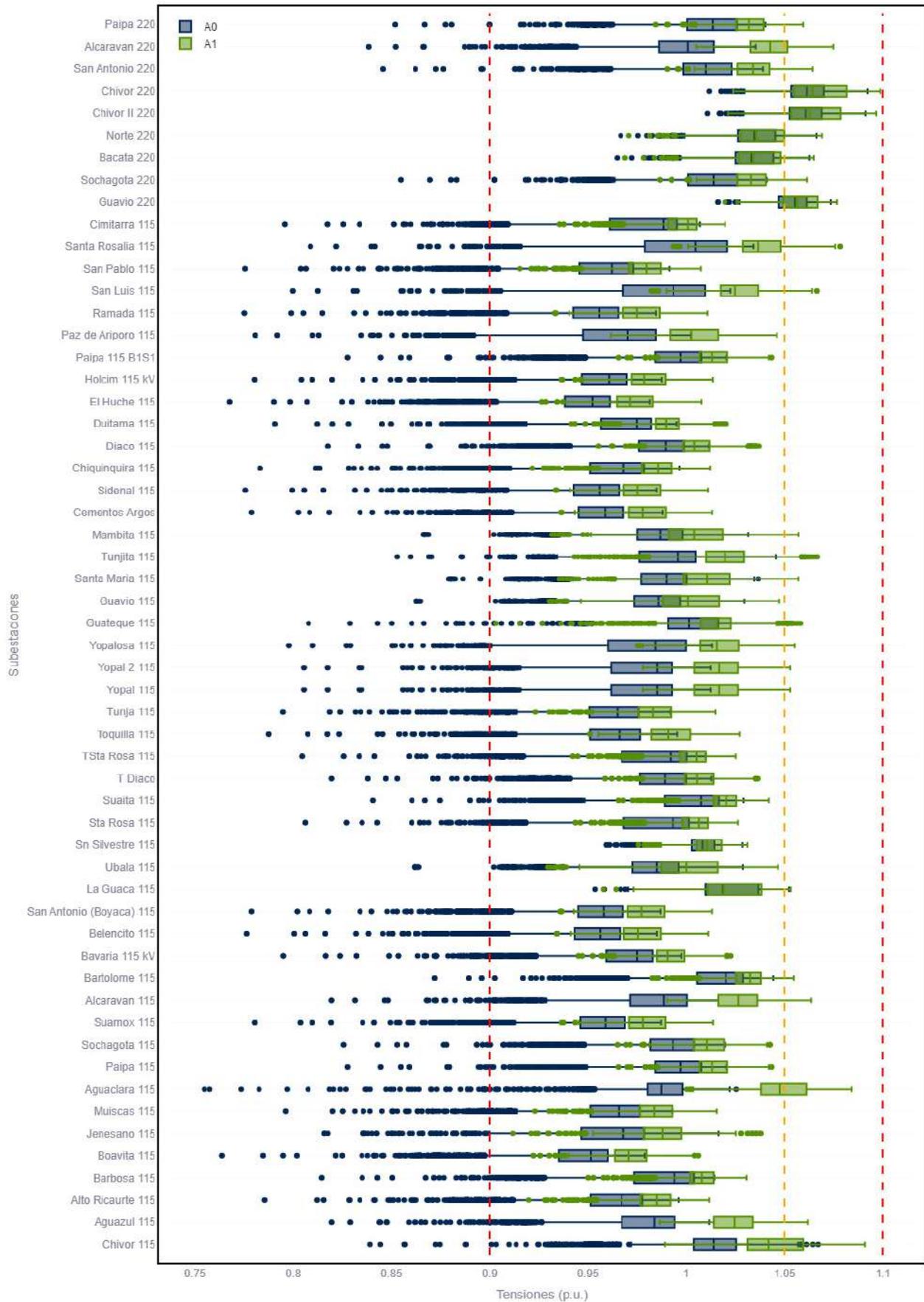


Figura 4-8. Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 - A1.

### 4.4.2.3. Cargabilidades – Contingencia

Como se puede observar en la Figura 4-9, durante el periodo de análisis, se identifican niveles de cargabilidad que exceden los límites regulatorios sin la entrada en operación del proyecto, se observa en el horizonte de análisis cerca de 200 restricciones por año, en contraste para el caso con proyecto (A1) se observan entre 4 a 6 restricciones por cargabilidad.

Adicionalmente, en la Figura 4-10 se destaca que con el proyecto (A1), ante diversas contingencias el sistema tiene un mayor soporte de cargabilidades, lo cual se debe a la incorporación de un nuevo punto de conexión del área nordeste al STN, reduciendo los intercambios de energía a través del STR entre el área Oriental y Nordeste. Entre los elementos que experimentan una disminución notable en su cargabilidad se encuentran las líneas de transmisión Santa María - Tunjita 115 kV, Mámbita - Santa María 115 kV, Guavio - Mámbita 115 kV, Guateque - Tunjita 115 kV, Chivor - Sochagota 1 y 2 230 kV, y Aguaclara - Chivor 115 kV. Asimismo, los transformadores de Guavio 230/115/13.2 kV y Chivor 230/115/13.2 kV presentan una reducción significativa en su cargabilidad.

Es necesario señalar que se ha identificado un incremento en la cargabilidad de las líneas de transmisión del STR, Alcaraván - Yopal 1 115 kV, Alcaraván - Yopal 2 115 kV y San Antonio - Suamox 115 kV, en donde para algunos escenarios y contingencias, estas líneas presentan niveles de cargabilidad superiores al 120%. En particular, las líneas Alcaraván - Yopal 1 y 2 muestran un incremento en su cargabilidad con la implementación del proyecto, lo que evidencia la necesidad de realizar obras de refuerzo con el fin de mitigar los impactos de la obra en estos elementos del SIN. Estos refuerzos se describen en detalle más adelante.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

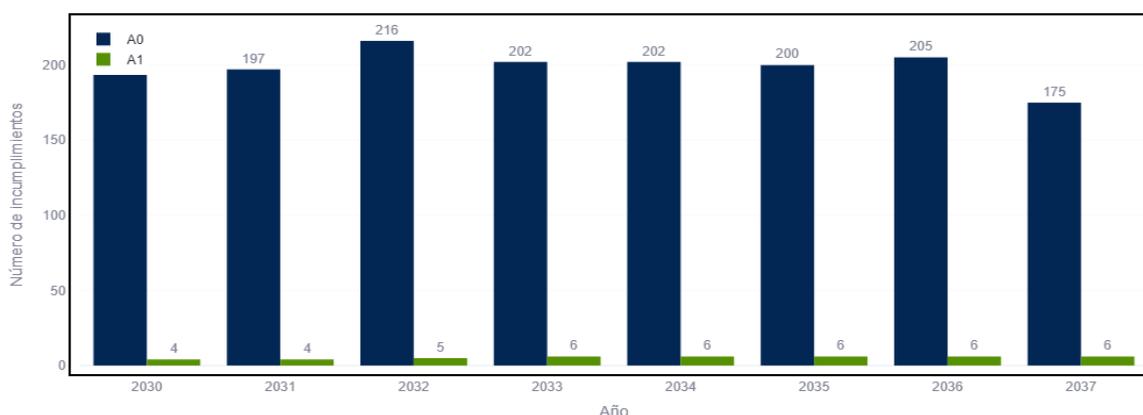


Figura 4-9. Número de restricciones por cargabilidad - Contingencia - A0 - A1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

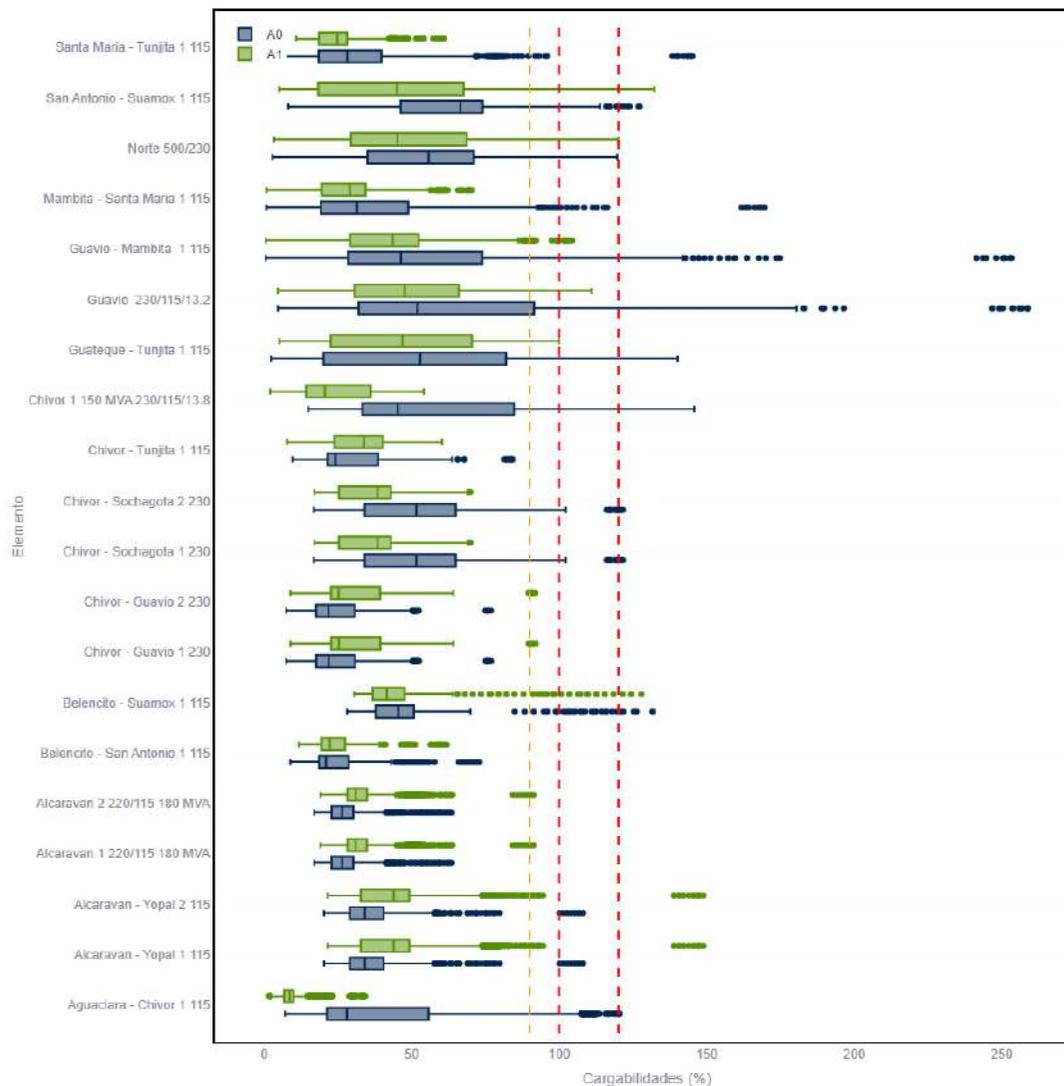


Figura 4-10. Cargabilidad de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 - A1.

#### 4.4.2.4. Cortocircuito

Además de realizar un monitoreo detallado de las cargabilidades y tensiones en estado estacionario, es fundamental supervisar los niveles de cortocircuito en las subestaciones del sistema. En este análisis, se utilizó la metodología establecida en la norma IEC 60909 para determinar los valores de falla monofásica y trifásica, con el fin de compararlos con la capacidad máxima de interrupción de cada subestación. De igual manera, el año 2037 fue escogido para la evaluación de cortocircuito, considerando que no se tiene previsto la entrada en operación de proyectos de generación o transmisión con FPO posteriores a esta fecha.

En los informes trimestrales de restricciones (ITR) del CND, se identifican las subestaciones que presentan agotamiento o que ya han superado su capacidad de interrupción de cortocircuito. En el caso del Sistema de Transmisión Regional (STR) de Boyacá - Casanare, las subestaciones afectadas son:

- Paipa 115 kV.
- Ramada 115 kV.
- San Antonio 115 kV.

Por su parte, en el Área Oriental, las subestaciones que el CND reporta con un agotamiento en su capacidad de interrupción son:

- Circo 115 kV.
- Torca 115 kV.
- Torca 230 kV.
- Guavio 230 kV.

Ante estas señales de alerta, se realizaron simulaciones de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas. Los resultados muestran que, efectivamente, algunas subestaciones de la región presentan un agotamiento en su capacidad de cortocircuito, como se ilustra en la figura siguiente. De acuerdo con los resultados obtenidos, el proyecto propuesto tiene un impacto directo sobre las subestaciones que ya presentan agotamiento en su capacidad de interrupción. Sin embargo, el aporte adicional de cortocircuito debido al proyecto no genera nuevas restricciones en las subestaciones Guavio 230 kV, Paipa 220 kV, Yopal 115 kV, Suamox 115 kV, Chivor 115 kV, Aguaclara 115 kV, Aguaclara 230 kV, Alcaraván 230 kV.

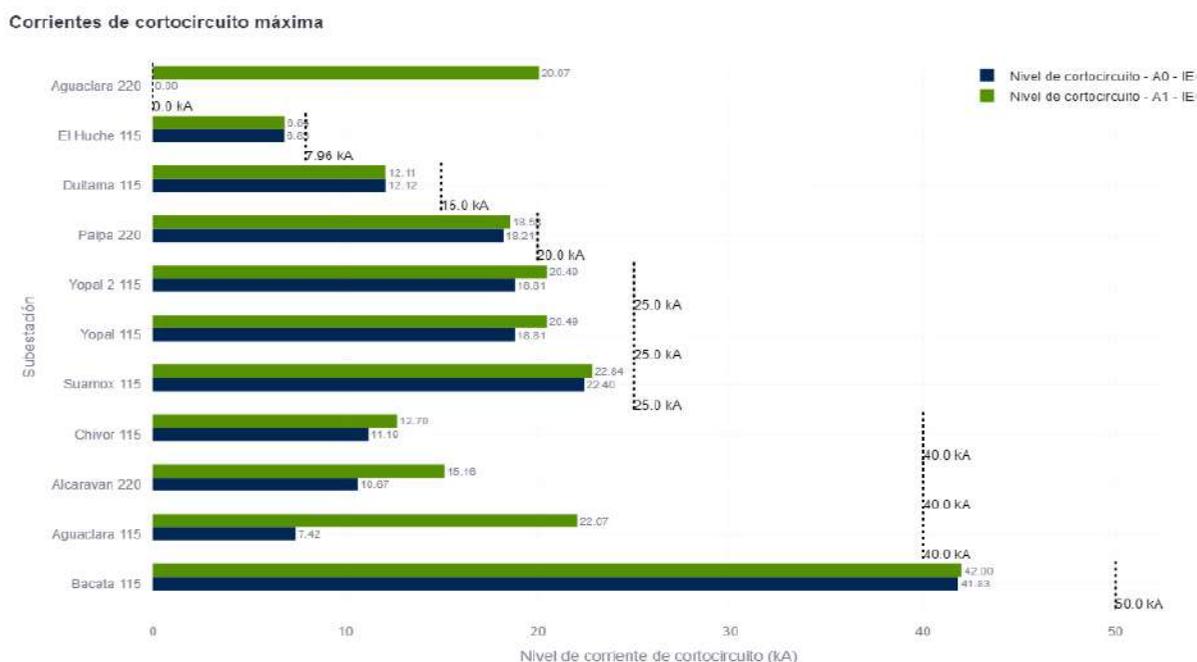


Figura 4-11. Subestaciones con agotamiento en su capacidad de interrupción.

Por otro lado, en la figura siguiente se muestran las subestaciones cuya capacidad de interrupción se ve superada.

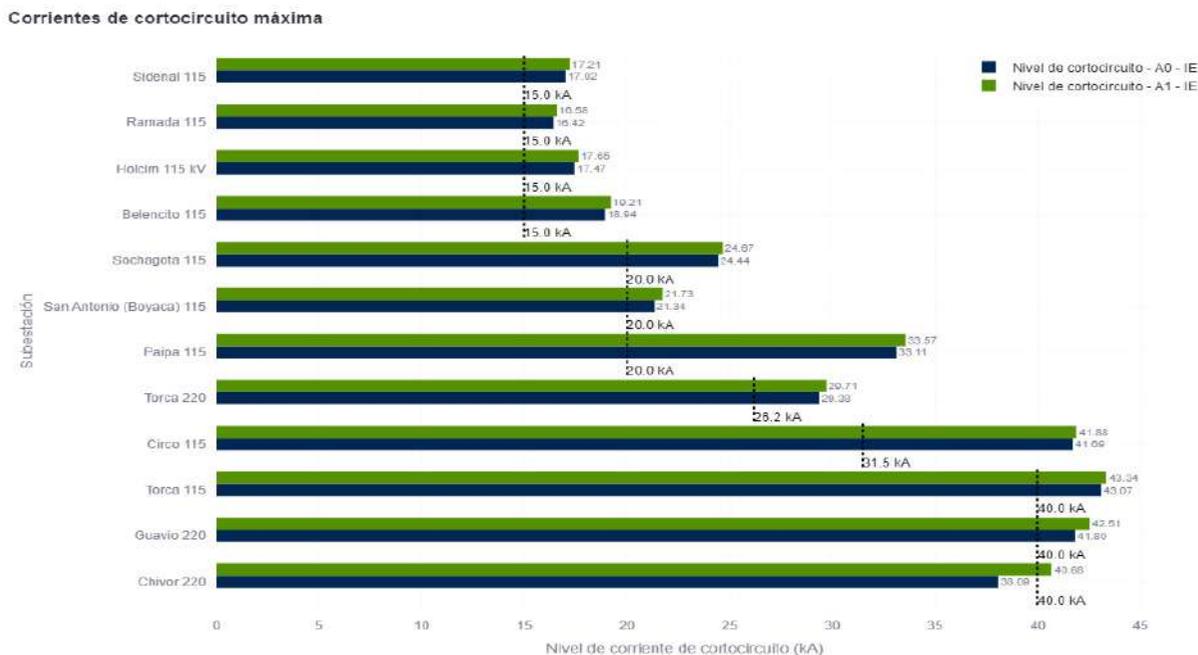


Figura 4-12. Subestaciones con su capacidad de interrupción superada.

Según lo evidenciado, varias subestaciones dentro del área de influencia ya enfrentan restricciones debido a cortocircuito. Aunque la mayoría de estas restricciones son preexistentes, en la subestación Chivor 230 kV la limitación se materializa con la eventual entrada en operación del proyecto. Esto ocurre debido al enmallamiento del Sistema de Transmisión Nacional (STN) a través del corredor Chivor II - Aguaclara - Alcaraván 230 kV, lo que reduce las impedancias vistas desde la subestación Chivor 230 kV, aumentando considerablemente las corrientes de cortocircuito. En tal sentido, se recomienda al operador de red evaluar tomar medidas encaminadas a mitigar esta condición y/o evaluar obras para la repotenciación de la capacidad de interrupción de la subestación.

Si bien el proyecto contribuye a elevar las corrientes de cortocircuito en algunas subestaciones, el agotamiento de la capacidad de interrupción es una problemática preexistente en muchas de las subestaciones de la región. Por lo tanto, resulta necesario implementar medidas que incrementen la capacidad de interrupción de estas subestaciones en el corto y mediano plazo para garantizar la seguridad y la estabilidad del sistema.

### 4.4.3. Refuerzos

Los análisis realizados muestran que la obra de expansión propuesta tiene impactos positivos para el SIN, al reducir los niveles de cargabilidad de los enlaces que conectan las áreas de Oriental y Nordeste a través del STR, así como, eliminando las subtensiones en la subárea de Boyacá - Casanare, en escenarios de baja generación interna. Sin embargo, la obra tiene impactos en las restricciones existentes en los enlaces de Alcaraván - Yopal 1 115 kV, Alcaraván - Yopal 2 115 kV, San Antonio - Suamox 115 kV ante contingencia sencilla (N-1).

Con el fin de mitigar estos impactos causados por la entrada en operación de la obra, se proponen los siguientes refuerzos adicionales a la obra de expansión:

### Repotenciación de los circuitos San Antonio - Suamox y Suamox - Belencito 115 kV.

Se propone la repotenciación de los circuitos San Antonio - Suamox y Suamox - Belencito 115 kV, aumentando la capacidad de los mismos, de 522 A a una capacidad de corriente superior a los 720 A. Cabe resaltar que, esta obra es propuesta por el operador de red Empresa de Energía de Boyacá (EBSA) en su “Plan de Expansión del STR EBSA 2024 – 2034”, como solución a las altas cargabilidades de estos circuitos ante contingencia sencilla (N-1).

### Repotenciación de los circuitos Alcaraván - Yopal 1 y 2 115 kV.

De igual forma, se plantea la repotenciación de estos enlaces, incrementando su capacidad de corriente de 720 A a 1200 A. Este refuerzo asegura una operación confiable ante la salida de uno de los circuitos, evitando sobrecargas y garantizando el suministro continuo en situaciones de contingencia.

En conjunto, estas mejoras no solo mitigan cualquier impacto derivado de la expansión, sino que potencian la robustez y flexibilidad de la red en las zonas afectadas, alineándose con las proyecciones de crecimiento de la demanda.

## 4.5. Análisis Económico

### 4.5.1. Costos

Se valoran los costos en unidades constructivas según Resoluciones CREG 015 de 2017 y CREG 011 de 2009 para el proyecto. La TRM considerada durante el análisis fue de COP \$4.063,26 del 13 de agosto 2024. Las tablas a continuación presentan el VPN de los costos asociados:

Tabla 4-1. Costo del proyecto en UC.

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
Costo en STR	\$31.270.696.401,91	\$ 7.445.403,91
Costo en STN	\$109.259.031.060,34	\$ 26.014.055,01
Costo total	<b>\$140.529.727.462,25</b>	<b>\$ 33.459.458,92</b>

Fuente: UPME

### 4.5.2. Beneficios

Se efectuó valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA) causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR).

$$B\_DNAM_t = \sum_d CRO_{d,t} (DNA\_SP_{d,t}, -DNA\_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

$B_{DNA,t}$	Beneficios en el año t por mitigación de DNA
$CR_{d,t}$	Escalón de racionamiento asociado al nivel de DNA
$DNA_{S,d,t}$	Demanda no atendida sin proyecto
$DNA_{C,d,t}$	Demanda no atendida con proyecto
$h_d$	horas del periodo de demanda

### 4.5.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la siguiente obra:

- Nueva subestación Aguaclara 220/115 kV, equipada con dos transformadores de 300 MVA cada uno. Además, contempla la instalación de un doble circuito Aguaclara – Chivor II de 220 kV, con una longitud aproximada de 28 km, y un doble circuito Aguaclara – Alcaraván de 220 kV, con una longitud aproximada de 105 km.

Al efecto se calculó el valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 como se observa en la **Tabla 4-2**.

Tabla 4-2. Costo del proyecto en UC.

	VPN - USD
<b>Total Beneficios</b>	\$577.731.214,22
<b>Total Costos</b>	\$34.585.462,77
<b>Relación B/C</b>	<b>16,704</b>

Fuente: UPME

El proyecto propuesto aporta significativos beneficios al sistema eléctrico, mejorando su confiabilidad y capacidad de transmisión. En su viabilidad económica se observa que la relación beneficio-costo del proyecto es superior a 1, lo que confirma y justifica su ejecución. Esto asegura un retorno positivo sobre la inversión y un impacto favorable en el desarrollo y fortalecimiento del sistema de transmisión en la región.

## 4.6. Conclusiones

- Evaluado el proyecto propuesto se obtuvo una relación B/C superior a 1.
- La obra propuesta tiene un impacto positivo en las áreas Oriental y Nordeste al establecer un nuevo punto de intercambio de energía eléctrica. Esto permite incrementar los flujos a través del STN y reducirlos por el STR, lo que mejora significativamente la cargabilidad de las líneas de transmisión Santa María - Tunjita 115 kV, Mámbita - Santa María 115 kV, Guavio - Mámbita 115 kV, Guateque - Tunjita 115 kV, Chivor - Sochagota 1 y 2 230 kV, y Aguaclara - Chivor 1 115 kV. Asimismo, los transformadores Guavio 230/115/13.2 kV y Chivor 230/115/13.2 kV reducen su carga.
- Con el proyecto propuesto, no se presentan subtensiones en los escenarios y supuestos analizados, manteniendo las subestaciones dentro del margen normativo. Es importante destacar que subestaciones críticas como Santa Clara 115 kV y Boavita 115 kV, que en el caso sin proyecto (A0) encontraban cerca de 0.75 p.u., mejoran significativamente, alcanzando niveles dentro de los límites regulados. Además, se observa una mejora general en el perfil de tensión en la subárea Boyacá - Casanare.
- Para las líneas del STR Alcaraván - Yopal 1 115 kV, Alcaraván - Yopal 2 115 kV, San Antonio - Suamox 115 kV, se observan cargabilidades superiores al 120 % en algunos casos con la entrada del proyecto (A1), por lo tanto, es necesario que se aumente la capacidad de corriente de estos enlaces.

## 4.7. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución del proyecto Nueva subestación Aguaclara 220/115 kV, equipada con dos transformadores de 300 MVA cada uno y la instalación de un doble circuito Aguaclara - Chivor II de 220 kV y un doble circuito Aguaclara - Alcaraván de 220 kV.

# REGIÓN PACÍFICO

## 5. PROYECTOS ENLACE OLAYA HERRERA - BUCHELLY (TUMACO) 115 KV Y SEGUNDO CORREDOR JARDINERA-JUNÍN-TUMACO 115 KV

### 5.1. Introducción

La UPME realiza una revisión periódica del Plan de Expansión de las redes de transmisión con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. Los análisis de planeamiento son realizados con un horizonte de mediano y largo plazo, y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía y potencia.

Este informe contiene la evaluación de los proyectos Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV, los cuales están orientados a mejorar los problemas presentes por la radialidad en las líneas de Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV y San Bernardino-Guapi-Olaya Herrera 115 kV. Esto con el fin de mejorar integralmente las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía en la zona suroccidental del área de cobertura atendida por el operador de red Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.- CEDENAR.

Asimismo, el informe presenta los resultados de la evaluación del proyecto con viabilidad técnica y económica para abordar esta restricción. Esto se realiza con el objetivo de alinearse con el horizonte de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, cumpliendo con los requerimientos técnicos y asegurando que la relación beneficio/costo (B/C) sea superior a 1.

### 5.2. Contexto

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME establece los requerimientos energéticos de la población colombiana según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la evaluación de proyectos, así como la elaboración de propuestas con base en las solicitudes y requerimientos identificados por los agentes del sector en el corto, mediano y largo plazo, y con sus resultados avanza en el proceso de actualización del Plan de expansión de transmisión donde se definen las prioridades para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este ejercicio usa la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan al sistema, incluidas las que usan fuentes de energía renovable.

En particular y teniendo en cuenta los informes trimestrales de restricciones que emite XM, se verifican las opciones para mitigar las restricciones por radialidades presentes en el área suroccidental, específicamente en la subárea de Cauca-Nariño. Una de las restricciones importantes por DNA que se presentan, se debe a la radialidad del corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV. Para ello se verificaron las posibles obras que mitiguen o solucionen esta problemática, de las cuales se evaluaron dos alternativas, inicialmente una obra propuesta por el Operador de Red CEDENAR y otra propuesta por el Centro Nacional de Despacho XM.

La primera obra evaluada fue recomendada por el operador de red CEDENAR, es el “Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV (FPO: Año 2027)”, con el fin de realizar una interconexión de 115 kV entre las subestaciones Buchelly (Tumaco) y Olaya Herrera para mejorar los problemas presentes por la radialidad existente. Por otro lado, XM, presenta la propuesta en los informes del IPOEMP y el ITR, en donde se manifiestan las señales de alerta a las restricciones presentadas por esta radialidad, por lo cual propone la obra “Segundo corredor a nivel de 115 kV entre las subestaciones Jardinera-Junín-Tumaco”.

Con base en lo anterior, se llevan a cabo análisis técnicos de cada una de las obras para determinar cuál puede atender adecuadamente las necesidades derivadas de las restricciones en esta subárea. Posteriormente, se evalúa económicamente la obra que cumpla con las condiciones técnicas más apropiadas para el sistema.

### 5.3. Antecedentes

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad formula planes y programas para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país. Al identificar las necesidades futuras, se desarrollan obras de expansión que aseguran el cumplimiento de estas necesidades conforme a la normativa vigente. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 3, 5 y mayores a 10 años, respectivamente. Entre los planes desarrollados por la UPME están los de expansión de generación y transmisión, que sirven como referencia. Estos planes buscan diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido, buscando problemáticas que puedan impedir el correcto funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

En particular, para el área Cauca - Nariño se presentó por parte de CEDENAR para evaluación de la Unidad, el proyecto de construcción Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV (FPO: Año 2027), transversalmente XM propone la opción de un segundo corredor entre Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV, estas dos alternativas con el mismo fin de darle continuidad operativa en la subestación Buchelly 115 kV (Tumaco) ante falla de la línea 115 kV Buchelly-Junín o Junín-Jardinera. De esta forma mejoraría la confiabilidad del sistema de CEDENAR ante la salida de elementos ya sea por un mantenimiento programado o contingencia. Para esta evaluación se tiene en cuenta el análisis técnico presentado por el OR y las recomendaciones realizadas por XM en los informes de planeamiento operativo e ITR.

- El 19 de junio de 2019 el OR CEDENAR con radicado No 20191520040192 envía Plan Expansión CEDENAR 2019 el OR – CEDENAR propone el Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV con FPO para el año 2025, con el fin de realizar la interconexión en 115 kV entre las subestaciones Buchelly y Olaya Herrera (COCANA) para darle continuidad operativa a la subestación Buchelly ante falla de las líneas Buchelly - Junín o Junín-Jardinera las dos de 115 kV. Para esto se contempla con la instalación de un conductor calibre 397.5 ACSR con longitud de 106 km. debido a la extensa longitud de la línea se incorporan dos bancos de compensación capacitiva para el nivel de tensión 4, uno en la subestación Guapi 115 kV – 6 MVar y otro en la subestación Buchelly 115 kV – 11 MVar, esto en procura de mantener los perfiles de tensión.
- El 13 de marzo de 2020 el OR CEDENAR con radicado No 20201100015922 envía “SOLICITUD DE VIABILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE CEDENAR SA ESP HORIZONTE 2019-2025”, con el fin de mejorar la confiabilidad ante contingencias en la red de transmisión de la zona pacífica, logrando así el continuo abastecimiento al mayor número de usuarios, recomendando la construcción de una nueva línea de transmisión en 115 kV entre Olaya Herrera – Buchelly.
- En el Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones Trimestre 2 de Julio de 2022, XM indica las radialidades del área Suroccidental, adicionalmente, para cada una se identifica el tiempo acumulado

en el que el elemento presentó una cargabilidad mayor al 95%, el número de eventos asociados a DNA, la DNA programada y no programada, el tiempo acumulado en el que hubo DNA, y el rango de potencia histórico asociado a cada radialidad entre otra información para el periodo de tiempo analizado en este estudio.

- En el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo septiembre de 2022, XM menciona restricciones del área Suroccidental en donde se presentan los resultados obtenidos a partir de los análisis eléctricos realizados para el área Suroccidental en cuanto restricciones eléctricas por sobre carga en condición normal de operación o ante contingencia sencilla N-1. Adicionalmente, se indican algunas de las acciones recomendadas para mitigar cada una de las restricciones.
- El 14 de octubre de 2022 el OR CEDENAR con radicado No 20221110182372, envía solicitud de respuesta con asunto: PE CEDENAR S.A. E.S.P. 2019 -2025. En la que nuevamente proponen la obra Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV para el año 2026.
- En el Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones de octubre de 2022, XM realiza la Propuesta de la obra “Segundo corredor Jardinera – Tumaco 115 kV”, recomienda nuevamente evaluar la repotenciación de los circuitos existentes, de lo contrario, y según lo previsto en el IPOELP II- 2022, debido al crecimiento de demanda previsto en la zona se presentarían dificultades asociadas a bajas tensiones ante contingencia N-1.
- En el Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo, publicado en marzo de 2023, XM reporta que la contingencia del circuito Jamondino – Jardinera 115 kV provocaría bajas tensiones en la zona de influencia, lo que complicaría su control debido a la naturaleza de la red radial. Se prevé que, ante esta contingencia, se presenten problemas de baja tensión en Tumaco 115 kV. En este contexto, se estima que la demanda máxima atendible a largo plazo será de 30 MVA entre las subestaciones Tumaco, Junín y Jardinera, proyectándose para el año 2024.
- En el Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones T1 de 2023, XM realiza nuevamente la propuesta de la obra Segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV y adicionalmente menciona que la DNA por condición de red radial, en el área Suroccidental representa cerca del 19% del total del SIN, siendo los elementos Junín - Tumaco 1 115 kV uno de los que representan la mayor afectación en la atención de la demanda.
- En el Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones de julio de 2023, XM nuevamente menciona las radialidades del área Suroccidental, adicionalmente indican que, para cada una se identifica el tiempo acumulado en el que el elemento presentó una cargabilidad mayor al 95%, el número de eventos asociados a DNA, la DNA programada y no programada, el tiempo acumulado en el que hubo DNA, y el rango de potencia histórico asociado a cada radialidad entre otra información para el periodo de tiempo analizado en este estudio.
- En el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo Trimestre 2 de 2023, XM menciona que el número de restricciones del sistema es de 163, de las cuales 97 se encuentran en estado de alerta (ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia) y son controlables a partir de recomendaciones operativas (generación de seguridad, tensión objetivo) y 66 se encuentran en estado de emergencia, es decir, que ante la ocurrencia de una contingencia sencilla se violan los límites de seguridad, o no se puede atender la totalidad de la demanda (CREG 025-1995), una de esas restricciones es la que se presenta ante la radialidad de las líneas Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV.
- En el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo Trimestre 3 de septiembre de 2023, XM presenta para la red a septiembre 2023 los nodos en configuración radial con mayor riesgo de DNA por agotamiento de red en el cual se incluye Tumaco 115 kV.

- En el Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones presentado en octubre de 2023, XM nuevamente muestra las radialidades del área Suroccidental entre ellas las líneas Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV, adicionalmente para cada una se identifica el tiempo acumulado en el que el elemento presentó una cargabilidad mayor al 95%, el número de eventos asociados a DNA, la DNA programada y no programada, el tiempo acumulado en el que hubo DNA, y el rango de potencia histórico asociado a cada radialidad entre otra información para el periodo de tiempo analizado en este estudio.
- En el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo del primer semestre de 2024, publicado en marzo de 2024, XM señala que en la Subárea Cauca-Nariño, ante el crecimiento esperado de la demanda, se identificará baja tensión en las subestaciones Tumaco 115 kV y Doncello 115 kV durante los años 2025 y 2026, incluso en condiciones de red completa. Por lo tanto, se recomienda a la UPME colaborar estrechamente con el operador regional (OR) asociado a cada nodo para evaluar alternativas que eviten esta restricción. Estas alternativas pueden incluir el traslado de demanda, la definición de expansiones que fortalezcan el nodo o la instalación de compensación reactiva, considerando que los circuitos operan de manera radial al final del horizonte de estudio. Asimismo, se sugiere al OR y a la UPME identificar proyectos o acciones que mejoren la confiabilidad en la atención de la demanda gestionada por circuitos en configuración radial, con el fin de prevenir inconvenientes en el cumplimiento de los criterios regulatorios relacionados con carga o tensión, especialmente ante el aumento progresivo de la demanda.
- En el Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo Trimestre 1 de 2024 marzo 2024, XM presenta los Cortes y Restricciones eléctricas del SIN en donde se presentan las restricciones para cada una de las áreas operativas del SIN a abril de 2024, entre ellas la contingencia Jamondino - Jardinera 115 kV la cual genera bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV.
- Según lo establecido en la Resolución CREG 224 de 2016, XM realiza la definición subáreas del SIN y el listado de contingencias críticas N-1 que pueden causar la salida de otros elementos por sobrecarga y requerir desconexión preventiva de carga (DPD) para evitar desatención de demanda (DCD), en donde se indica la criticidad de la contingencia Jamondino - Jardinera 115 kV la cual genera bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV.
- En el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo Primer semestre de marzo de 2024, XM menciona los riesgos asociados a la condición de red donde se presentan los circuitos en operación radial al final del horizonte de estudio, específicamente en la subárea Cauca – Nariño, en las líneas Jardinera - Junín 115 kV y Junín - Buchelly (Tumaco) 115 kV.
- El 13 de marzo de 2024 el OR CEDENAR con radicado No 20241110052292 y asunto: Respuesta CEDENAR S.A. E.S.P. Solicitud información Proyectos STR, Acuerdo CNO 696 de 2014, envía la información que contiene las repotenciaciones para incluir en el ajuste de la base de datos para el análisis.
- Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones de abril de 2024, XM presenta las radialidades del área Suroccidental, adicionalmente para cada una se identifica el tiempo acumulado en el que el elemento presentó una cargabilidad mayor al 95%, el número de eventos asociados a DNA, la DNA programada y no programada, el tiempo acumulado en el que hubo DNA, y el rango de potencia histórico asociado a cada radialidad entre otra información para el periodo de tiempo analizado en este estudio.
- En el Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo Trimestre 2 de junio de 2024, XM menciona los Cortes y Restricciones eléctricas del SIN, en donde se presentan las restricciones para cada una de las áreas operativas del SIN a julio de 2024, se indica que ante la contingencia Jamondino - Jardinera 115 kV se generan bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV.
- El 14 de junio de 2024 el OR CEDENAR con radicado No 20241110128742 y asunto: PE CEDENAR SA ESP 2024-2028, proponen nuevamente la obra Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV con cambio de FPO para el año 2027. Adicionalmente, recomienda evaluar la repoten-

ciación de los circuitos existentes, de lo contrario, y según lo previsto en el IPOELP II- 2022, debido al crecimiento de demanda previsto en la zona se presentarían dificultades asociadas a bajas tensiones ante contingencia N-1.

- Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones Julio de 2024, XM identifica las restricciones: Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV y Jamondino - Panamericana 115 kV / Jamondino - Jardinera 115 kV. Adicionalmente, para cada una se identifica el tiempo acumulado en el que el elemento presentó una cargabilidad mayor al 95%, el número de eventos asociados a DNA, la DNA programada y no programada, el tiempo acumulado en el que hubo DNA, y el rango de potencia histórico asociado a cada radialidad.

## 5.4. Proyecto Propuesto

A continuación, se presentan las dos alternativas propuestas, cada una con fecha de puesta en operación (FPO) de diciembre de 2027:

### A. Alternativa 1: Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV

- Construcción de una línea entre la subestación Olaya Herrera y la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV con una longitud de 106 km, adicional a esto se incorporan dos bancos de compensación de la siguiente manera:

- Compensación capacitiva en la subestación Guapi 115 kV – 6 MVAR.
- Compensación capacitiva en la subestación Buchelly 115 kV – 11 MVAR.

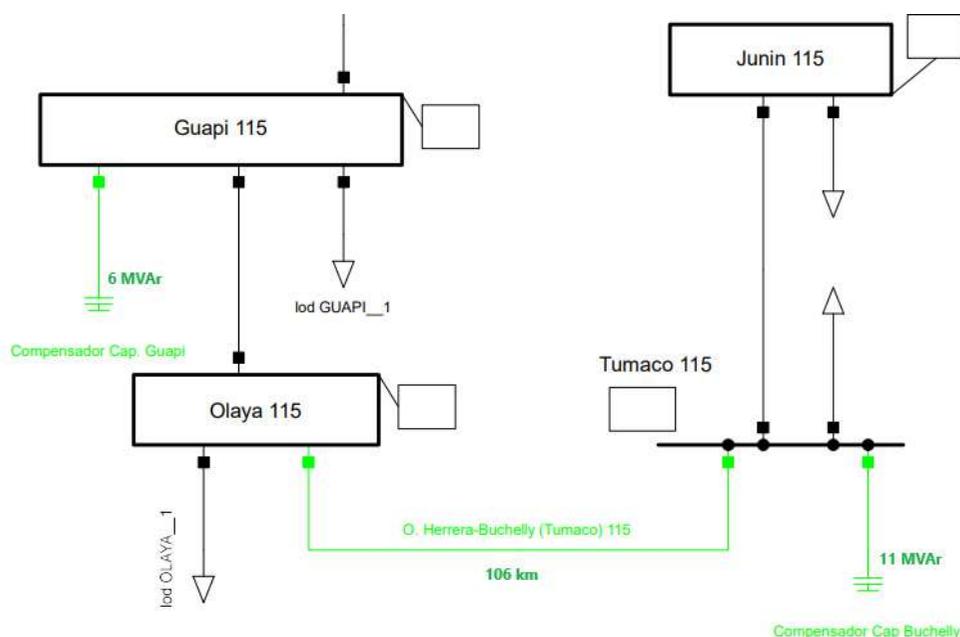


Figura 5-1. Diagrama unifilar del proyecto Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente: UPME



Figura 5-2. Ubicación Geográfica proyecto Enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV. Fuente: UPME

**B. Alternativa 2: Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV**

- Construcción de un segundo corredor en las subestaciones de nivel de 115 kV entre Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) con las siguientes longitudes:
  - Jardinera – Junín 115 kV: 67 km.
  - Junín – Buchelly (Tumaco): 85 km.

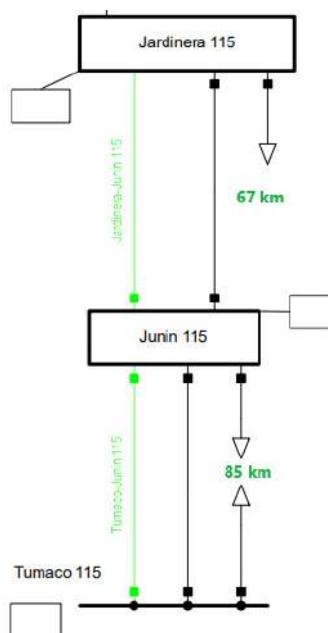


Figura 5-3. Diagrama unifilar Segundo corredor Jardinera-Junin-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente: UPME



Figura 5-4. Ubicación Geográfica proyecto Segundo corredor Jardinerá-Junin-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente: UPME.

## 5.5. Análisis técnicos

### 5.5.1. Consideraciones y supuestos

- Periodo de evaluación años: 2027 - 2032.
- Se evaluaron 23 contingencias en el área suroccidental.
- Los proyectos de generación y transmisión considerados:

Tabla 5-1. Proyectos de generación considerados en la subárea Cauca-Nariño.

Proyectos Clase 1	FPO
Generación fotovoltaica El Arbolito 9,9 MW	2024
PCH ALTO OVEJAS	2026
Planta de Autogeneración solar Puerto Tejada (Familia) 19.9 MW en la SE Familia del Pacífico 34.5 kV.	2025
Planta de generación Solar Ardobela I - 9.9 MW en la subestación Santander 34.5 kV.	2024
Planta de generación Solar Ardobela II - 9.9 MW en la subestación Santander 34.5 kV	2024
Planta de generación solar San Isidro de 19.09 MW	2024
Planta Solar Las Marías 99,5 MW	2027
COGENERADOR PROENCA	En operación
INCAUCA 1	En operación
SALVAJINA	En operación
ASNAZU	En operación

Proyectos Clase 1	FPO
INZA	En operación
MONDOMO	En operación
OVEJAS	En operación
SILVIA	En operación
COCONUCO	En operación
FLORIDA	En operación
JULIO BRAVO	En operación
PATICO - LA CABRERA	En operación
RIO BOBO	En operación
RIO MAYO	En operación
RIO PALO	En operación
RIO SAPUYES	En operación
SAJANDI	En operación
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	En operación
PROENCA II	En operación

- Los proyectos de transmisión considerados:

Tabla 5-2. Proyectos de expansión considerados en la subárea Cauca-Nariño

Proyecto de transmisión	FPO
SUBESTACIÓN RENACER 230/115/34.5 kV	2026

- Los escenarios de generación y demanda evaluados:

Tabla 5-3. Escenario de generación considerado.

Escenario de generación	Descripción
G1	Despacho con generación mínima en el área Suroccidental, máxima exportación a Ecuador.

Tabla 5-4. Escenario de demanda considerados.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima con despacho con mínima generación dentro del área suroccidental.
Dmed	Demanda media con despacho con mínima generación dentro del área suroccidental.
Dmin	Demanda mínima con despacho con mínima generación dentro del área suroccidental.

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- No son modelados los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), por lo tanto, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

## **5.5.2. Resultados en red normal para caso base (A0), Alternativa 1 (A1) Enlace O. Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Alternativa 2 (A2) Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.**

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados para el horizonte de análisis (2027-2032) en red completa, para los distintos escenarios de demanda (máxima, media y mínima), se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0) y para las Alternativa 1 (A1) y Alternativa 2 (A2).

### **5.5.2.1. Perfil de tensiones**

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada una de las 15 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Ilustración 5, se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones de la zona de influencia del proyecto en evaluación, para el caso base y para las dos alternativas planteadas.

A continuación, se presenta los resultados de las tensiones en cada una de las subestaciones incluidas en el análisis en las simulaciones realizadas:

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

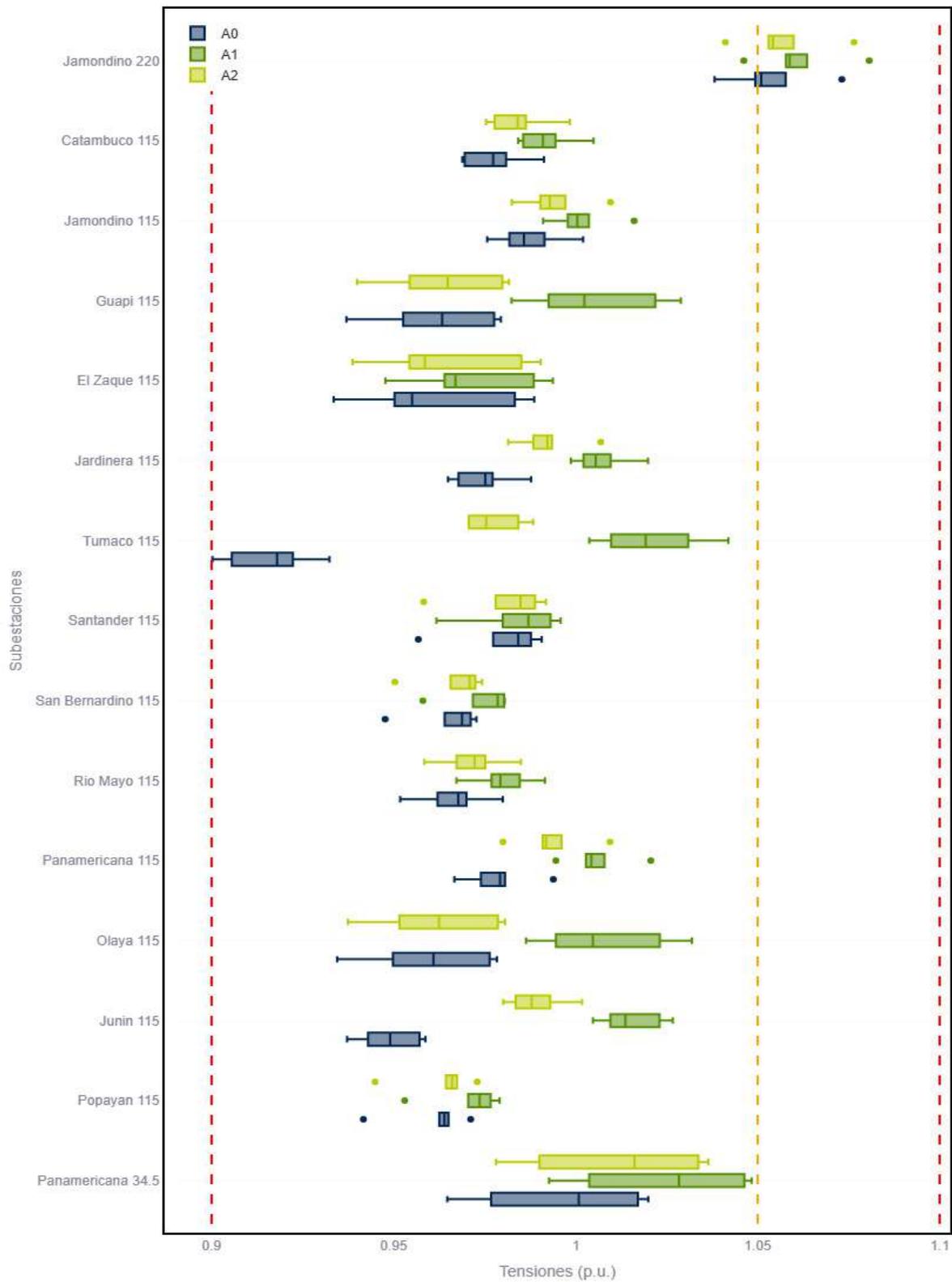


Figura 5-5. Perfil de tensiones en red normal en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia que los límites regulatorios de tensión máxima y mínima permitidos no son superados en ninguna subestación. Sin embargo, en la subestación Jamondino 230 kV las tensiones superan el 1.05 p.u., siendo una condición presente desde caso base, mostrando un incremento para ambas alternativas.

En la Figura 5-6, se presentan los resultados obtenidos para los niveles de tensión en red normal en la subestación Tumaco 115 kV, se evidencia que desde caso base se presentan tensiones cercanas al límite inferior regulatorio, mejorándose para cada una de las alternativas.

Diagrama de Bloques de Tensión para la subestación Tumaco 115 - C: Red completa



Figura 5-6. Perfil de tensiones en red normal en subestación Tumaco 115 kV sin proyecto (A0) y con proyectos A1 y A2. Fuente: UPME

Es importante mencionar que la subestación Tumaco 115 kV, es una de las más relevantes de la subárea por la demanda que atiende (20 MW), además se encuentra en el extremo de la radialidad que presenta actualmente la restricción.

### 5.5.2.2. Perfil de cargabilidades

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada uno de los 16 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la ilustración 7, se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos para el caso base y las cargabilidades para cada una de las alternativas planteadas.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

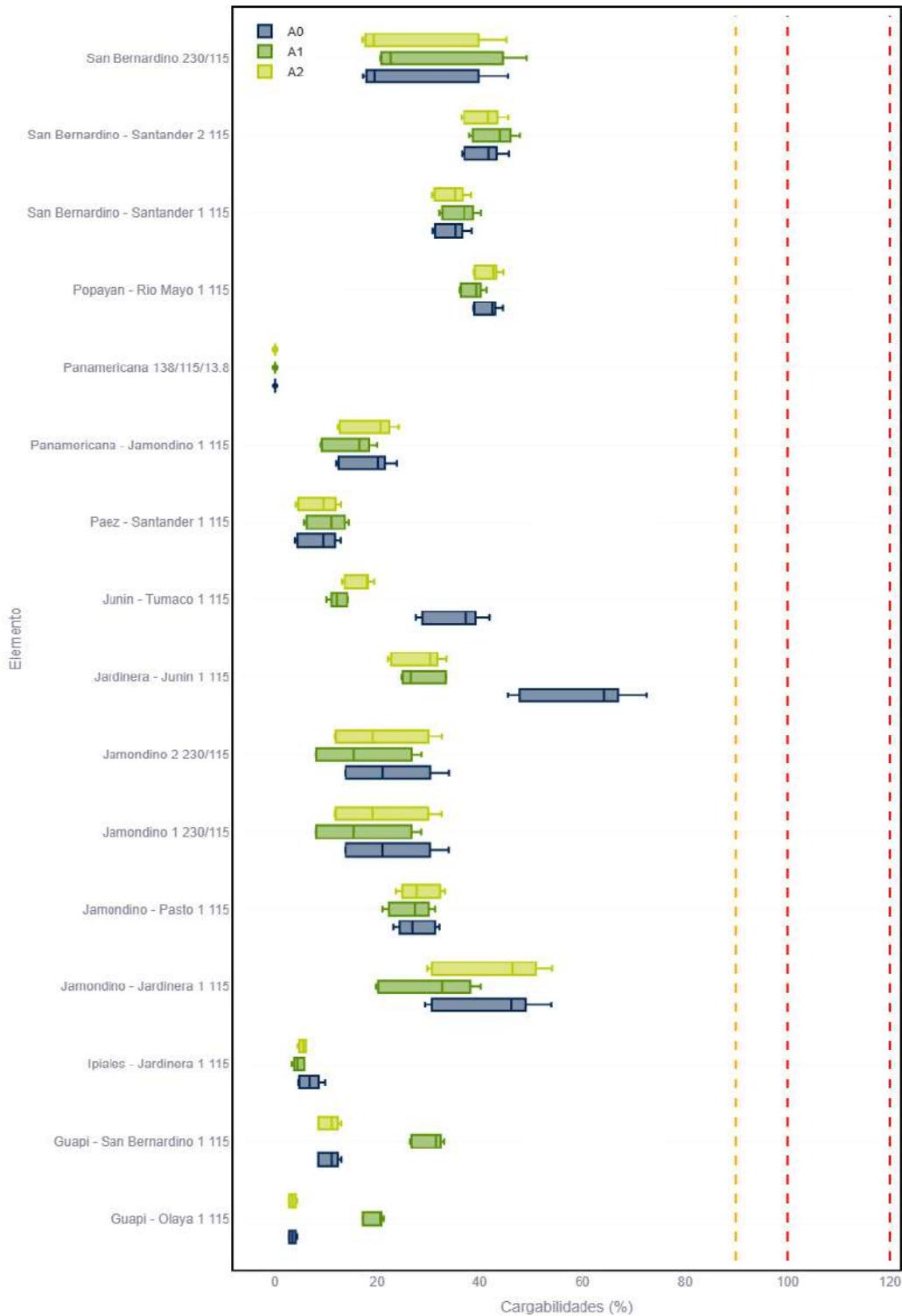


Figura 5-7. Cargabilidad de los elementos en red normal en el área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia que no existen restricciones de cargabilidad de los elementos analizados del área de influencia tanto para el caso base como para cada una de las alternativas en red normal.

### **5.5.3. Resultados ante contingencia N-1 para caso base (A0), Alternativa 1 (A1) Enlace O. Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Alternativa 2 (A2) Segundo corredor Jardinera-Junín - Buchelly (Tumaco) 115 kV.**

A continuación, se presentan los análisis técnicos para perfiles tensión y cargabilidades en condición de contingencia N-1, en los diferentes elementos en el área de influencia para las alternativas en evaluación. Para ello se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones menores a 500 kV deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con tensiones mayores a 500 kV deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

#### **5.5.3.1. Perfil de tensiones**

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada una de las 15 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la ilustración 8, se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones de la zona de influencia ante contingencia N-1 para el caso base y para las dos alternativas planteadas.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

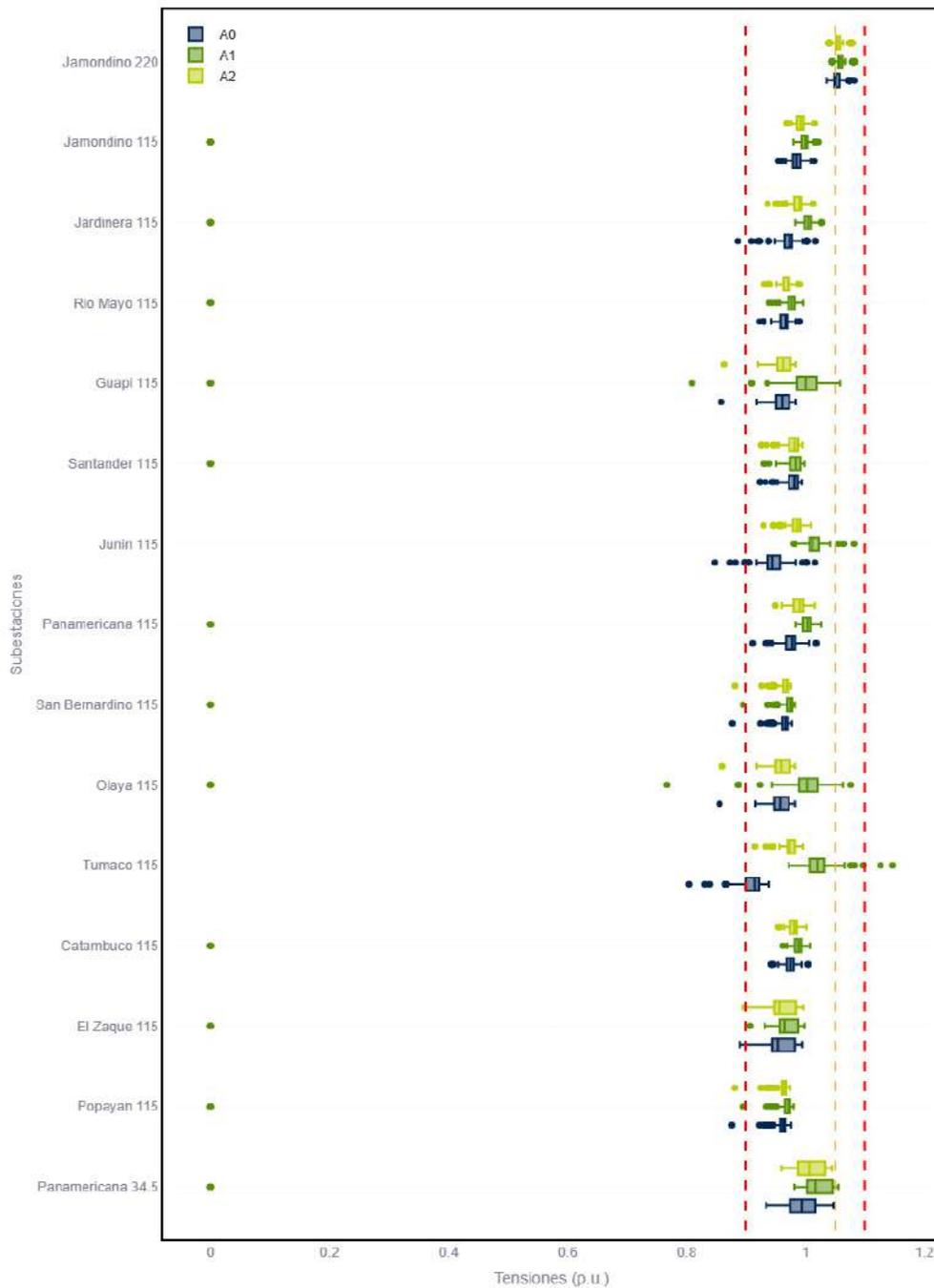


Figura 5-8. Perfil de tensiones ante contingencias N-1 en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia que se supera el límite inferior regulatorio para caso base en las subestaciones Jardinera, Junín, Olaya, Tumaco, El Zaque, San Bernardino y Popayán 115 kV, manteniéndose para las alternativas 1 y 2 en las subestaciones Guapi, Olaya y Popayán 115 kV. Para la Alternativa 1, se presenta no convergencia ante la contingencia Jardinera-Junín 115 kV en varios de los casos analizados, adicionalmente en la subestación Tumaco 115 kV se presentan tensiones superiores al límite máximo regulatorio.

En la Figura 5-9, se muestra el número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario para caso base y cada una de las alternativas.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario

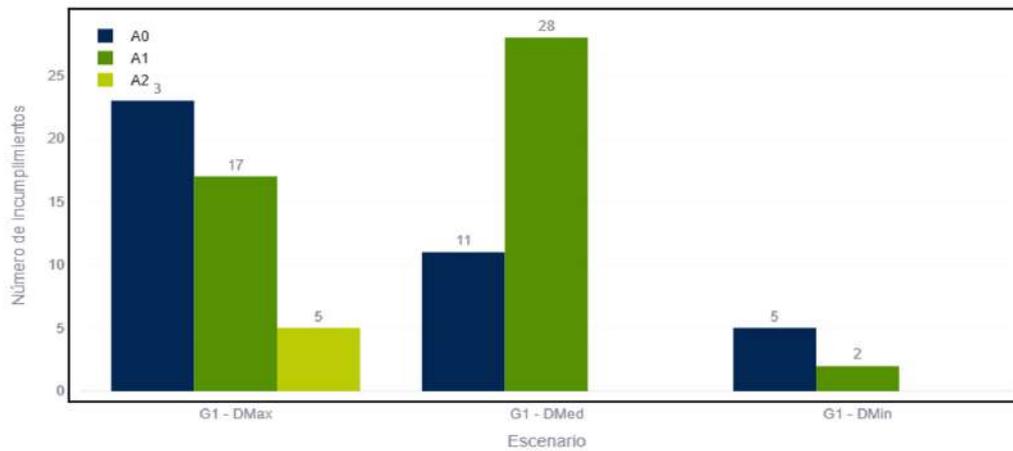


Figura 5-9. Grafica de barras con el número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario.

En la Tabla 5-5 se presenta el resumen de restricciones para los perfiles de tensión ante contingencia N-1.

Tabla 5-5. Resúmenes de restricciones

NI: Número de infracciones

Casos críticos	Escenarios críticos	Años críticos	Tensión (p.u.)_A0	NI_A0	Tensión (p.u.)_A1	NI_A1	Tensión (p.u.)_A2	NI_A2
Catambuco 115 / Jardinera - Junín 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.99 / max: 1.00	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.97 / max: 1.00	0
El Zaque 115 / Jardinera - Junín 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.95 / max: 0.99	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.94 / max: 0.99	0
El Zaque 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.91 / max: 0.91	0	min: 0.90 / max: 0.90	1
Guapi 115 / Jardinera - Junín 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.95 / max: 0.97	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.94 / max: 0.96	0
Guapi 115 / Junín - Tumaco 115	G1 - DMax	2032	min: 0.95 / max: 0.95	0	min: 0.81 / max: 0.81	1	min: 0.94 / max: 0.94	0
Guapi 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.86 / max: 0.86	1	min: 0.94 / max: 0.94	0	min: 0.86 / max: 0.86	1
Jamondino 115 / Jardinera - Junín 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 1.00 / max: 1.01	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.99 / max: 1.01	0

Casos críticos	Escenarios críticos	Años críticos	Tensión (p.u.)_A0	NI_A0	Tensión (p.u.)_A1	NI_A1	Tensión (p.u.)_A2	NI_A2
Jamondino 220 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 1.06 / max: 1.08	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 1.05 / max: 1.07	0
Jardinera 115 / Jamondino - Jardinera 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.98 / max: 0.98	0	min: 0.94 / max: 0.94	0
Jardinera 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 1.00 / max: 1.02	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.98 / max: 1.00	0
Junín 115 / Jamondino - Jardinera 1 115	G1 - DMax, G1 - DMed, G1 - DMin	2027, 2032	min: 0.85 / max: 0.90	5	min: 0.98 / max: 1.01	0	min: 0.93 / max: 0.96	0
Olaya 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.94 / max: 0.96	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.94 / max: 0.96	0
Olaya 115 / Junín - Tumaco 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.94 / max: 0.96	0	min: 0.77 / max: 0.89	3	min: 0.94 / max: 0.96	0
Olaya 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.86 / max: 0.86	1	min: 0.95 / max: 0.95	0	min: 0.86 / max: 0.86	1
Panamericana 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 1.00 / max: 1.02	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.98 / max: 1.00	0
Panamericana 34.5 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 1.04 / max: 1.05	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 1.02 / max: 1.03	0
Popayán 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.95 / max: 0.98	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.94 / max: 0.97	0
Popayán 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.88 / max: 0.88	1	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.88 / max: 0.88	1
Rio Mayo 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.97 / max: 0.99	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.96 / max: 0.98	0
San Bernardino 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.96 / max: 0.98	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.95 / max: 0.97	0
San Bernardino 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.88 / max: 0.88	1	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.88 / max: 0.88	1
Santander 115 / Jardinera - Junín 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.96 / max: 0.98	0	min: 0.00 / max: 0.00	3	min: 0.96 / max: 0.98	0

Casos críticos	Escenarios críticos	Años críticos	Tensión (p.u.)_A0	NI_A0	Tensión (p.u.)_A1	NI_A1	Tensión (p.u.)_A2	NI_A2
Tumaco 115 / Ca-tambuco - Jamondino 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / El Zaque - Popayán 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Guapi - San Bernardino 1 115	G1 - DMin, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.90 / max: 0.93	1	min: 1.08 / max: 1.15	2	min: 0.97 / max: 0.98	0
Tumaco 115 / Ipiales - Jardinera 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.88 / max: 0.89	2	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.96 / max: 0.96	0
Tumaco 115 / Jamondino - Jardinera 1 115	G1 - DMin, G1 - DMax, G1 - DMed	2027, 2032	min: 0.80 / max: 0.89	6	min: 0.98 / max: 1.04	0	min: 0.91 / max: 0.96	0
Tumaco 115 / Jamondino 1 230/115	G1 - DMed, G1 - DMin, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.87 / max: 0.90	4	min: 0.98 / max: 1.02	0	min: 0.95 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Jamondino 2 230/115	G1 - DMed, G1 - DMax, G1 - DMin	2027, 2032	min: 0.87 / max: 0.90	4	min: 0.98 / max: 1.02	0	min: 0.95 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Jamundí - Pance 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Jamundí - Santander 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Páez 220/115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Panamericana - Jamondino 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.89 / max: 0.90	2	min: 1.00 / max: 1.01	0	min: 0.97 / max: 0.98	0
Tumaco 115 / Panamericana 2 115/34.5/13.8	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.90 / max: 0.90	2	min: 1.01 / max: 1.01	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / Pance - Santander 2 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.00 / max: 1.00	0	min: 0.97 / max: 0.97	0
Tumaco 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.97 / max: 0.97	0	min: 0.96 / max: 0.96	0

A continuación, en la Ilustración 10 se presenta el diagrama de bloques de tensión para la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV para los años 2027 y 2032, en donde se evidencian subtensiones que se presentan en la red desde caso base, que son corregidas con la alternativa 2 (Proyecto segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly 115 kV). Sin embargo, para la alternativa 1 (Enlace O. Herrera-Buchelly) presenta sobretensiones para los dos años analizados.

Diagrama de Bloques de Tensión para la subestación Tumaco 115 - C: Todas

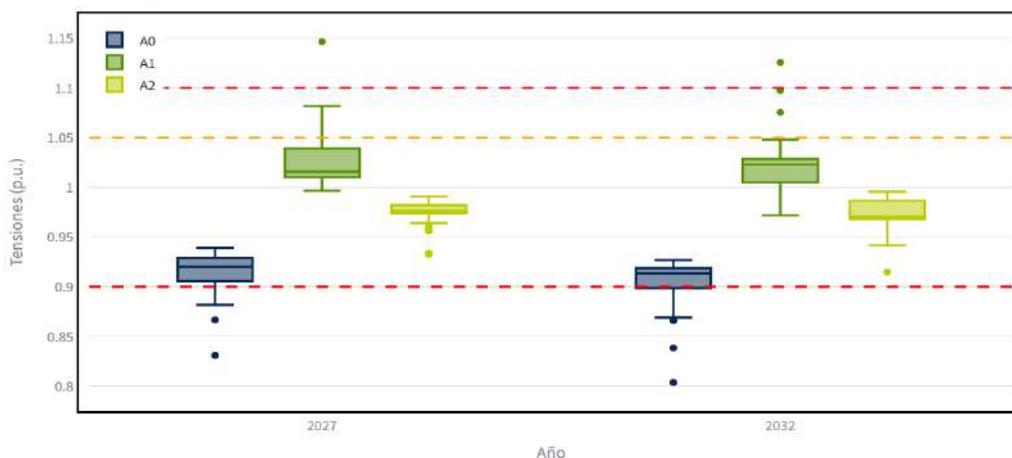


Figura 5-10. Perfil de tensiones ante contingencia N-1 en subestación Tumaco sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

Así mismo, se presenta el diagrama de bloques de tensión para la subestación Olaya Herrera 115 kV en los años 2027 y 2032 en donde se evidencian subtensiones y no convergencia de la red presentes para la A1 (Enlace O. Herrera – Buchelly).

Diagrama de Bloques de Tensión para la subestación Olaya 115 - C: Todas



Figura 5-11. Perfil de tensiones ante contingencia N-1 en subestación Olaya sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

### 5.5.3.2. Perfil de cargabilidades

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada uno de los 16 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 5-12, se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos para el caso base y con cada una de las alternativas ante contingencia N-1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

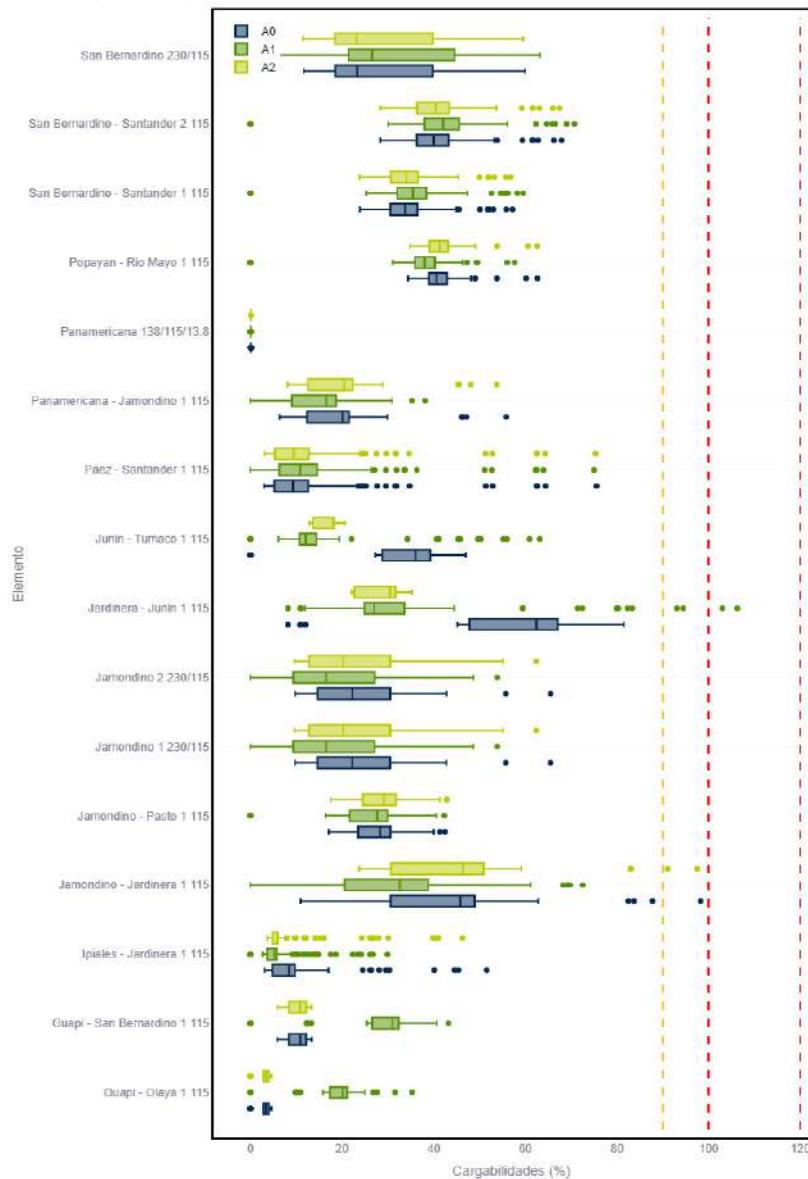


Figura 5-12. Cargabilidad de los elementos ante contingencia N-1 en el área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia que en la línea Jardinera-Junín 115 kV, ante algunas contingencias se supera el 100% de la cargabilidad para la alternativa 1. Adicionalmente, se presenta la no convergencia de la red ante la contingencia de esta línea para algunos elementos como las líneas Guapi-Olaya 115 kV, Guapi-San Bernardino 115 kV, Ipsiales-Jardinera 115 kV y Junín-Tumaco 115 kV. Para la alternativa 2, se evidencia que no se alcanza a superar el límite máximo de cargabilidad regulatorio en ninguno de los elementos.

### 5.5.3.3. Análisis de cortocircuito

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909 – 2016 bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el **PARATEC** y la ventanilla única (**Circular CREG 014 de 2022**).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se evalúa el impacto del proyecto sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 22 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia de este. A continuación, se presenta de manera gráfica el impacto para las subestaciones más cercanas (15) al proyecto.

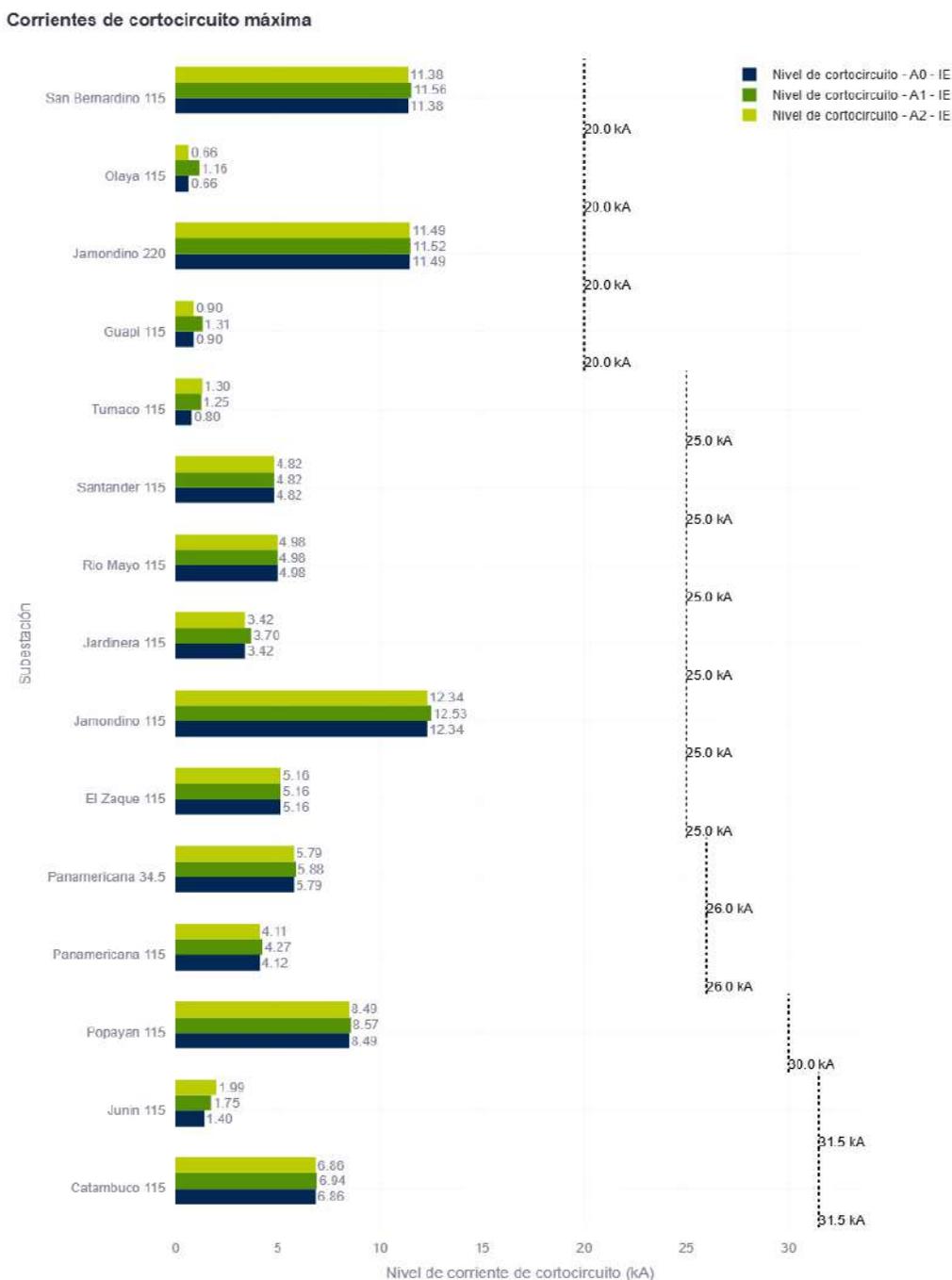


Figura 5-13. Corrientes máximas de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

En el horizonte de análisis no se observa, ante cortocircuito, violación de la capacidad de interrupción en las subestaciones de la subárea de influencia Cauca-Nariño, ni en el caso base (A0) ni con las alternativas 1 y 2.

## 5.6. Evaluación proyecto conjunto “Enlace Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.

A partir de los resultados eléctricos obtenidos en los capítulos anteriores, en donde se analizan los perfiles de tensión y de cargabilidad en condiciones normales y durante la contingencia N-1, se concluye que la Alternativa 1, que consiste en el enlace O. Herrera-Buchelly (Tumaco) a 115 kV, presenta restricciones eléctricas que dificultan su implementación, haciéndola técnicamente inviable de manera aislada. Por otro lado, la implementación de la Alternativa 2 elimina la radialidad en las líneas Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) a 115 kV y alivia las bajas tensiones durante la contingencia N-1 en las subestaciones de la zona de influencia. Sin embargo, esta alternativa no resuelve los problemas asociados a la radialidad de la línea San Bernardino-Guapi-Olaya Herrera a 115 kV. Por esta razón, se evalúan ambos proyectos de manera conjunta, de la siguiente forma:

## 5.7. Proyecto Propuesto

A continuación, se presentan el proyecto propuesto, con fecha de puesta en operación (FPO) de diciembre de 2027:

### A. Descripción alternativa: Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV

- Construcción de una nueva línea de 115 kV entre la subestación Olaya Herrera y la subestación Buchelly (Tumaco), con una longitud de 106 km. Además, se hará un segundo corredor entre las subestaciones Jardinera, Junín y Buchelly (Tumaco) con unas longitudes de 67 km entre Jardinera – Junín 115 kV y 85 km entre Junín – Buchelly (Tumaco). También se incorporará un banco de compensación capacitiva en la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV de 11 MVar

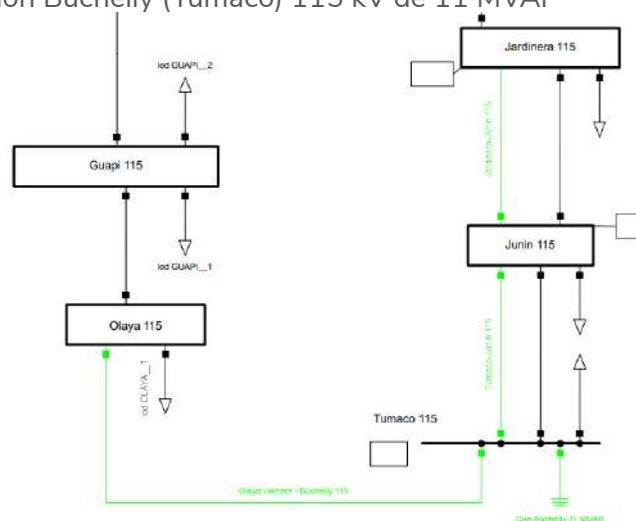


Figura 5-14. Diagrama Diagrama unifilar del proyecto. Fuente: UPME



Figura 5-15. Ubicación Geográfica proyecto conjunto enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly 115 kV y Segundo corredor Jardinería-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente: UPME

## 5.7.1 Resultados en red normal para caso base (A0) y Alternativa conjunta (A1) enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinería-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados para el horizonte de análisis (2027-2032) en red completa, para los distintos escenarios de demanda (máxima, media y mínima), se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0) y para la Alternativa conjunta (A1).

### 5.7.1.1 Perfil de tensiones

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada una de las 20 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Ilustración 16, se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones de la zona de influencia del proyecto en evaluación, para el caso base y para la alternativa planteada.

A continuación, se presenta los resultados de las tensiones en cada una de las subestaciones incluidas en el análisis en las simulaciones realizadas:

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

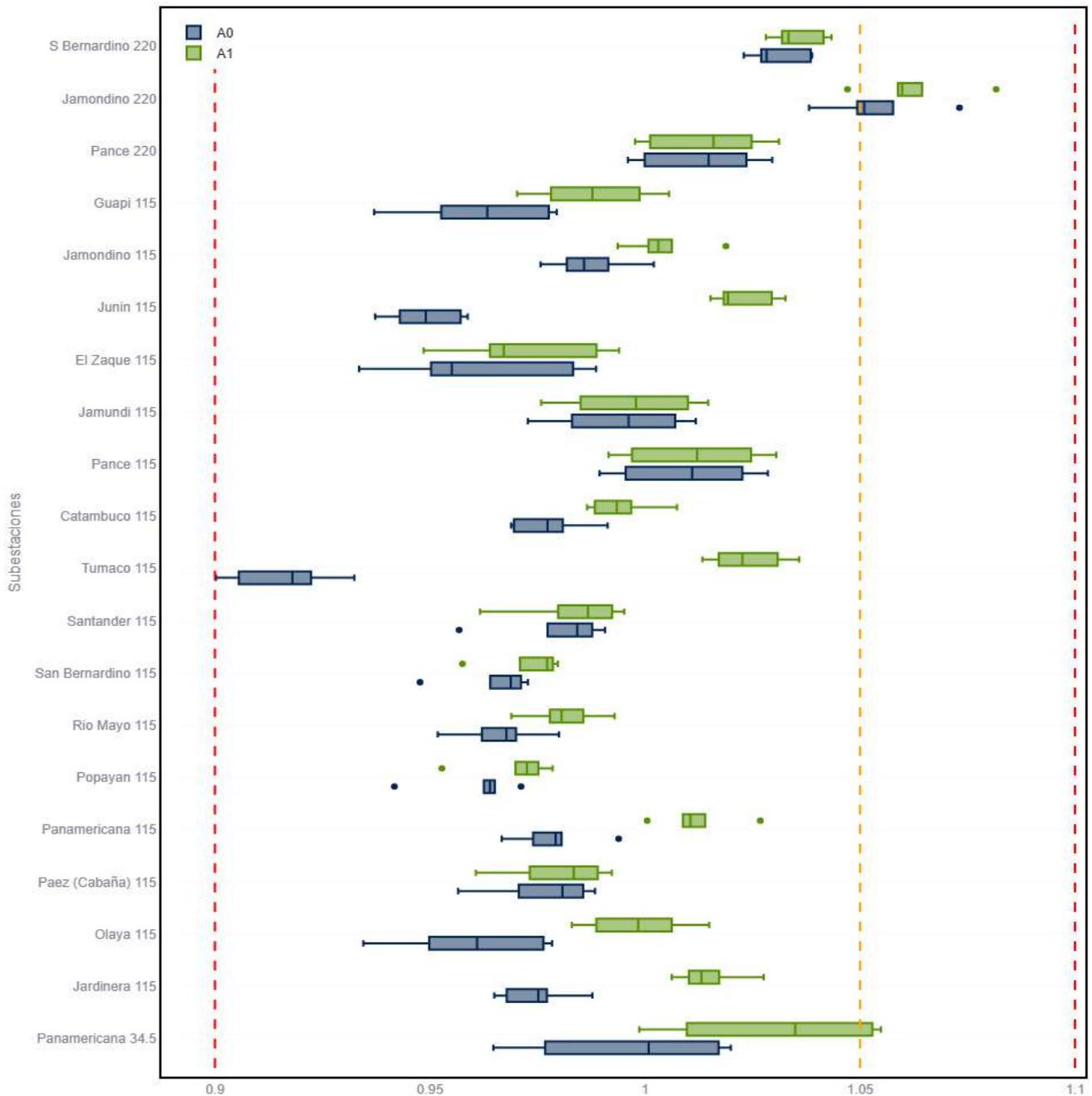


Figura 5-16. Perfil de tensiones en red normal en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto conjunto A1. Fuente: UPME

De acuerdo a los resultados obtenidos, se evidencia que los límites regulatorios de tensión máxima y mínima permitidos, no son superados en ninguna subestación.

En la ilustración 17, se presentan los resultados obtenidos para los niveles de tensión en red normal en la subestación Tumaco 115 kV.

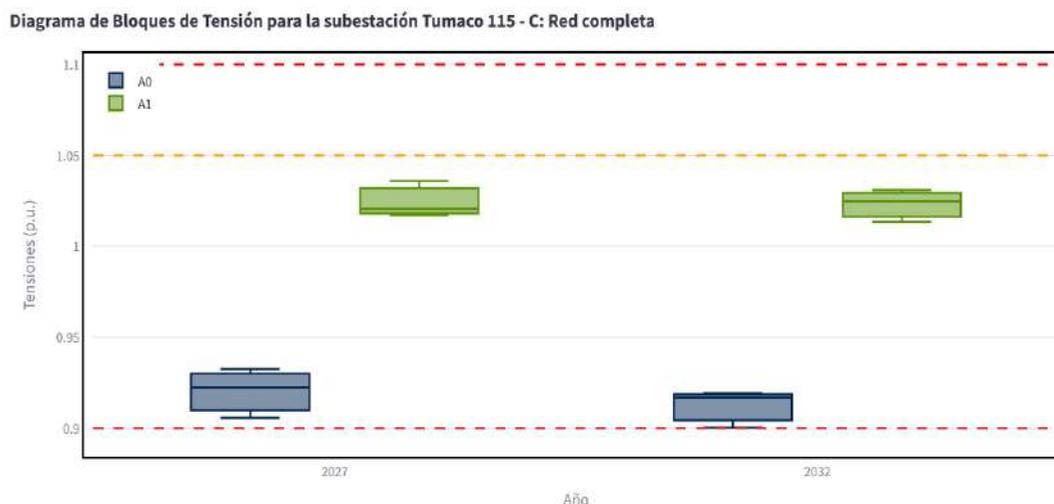


Figura 5-17. Perfil de tensiones en red normal en subestación Tumaco 115 kV sin proyecto (A0) y con proyecto conjunto (A1) Fuente: UPME

Se evidencia que desde caso base se presentan tensiones cercanas al límite inferior regulatorio, mejorándose para la alternativa conjunta tanto en el año 2027 como en el 2032.

### 5.7.1.2. Perfil de cargabilidades

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada uno de los 22 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la ilustración 5, se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos para el caso base y las cargabilidades para cada una de las alternativas planteadas.

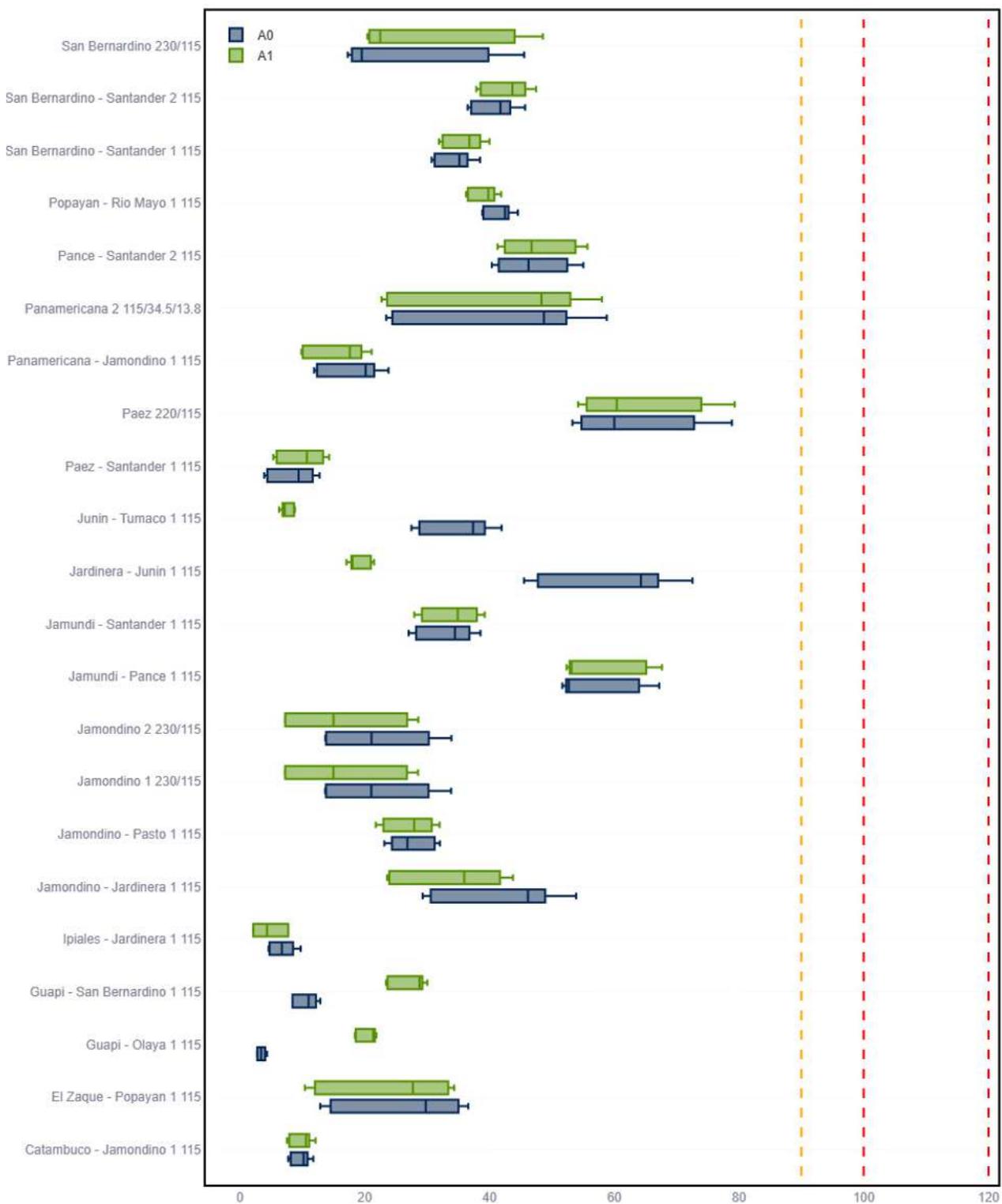


Figura 5-18. Cargabilidad de los elementos en red normal en el área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto conjunto (A1). Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia que no existen restricciones de cargabilidad de los elementos analizados del área de influencia tanto para el caso base como para cada una de las alternativas en red normal.

## **5.7.2 Resultados ante contingencia N-1 para caso base (A0) y Alternativa conjunta (A1) enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV.**

A continuación, se presentan los análisis técnicos para perfiles tensión y cargabilidades en condición de contingencia N-1, en los diferentes elementos del área de influencia para las alternativas en evaluación. Para ello se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Estos lineamientos son:

- Las tensiones para las subestaciones con tensiones menores a 500 kV deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.1 p.u.
- Las tensiones para las subestaciones con tensiones mayores a 500 kV deben estar dentro de 0.9 p.u. y 1.05 p.u.
- La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

### **5.7.2.1. Perfil de tensiones**

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada una de las 20 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 5-19, se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones de la zona de influencia ante contingencia N-1 para el caso base y para la alternativa conjunta.

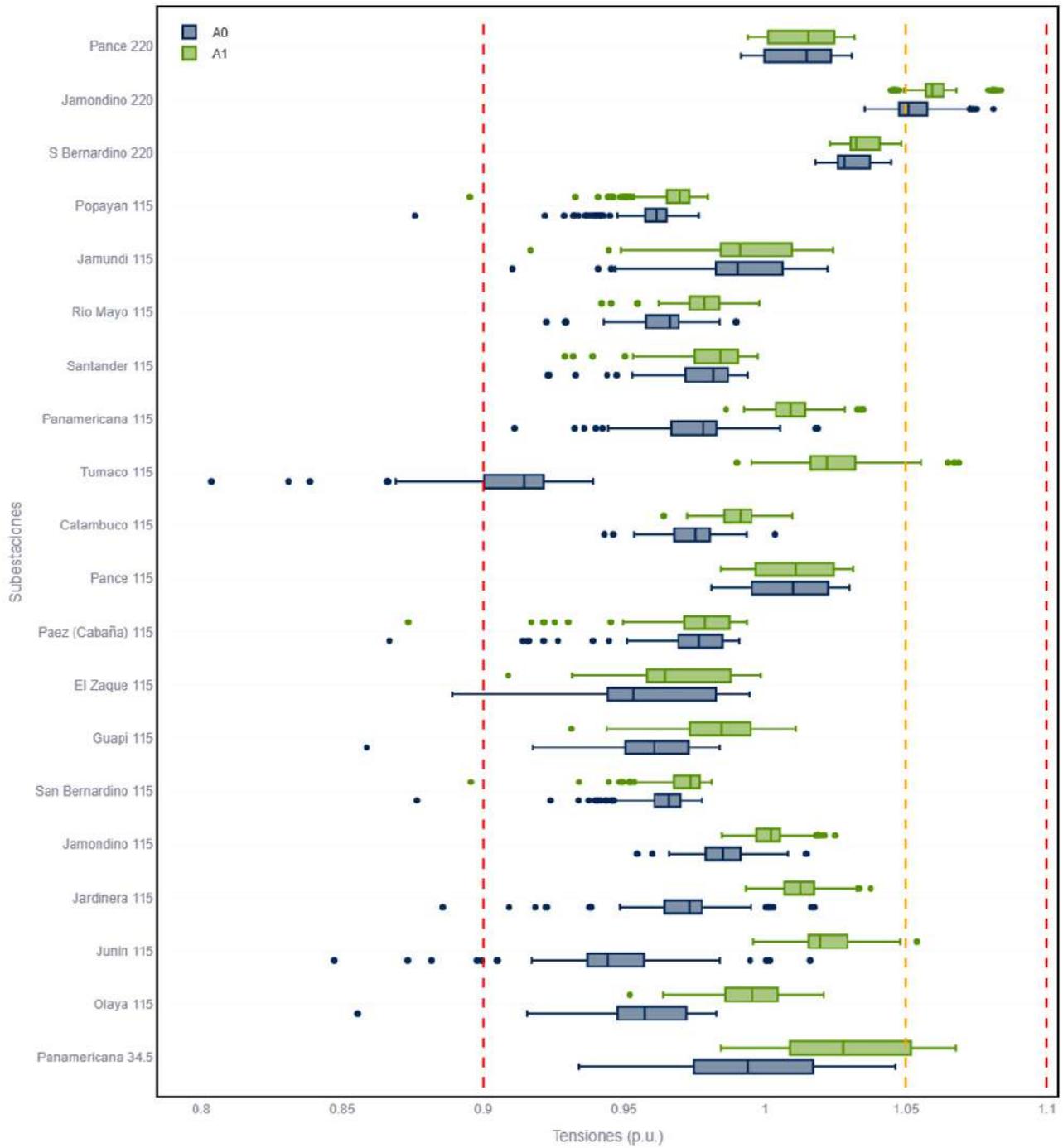


Figura 5-19. Perfil de tensiones ante contingencias N-1 en subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto conjunto (A1). Fuente: UPME

Según los resultados obtenidos, se observa que se supera el límite inferior regulatorio en el caso base para las subestaciones Popayán, Tumaco, Páez, El Zaque, Guapi, San Bernardino, Jardinera, Junín y Olaya 115 kV. Sin embargo, la alternativa conjunta muestra una mejora significativa, especialmente en las subestaciones ubicadas en las radialidades a atender. Esto representa un impacto positivo para el sistema, ya que la ausencia de estas subtensiones permite una mejora en la demanda no atendida (DNA) presente en esta zona.

En las Figuras 5-20, 5-21 y 5-22, se muestra el número de casos por fuera de los límites regulatorios por año, por tipo de restricción y por escenario para caso base y cada la alternativa conjunta.

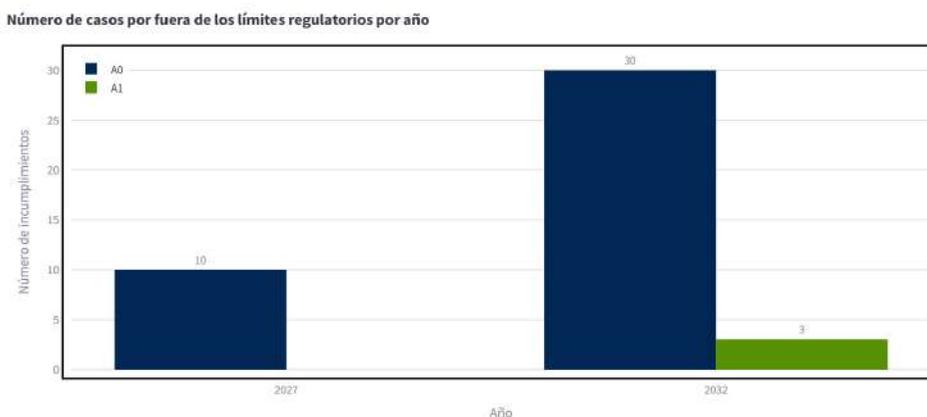


Figura 5-20. Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año.

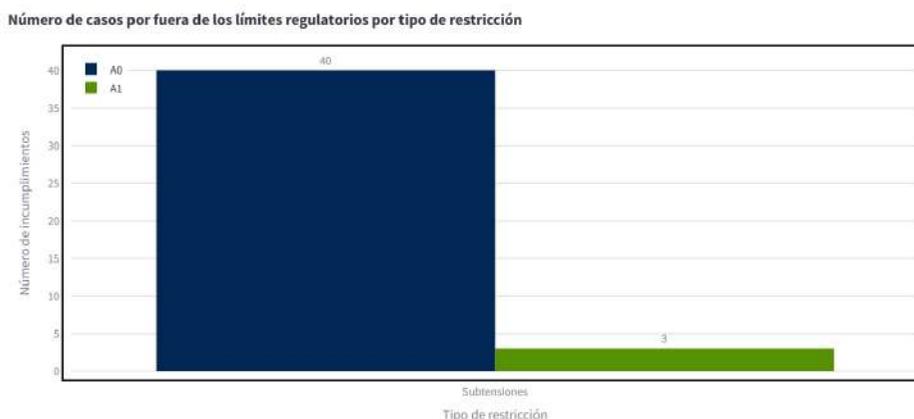


Figura 5-21. Número de casos por fuera de los límites regulatorios por tipo de restricción.

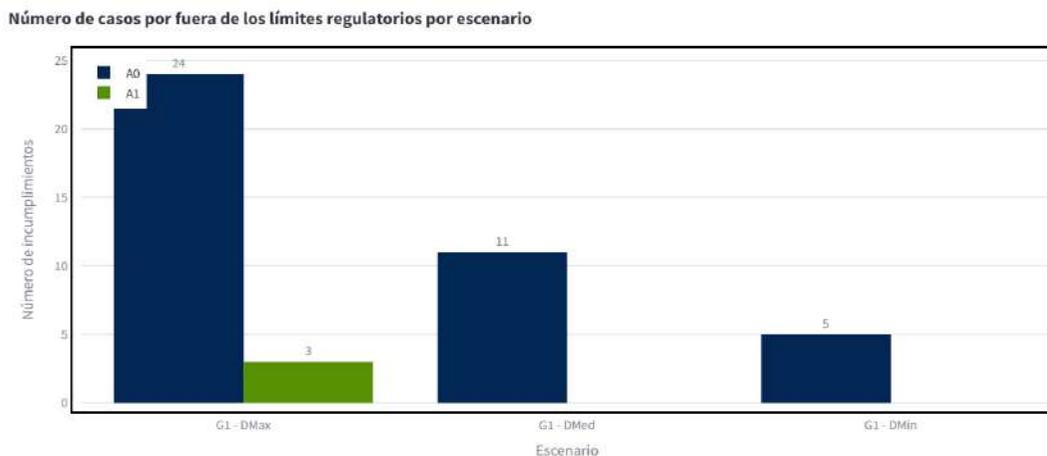


Figura 5-22. Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario.

Como se muestra en las anteriores figuras, se puede evidenciar una mejora significativa en las restricciones presentes desde caso base implementando la alternativa conjunta.

En la Tabla 5-6 se presenta el resumen de restricciones para los perfiles de tensión ante contingencia N-1.

Tabla 5-6. Resúmenes de restricciones

NI: Número de infracciones

Casos críticos	Escenarios críticos	Años críticos	Tensión (p.u.)_A0	NI_A0	Tensión (p.u.)_A1	NI_A1
El Zaque 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.91 / max: 0.91	0
Guapi 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.86 / max: 0.86	1	min: 0.93 / max: 0.93	0
Jardinera 115 / Jamondino - Jardinera 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 1.00 / max: 1.00	0
Junín 115 / Jamondino - Jardinera 1 115	G1 - DMax, G1 - DMed, G1 - DMin	2027, 2032	min: 0.85 / max: 0.90	5	min: 1.00 / max: 1.02	0
Olaya 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.86 / max: 0.86	1	min: 0.95 / max: 0.95	0
Páez (Cabaña) 115 / Páez 220/115	G1 - DMax	2032	min: 0.87 / max: 0.87	1	min: 0.87 / max: 0.87	1
Popayán 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.88 / max: 0.88	1	min: 0.90 / max: 0.90	1
San Bernardino 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.88 / max: 0.88	1	min: 0.90 / max: 0.90	1
Tumaco 115 / Catambuco - Jamondino 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / El Zaque - Popayán 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.01 / max: 1.01	0

Tumaco 115 / Guapi - San Bernardino 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.04 / max: 1.04	0
Tumaco 115 / Ipiales - Jardinera 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.88 / max: 0.89	2	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / Jamondino - Jardinera 1 115	G1 - DMax, G1 - DMed, G1 - DMin	2027, 2032	min: 0.80 / max: 0.89	6	min: 1.00 / max: 1.04	0
Tumaco 115 / Jamondino 1 230/115	G1 - DMed, G1 - DMax, G1 - DMin	2027, 2032	min: 0.87 / max: 0.90	4	min: 1.00 / max: 1.02	0
Tumaco 115 / Jamondino 2 230/115	G1 - DMed, G1 - DMax, G1 - DMin	2027, 2032	min: 0.87 / max: 0.90	4	min: 1.00 / max: 1.02	0
Tumaco 115 / Jamundí - Pance 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / Jamundí - Santander 1 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / Páez 220/115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / Panamericana - Jamondino 1 115	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.89 / max: 0.90	2	min: 1.02 / max: 1.02	0
Tumaco 115 / Panamericana 2 115/34.5/13.8	G1 - DMed, G1 - DMax	2027, 2032	min: 0.90 / max: 0.90	2	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / Pance - Santander 2 115	G1 - DMax	2032	min: 0.90 / max: 0.90	1	min: 1.01 / max: 1.01	0
Tumaco 115 / San Bernardino 230/115	G1 - DMax	2032	min: 0.89 / max: 0.89	1	min: 0.99 / max: 0.99	0

Como se muestra en la Tabla 5-6 de resumen de restricciones, se puede verificar que, los diferentes casos críticos son solucionados por la alternativa conjunta a excepción de: Páez (Cabaña) 115 / Páez 220/115, Popayán 115 / San Bernardino 230/115 y San Bernardino 115 / San Bernardino 230/115 Sin embargo, en la Ilustración 19 se puede observar que, aunque estos casos no se solucionan por completo, sí presentan mejoras significativas con la alternativa.

### 5.7.2.2. Perfil de cargabilidades

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (1), escenarios de demanda (3) y años de estudio (2), se realiza la simulación de 6 casos de estudio para cada uno de los 22 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la Figura 5-23, se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos para el caso base y el con cada una de las alternativas ante contingencia N-1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

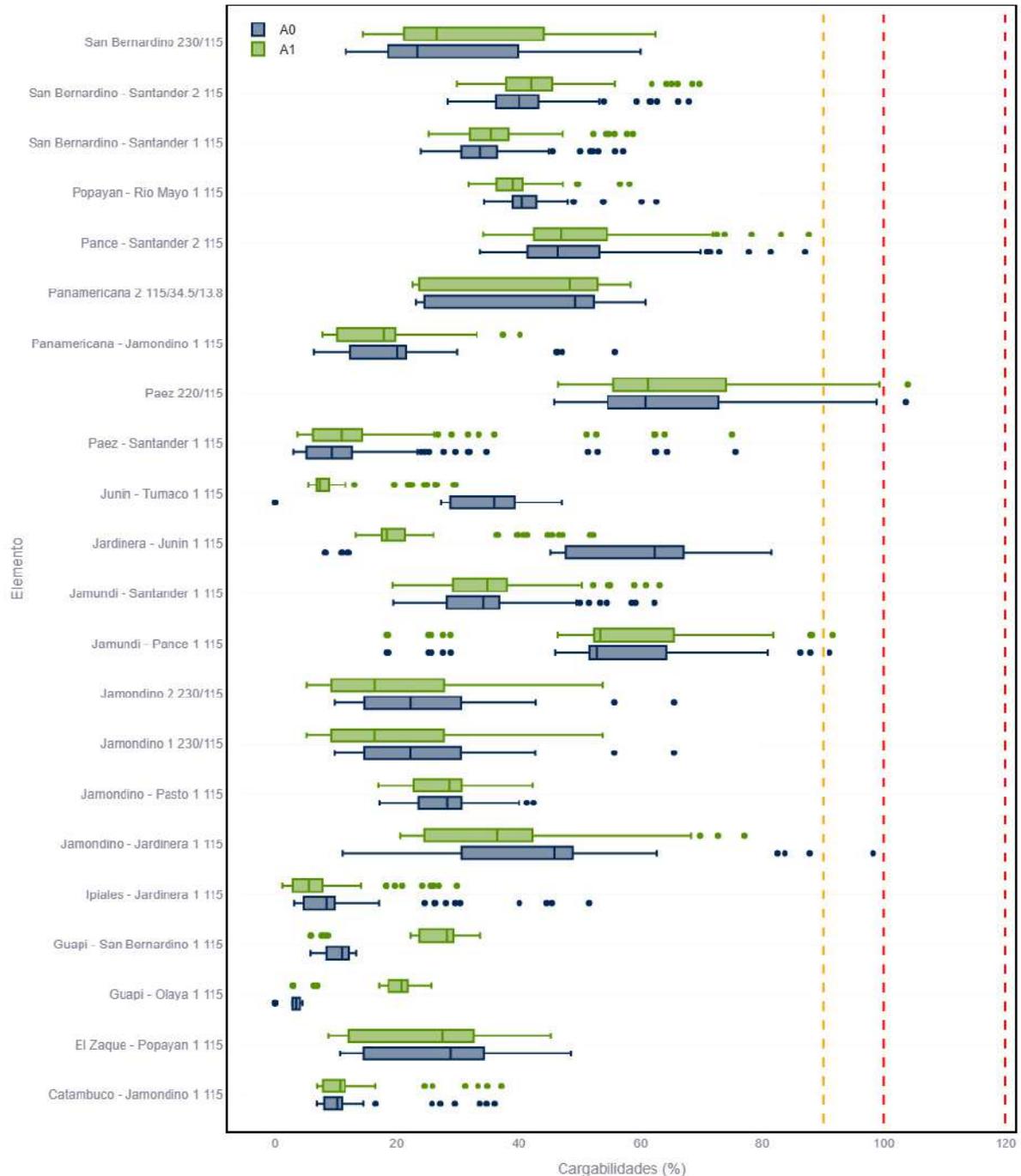


Figura 5-23. Cargabilidad de los elementos ante contingencia N-1 en el área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1. Fuente: UPME

Según los resultados obtenidos, se observa que en el transformador Páez 220/115 kV, durante la contingencia Jamundí - Pance 115, se excede el 100% de la cargabilidad, una situación que ya se presentaba en el caso base. De igual manera, se puede verificar que, para los elementos evaluados, no se alcanza a superar el límite máximo de cargabilidad regulatorio.

### 5.7.2.3. Análisis de cortocircuito

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909 – 2016 bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que

se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el PARATEC y la ventanilla única (Circular CREG 014 de 2022).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se evalúa el impacto del proyecto sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 18 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia de este. A continuación, se presenta de manera gráfica el impacto para las subestaciones más cercanas al proyecto.

**Corrientes de cortocircuito máxima**

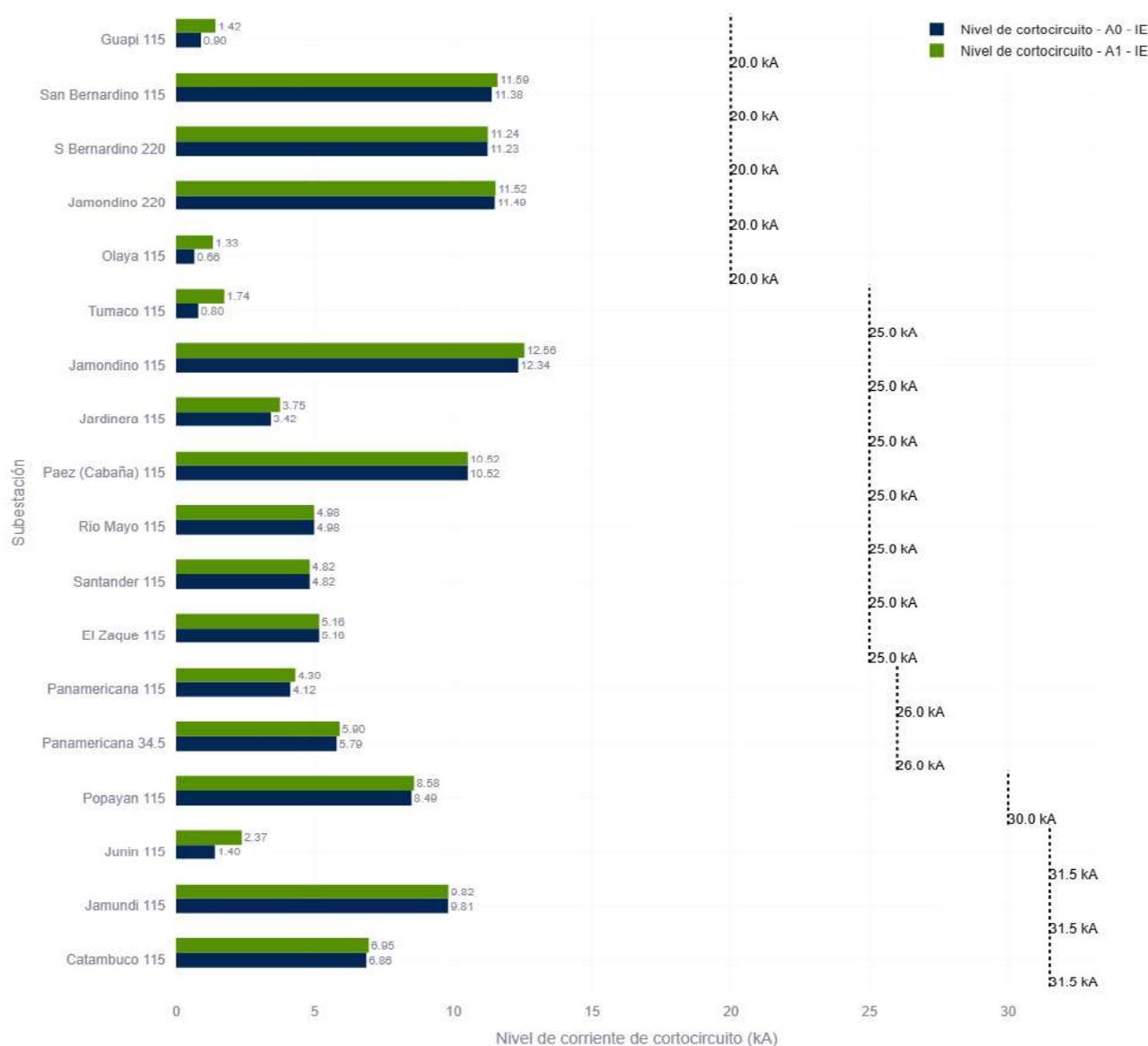


Figura 5-24. Corrientes máximas de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia sin proyecto (A0) y con proyecto A1 y A2. Fuente: UPME

En el horizonte de análisis no se observa, ante cortocircuito, violación de la capacidad de interrupción en las subestaciones de la subárea de influencia Cauca-Nariño, con el caso base (A0) ni con la alternativa conjunta.

## 5.8. Análisis económicos

Según los resultados técnicos obtenidos, se realiza la evaluación económica para la alternativa conjunta enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Se realiza el análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación, se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

### 5.8.1. Costos

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de la misma en unidades constructivas según resoluciones CREG 015 de 2017 (remuneración STR) y CREG 011 de 2009 (remuneración STN). Con esa información es posible determinar los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

Para determinar las anualidades es importante establecer cierta información inicial correspondiente con el proyecto. Lo primero es el año de fecha de puesta en operación, siendo este el primer año para el cálculo de las anualidades. También se debe determinar la tasa de descuento<sup>1</sup> utilizada para proyectar los costos de las unidades constructivas, esta tasa es diferente para unidades constructivas del STR y del STN. De igual manera, se debe establecer el valor porcentual de cada anualidad que va a corresponder a los costos de administración, operación y mantenimiento, es decir, la tasa de AOM. Y, por último, se debe resaltar que no todas las unidades constructivas cuentan con el mismo horizonte de tiempo en su vida útil (10 años, 30 años, 35 años, 45 años, etc.), por lo que se debe separar el costo de las unidades constructivas en grupos de acuerdo con este criterio.

Las anualidades de los grupos diferenciados por años de vida útil se determinan a través del factor de recuperación de capital, tal y como se muestra a continuación:

donde A representa el valor calculado de las anualidades, P es el valor presente de la inversión de las unidades constructivas de cada grupo (grupo 10 años, grupo 30 años, etc.), i es la tasa de descuento obtenida de las resoluciones correspondientes (STR o STN) y n es el número de años de vida útil de cada grupo. Es importante mencionar que el valor A no contiene el valor correspondiente de AOM (2.5 %), por lo cual al incluirlo la fórmula queda de la siguiente manera:

Después de obtener las anualidades de los activos separadas por grupos de vida útil, es posible sumar las series año a año, obteniendo una serie de anualidades del proyecto completo. De esta manera es posible calcular el valor presente neto (VPN) de esta serie de anualidades, obteniendo el costo total de la obra en el año de puesta en operación. Finalmente, es importante mencionar que el proceso anterior se realiza por separado para el STR y el STN, considerando que la tasa de descuento es diferente para ambos sistemas. Por lo cual, el valor de la obra viene dado por la suma del VPN calculado para el STR y el VPN calculado para el STN.

En las siguientes tablas se presentan los valores presentes netos para el STR y STN y que incluyen el CAPEX y OPEX de la obra propuesta.

<sup>1</sup> Los valores de las tasas de descuento pueden ser encontrados en las resoluciones CREG 083 y 093 de 2009.

Tabla 5-8. Costo del proyecto conjunto enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente: UPME

	Costo en USD - UC
Costo en STR	\$ 35.927.689,56
Costo en STN	\$ 0
Costo total	\$ 35.927.689,56

## 5.8.2. Beneficios

Para el cálculo de los beneficios se realizó la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA), por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR). Al efecto, se tuvo en cuenta el racionamiento total proyectado por el OR y las proyecciones de la UPME para la zona de influencia del proyecto. Igualmente se consideró la información más representativa de indisponibilidad de los activos de transmisión del STR de influencia del proyecto. Para cada año en el horizonte de evaluación se determinaron los beneficios como sigue:

$$B\_DMAN_t = \sum_d^D CRO_{d,t} \cdot (DNA\_SP_{d,t} - DNA\_CP_{d,t}) \cdot h_d \cdot 365$$

$$\forall d \in \{D_{max}, D_{med}, D_{min}\}$$

Donde:

$B\_DNAM_t$ :	Beneficios en el año t por mitigación de DNA
$CRO_{d,t}$ :	Escalón de racionamiento asociado al nivel de DNA
$DNA\_SP_{d,t}$ :	Demanda no atendida sin proyecto
$DNA\_CP_{d,t}$ :	Demanda no atendida con proyecto
$h_d$ :	horas del periodo de demanda

Con la ecuación anterior se representan los impactos proyectados por las condiciones descritas, sin embargo, es de precisar que se hace un tratamiento conservador al considerar la información base del OR, con tasas medias de crecimiento en su proyección, para determinar los beneficios e implícitamente la reducción de la incertidumbre asociada a:

- El crecimiento real de la demanda en la zona en el horizonte de análisis dadas las condiciones geográficas y socioeconómicas de la zona de influencia.
- Las horas de indisponibilidad de los activos del STR.

En la tabla 5-9, se presentan los beneficios obtenidos del proyecto segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV.

Tabla 5-9. Beneficios del proyecto conjunto enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV por reducción de DNA

Tipo de beneficio	VPN – Beneficio en USD
Reducción de Demanda No Atendida (DNA)	\$ 228.601.413,85

### 5.8.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la alternativa conjunta enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV:

Al efecto se calculó el valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 con la construcción del proyecto.

Tabla 5-10. Relación B/C Alternativa conjunta enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Fuente:UPME

	VPN - USD
Total Beneficios	\$ 228.601.413,85
Total Costos	\$ 35.927.689,56
Relación B/C	6.36

Como se puede observar, la relación Beneficio/Costo es superior a 1, por lo que la realización del proyecto es beneficiosa para el sistema.

## 5.9. Fecha de puesta en operación (FPO)

La fecha de puesta en operación del proyecto enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV se definió para el año 2027 en función de los tiempos establecidos por la UPME.

## 5.10. Conclusiones

- Considerando los resultados eléctricos obtenidos para los perfiles de tensión y de cargabilidad, tanto en condiciones normales como en contingencia N-1, se concluye que la Alternativa 1, que consiste en el enlace O. Herrera-Buchelly (Tumaco) 115 kV, presenta restricciones eléctricas para su implementación, lo que la hace técnicamente inviable.
- Considerando los resultados eléctricos de la Alternativa 2, se logra eliminar la radialidad en las líneas

Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV. Adicionalmente alivia las bajas tensiones ante contingencia N-1 en las subestaciones del área de influencia, pero sigue estando presente los problemas adjudicados a la radialidad de San Bernardino – Guapi – Olaya Herrera 115 kV.

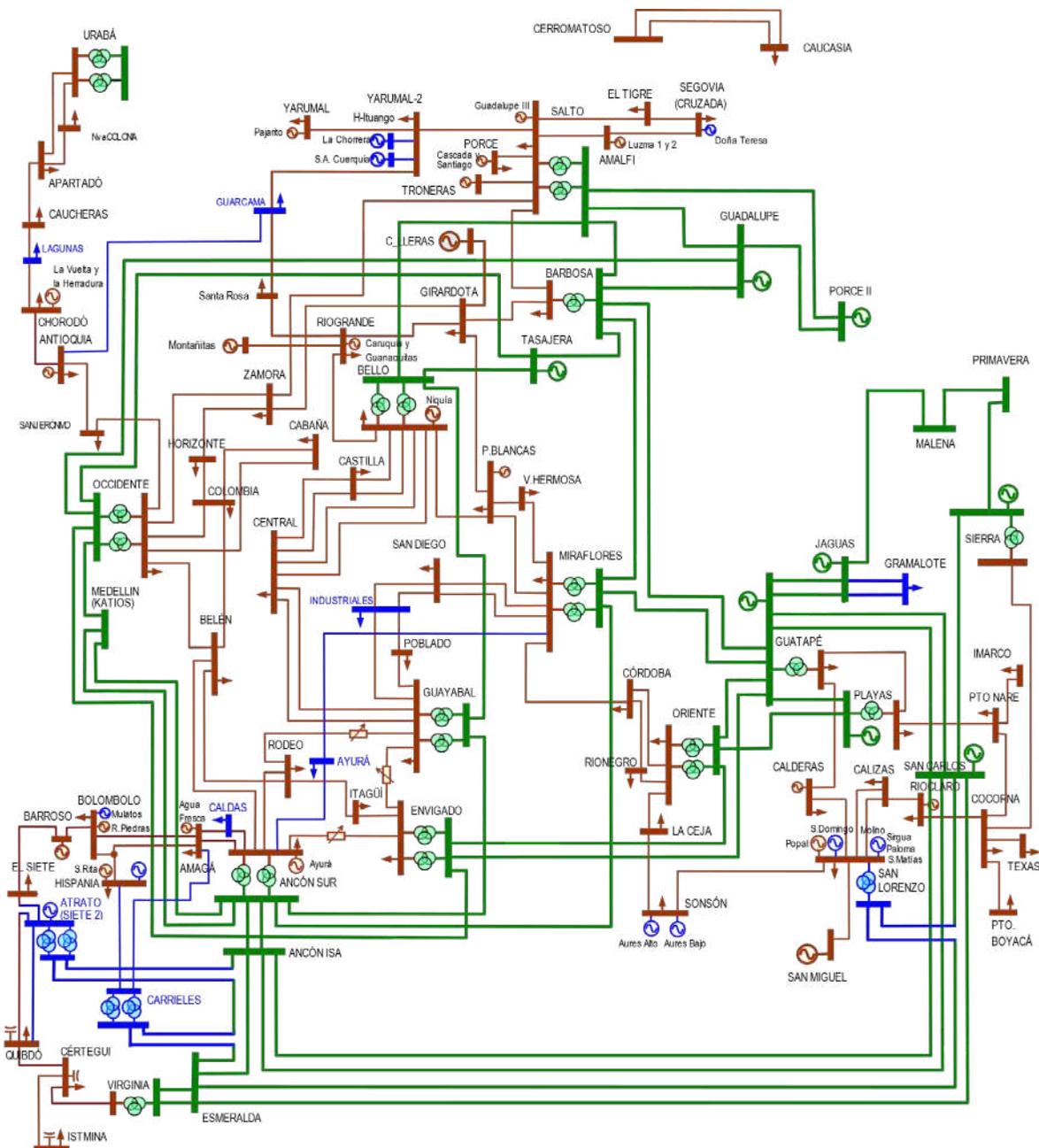
- Con la implementación de la alternativa conjunta resuelve los problemas técnicos derivados de las dos radialidades presentes (Jardinera-Junín-Buchelly y San Bernardino-Guapi-Olaya Herrera 115 kV). Esto mejora las bajas tensiones en la contingencia N-1 en las subestaciones del área de influencia, aumentando significativamente la confiabilidad de la zona y garantizando una atención adecuada a la demanda a largo plazo.
- Al realizar la evaluación económica de la alternativa conjunta enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANNA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV, se obtuvo una relación B/C superior a uno.

## 5.11. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución del proyecto denominado enlace Olaya Herrera (Proyecto COCANNA) – Buchelly (Tumaco) 115 kV y segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV, siendo urgente su construcción para mitigar las restricciones actuales de la zona.

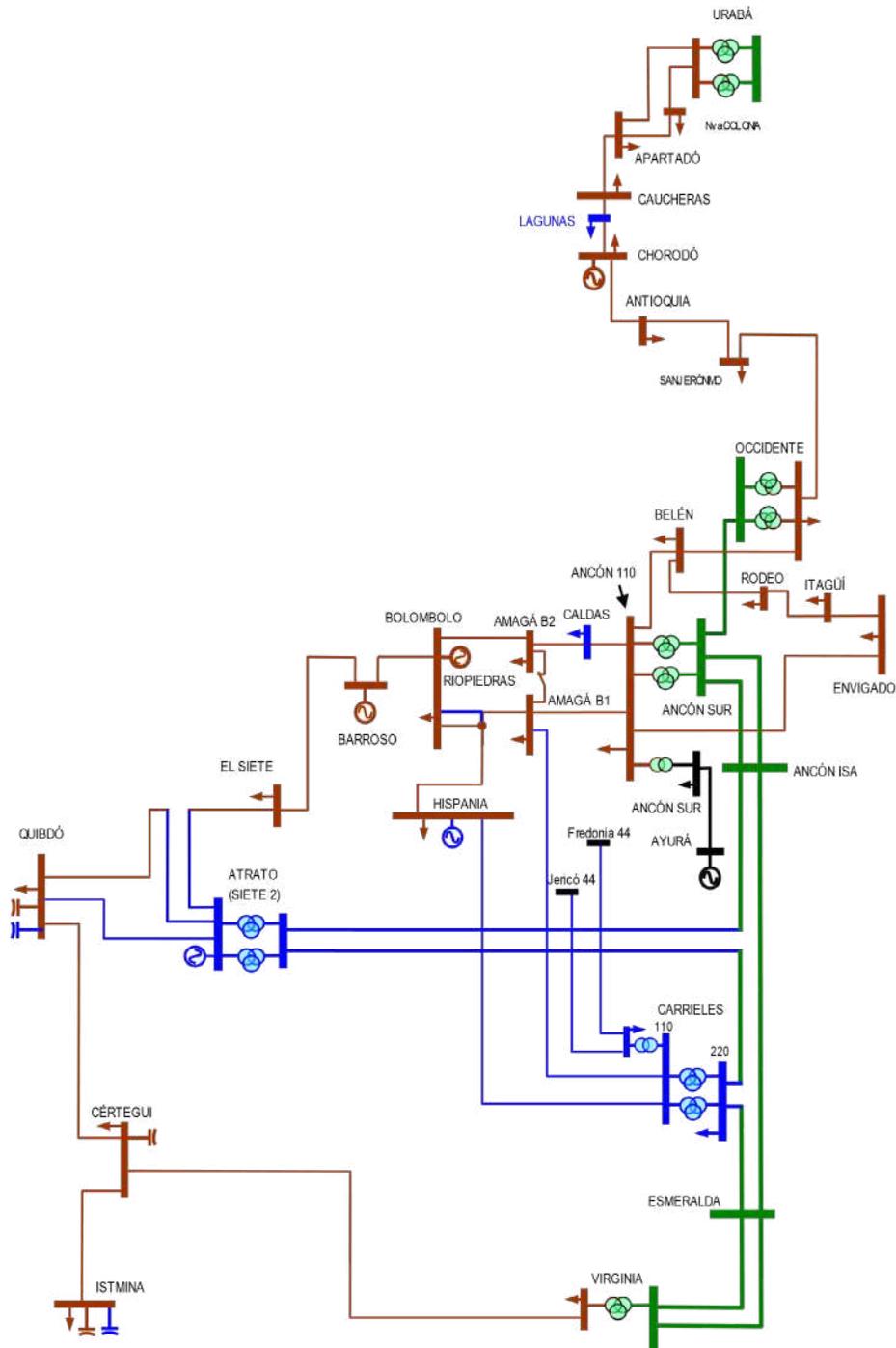
# ANEXOS

## Diagramas Unifilares



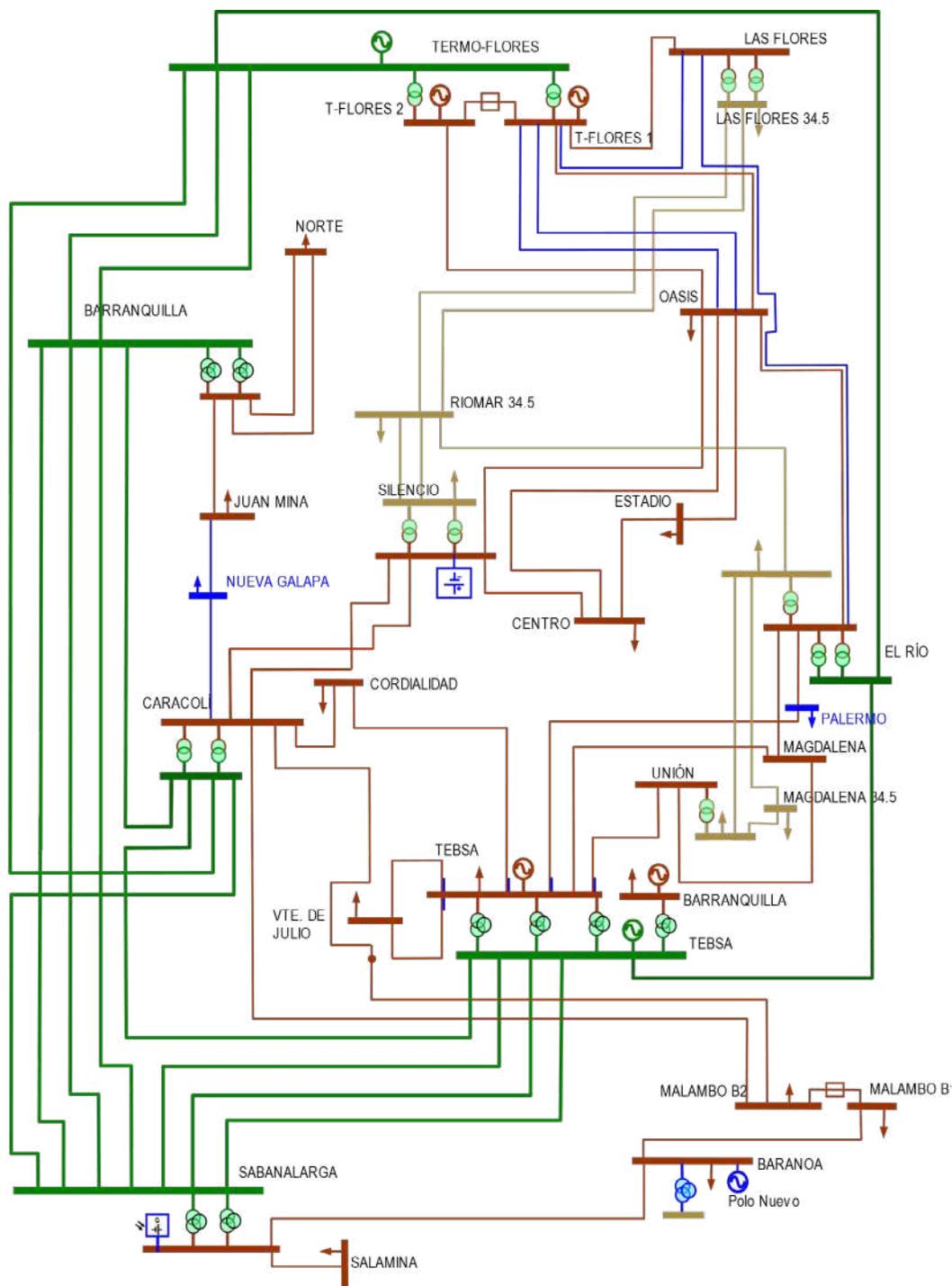
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



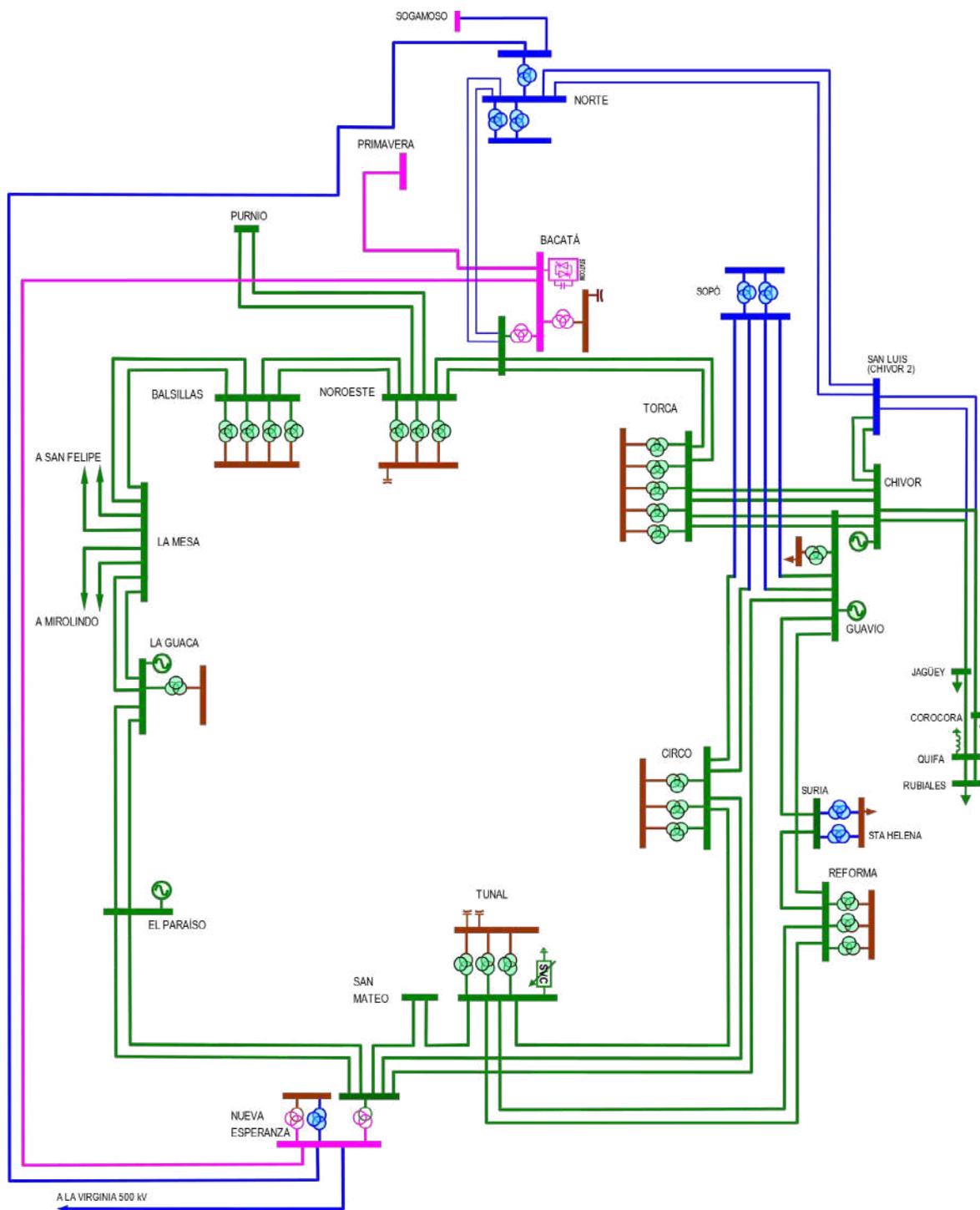
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



ÁREA ATLÁNTICO

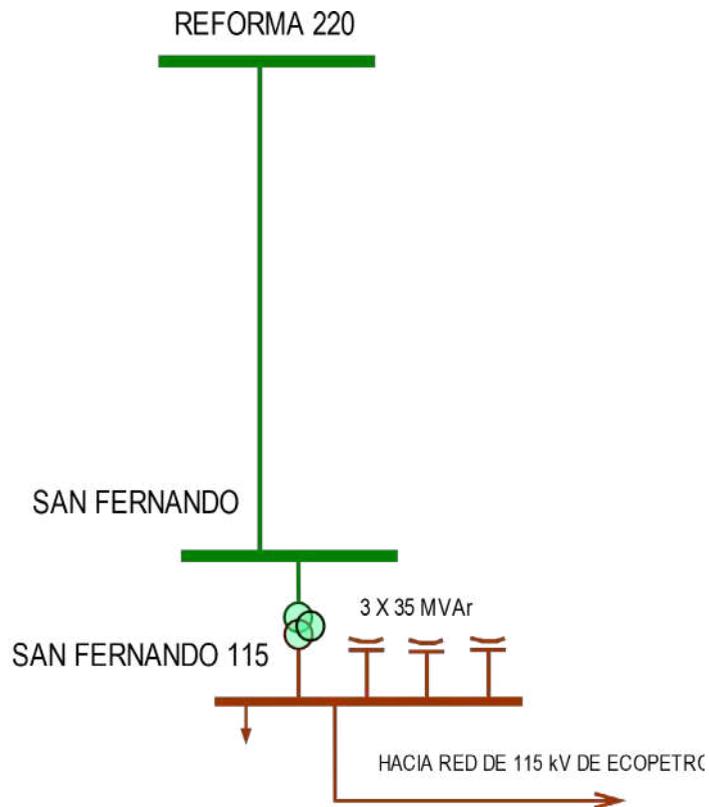
■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34,5 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



### ÁREA BOGOTÁ STN Y TRANSFORMACIÓN

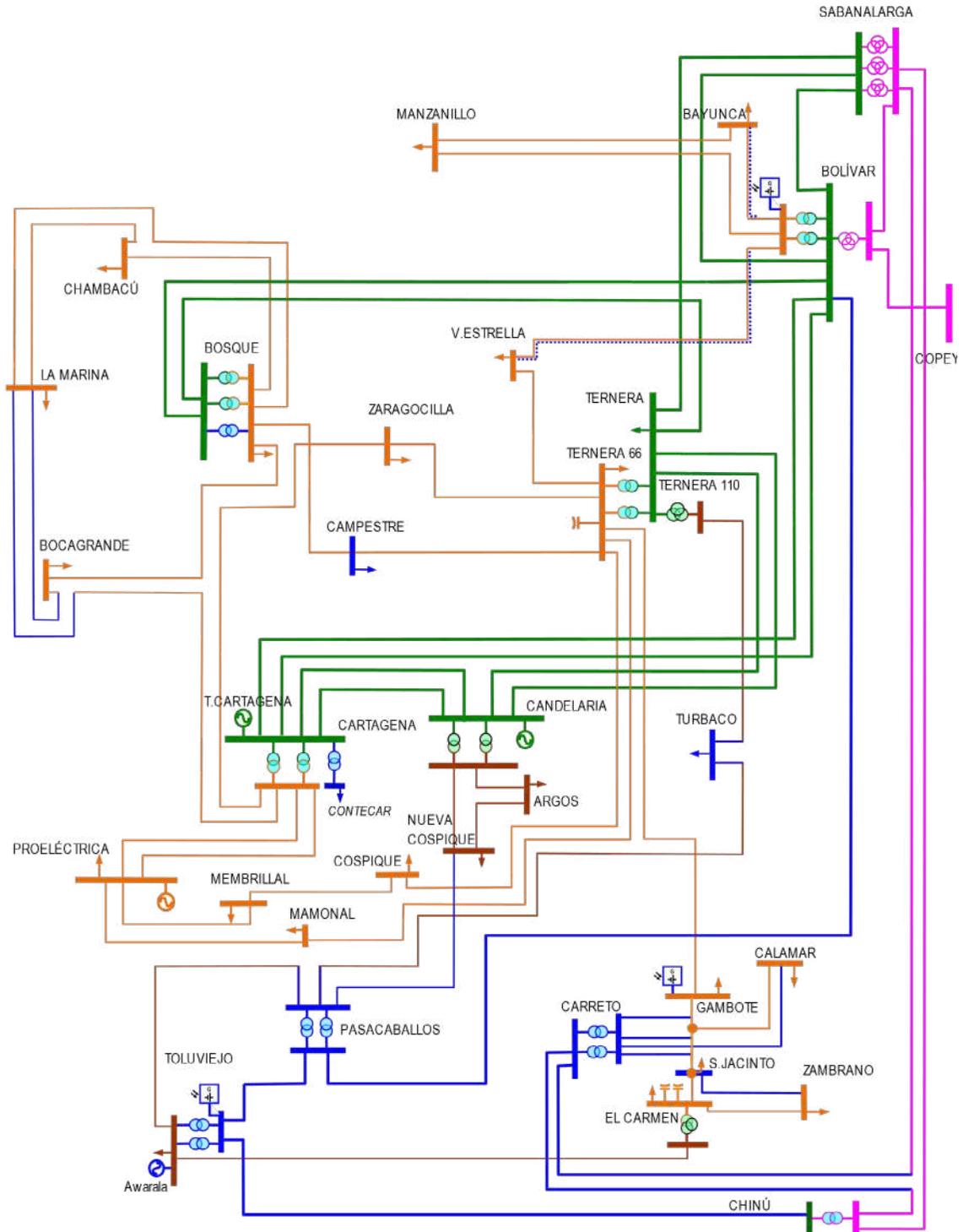
■ 500 kV   
 ■ 230 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ Proyectos de Expansiór





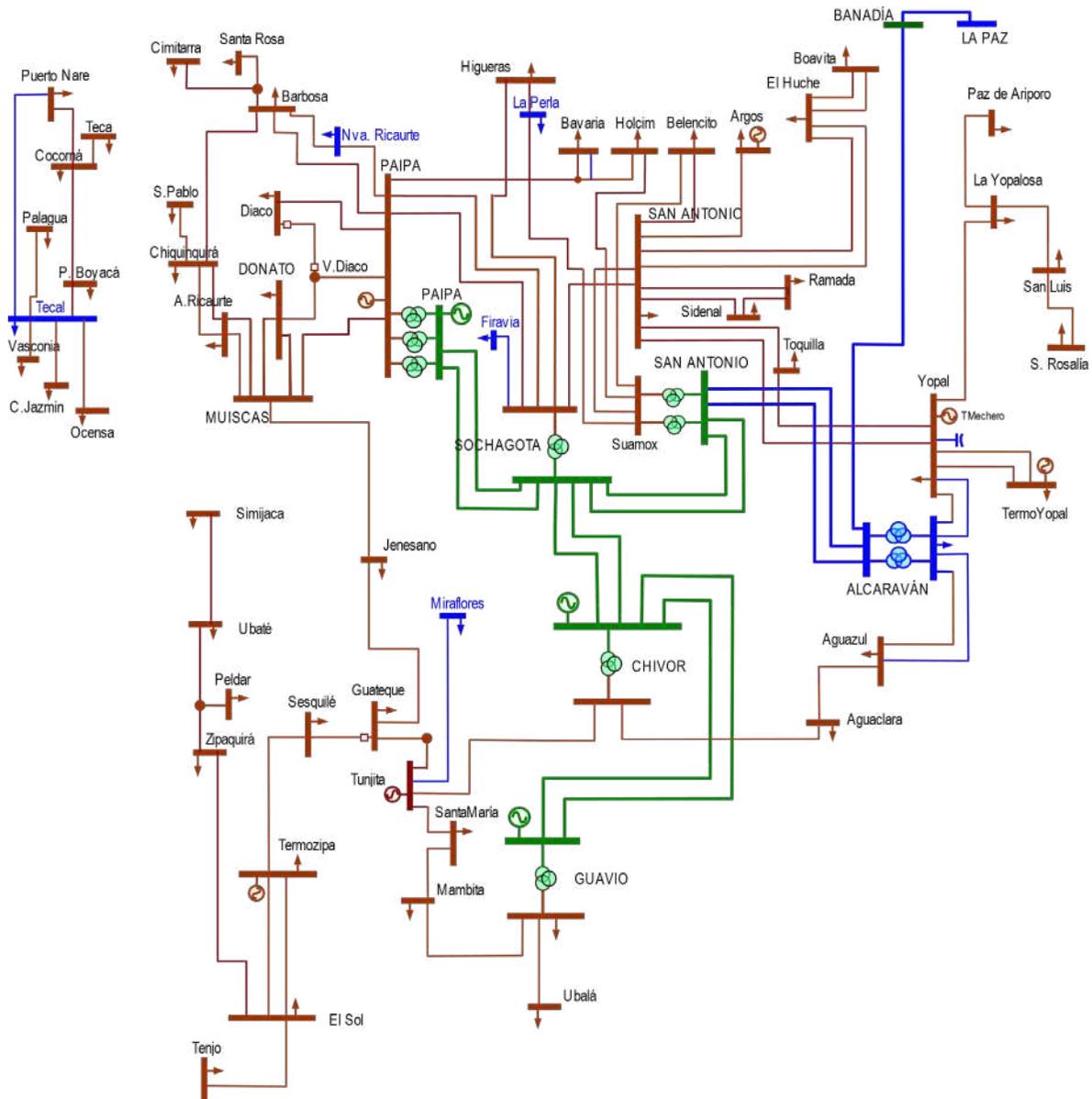
ÁREA META - SISTEMA ECOPETRC

- 500 kV
- 230 kV
- 115 kV
- 57.5 kV
- Expansión bajo análisis
- Proyectos de Expansiór



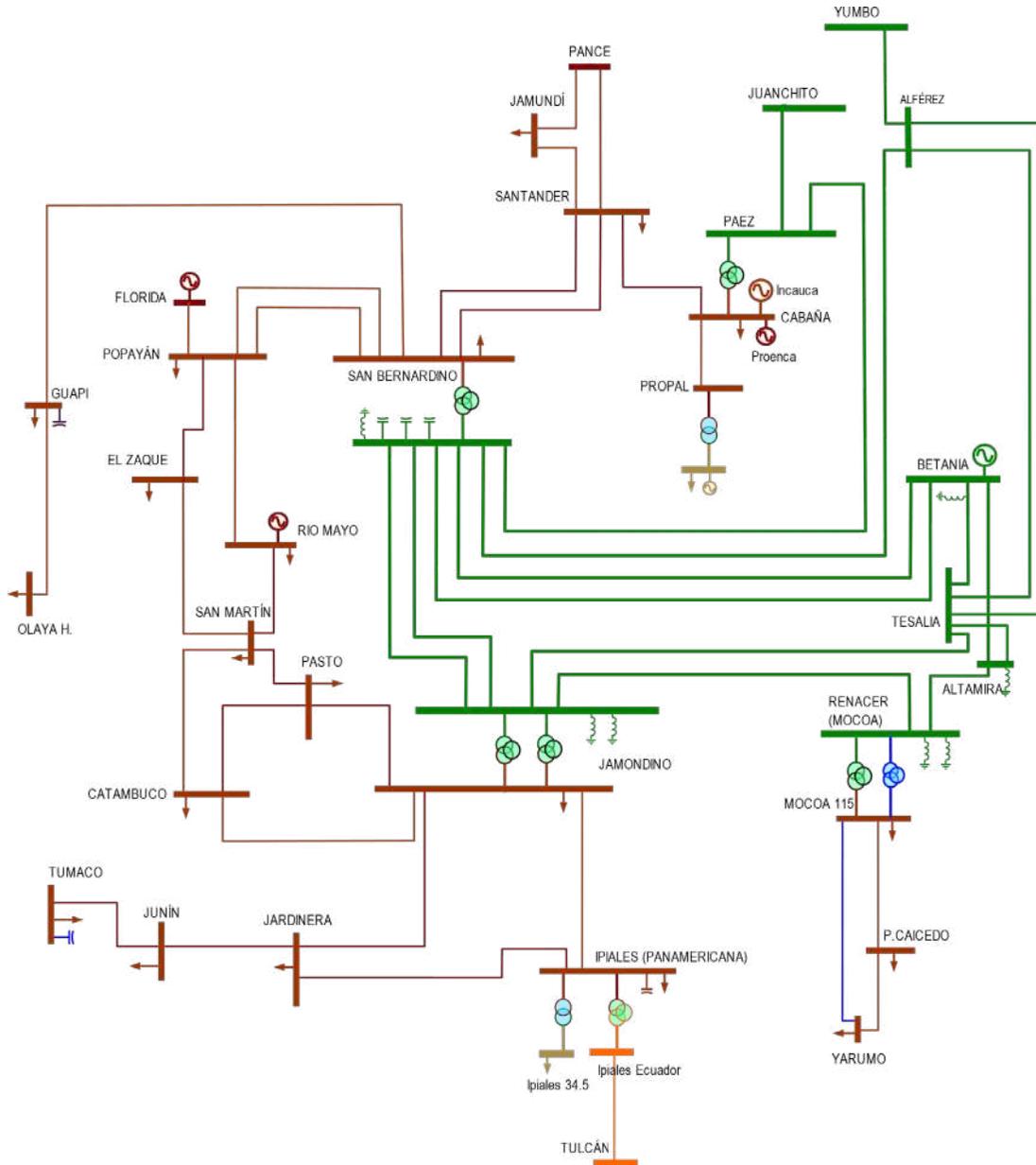
### ÁREA BOLÍVAR

■ 500 kV   
 ■ 220 kV   
 ■ 110 kV   
 ■ 66 kV   
 ■ Proyectos de Expansiór



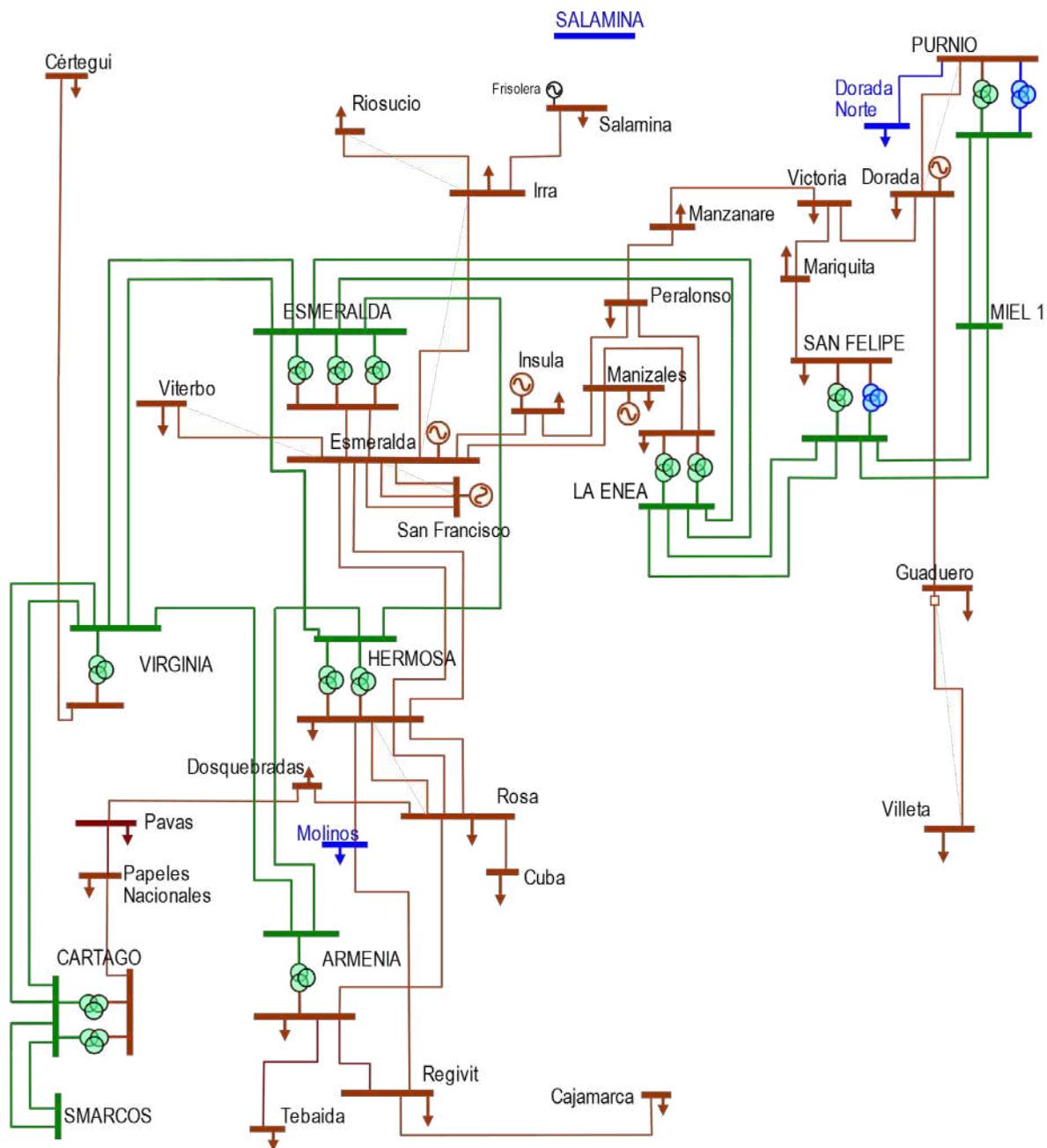
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 500 kV   
 ■ 230 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ Proyectos de Expansiór



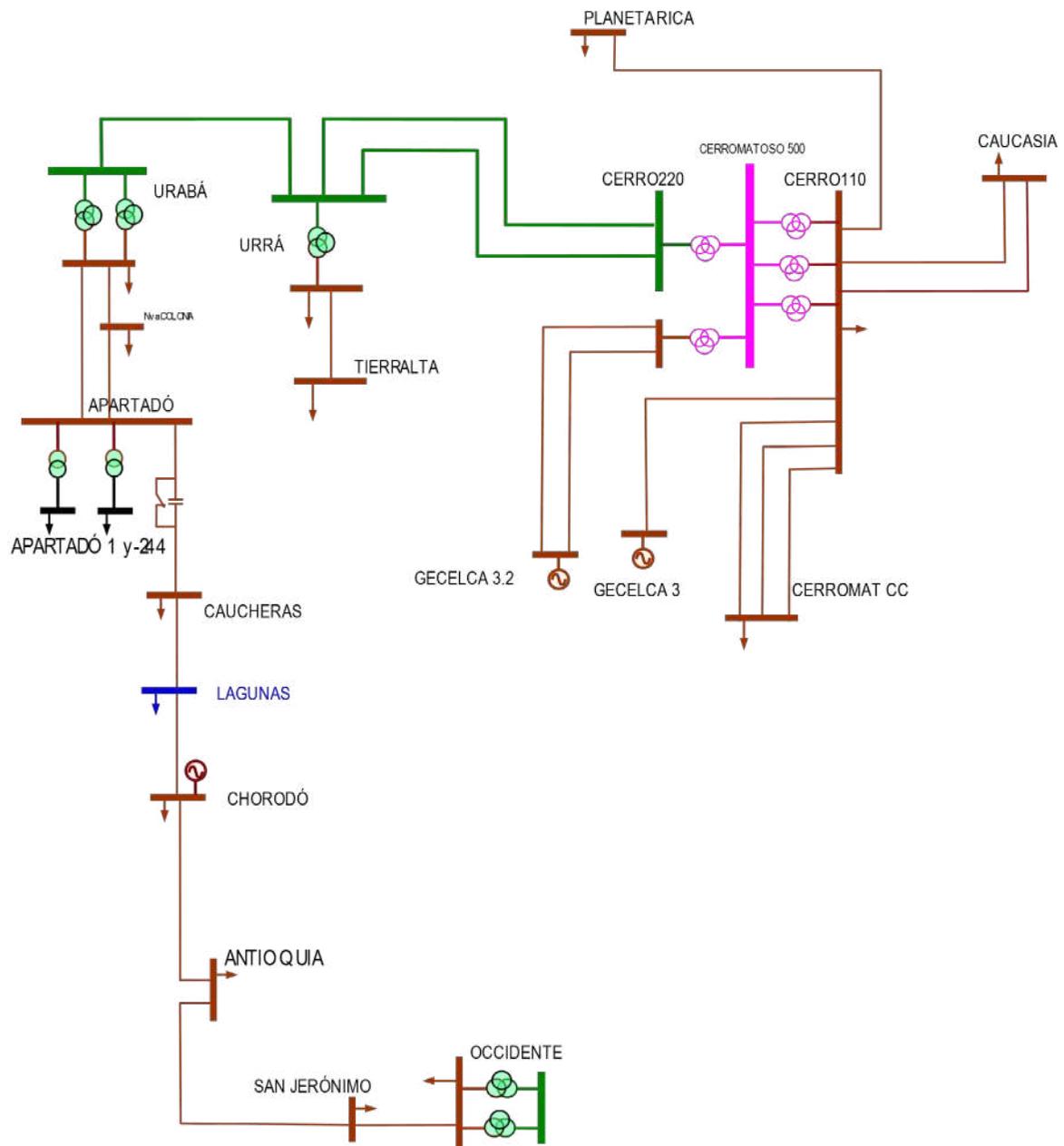
### ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV ■ 138 kV ■ Proyectos de Expansiór



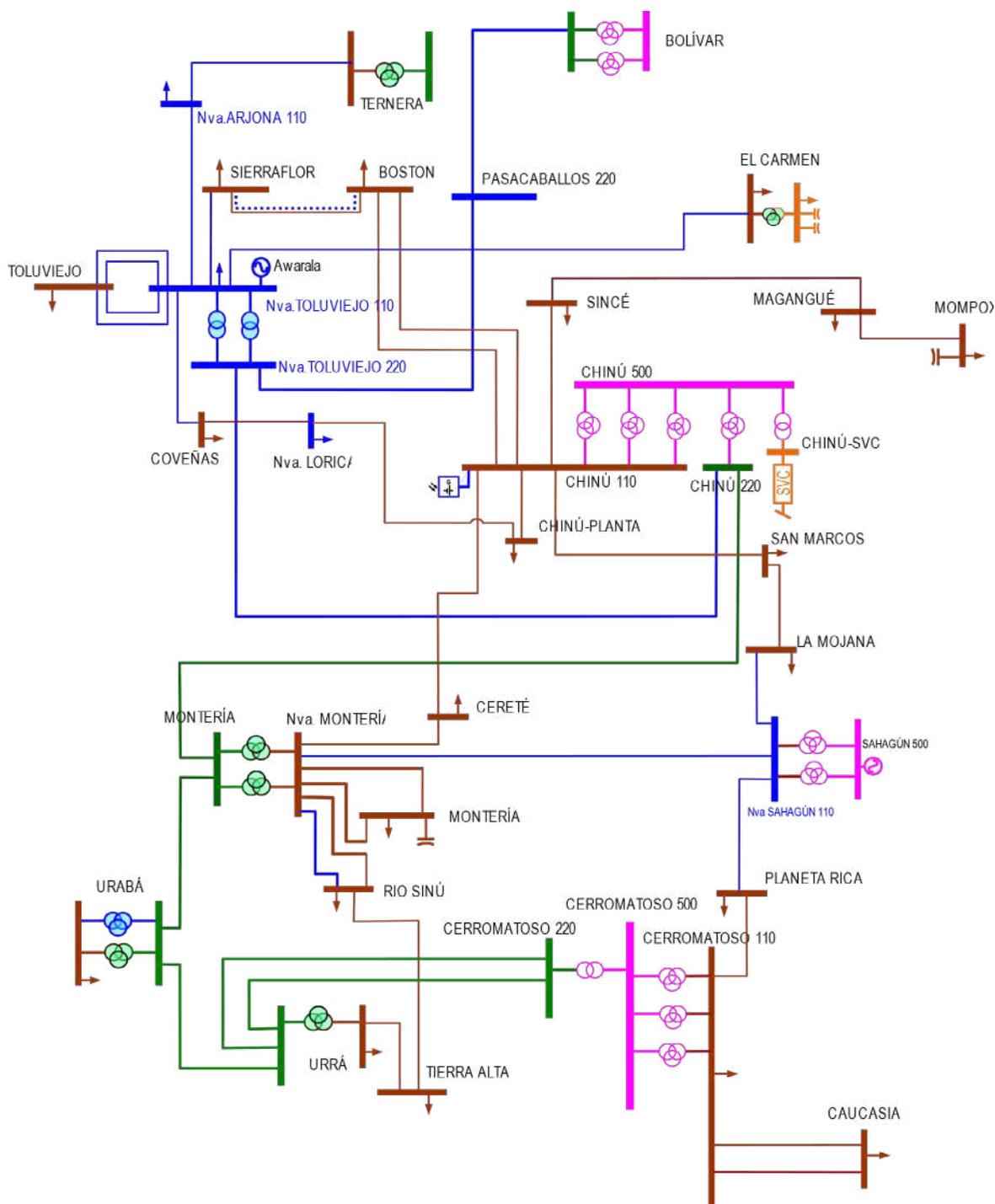
ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

500 kV 230 kV 115 kV 57.5 kV Proyectos de Expai



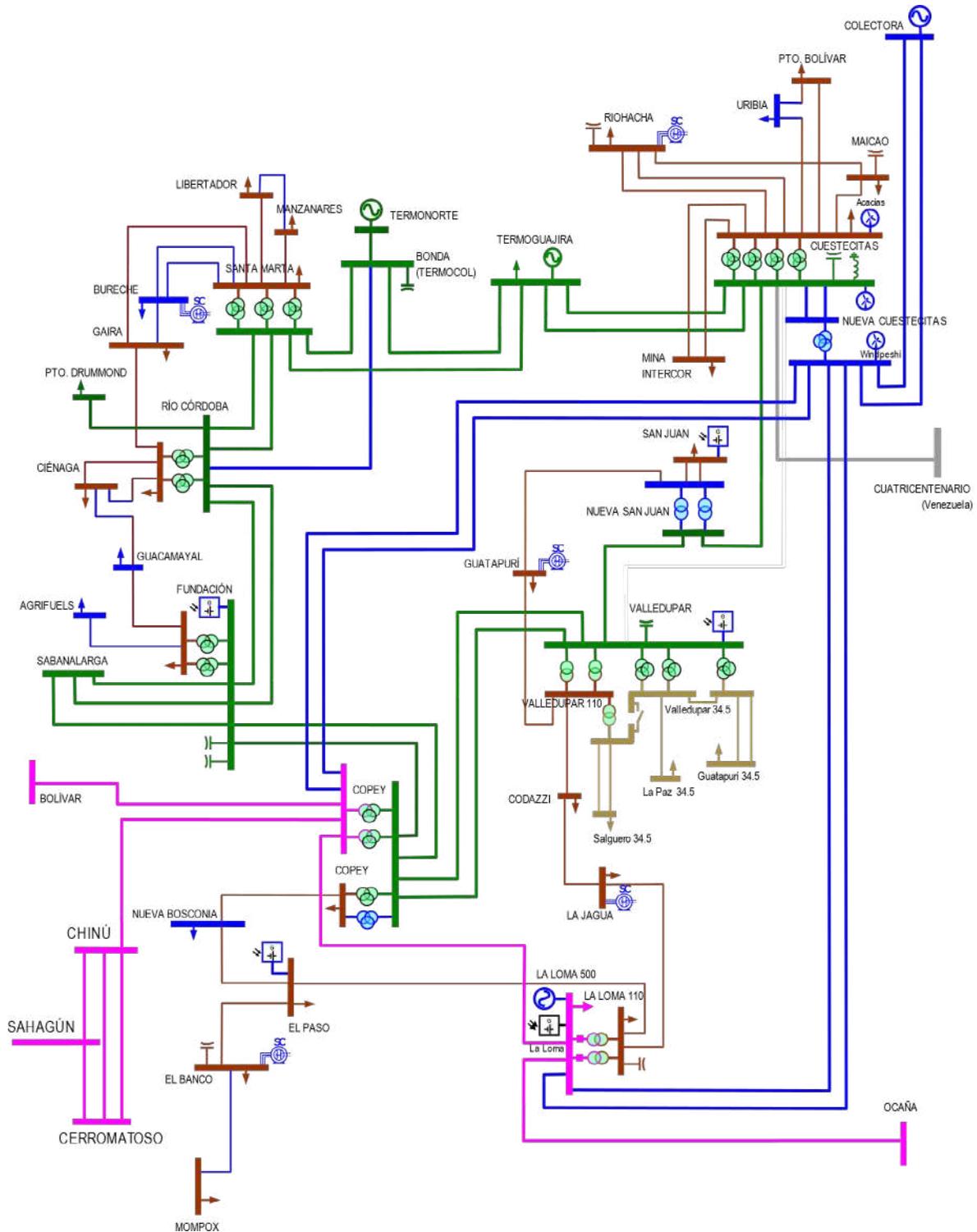
### ÁREA CERROMATOSO

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



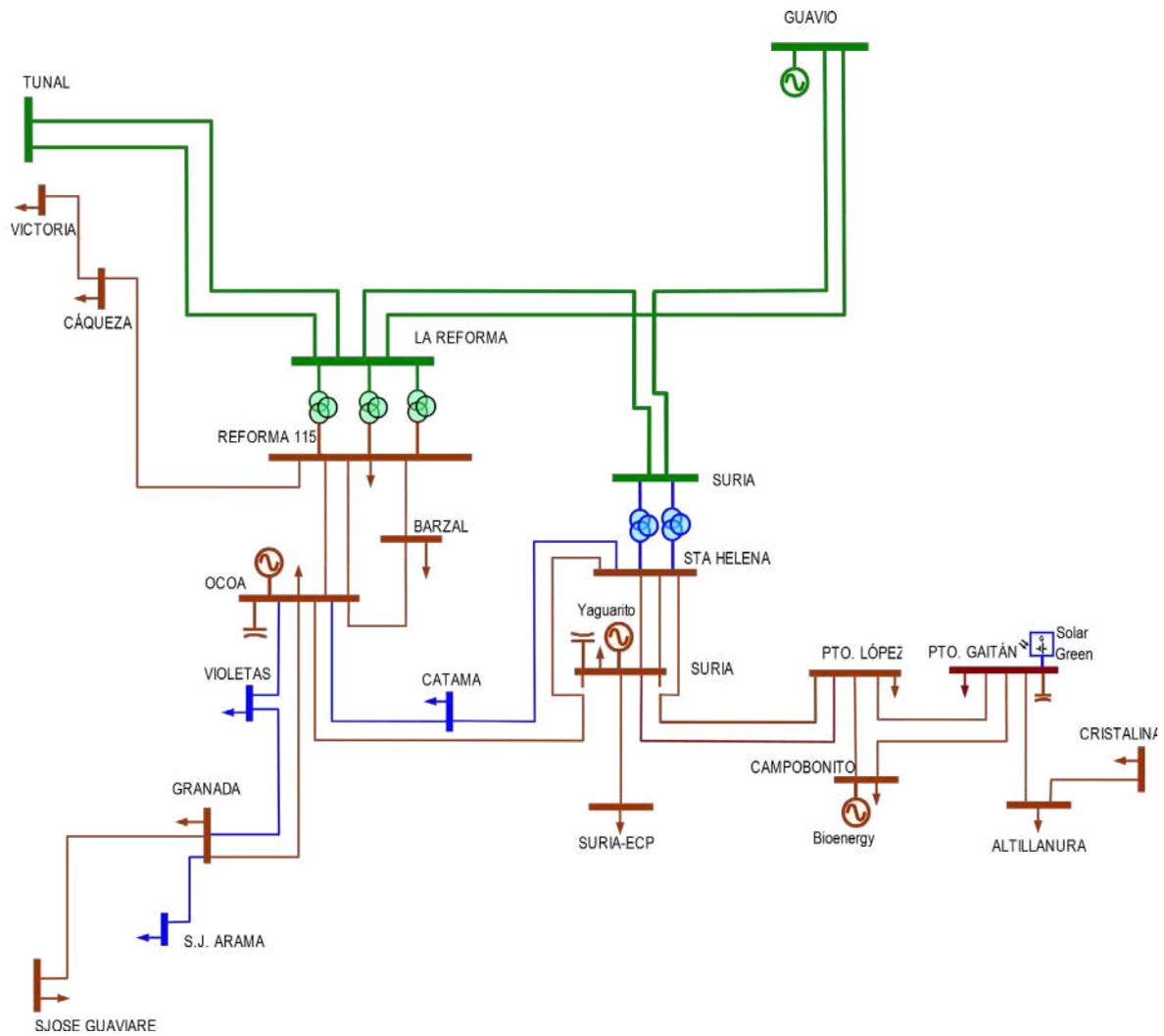
ÁREA CÓRDOBA - SUCRE

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

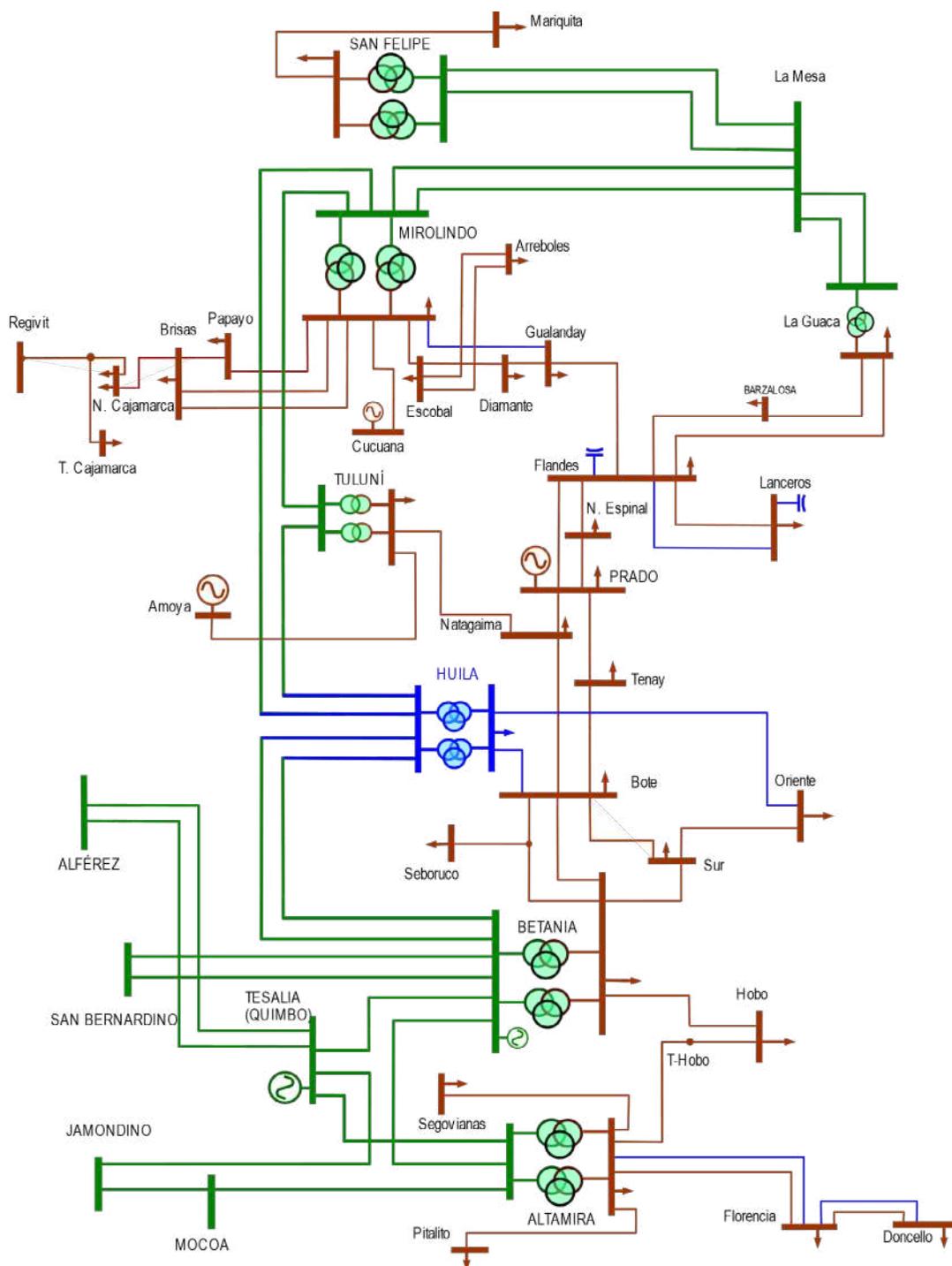
■ 220 kV 
 ■ 110 kV 
 ■ 220 kV Expansión en Análisis 
 ■ Proyectos de Expansión 
 SC Compensador Síncrono 
 ■ Fuera de servicio



ÁREA META - GUAVIARE

■ 500 kV   
 ■ 230 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ 57.5 kV   
 ■ Proyectos de Expansión





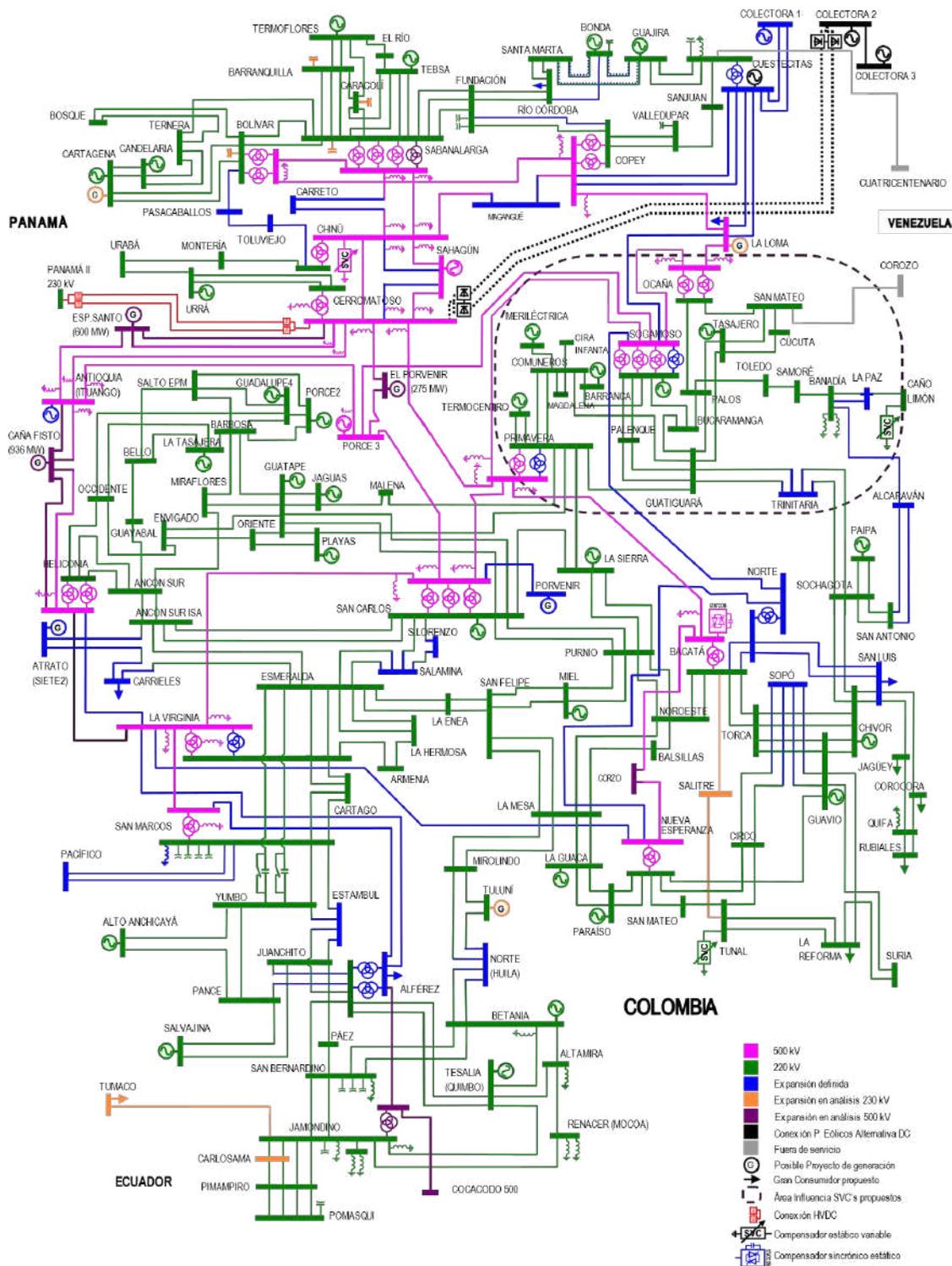
ÁREA TOLIMA - HUILA - CAQUETÁ

■ 500 kV   
 ■ 230 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ 57.5 kV   
 ■ Proyectos de Expansión





## DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL EXPANSIÓN DEFINIDA Y VISIÓN DE LARGO PLAZO



# PROYECTOS APROBADOS A OPERADORES DE RED

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AFINIA	SUBESTACIÓN CAMPESTRE	NUEVA SUBESTACIÓN CAMPESTRE 66/13,8 kV -2X30 MVA MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - BOSQUE 66 kV EN TERNERA - CAMPESTRE - BOSQUE 66 kV.	2024
AFINIA	CARRETO	SUBESTACIÓN CARRETO 66 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL CARMEN - GAMBOTE 66 kV EN CARRETO - GAMBOTE 66 kV, CARRETO - CALAMAR 66 kV Y CARRETO - SAN JACINTO 66 kV CON AUMENTO DE CAPACIDAD A 469 A Y CON CONEXIÓN AL STN A TRAVÉS DE DOS TRANSFORMADORES 500/66 kV DE 150 MVA.	2027
		SEGUNDO CIRCUITO CARRETO - CALAMAR 66 kV	2027
		NUEVO CIRCUITO SAN JACINTO - ZAMBRANO 66 kV	2027
AFINIA	TURBACO	ACTUALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TURBACO, QUEDANDO UN SOLO TRANSFORMADOR 110/13,8kV.	2026
AFINIA	PASACABALLOS	DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 220/110 kV - 2 X 150 MVA EN SUBESTACIÓN PASACABALLOS, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - TOLUVIEJO 110 kV EN TERNERA - PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 kV. NUEVA LÍNEA PASACABALLOS - NUEVA COSPIQUE 110 kV	2027
AFINIA	REPOTENCIACIÓN LÍNEA BAYUNCA - BOLÍVAR 66 kV	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA BAYUNCA - BOLÍVAR 66 kV	2024
AFINIA	REPOTENCIACIÓN LÍNEA VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR 66 kV	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA VILLA ESTRELLA - BOLÍVAR 66 kV	2024

AFINIA	SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 220/110 kV	<p>SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 110 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE PASACABALLOS – TOLUVIEJO 110 kV EN PASACABALLOS – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV</p> <p>DOS TRANSFORMADORES DE 220/115 kV DE 150 MVA CADA UNO</p> <p>RECONFIGURACIÓN DE SIERRA FLOR – TOLUVIEJO 110 kV EN SIERRA FLOR – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV.</p> <p>RECONFIGURACIÓN DE EL CARMEN – TOLUVIEJO 110 kV EN EL CARMEN – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV.</p> <p>RECONFIGURACIÓN DE COVEÑAS – TOLUVIEJO 110 kV EN COVEÑAS – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV</p>	2025
AFINIA	NUEVA SAHAGÚN	<p>SUBESTACIÓN NUEVA SAHAGÚN 110 kV, DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 500/110 kV - 150 MVA EN SUBESTACIÓN SAHAGÚN, NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - LA MOJANA 110 kV, NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - PLANETA 110 kV Y NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - NUEVA MONTERÍA 110 kV</p>	2027*
AFINIA	NUEVA LORICA	<p>SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 kV, NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - CHINU PLANTA 110 kV Y NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - COVEÑAS 110 kV</p>	2027*
AIR-E	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SALIDA TEBSA	<p>REPOTENCIACIÓN DE TRAMOS A LA SALIDA DE TEBSA CORRESPONDIENTES A LAS SIGUIENTES LÍNEAS: TEBSA - UNIÓN 110 kV, TEBSA - CORDIALIDAD 110 kV, TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 kV, TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 kV Y TEBSA - EL RÍO 110 kV.</p>	2019**
AFINIA	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34,5 kV	<p>NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34,5 kV</p>	2023*
AIR-E	NUEVA GALAPA	<p>NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA GALAPA 110/13,8 kV 30 MVA.</p> <p>NUEVO CIRCUITO CARACOLÍ - NUEVA GALAPA 110 kV NUEVO CIRCUITO NUEVA GALAPA - JUAN MINA 110 kV INSTALACIÓN DE UN TRANSFORMADOR 110/13,8 DE 30 MVA PARA ATENDER CARGA DEL SDL EN LA SUBESTACIÓN NUEVA GALAPA</p>	2025
AIR-E	PALERMO	<p>NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 kV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA EL RÍO - TEBSA 110 kV</p>	2026

AIR-E	URIBIA	<p>INSTALACIÓN DE 2 TRANSFORMADORES 110/34,5 KV DE 30 MVA PARA CONECTAR CON LA RED EXISTENTE DE URIBIA 34,5 KV.</p> <p>INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA CUESTECITAS – JOUKTAI 110 KV, Y CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN CUESTECITAS – URIBIA 110 KV Y URIBIA – JOUKTAI 110 KV.</p>	2025
CELSIA COLOMBIA	SUBESTACIÓN PACÍFICO	NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 115 KV	2025
		DOS TRANSFORMADORES 230/115 KV - 150 MVA	2025
		RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO TABOR - PAILÓN EN TABOR - PACÍFICO - PAILÓN 115 KV	2025
		AUMENTO DE CAPACIDAD DE LOS CIRCUITOS BAJO ANCHICAYÁ - PAILÓN 1 115 KV, PAILÓN - BAHÍA MÁLAGA 1 115 KV Y TABOR - PAILÓN 1 115 KV A 540 A, 400 A Y 540 A, RESPECTIVAMENTE.	2025
CELSIA COLOMBIA	PROYECTO SUBESTACIÓN ESCOBAL 115 KV (PICALAÑA 115 KV)	NUEVA SUBESTACIÓN ESCOBAL 115 KV (PICALAÑA 115 KV) MEDIANTE LA APERTURA DEL CIRCUITO MIROLINDO - DIAMANTE 115 KV Y CONFIGURANDO LOS CIRCUITOS MIROLINDO - ESCOBAL 115 KV Y ESCOBAL- DIAMANTE 115 KV.	2024*
CELSIA COLOMBIA	NUEVA SUBESTACIÓN ARREBOLES 115 KV (SALADO 115 KV)	NUEVA SUBESTACIÓN ARREBOLES (SALADO) 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN ESCOBAL 115 KV.	2024*
CENS	DON JUANA 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN DON JUANA 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN EL CARMEN 115 KV.	2026
CENS	TONCHALÁ 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 KV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA BELÉN - LA ÍNSULA 115 KV	2026
CENS	RECONFIGURACIÓN S/E SEVILLA	RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS QUE ALIMENTAN LA S/E SEVILLA QUEDANDO ALIMENTADA POR LOS CIRCUITOS SAN MATEO - SEVILLA 115 KV Y SEVILLA - ÍNSULA 115 KV.	2025
CHEC	MOLINOS 115 KV	SUBESTACIÓN MOLINOS 115 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA HERMOSA - REGIVIT 115 KV EN HERMOSA - MOLINOS 115 KV Y MOLINOS - REGIVIT 115 KV.	2025

CHEC	SEGUNDO TRANSFORMADOR PURNIO 230/115 kV	UN BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES DE 3X50 MVA. UNA BAHÍA DE TRANSFORMADOR – CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA TIPO CONVENCIONAL PARA 230 kV. UNA BAHÍA DE TRANSFORMADOR – CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA TIPO CONVENCIONAL PARA 115 kV.	2024
CHEC	NUEVA SUBESTACIÓN DORADA-NORTE 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN DORADA NORTE 115 kV TIPO BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA. NUEVO CIRCUITO DORADA NORTE-PURNIO 115 kV DE 9.9 km CON SUS BAHÍAS DE CONEXIÓN EN LAS SUBESTACIONES PURNIO Y DORADA-NORTE 115 kV.	2025
EBSA	NORMALIZACIÓN DE USUARIOS INDUSTRIALES	NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES BAVARIA 115 kV.	2024
		NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES HOLCIM 115 kV.	EN OPERACIÓN
		NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES SIDENAL 115 kV.	EN OPERACIÓN
EMCALI	MULALÓ 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN MULALÓ 115 kV. MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO SAN MARCOS - CODAZZI 115 kV EN SAN MARCOS - MULALÓ - CODAZZI 115 kV.	2023**
ELECTROHUILA	HUILA 115 kV Y OBRAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN HUILA 115 kV DOS TRANSFORMADORES 230/115 kV DE 150 MVA LÍNEA HUILA – BOTE 115 kV LÍNEA HUILA – ORIENTE 115 kV.	2026

EPM	EXPANSIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ	FACTS SOBRE LÍNEA ANCÓN SUR - ENVIGADO 110 kV	EN OPERACIÓN
		FACTS SOBRE LÍNEA ENVIGADO - GUAYABAL 110 kV	EN OPERACIÓN
		FACTS SOBRE LÍNEA GUAYABAL - RODEO 110 kV	EN OPERACIÓN
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA GUAYABAL - ANCÓN SUR 110 kV EN GUAYABAL - RODEO 110 kV Y RODEO - ANCÓN SUR 110 kV.	EN OPERACIÓN
		NUEVA SUBESTACIÓN CALDAS 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA AMAGÁ - ANCÓN SUR 1 110 kV.	2024
		NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 kV	2027
		NUEVA LÍNEA MIRAFLORES - AYURÁ 110 kV	2027
		NUEVA LÍNEA AYURÁ - ANCÓN SUR 110 kV	2027
		NUEVA SUBESTACIÓN INDUSTRIALES 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA SAN DIEGO - GUAYABAL 110 kV	2026
EPM	LAGUNAS 110 kV	NUEVA SUBESTACIÓN LAGUNAS 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA CHORODÓ - CAUCHERAS 110 kV Y TRANSFORMACIÓN 110/44 kV DE 60 MVA.	2025
EPM	CARRIELES 110 kV	NUEVA SUBESTACIÓN CARRIELES 110 kV	2026
		TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/110 - 2 X 180 MVA	2026
		NUEVO CIRCUITO CARRIELES - HISPANIA 115 kV	2029
		NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMAGA 110 kV	2027
		NORMALIZACIÓN DE LA T LA CLARA 110 kV (LÍNEA HISPANIA -BOLOBOLO - AMAGÁ 110 kV) CONFIGURÁNDOSE EN: ENLACE BOLOBOLO - HISPANIA 110 kV DE 23,25 KM. ENLACE CARRIELES - AMAGÁ 110 kV DE 53,2 KM. ESTA ÚLTIMA LÍNEA ESTARÁ CONFORMADA POR 2 TRAMOS: DESDE CARRIELES HASTA LA T LA CLARA (32 KM) QUE CORRESPONDE AL TRAMO NUEVO A CONSTRUIR Y DESDE LA T LA CLARA	2030

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EPM	GUARCAMA 110 kV	SUBESTACIÓN GUARCAMA 110 kV Y APERTURA DE LA LÍNEA YARUMAL II - NUEVA SANTA ROSA 110 kV PARA CONFORMAR EL CORREDOR DE LÍNEA YARUMAL II - GUARCAMA - NUEVA SANTA ROSA 110 kV.	2024
		TRANSFORMADORES GUARCAMA 110/44 kV Y 44/13,2kV.	2026
		LÍNEA GUARCAMA - ANTIOQUIA 110 kV.	2026
CENS	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 kV	REPOTENCIACIÓN A 670 A DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 kV.	2026
CENS	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA TIBÚ - ZULIA 115 kV	REPOTENCIACIÓN A 670 A DE LA LÍNEA TIBÚ - ZULIA 115 kV.	2025
ENEL-COLOMBIA	RÍO	NUEVA SUBESTACIÓN RÍO MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NUEVA ESPERANZA - TECHO 115 kV EN NUEVA ESPERANZA - EL RÍO - TECHO 115 kV	EN OPERACIÓN
		NUEVO CIRCUITO TECHO - VERAGUAS 115 kV.	2024
ENEL-COLOMBIA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11,4 kV 450 MVA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11,4 kV 450 MVA (3 BANCOS MONOFÁSICOS DE 150 MVA C/U)	2026
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN NORTE 115 kV	SUBESTACIÓN NORTE MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA ZIPAQUIRÁ-UBATÉ- T_PELDAR EN NORTE-PELDAR Y NORTE-UBATÉ, DOS BANCOS DE TRANSFORMADORES 230/115 kV C/U DE 300 MVA, UNA FASE DE RESERVA 230/115 kV DE 100 MVA Y LAS NUEVAS LÍNEAS NORTE-SESQUILÉ Y NORTE-GRAN SABANA	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN PORVENIR 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN PORVENIR 115 KV MEDIANTE LA INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA EXISTENTE COLEGIO - CHICALÁ 115 KV PARA LA CREACIÓN DE LAS LÍNEAS CHICALÁ - PORVENIR Y PORVENIR – COLEGIO	2025
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN MONTEVIDEO 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN MONTEVIDEO MEDIANTE LA INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA EXISTENTE SALITRE - LA PAZ 115 KV PARA LA CREACIÓN DE LAS LÍNEAS SALITRE - MONTEVIDEO Y MONTEVIDEO - LA PAZ	2025
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN TREN OCCIDENTE 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN TREN OCCIDENTE MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA BALSILLAS - FACA 115 KV EN LAS LÍNEAS TREN OCCIDENTE - BALSILLAS Y TREN OCCIDENTE - FACA 115 KV, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE - MOSQUERA 115 KV EN LAS LÍNEAS TREN OCCIDENTE - MOSQUERA Y TREN OCCIDENTE - NOROESTE 115 KV Y CAMBIANDO LOS CTS EN LAS SUBESTACIONES BALSILLAS Y FACATATIVÁ A 800 A	2025
ENEL-COLOMBIA	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SABANA NORTE BOGOTÁ 115 KV	PRIMERA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A LAS LÍNEAS NOROESTE – TENJO Y TENJO – EL SOL 115 KV	EN OPERACIÓN
		SEGUNDA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A BACATÁ – EL SOL 115 KV	2024
		TERCERA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A BACATÁ – CHÍA 115 KV	2024
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN LA AURORA 115 KV Y LÍNEAS 115 KV ASOCIADAS.	NUEVA SUBESTACIÓN LA AURORA 115 KV, BARRA SENCILLA, DOS BAHÍAS DE LÍNEA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES. ADICIONALMENTE, SE INTERCEPTA LA LÍNEA TERMOZIPE – SESQUILÉ. PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS NUEVAS LÍNEAS: TERMOZIPE – AURORA 115 KV (14,12 KM) Y AURORA – SESQUILÉ 115 KV (7,6 KM).	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115 KV Y LÍNEAS 115 KV ASOCIADAS.	NUEVA SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115 KV, BARRA SENCILLA SECCIONADA, CUATRO BAHÍAS DE LÍNEA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES. ADICIONALMENTE, SE INTERCEPTAN LAS LÍNEAS MOSQUERA – NOROESTE Y TERMINAL – NOROESTE. PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS NUEVAS LÍNEAS: MOSQUERA – OCCIDENTE 115 KV (3,1 KM), NOROESTE – OCCIDENTE 115 KV (9,7 KM), OCCIDENTE – TERMINAL 115 KV (15,3 KM) Y NOROESTE – OCCIDENTE II 115 KV (9,3 KM).	2024
ENEL-COLOMBIA	LT GUACA - COLEGIO 115 KV 1 Y 2	REPOTENCIACIÓN LT LA GUACA - COLEGIO 115 KV Y CONSTRUCCIÓN LT SEGUNDO CIRCUITO GUACA - COLEGIO 115 KV.	2025
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN IN-TEXZONA 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	ETAPA 1: NUEVA SUBESTACIÓN INTEXZONA 115 KV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE – BOLIVIA 115 KV EN LAS LÍNEAS NOROESTE – INTEXZONA 115 KV E INTEXZONA - BOLIVIA 115 KV, PARA DICIEMBRE DE 2026.	2026
		ETAPA 2: NUEVA LÍNEA NOROESTE – BOLIVIA 115 KV Y LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE – TENJO 115 KV EN BACATÁ – TENJO 115 KV PARA DICIEMBRE DE 2027	2027
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN SOPÓ 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN SOPÓ 115 KV BARRA SENCILLA SECCIONADA; CONTEMPLA LA INSTALACIÓN DE DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 230/115 KV DE 300 MVA Y DOS BAHÍAS DE LÍNEA CON CAPACIDAD DE 1200 A PARA SOPÓ – GRAN SABANA 115 KV Y SOPÓ – BOCHICA (LA AURORA) 115 KV, ADICIONAL SE CONSIDERAN LAS BAHÍAS DE RESERVA PARA 4 FUTURAS LÍNEAS A 115 KV.	2027
EMSA	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV Y LÍNEAS OCOA- CATAMA 115 KV Y CATAMA-SANTA HELENA 115	2024
EMSA	SUBESTACIÓN GUAMAL Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN GUAMAL (VIOLETAS) 30 MVA 115/34,5 KV Y LÍNEAS 115 KV ASOCIADAS OCOA-VIOLETAS - GRANADA	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EMSA	CONEXIÓN SANTA HELENA 115 KV A SURIA 230 KV	CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA HELENA 115 KV A LA SUBESTACIÓN SURIA 230 KV, MEDIANTE 2 TRANSFORMADORES 230/115KV	2024
AIR-E	NUEVA SUBESTACIÓN SAN JUAN 220/110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA SAN JUAN 110 KV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS VALLEDUPAR - GUATAPURÍ - SAN JUAN EN VALLEDUPAR - GUTAPURÍ - NUEVA SAN JUAN - SAN JUAN 110 KV. UN TRANSFORMADOR DE 220/115 KV DE 100 MVA. LÍNEA SAN JUAN - NUEVA SAN JUAN 110 KV.	2025
AIR-E	SUBESTACIÓN NUEVA RÍO 220/110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA RÍO INTERCONECTANDO MEDIANTE UN NUEVO CORREDOR TEBSA - EL RÍO - TERMO FLORES A 220 KV, DOBLE TRANSFORMACIÓN 220/115 KV - 150 MVA EN EL RÍO Y ADECUACIONES EN LAS REDES A 110 KV.	2024
CELSIA COLOMBIA	NUEVA SUBESTACIÓN ESTAMBUL 115 KV Y OBRAS COMPLEMENTARIAS	RECONFIGURACIÓN DEL DOBLE CIRCUITO SAN LUIS - JUANCHITO 115 KV EN SAN LUIS - ESTAMBUL - JUANCHITO 115 KV.	EN OPERACIÓN
		NUEVO DOBLE CIRCUITO ESTAMBUL - PALMA-SECA 115 KV.	EN OPERACIÓN
		DOS BANCOS DE UNIDADES MONOFÁSICAS 230/115 KV - 150 MVA.	2024
		OBRAS COMPLEMENTARIAS: SECCIONAMIENTO FÍSICO DE LA SUBESTACIÓN TERMOYUMBO 115 KV (SE TENDRÁN LAS SUBESTACIONES TERMOYUMBO 1 Y 2 115 KV)	EN OPERACIÓN
		SECCIONAMIENTO FÍSICO DE LA SUBESTACIÓN GUACHAL 115 KV (SE TENDRÁN LAS SUBESTACIONES GUACHAL 1 Y 2 115 KV)	2024
		NORMALIZACIÓN BAHÍAS DE CIRCUITOS SAN MARCOS - CODAZZI 2 115 KV Y SANTA BARBARÁ - CODAZZI 2 115 KV.	2024

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENERPUTUMAYO	SUBESTACIÓN RENACER 230/115/34,5 kV	<p>SE DIVIDE EN DOS ETAPAS:</p> <p>ETAPA 1: ENTRADA EN OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV Y DEL ATR0 230/118/34,5 kV - 50 MVA EN EL PATIO DE LA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV.</p> <p>ETAPA 2: SE INICIA DESCONEXIÓN DEL ATR1 DE LA SUBESTACIÓN JUNÍN 115 kV Y TRASLADO A NUEVA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV.</p>	2026
AIR-E	SUBESTACIÓN BURECHE 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	<p>NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, ALIMENTADA A NIVEL DE 110 kV POR MEDIO DEL SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA SANTA MARTA - GAIRA</p> <p>SEGUNDA LÍNEA SUBTERRÁNEA DESDE LA SUBESTACIÓN SANTA MARTA HASTA LA NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, LÍNEA SUBTERRÁNEA MANZANARES - LIBERTADOR 110 kV, TRES TRANSFORMADORES DE 30 MVA 110/13.8 kV</p>	2026
AIR-E	SUBESTACIÓN GUACAMAYAL 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	<p>INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA FUNDACIÓN - RÍO CÓRDOBA 110 kV, PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN FUNDACIÓN - GUACAMAYAL 110 kV Y GUACAMAYAL - RÍO CÓRDOBA 110 kV.</p> <p>INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA GUACAMAYAL - RÍO CÓRDOBA 110 kV, Y CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN GUACAMAYAL - CIÉNAGA 110 kV Y CIÉNAGA - RÍO CÓRDOBA 110 kV</p> <p>LÍNEA GUACAMAYAL 34,5 kV Y ZAWADY 34,5 kV</p> <p>INSTALACIÓN DE DOS (2) TRANSFORMADORES 110/34,5 kV DE 30 MVA OBRAS COMPLEMENTARIAS: CONSTRUCCIÓN DE UN CIRCUITO EN PARALELO FUNDACIÓN - ARACATACA - GUACAMAYAL 34,5 kV INSTALACIÓN DE UN SEGUNDO TRANSFORMADOR DE POTENCIA 110/34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN FUNDACIÓN</p> <p>SEGUNDO TRANSFORMADOR 34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN GUACAMAYAL.</p> <p>CONSTRUCCIÓN DE UN CIRCUITO EN PARALELO RÍO CÓRDOBA - ZAWADY 34,5 kV, INSTALACIÓN DE UN SEGUNDO TRANSFORMADOR DE POTENCIA 110/34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN RÍO CÓRDOBA.</p>	2026

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ESSA	SUBESTACIÓN CABRERA 115 kV	SUBESTACIÓN CABRERA 115 kV, RECONFIGURANDO EL CIRCUITO SAN GIL - OIBA 115 kV EN SAN GIL - CABRERA 115 kV Y CABRERA - OIBA 115 kV.  DOS (2) TRANSFORMADORES 230/115 kV DE 150 MVA CADA UNO.	2027
ENERCA	PROYECTO DE CONEXIÓN DE CARGA ESTACIONES MONTERREY Y PORVENIR DE 26 MW	NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA MONTERREY 115 kV, MEDIANTE APERTURA DEL CIRCUITO AGUACLARA - AGUAZUL 115 kV EN AGUACLARA - NUEVA MONTERREY 115 kV Y NUEVA MONTERREY - AGUAZUL 115 kV.	2026

\*Proyectos con solicitudes de cambio de FPO

\*\*En validación del estado de ejecución de la obra

Este listado se actualizará periódicamente, de acuerdo con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual indica "(...) El listado de proyectos identificados para los STR incluido en el Plan de Expansión del SIN podrá ser actualizado por la UPME, antes de la adopción del siguiente plan, cuando esta entidad considere necesario incluir nuevos proyectos en el STR, o modificar los incluidos previamente (...)"

A continuación, se presenta el cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2013:

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	TENSIÓN (kV)	AÑO DE ENTRADA
ENERCA	NUEVA SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 115 KV. RECONFIGURA YOPAL – AGUAZUL 115 KV EN YOPAL – ALCARAVÁN – AGUAZUL 115 KV	115	2027
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUAZUL – ALCARAVÁN 1 A 720 A	115	2027
ENERCA	SEGUNDO CIRCUITO AGUAZUL – ALCARAVÁN 2	115	2027
ENERCA	REPOTENCIACIÓN YOPAL – ALCARAVÁN 1 A 1200 A	115	2027
ENERCA	SEGUNDO CIRCUITO YOPAL – ALCARAVÁN	115	2027
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUACLARA – AGUAZUL A 720 A	115	2027
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUACLARA – CHIVOR A 720 A	115	2027



Unidad de Planeación  
Minero Energética



**2024**

