



Unidad de Planeación
Minero Energética



Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica

TOMO II

Plan de Expansión de
Transmisión **2024-2038**



MISIÓN
TRANSMISIÓN

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

**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
- Luis Fernando López Pineda
- Sergio Andrés Cubillos Cabrera
- Martha Patricia Sarria Toro
- Óscar Iván Parra Acuña
- José Daniel Hurtado Solís
- Luz Adriana Duque Calle
- Manuel Octavio Acevedo Iles
- Paula Alejandra Bautista Aguilar

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
- Juan David Agudelo caro

GIT Convocatorias

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

Colaboradores UPME

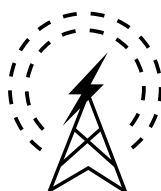
- Kelly Andrea Toro Toro
- Álvaro Avendaño
- Brajham David Chitiva Lozada
- Brandon Stid Huaca Cuellar
- Cristhian Camilo González Garzón
- Felipe Rodríguez Tuta
- Fredy Augusto Gómez Martínez
- Sonia Esperanza Echeverría Rojas
- William Fernando Villamil Castañeda
- Wilmer Guzmán Estupiñán
- Alejandra 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 González
- José Antonio Barajas Villareal
- Jorge Esteban Castro Gualdrón
- Manuel Hernández

Asesora de Comunicaciones:

Linda Cárdenas Ramírez

Diseño y diagramación:

Diego Peñaranda Juyó



**MISIÓN
TRANSMISIÓN**



CONTENIDO

1. Introducción	9
2. Proyectos estructurales	12
2.1 Obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV	12
2.1.1 Antecedentes	12
2.1.2 Proyecto propuesto	13
2.1.3 Análisis técnicos	15
2.1.3.1 Supuestos y Consideraciones	15
2.1.3.2 Horizonte de análisis	15
2.1.3.3 Obras de expansión	15
2.1.3.4 Escenarios de demanda y despacho de generación	16
2.1.3.5 Análisis de resultados	16
2.1.4 Análisis económicos	20
2.1.4.1 Costos	20
2.1.4.2 Beneficios	21
2.1.4.3 Relación beneficio / costo	21
2.1.5 Fecha de puesta en operación	21
2.1.6 Conclusiones	21
2.1.7 Recomendaciones	21
2.2 Obras STN-STR	22
2.2.1 Nueva Subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas	22
2.2.1.1 Antecedentes	22
2.2.1.2 Proyecto propuesto	22
2.2.1.3 Análisis técnicos	24
2.2.1.3.1 Consideraciones y supuestos:	24
2.2.1.3.2 Análisis de resultados	26
2.2.1.3.3 Análisis de cortocircuito:	31
2.2.1.4 Análisis económicos	32
2.2.1.4.1 Costos	33
2.2.1.4.2 Beneficio	33
2.2.1.4.3 Relación Beneficio/Costo	33
2.2.1.5 Fecha de puesta en operación	33
2.2.1.6 Conclusiones	33
2.2.1.7 Recomendaciones	34
2.2.2 Nueva Subestación Corzo 500/115 kV y Líneas asociadas	34
2.2.2.1 Antecedentes	34
2.2.2.2 Proyecto propuesto	36
2.2.2.3 Análisis técnicos	38
2.2.2.3.1 Supuestos y Consideraciones	38
2.2.2.3.2 Análisis de resultados	39
2.2.2.3.3 Análisis de Cortocircuito	45
2.2.2.3.4 Sensibilidad con el proyecto Amanecer 500/230/115 kV	48
2.2.2.4 Análisis económicos	50
2.2.2.4.1 Costos	51
2.2.2.4.2 Beneficios	51
2.2.2.4.3 Relación Beneficio-Costo	51
2.2.2.5 Fecha de puesta en operación	52
2.2.2.6 Recomendaciones	52
2.2.3 Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño	53
2.2.3.1 Antecedentes	53
2.2.3.2 Proyecto propuesto	54
2.2.3.3 Análisis técnicos	55

2.2.3.3.1	Supuestos y Consideraciones	55
2.2.3.3.2	Análisis de resultados	57
2.2.3.3.3	Análisis de Cortocircuito	62
2.2.3.3.4	Análisis de Sensibilidades	63
2.2.3.4	Análisis económicos	66
2.2.3.4.1	Costos	66
2.2.3.4.2	Beneficios	67
2.2.3.4.3	Relación Beneficio-Costo	67
2.2.3.5	Fecha de puesta en operación	68
2.2.3.6	Conclusiones	68
2.2.3.7	Recomendaciones	68
2.2.4	Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas	68
2.2.4.1	Introducción	68
2.2.4.2	Antecedentes	69
2.2.4.3	Proyecto propuesto	69
2.2.4.4	Análisis técnicos	72
2.2.4.4.1	Consideraciones y supuestos	72
2.2.4.4.2	Análisis de resultados	75
2.2.4.4.3	Análisis de Cortocircuito	79
2.2.4.5	Análisis económicos	81
2.2.4.5.1	Costos	81
2.2.4.5.2	Beneficios	82
2.2.4.5.3	Relación Beneficio-Costo	82
2.2.4.6	Fecha de puesta en operación	82
2.2.4.7	Conclusiones	82
2.2.4.8	Recomendaciones	83
2.2.5	Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas	83
2.2.5.1	Introducción	83
2.2.5.2	Antecedentes	84
2.2.5.3	Proyecto propuesto	85
2.2.5.4	Análisis técnicos	86
2.2.5.4.1	Consideraciones y supuestos	86
2.2.5.4.2	Análisis de resultados	88
2.2.5.4.3	Análisis de Cortocircuito	91
2.2.5.5	Análisis económicos	92
2.2.5.5.1	Costos	93
2.2.5.5.2	Beneficios	93
2.2.5.5.3	Relación Beneficio-Costo	93
2.2.5.6	Fecha de puesta en operación	94
2.2.5.7	Conclusiones	94
2.2.5.8	Recomendaciones	94
3.	Recomendaciones	95
4.	Anexos	97
5.	Proyectos aprobados a los operadores de red	117

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1.	Resumen del paquete de obras	9
Tabla 2-1.	Obras consideradas en el análisis	16
Tabla 2-2.	Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra de las bahías de transformación de Sahagún 500 kV.	16
Tabla 2-3.	Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra de las bahías de transformación de Sahagún 500 kV.	16
Tabla 2-4.	Costo de la obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV en UC.	21

Tabla 2-5. Relación beneficio /costo de la obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV.	21
Tabla 2-6. Obras consideradas en la evaluación.	24
Tabla 2-7. Escenarios de simulación considerados para la evaluación del proyecto.	26
Tabla 2-8. Unidades encendidas en los escenarios de generación.	26
Tabla 2-9. Costo del proyecto en UC al 2024	33
Tabla 2-10. Relación B/C Subestación Amanecer 500/220/115	33
Tabla 2-11. Costo del proyecto en UC	51
Tabla 2-12. Relación B/C	52
Tabla 2-13. Alcance de la obra “Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño	54
Tabla 2-14. Costo del proyecto en UC - A1.	66
Tabla 2-15. Costo del proyecto en UC – A2.	67
Tabla 2-16. Costo del proyecto en UC	67
Tabla 2-17. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.	72
Tabla 2-18. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.	74
Tabla 2-19. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.	74
Tabla 2-20. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.	75
Tabla 2-21. Costo de la obra en UC alternativa 1.	81
Tabla 2-22. Costo de la obra en UC alternativa 12.	81
Tabla 2-23. Relación beneficio /costo de la obra para la Alternativa 1.	82
Tabla 2-24. Relación beneficio /costo de la obra para la Alternativa 2.	82
Tabla 2-25. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.	86
Tabla 2-26. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.	87
Tabla 2-27. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.	87
Tabla 2-28. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.	87
Tabla 2-29. Costo de la obra en UC Alternativa 1.	93
Tabla 2-30. Costo de la obra en UC Alternativa 2.*	93
Tabla 2-31. Relación beneficio /costo de la obra para la alternativa 1.	93
Tabla 2-32. Relación beneficio /costo de la obra para la alternativa 2.	94

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Espacio de reserva para transformación en subestación Sahagún 500kV	12
Figura 2-2. Ubicación subestación nueva Sahagún y línea Nueva Sahagún – La Mojana 110 kV.	13
Figura 2-3. Ubicación subestación nueva Sahagún y línea Nueva Sahagún – Planeta Rica 110 kV.	14
Figura 2-4. Ubicación subestación nueva Sahagún y línea Nueva Sahagún – Nueva Montería 110 kV.	14
Figura 2-4. Diagrama unifilar Subestación 500/110/34.5 kV.	15
Figura 2-6. Resultados de las tensiones en red completa.	17
Figura 2-7. Resultados de las tensiones en contingencia N-1.	17
Figura 2-8. Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa.	18
Figura 2-9. Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia.	19
Figura 2-10. Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.	20
Figura 2-11. Diagrama de conexión subestación Amanecer 220/115 kV. Plan de expansión del operador de red Celsia Colombia 2023-2032).	23
Figura 2-12. Propuesta final de la Subestación Amanecer 500/220/115 kV	23
Figura 2-13. Ubicación Subestación Amanecer	24
Figura 2-14. Tensiones en las subestaciones del Tolima para el Escenario 1.	27
Figura 2-15. Tensiones en las subestaciones del Tolima para el Escenario 2.	27
Figura 2-16. Resumen de Subtensiones	27
Figura 2-17. Tensiones en las subestaciones del Tolima ante contingencia N-1 Escenario 1.	28
Figura 2-18. Tensiones en las subestaciones del Tolima ante contingencia N-1 Escenario 2.	28

Figura 2-19. Resumen subtensiones ante contingencia N-1.	29
Figura 2-20. Cargabilidades en los circuitos del Tolima Escenario 1.	29
Figura 2-21. Cargabilidades en los circuitos del Tolima Escenario 2.	30
Figura 2-22. Cargabilidades condición normal de operación	30
Figura 2-23. Cargabilidad en los circuitos del Tolima ante contingencia N-1 Escenario 2.	31
Figura 2-24. Cargabilidad ante contingencia N-1	31
Figura 2-25. Corrientes de Cortocircuito	32
Figura 2-26. Sistema eléctrico en el occidente de Bogotá, visión 2029.	35
Figura 2-27. Topología de la alternativa 1.	36
Figura 2-28. Topología de la alternativa 2.	37
Figura 2-29. Topología de la alternativa 3.	37
Figura 2-30. Tensiones del occidente de Bogotá en condición de red completa.	40
Figura 2-31. Cargabilidades de las fronteras con el STN en condición de red completa.	40
Figura 2-32. Cargabilidades de las líneas del STR en condición de red completa.	41
Figura 2-33. Tensiones del occidente de Bogotá en contingencia N-1.	42
Figura 2-34. Evolución de las subtensiones en el horizonte analizado.	42
Figura 2-35. Restricciones por subtensión organizadas por contingencia.	42
Figura 2-36. Restricciones por sobrecarga en contingencia.	43
Figura 2-37. Alternativas consideradas en la sensibilidad de Corzo 500/230/115 kV.	44
Figura 2-38. Tensiones del STN en la sensibilidad de Corzo 500/230/115 kV.	44
Figura 2-39. Tensiones del STN en la sensibilidad de Corzo 500/230 y 500/115 kV.	44
Figura 2-40. Subestaciones con agotamiento en su capacidad de interrupción.	46
Figura 2-41. Subestaciones con agotamiento en su capacidad de interrupción.	46
Figura 2-42. Subestaciones con su capacidad de interrupción superada.	47
Figura 2-43. Subestaciones con su capacidad de interrupción superada.	47
Figura 2-44. Capacidad de interrupción sugerida Subestación Corzo 500/115 kV	48
Figura 2-45. Topología caso Base - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.	48
Figura 2-46. Topología Alternativa 1 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.	49
Figura 2-47. Topología Alternativa 3 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.	49
Figura 2-48. Subestaciones con cortocircuito agotado 1 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.	50
Figura 2-49. Subestaciones con cortocircuito agotado 2 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.	50
Figura 2-50. Urabá Antioqueño para el año 2025.	53
Figura 2-51. Propuesta Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño	55
Figura 2-52. Número de restricciones de tensión - Red Completa - A0 - A1 - A2	57
Figura 2-53. Perfil de tensión de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 - A1 - A2.	58
Figura 2-54. Número de restricciones por sobrecarga - Red Completa - A0 - A1 - A2.	58
Figura 2-55. Cargabilidad del área de influencia - Red Completa - A0 - A1 - A2.	59
Figura 2-56. Número de restricciones de tensión - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.	60
Figura 2-57. Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.	60
Figura 2-58. Número de restricciones por cargabilidad - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.	61
Figura 2-59. Cargabilidad de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.	61
Figura 2-60. Niveles de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia del proyecto.	62
Figura 2-61 Subestaciones con su capacidad de interrupción superada o reportadas en los ITR del CND.	63
Figura 2-62 Número de restricciones de tensión - Contingencia N-1-1(Occidente - San Jerónimo 110 kV) - A0 - A1 - A2.	64
Figura 2-63 Número de restricciones de tensión - Contingencia N-1-1 (Urabá 1 220/110 kV) - A0 - A1 - A2.	65
Figura 2-64 Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1-1 (Occidente - San Jerónimo 110 kV) - A0 - A1 - A2.	65
Figura 2-65 Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1-1(Urabá 1 220/110 kV) - A0 - A1 - A2.	66
Figura 2-66 Diagrama unifilar Alternativa 1 proyecto Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas	70
Figura 2-67 Diagrama unifilar Alternativa 2 proyecto Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas	71
Figura 2-68 Disposición geográfica de los activos del proyecto Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.	71
Figura 2-69 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia red completa.	76

Figura 2-70 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia en contingencia N-1.	77
Figura 2-71 Perfiles de cargabilidad en el área de influencia red completa.	78
Figura 2-72 Perfiles de cargabilidad en el área de influencia ante contingencia N-1.	79
Figura 2-73 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.	80
Figura 2-74 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.	80
Figura 2-75 Corrientes de cortocircuito máxima subestación Esmeralda 115 y 230 kV.	81
Figura 2-76 Diagrama unifilar del proyecto Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA.	85
Figura 2-77 Ubicación Geográfica Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA.	86
Figura 2-78 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia red completa.	88
Figura 2-79 Perfiles de Cargabilidad en el área de influencia red completa	89
Figura 2-80 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia en contingencia N-1.	90
Figura 2-81 Perfiles de cargabilidad en el área de influencia ante contingencia N-1.	91
Figura 2-82 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.	92
Figura 2-83 Diagrama unifilar del proyecto Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA - Alternativa 2.	92
Figura 4-1 Diagrama unifilar Área Antioquia - Chocó.	97
Figura 4-2 Diagrama unifilar Área Antioquia	98
Figura 4-3 Diagrama unifilar Área Atlántico	99
Figura 4-4 Diagrama unifilar Área Bogotá STN y Transformación	100
Figura 4-5 Diagrama unifilar Área Bogotá actual	101
Figura 4-6 Diagrama unifilar Área Bogotá con expansión	102
Figura 4-7 Diagrama unifilar Área Meta – Sistema Ecopetrol	103
Figura 4-8 Diagrama unifilar Área Bolívar	104
Figura 4-9 Diagrama unifilar Área Boyacá - Casanare	105
Figura 4-10 Diagrama unifilar Área Cauca - Nariño	106
Figura 4-11 Diagrama unifilar Área Caldas – Quindío - Risaralda	107
Figura 4-12 Diagrama unifilar Área Cerromatoso	108
Figura 4-13 Diagrama unifilar Área Córdoba - Sucre	109
Figura 4-14 Diagrama unifilar Área Guajira – Cesar - Magdalena	110
Figura 4-15 Diagrama unifilar Área Meta - Guaviare	111
Figura 4-16 Diagrama unifilar Área Nordeste	112
Figura 4-17 Diagrama unifilar Área Tolima – Huila - Caquetá	113
Figura 4-18 Diagrama unifilar Área Valle	114
Figura 4-19 Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional - SIN	115
Figura 4-20 Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional (SIN) expansión definida y visión de largo plazo	116

LISTADO DE SIGLAS

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

PREFACIO

Misión Transmisión: el punto de inflexión del sistema de transmisión colombiano

Presentamos ante el país el resultado de una de las apuestas más ambiciosas de modernización del sistema eléctrico colombiano en lo relacionado con las redes del sistema de transmisión nacional. La **Misión Transmisión** de la Unidad de Planeación Minero-Energética tiene un doble propósito: actualizar y a la vez modernizar el Sistema de Transmisión Nacional, partiendo de necesidades urgentes que no han podido atenderse de manera efectiva y de la obligación de planear en clave de transición energética y cambio climático. La presente entrega -tercera de la Misión Transmisión¹-, denominada: **Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica**, está dividida en dos tomos:

- Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional.
- Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038 (presente tomo).

El Portafolio Estratégico, Tomo I, presenta obras como baterías, conductores de alta temperatura, uso de infraestructura existente, FACTS, obras disruptivas para incorporar nuevos recursos en el Caribe colombiano, reconfiguración de subestaciones, y también presenta análisis de habilitadores técnicos, regulatorios, socioambientales y territoriales. **El portafolio incluye un total de 98 obras** para actualizar y modernizar el sistema eléctrico colombiano y se constituye en una hoja de ruta para dar un salto cualitativo en el Sistema de Transmisión Nacional. **El Plan de Expansión, Tomo II, presenta 6 obras** que fueron aprobadas en el seno del CAPT (Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión), y que se suman a las 13 obras ya aprobadas en los paquetes 1 y 2 de la Misión Transmisión, con lo cual se consolida un **total de 19 obras aprobadas por la UPME en el 2024 y que marca un hito como el año con mayor número de obras de transmisión aprobadas en un año calendario en toda la historia de la Unidad.**

Este resultado inédito, en el marco de los 30 años de la Unidad, ha sido posible gracias a la estrecha cooperación entre la UPME y XM S.A. E.S.P, resultado de una alianza estratégica entre instituciones que, con una visión compartida, se unieron en múltiples espacios de coordinación -además de un cónclave de cuatro días de trabajo intensivo-, donde se abordaron los retos estructurales del sistema de transmisión eléctrica, identificando soluciones innovadoras que respondan a las demandas actuales y futuras del sector. Este esfuerzo conjunto no solo reafirma el compromiso de cada institución por la adecuada expansión y operación del sistema, sino que además establece un nuevo modelo de colaboración que busca garantizar soluciones estructurales y transformar el sistema eléctrico colombiano.

Además de las dos instituciones, el presente documento representa un esfuerzo sin precedentes de colaboración interinstitucional, en la convergencia de conocimientos, perspectivas y compromiso de múltiples actores del sector eléctrico. Agradecemos profundamente a todas las organizaciones y profesionales que contribuyeron a esta obra, cuya esencia radica en la unión de esfuerzos para lograr un sistema eléctrico robusto, moderno y preparado para los desafíos de la transición energética.

Unidad de Planeación Minero-Energética

¹ Primer paquete de obras urgentes de la Misión Transmisión: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_Obras_Urgentes.pdf
Segundo paquete de obras urgentes de la Misión Transmisión: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Segundo_paquete_obras_urgentes_VF_completo.pdf

1. 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.

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 de Córdoba, Bogotá, Antioquia, Caldas, Nariño y Tolima.

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 y se encuentran referenciadas como obras estructurales en el Tomo I del Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica.

Tabla 1-1. Resumen del paquete de obras

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
Bahías de transformación en Sahagún 500 kV Código obra: EE-006	STN: Incluye dos bahías para transformación a nivel de 500 kV	Las bahías de transformación en la Subestación Sahagún 500 kV son requisito para hacer efectivo en el STR las obras correspondientes con el proyecto “Nueva SE Sahagún 500/110/34,5 kV y líneas asociadas”, y con ello, eliminar la radialidad y DNA en las subestaciones San Marcos 110 kV, La Mojana 110 kV y Planeta 110 kV; además, refuerza a la subestación Nueva Montería 110 kV y, fortalece las subestaciones El Viajano 34,5 kV y Colomboy 34,5 kV.	4,94
Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño Código obra: EE-005	STN Y STR: - Nueva subestación Lagunas 220 kV. - Nueva subestación Guárcama 220 kV. - Transformador Lagunas 1 220/110/46 180 MVA - Transformador Lagunas 2 220/110/46 180 MVA - Transformador Guárcama 1 220/110 180 MVA. - Transformador Guárcama 2 220/110 180 MVA. - Línea Urabá - Lagunas 220 kV. - Línea Guárcama - Lagunas 220 kV. - Línea Guadalupe - Guárcama 220 kV. - Nueva línea Lagunas – Chorodó 2 110 kV, para conformar un doble circuito entre estas subestaciones.	Con la conexión del proyecto se eliminan las bajas tensiones causadas por las radialidades presentadas en el corredor comprendido entre las subestaciones Occidente 110 kV y Urabá 110 kV, debido a que se habilita el cierre de la línea Apartadó - Caucheras 110 kV, que actualmente opera normalmente abierta debido a condiciones operativas. Asimismo, la interconexión de la nueva subestación Lagunas 220 kV con la subestación Urabá 220 kV contribuye al enmallamiento de esta sección del sistema, brindándole una mayor confiabilidad. Lo anterior también permite incrementar los intercambios de energía entre las subáreas de Antioquia y Córdoba-Sucre. Adicionalmente, el proyecto incorpora dos nuevos puntos de conexión entre el STR y el STN en las subestaciones Lagunas 220 kV y Guárcama 220 kV, lo que contribuye a mejorar los perfiles de tensión en las subestaciones cercanas y fortalece la operación del sistema en la región.	5,475

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
Subestación Amanecer 500/230/115 y líneas asociadas Código obra: EE-003	STN: - Nueva subestación Amanecer 500 kV - Nueva subestación Amanecer 220 kV - Transformador 1 Amanecer 1 500/230/34.5 kV 450 MVA - Transformador 2 Amanecer 2 500/230/34.5 kV 450 MVA MVA - Nueva línea Virginia - Amanecer 500 kV. - 2 Reactores de 84 MVAR - Nueva línea Amanecer - Nueva Esperanza 500 kV - 2 Reactores de 112 MVAR - Seccionamiento de Huila - Mirolindo 230 kV para una nueva línea Huila - Amanecer 230 kV - Seccionamiento de Huila - Mirolindo 230 kV para una nueva línea Amanecer - Mirolindo 230 kV STR: - Transformador 1 Amanecer 1 230/115/13.8 kV 150 MVA - Transformador 2 Amanecer 2 230/115/13.8 kV 150 MVA - Nueva Línea Flandes - Amanecer 1 115 kV - Nueva Línea Flandes - Amanecer 2 115 kV - Nueva Línea Lanceros - Amanecer 115 kV - Nueva Línea Lanceros - Amanecer 115 kV - Seccionamiento Flandes - Prado 115 kV para una nueva línea Flandes - Amanecer 115 kV - Seccionamiento Flandes - Prado 115 kV para una nueva línea Prado - Amanecer 115 kV	Se propone la subestación Amanecer 500/220/115 kV, estratégicamente ubicada entre los municipios de Melgar y Carmen de Apicalá en Tolima, para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico ante el creciente aumento de la demanda en esta zona. Esta infraestructura permitirá conectar proyectos de generación fotovoltaica, eliminará la radialidad de la subestación Lanceros y facilitará la exportación de excedentes de generación al Sistema Interconectado Nacional. Además, resolverá retrasos en las conexiones al Sistema de Transmisión Nacional en el área oriental, fortaleciendo la integración energética regional y nacional.	2,728
Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas Código obra: EE-001	STN: - Nueva subestación Corzo 500/115 kV. - Dos bancos de autotransformadores monofásicos de 450 MVA cada uno. STR: - Reconfiguración de la línea Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV en las nuevas líneas Bacatá - Corzo 500 kV y Nueva Esperanza - Corzo 500 kV. - Reconfiguración de la línea Occidente - Tren Occidente 115 kV en las nuevas líneas Corzo - Tren Occidente 1 115 kV y Corzo - Occidente 115 kV. - Reconfiguración de la línea Mosquera - Tren Occidente 115 kV en las nuevas líneas Corzo - Tren Occidente 2 115 kV y Corzo - Mosquera 115 kV. - Reconfiguración del corredor Fontibón - Balsillas - Tren Occidente 115 kV en las nuevas líneas Corzo - Tren Occidente 3 115 kV y Corzo - Fontibón 115 kV.	La entrada en operación de la nueva subestación Corzo 500/115 kV, como una nueva frontera del Sistema de Transmisión Nacional (STN), contribuirá significativamente a mitigar los problemas de bajas tensiones que afectan el occidente de Bogotá debido al aumento de la demanda. Asimismo, esta subestación reducirá las altas cargabilidades en las fronteras 500/115 kV, como Bacatá y Nueva Esperanza, así como en algunas fronteras 230/115 kV del área de influencia, incluyendo Balsillas y Noroeste. Además, permitirá disminuir los flujos de potencia en las líneas del Sistema de Transmisión Regional (STR) que conectan el occidente de Bogotá con la subestación Nueva Esperanza, las cuales suelen presentar altos niveles de cargabilidad en escenarios de baja generación a 115 kV.	12.592

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas Código obra: EE-002	STN: -Nueva subestación Macana 230 kV, intersectando la línea San Carlos – Esmeralda 230 kV, creando los tramos reconfigurados Esmeralda – Macana 230 kV de 61 km y Macana - San Carlos 230 kV de 165.1 km, manteniendo la capacidad actual de 976 A e incorporando un transformador Macana 230/115 kV de 150 MVA. STR: -Traslado del patio 115 kV de la actual subestación Salamina con su transformación 115/33 kV de 40 MVA a la nueva Subestación Macana 230 kV. -Ingreso de una nueva línea entre las subestaciones Riosucio y Macana 115 kV de aproximadamente 26.02 km con capacidad de 530 A. -Normalización de la subestación Riosucio a nivel de 115 kV en barra principal más transferencia.	El objetivo de este proyecto es mejorar las bajas tensiones en la Zona Norte y Noroccidente del área Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), provocadas principalmente por la configuración radial de la infraestructura actual. Estas dificultades se observan en el STR, donde es evidente la dependencia de la única fuente de alimentación desde la subestación Esmeralda 115 kV a través de la línea Esmeralda – Irra 115 kV. A lo largo del tiempo, la demanda en las subestaciones de esta zona ha operado a través de una configuración radial, lo que no es óptimo debido a la probabilidad de desatención en las subestaciones Salamina, Irra y Riosucio (por contingencias críticas como la de las líneas de subtransmisión Esmeralda – Irra 115 kV, Irra – Salamina 115 kV e Irra – Riosucio 115 kV). Por esta razón, la Nueva Subestación Macana 230/115 kV se presenta como una solución ideal para mejorar las condiciones actuales en la zona. Además de preparar el sistema para las solicitudes de conexión de generación y cargas, como el proyecto minero Lower Mine (Carga 40 MW) la cual será conectada desde la subestación Irra 115 kV. Es importante señalar que este proyecto representa una reestructuración de la antigua obra “Nueva Subestación Salamina 230 kV con transformador de 150 MVA”, la cual fue adoptada en el PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2016 – 2030.	16,78
Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas Código obra: EE-004	STN: -Seccionamiento de las líneas 3 y 4 Jamondino– Pomasqui (Ecuador) 230 kV en el kilómetro 71 (medido desde Jamondino). -Construir cuatro bahías de línea a la que será la nueva subestación Carlosama, la cual es del tipo barra principal más transferencia. -Construcción de dos bancos de autotransformadores de potencia monofásicos 230/115/13.8 kV de capacidad 3x50 MVA cada uno, los cuales presentan las mismas características que los autotransformadores ATR1 y ATR2 ubicados en la subestación Jamondino 230/115 kV. STR: -En el nivel 115 kV se construirán tres enlaces hacia las subestaciones Panamericana, Jardinería y Junín implementado conductor ACSR 397,5 kcmil y de longitudes de 14 km, 26,5 km y 72 km respectivamente.	El objetivo de este proyecto es mejorar la alta carga-bilidad en los elementos de la zona de influencia y aumentar la confiabilidad del sistema. Esto con el fin de mejorar integralmente las condiciones calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía en la zona suroccidental del área de cobertura atendida por CEDENAR. Los resultados de flujo de carga demostraron que la alternativa de conexión de la nueva subestación Carlosama 230 kV mejora el desempeño del sistema ante contingencias en los elementos de transmisión de las zonas sur y pacífico de la subárea Cauca-Nariño. De manera general los análisis técnicos desarrollados en el estudio permiten identificar que es una solución integral que satisface los requerimientos técnicos en el STN y STR, mejorando las condiciones de cargabilidades y tensiones en los sistemas tanto en operación normal como en contingencias, además de fortalecer las condiciones de interconexión de los sistemas eléctricos del operador de red.	8,63

Fuente: Elaboración UPME

2. PROYECTOS ESTRUCTURALES

2.1 Obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV

2.1.1 Antecedentes

En 2019 el CAPT atendió necesidades asociadas a la expansión del STN por la conexión de plantas del cargo por confiabilidad, incluida El Tesorito de 199 MW. Recomendó intervenir un circuito de línea Cerromatoso – Chinú 500 kV y el establecimiento de la subestación Nueva Sahagún 500 kV con FPO para agosto de 2023. La obra fue incluida en el Plan de Expansión 2019 – 2033, adoptado mediante la resolución 4- 0779 de 21 de octubre de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

Adelantada la convocatoria UPME 09 – 2019 para la realización de la subestación, fue adjudicada a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., entrando en operación el 6 de agosto de 2022.

La subestación incluye espacios de reserva para activos de uso, entre otros, los siguientes:

- A nivel de STN, tres (3) bahías de transformación a 500 kV.
- A nivel de STR, para nueva subestación a 110 kV, espacio para instalación de tres (3) bancos de autotransformadores 500/110 kV -150 MVA c/u, con unidad de reserva (1X50 MVA). Así como bahías a 110 kV: 3 de transformación 4 de línea y 1 de acople de barras.

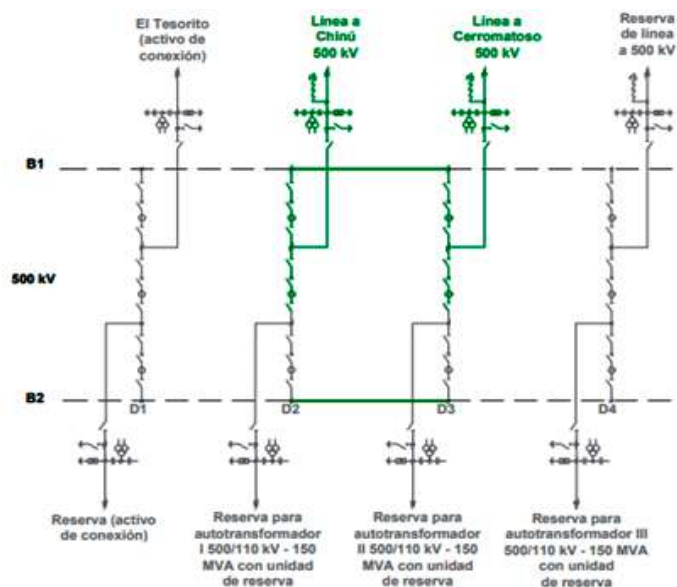


Figura 2-1. Espacio de reserva para transformación en subestación Sahagún 500kV
Fuente: Convocatoria UPME 09-2019. Figura 2. Esquema unifilar.

La UPME emitió concepto de viabilidad de la obra Nueva Sahagún 500/110/34,5 kV con radicado 20241520016081 del 13 de febrero de 2024.

AFINIA considera subestación Nueva Sahagún con objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico Córdoba – Sucre ante contingencias de los transformadores de conexión al STN y eliminar radialidades en la zona.

Se consideró en el concepto la ampliación de la capacidad de interrupción de cortocircuito en Cerromatoso 110 kV, supeditando la aprobación de sus UC a aclaración de CREG respecto del procedimiento para su remuneración. No obstante, es de precisar que la UPME adelantó una consultoría para determinar alternativas de solución al agotamiento de capacidad de interrupción de corrientes de cortocircuito en las subestaciones del SIN, la cual incluyó la subestación Cerromatoso y por ende facilitará la definición de soluciones.

2.1.2 Proyecto propuesto

La obra con una FPO para el año 2027 a nivel de STR considera las siguientes nuevas líneas y condiciones de red a mejorar:

- Línea Nueva Sahagún – La Mojana 110 kV – 72 km, con la cual se eliminará la radialidad de San Marcos – La Mojana 110 kV.

- Línea Nueva Sahagún – Planeta Rica 110 kV – 34 km, con la cual se eliminará la radialidad de Cerromatoso – Planeta Rica 110 kV.

- Línea Nueva Sahagún – Nueva Montería 110 kV – 48 km, la cual se consideró también en el análisis del proyecto de refuerzo Montería Etapa 1 (Segundo circuito Nueva Montería – Río Sinú, con la cual se eliminan sobrecargas en condición N-1 de los transformadores Cerromatoso 500/110/34.5 kV ante falla de uno de ellos y, del transformador en servicio de Nueva Montería 220/110 kV).

En las figuras siguientes se muestra el trazado preliminar de las nuevas líneas asociadas a la subestación Nueva Sahagún 500/110 kV.



Figura 2-2. Ubicación subestación nueva Sahagún y línea Nueva Sahagún – La Mojana 110 kV.
Fuente: Estudio de Expansión Zona Córdoba – Sucre. Subestación Nueva Sahagún – ELECTRICARIBE 2020



- Instalación de dos bancos de autotransformadores 500/110 kV (150 MVA c/u).
- Instalación de dos transformadores 110/34.5/13.8 kV de 50 MVA c/u.
- Intersección de la línea El Viajano – Colomboy 34.5 kV, y construcción doble circuito (aprox. 3 km) reconfigurar líneas en El Viajano – Nueva Sahagún 34.5 kV y Nueva Sahagún - Colomboy 34.5 kV.

En la siguiente figura se muestra la topología esperada para la subestación Sahagún 500/110/34.5 kV.

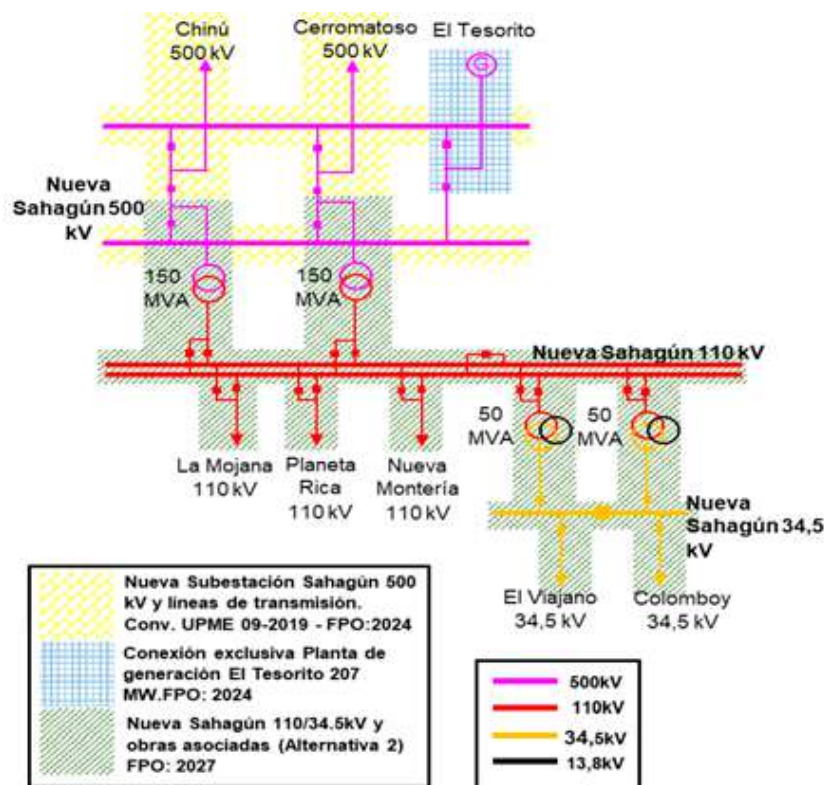


Figura 2-4. Diagrama unifilar Subestación 500/110/34.5 kV.

Fuente: Estudio de Expansión Zona Córdoba – Sucre. Subestación Nueva Sahagún – ELECTRICARIBE 2020.

2.1.3 Análisis técnicos

2.1.3.1 Supuestos y Consideraciones

Se parte del estado actual de la red que presenta:

● Dada la topología de alimentación radial, se observa debilidad de la red ante escenarios de demanda alta y contingencias en las subestaciones Planeta Rica 110 kV, San Marcos 110 kV y La Mojana 110 kV. En condición de red completa se ha presentado DNA.

● Para la FPO del proyecto (año 2027) se espera que las radialidades atiendan una demanda pico de 36,2 MW en el caso de San Marcos 110 kV y la Mojana 110 kV, y de 28,2 MW para el caso de Planeta Rica 110 kV.

2.1.3.2 Horizonte de análisis

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2027 – 2032 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037”.

2.1.3.3 Obras de expansión

En los análisis se actualizó el estudio realizado para la emisión del concepto de viabilidad emitido en febrero de 2024 al operador de red, incluyendo, entre otros, los considerados en los paquetes de obras urgentes, así:

Tabla 2-1. Obras consideradas en el análisis

Proyecto	FPO
Subestación Toluvié 220 kV y obras asociadas	2024
Subestación Nueva Toluvié 110 kV y obras asociadas	2025
Tercer transformador de Bolívar 500/220 kV	2026
Subestación Turbaco 110 kV y obras asociadas	2026
Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV	2026
Subestación Pasacaballos 220/110 kV y obras asociadas	2027
Subestación Nueva Lorica y obras asociadas 100 kV	2027
Subestación Carreto 500/66 kV y obras asociadas	2027
Obras de refuerzo en el área de Montería STN y STR	2027
Subestación Nueva Magangué 500/110 kV y obras asociadas	2028

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura

2.1.3.4 Escenarios de demanda y despacho de generación

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

Tabla 2-2. Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra de las bahías de transformación de Sahagún 500 kV.

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

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura

Tabla 2-3. Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra de las bahías de transformación de Sahagún 500 kV.

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
G3	Despacho con máxima generación dentro del área Caribe

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura

2.1.3.5 Análisis de resultados

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en Dig-Silent – Power Factory para el proyecto, indicando para cada parámetro observado los aspectos más relevantes.

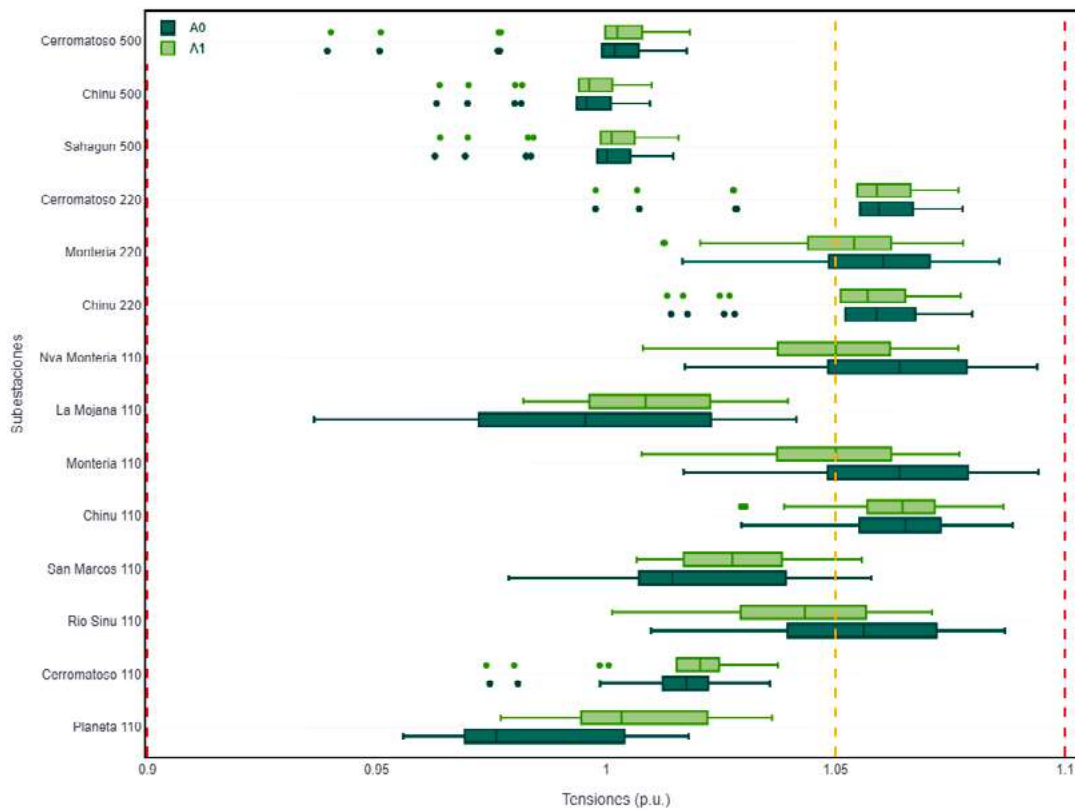


Figura 2-6. Resultados de las tensiones en red completa.

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura.

- Con las obras se mejoran las tensiones en La Mojana 110 kV, San Marcos 110 kV y Planeta Rica 110 kV.
- En las subestaciones de la zona de Montería las tensiones se mantienen dentro del límite regulatorio por encima de 1,0 p.u.
- Las demás subestaciones de la subárea no se ven impactadas significativamente con las obras del proyecto.

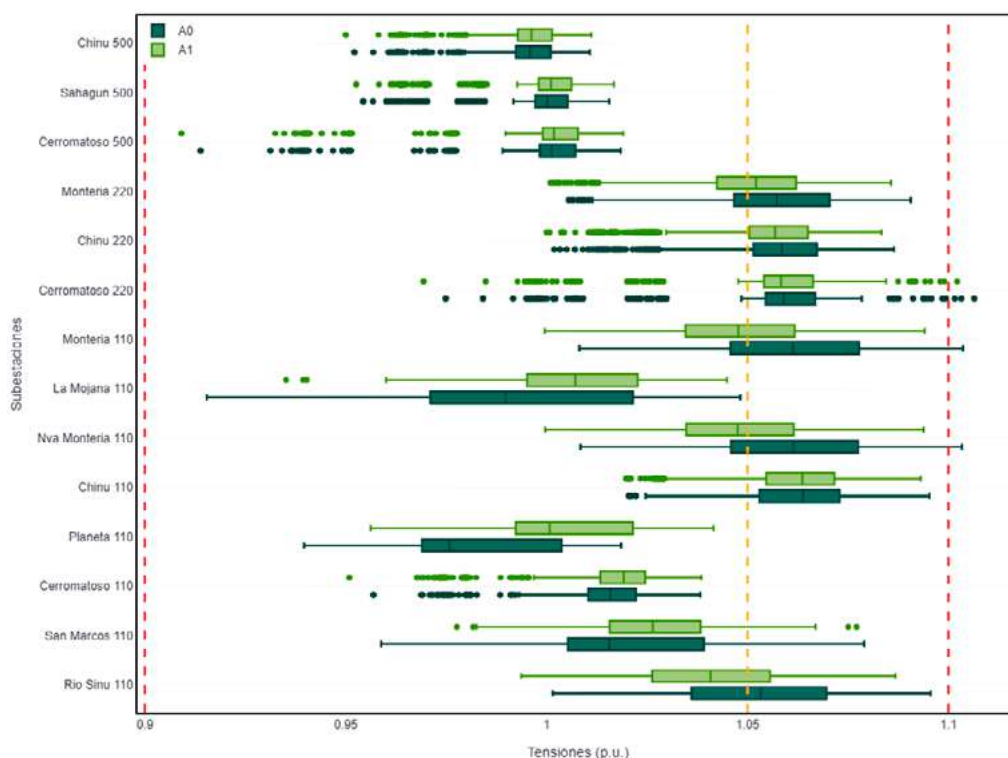


Figura 2-7. Resultados de las tensiones en contingencia N-1.

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura.

Con las obras se mejoran las tensiones en La Mojana 110 kV, San Marcos 110 kV y Planeta Rica 110 kV con valores medios que están muy cerca o superan a 1,0 p.u.

En las subestaciones de la zona de Montería las tensiones se mantienen dentro del límite regulatorio arriba de 1,0 p.u.

Las demás subestaciones de la subárea no se ven impactadas de manera significativa con las obras del proyecto.

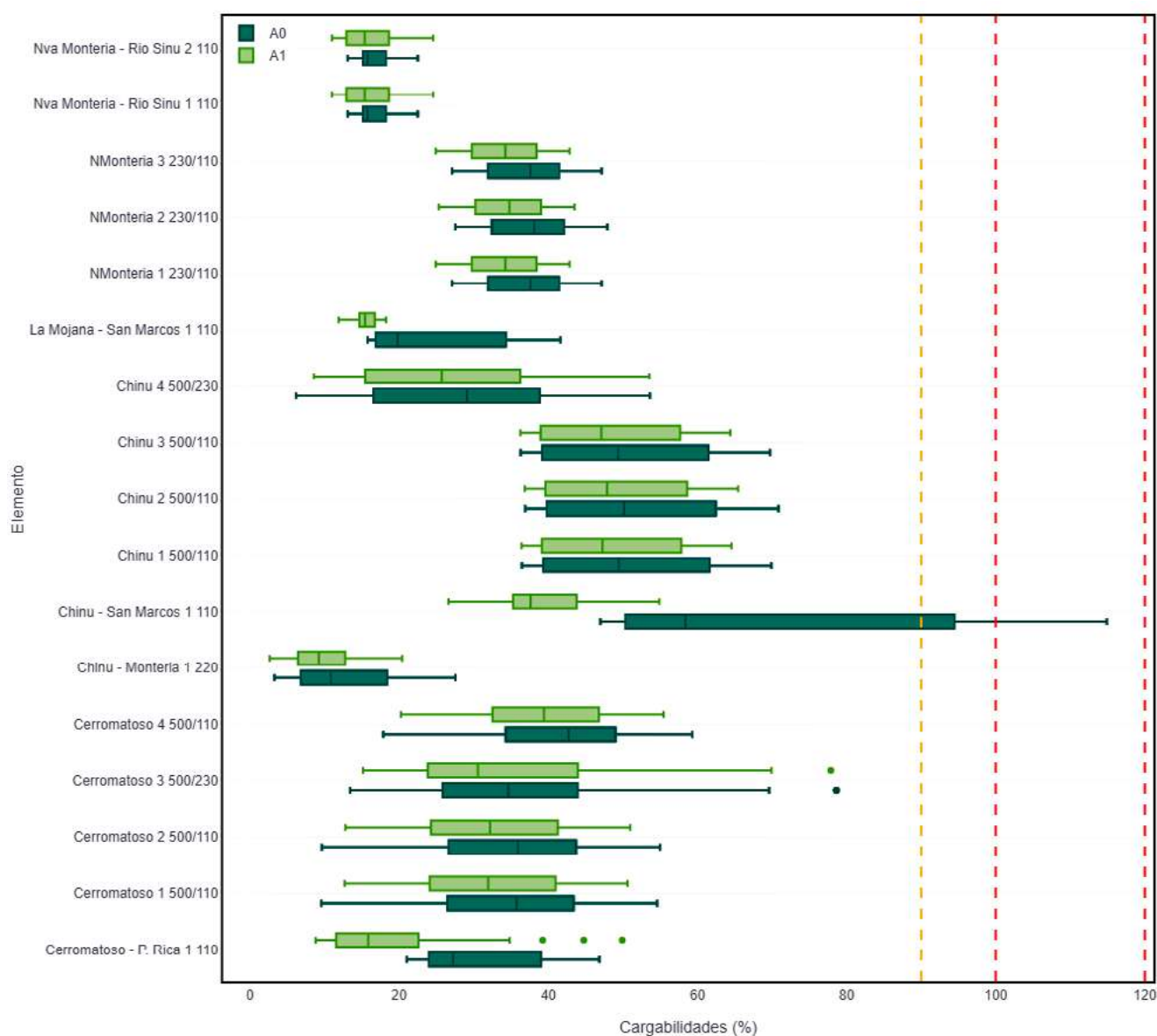


Figura 2-8. Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa.

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura.

Se resalta la sobrecarga de Chinú – San Marcos 110 kV, exhibiendo valores que sobrepasan su límite nominal, condición que se reduce sustancialmente con el proyecto.

La cargabilidad de los transformadores de Chinú mantiene su nivel de carga con alguna disminución.

Cerromatoso – Planeta 110 kV presenta una disminución significativa en su nivel de carga.

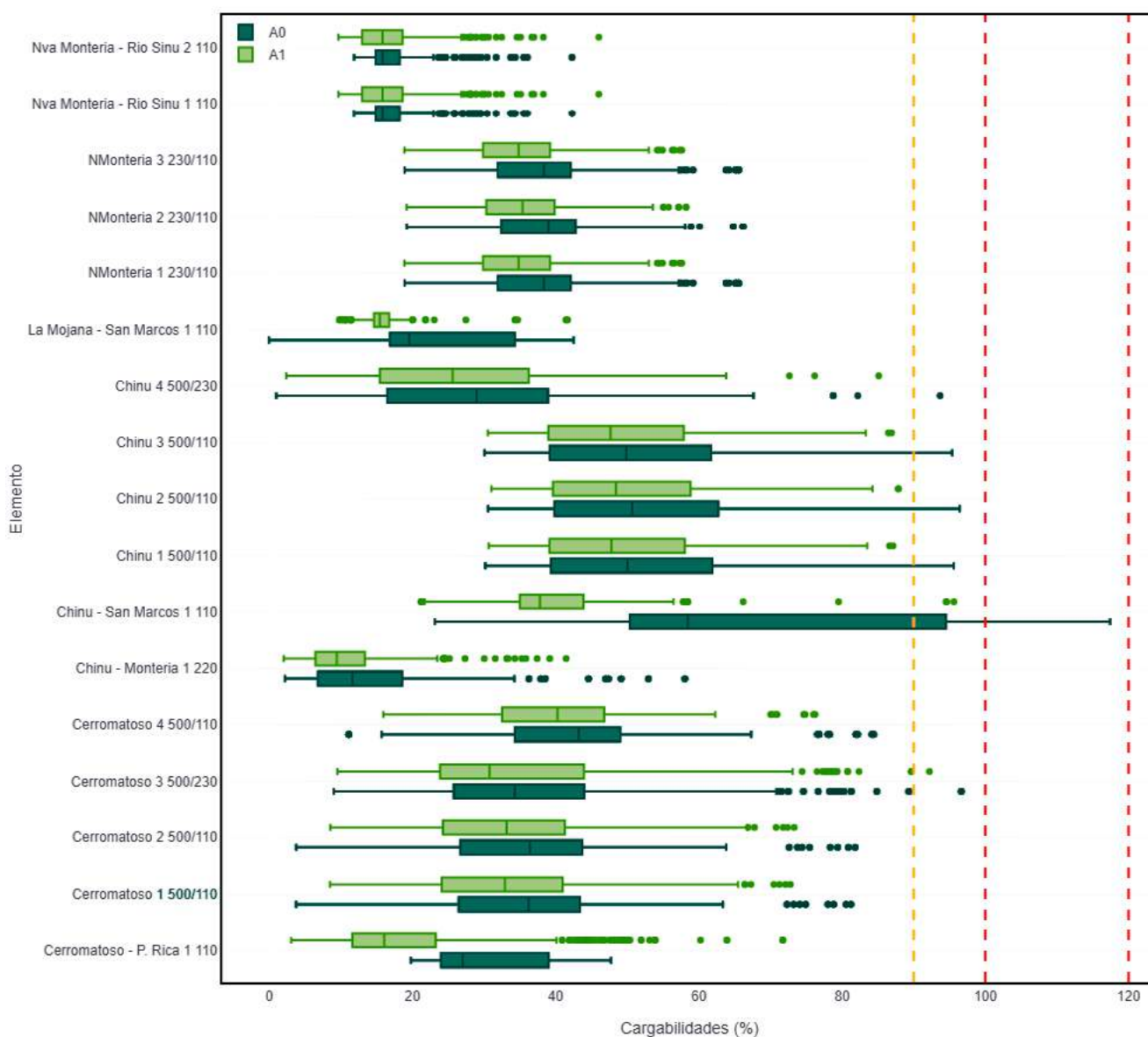


Figura 2-9. Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia.

Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura.

Se resalta la mejora de la sobrecarga de Chinú – San Marcos 110 kV la cual se reduce sustancialmente con la entrada del proyecto, no superando en ningún caso el 100% de su capacidad.

Los demás elementos de la zona no presentan casos de sobrecarga.

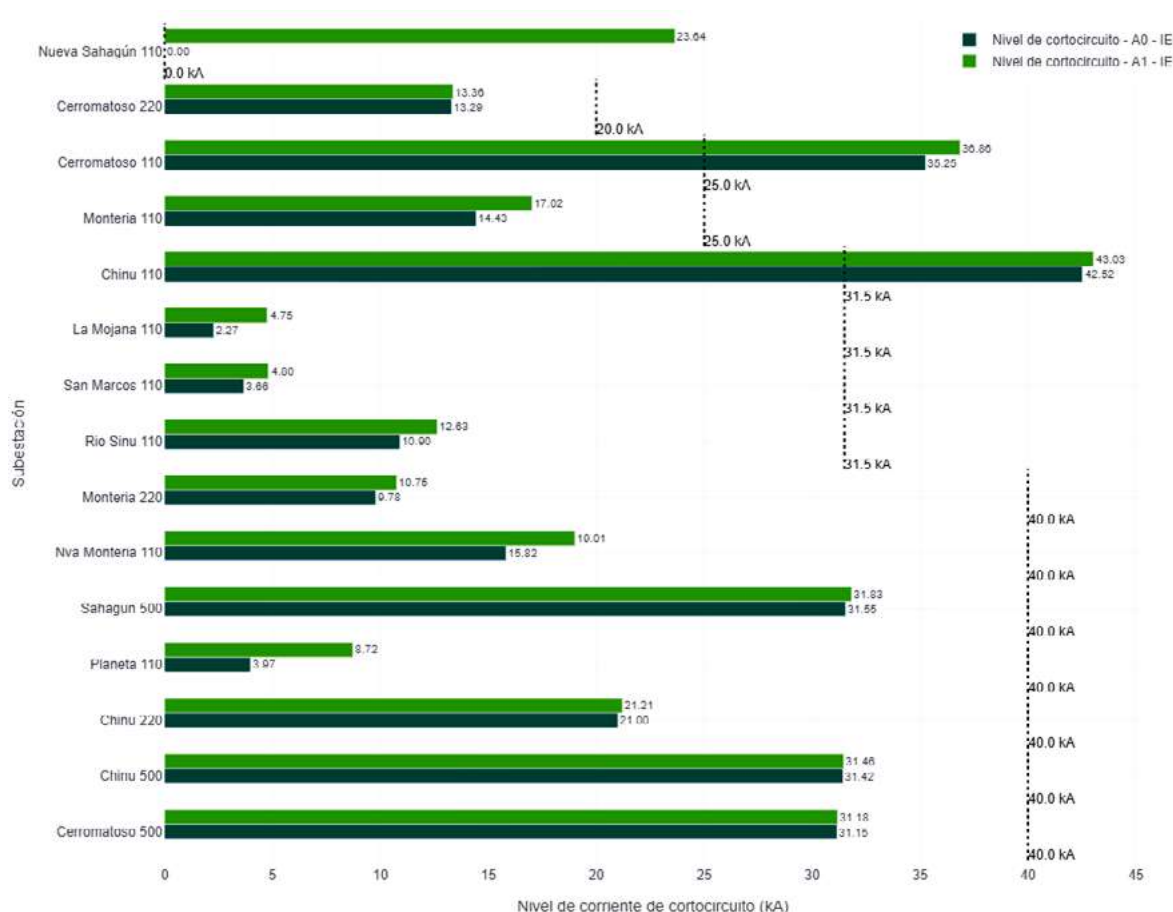


Figura 2-10. Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.
Fuente: UPME – Elaboración UPME GIT Transmisión Distribución y Cobertura.

Con la realización de las obras del proyecto se observan impactos relevantes en términos de incremento del nivel de la corriente de cortocircuito en Cerromatoso 110 kV, Chinú 110 kV, San Marcos 110 kV, La Mojana 110 kV, Planeta 110 kV, así como en las subestaciones de la zona de Montería 110 kV, principalmente.

2.1.4 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.

2.1.4.1 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 lo estipulado en las 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.

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 2-4. Costo de la obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV en UC.

Descripción	Costo en USD
Costo del STN (VPN)	\$ 3.213.130,99
Costo del STR (VPN)	\$ 30.199.166,65
Total (VPN)	\$ 33.412.297,64

Fuente: UPME

2.1.4.2 Beneficios

Teniendo en cuenta una proyección a 25 años, los beneficios de la obra se estiman con relación a la demanda no atendida (reducción de 2.282 GWh) debido a condiciones de baja tensión y sobrecargas en red completa, así como a contingencia N-1 en las radialidades antes descritas:

● Beneficios (VPN) en USD = \$ 165.242.212,78

2.1.4.3 Relación beneficio / costo

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

Tabla 2-5. Relación beneficio /costo de la obra bahías de transformación en Sahagún 500 kV.

Descripción	Costo en USD
Costo Total (VPN)	\$ 33.412.297,64
Beneficios (VPN)	\$ 165.242.212,78
Relación B / C	4,94

Fuente: UPME

2.1.5 Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación de la obra de las bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV se definió para el año 2027 en función de los tiempos establecidos por la UPME.

2.1.6 Conclusiones

El proyecto mejora la confiabilidad de la zona, mediante la eliminación de las radialidades en San Marcos 110 kV, La Mojana 110 kV y Planeta Rica 110 kV, refuerza a Nueva Montería 110 kV y, fortalece El Viajano 34,5 kV y Colomboy 34,5 kV. Igualmente mejora la confiabilidad ante contingencias en los transformadores de conexión al STN de la subárea. Con lo anterior disminuye la DNA en la zona, permitiendo estimar beneficios que hacen viable el proyecto con una relación beneficio costo de 4,94.

2.1.7 Recomendaciones

Se recomienda la ejecución del proyecto en su alcance en el STN, correspondiente con la realización de las obras en dos de las tres bahías de transformación existentes como espacios de reserva en la Subestación Sahagún 500 kV, en razón a que las mismas son requisito para hacer efectivo en el STR, las obras correspondientes con el proyecto “Nueva SE Sahagún 500/110/34,5 kV y líneas asociadas”.

2.2 Obras STN-STR

2.2.1 Nueva Subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas

2.2.1.1 Antecedentes

Actualmente el municipio de Melgar está conectado a un nivel de tensión de 34.5kV proveniente de la subestación Lanceros 115/34.5kV. Esta subestación se ve afectada por contingencias sencillas en el circuito Flandes – Lanceros 115 kV, ocasionando una demanda no atendida (DNA) de aproximadamente 25 MW para las cargas conectadas a las subestaciones Melgar, Icononzo, Tolemaida y Lanceros. La eliminación de esta restricción presenta demoras, ya que la construcción de la línea Flandes – Lanceros 2 115 kV implica costos medios superiores a los permitidos para el nivel de tensión 4, haciendo esta obra inviable para el operador de red.

Es importante mencionar que en el área se presentan altas capacidades de carga en los enlaces Flandes – Guaca 115 kV, Flandes – Barzalosa 115 kV y Barzalosa – Guaca 115 kV, especialmente en escenarios de demanda media. Las altas cargabilidades se presentan debido a la alta generación en Tolima, los flujos procedentes del sur del país por la alta generación en Valle y Huila, y adicionalmente la alta importación desde Ecuador, la potencia intenta circular hacia La Guaca 220/115 kV, con el fin de satisfacer la demanda del área Oriental.

Debido a la situación actual en Huila–Tolima y las afectaciones que se presentan en la red, Celsia propone la incorporación de la nueva subestación Amanecer 500/220/115 kV, siendo un proyecto promotor y favorable para el sistema eléctrico. Se estima que la fecha de puesta en operación del proyecto será para el 31 de diciembre de 2032, con el objetivo principal de mejorar la calidad del servicio eléctrico brindado a los usuarios en el Oriente del departamento del Tolima. Así mismo, la subestación eliminaría la radialidad de la subestación Lanceros 115 kV ampliando la capacidad de transporte del sistema, especialmente los excedentes de generación que buscan conectarse en las subestaciones Lanceros, Flandes y Melgar.

2.2.1.2 Proyecto propuesto

El proyecto “Subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas” se ubicará en las proximidades del municipio de Melgar y Carmen de Apicalá. Este proyecto se ha trabajado de manera conjunta con los operadores de red ENEL y CELSIA Colombia para garantizar que cuente con las mejores opciones de conexión, asegurando su viabilidad técnica y fortaleciendo la infraestructura eléctrica de la región.

Alternativa 1:

La primera alternativa de conexión se realizó con dos bancos de transformadores de 150 MVA 220/115 kV conectado con un doble circuito a la subestación Nueva Esperanza 220 kV y a nivel de 115 kV con un doble circuito a la subestación Flandes 115 kV, y adicionalmente otro doble circuito a la subestación Lanceros 115 kV como se muestra en la **Figura 2-11**.

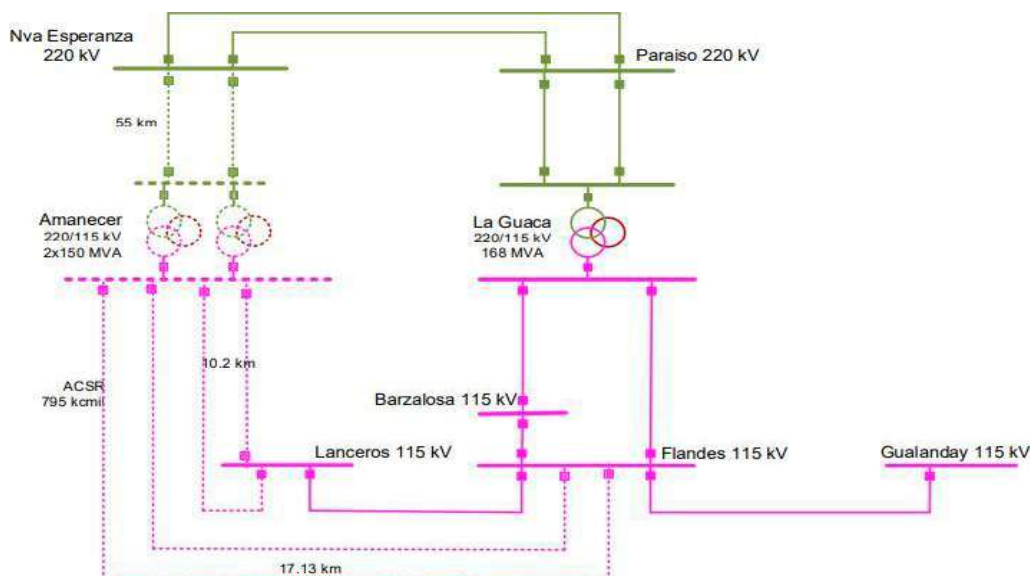


Figura 2-11. Diagrama de conexión subestación Amanecer 220/115 kV. Plan de expansión del operador de red Celsia Colombia 2023-2032).

Esta alternativa de conexión fue criticada fuertemente debido a que la conexión a la subestación Nueva Esperanza 220 kV presenta limitaciones significativas, como el espacio disponible para nuevas instalaciones. Además, el trazado de las torres hacia esta zona representa un desafío considerable, ya que el proceso para obtener las licencias ambientales necesarias podría prolongarse más de lo inicialmente estimado, aumentando la complejidad y los tiempos de ejecución del proyecto.

Alternativa 2:

A nivel de 500 kV utilizar el brazo disponible entre el circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y conectar la subestación Amanecer con un enlace hacia la Subestación Virginia 500 kV (200 km) y un enlace a la subestación Nueva Esperanza 500 kV (235 km). En 220 kV dos transformadores 500/230/34.5 kV de 450 MVA y la conexión se realizará seccionando el circuito Huila – Mirolindo 220 kV, dejando el circuito Huila – Amanecer 220 kV (146 km) y Amanecer – Mirolindo 220 kV (77 km). Finalmente en 115 kV, dos transformadores 230/115/13.8 kV de 150 MVA y la conexión se realizará con un nuevo doble circuito hacia la subestación Flandes 115 kV de 17.13 km, un nuevo circuito hacia Lanceros de 5 km y seccionando el circuito Prado – Flandes 115 kV con una distancia de 16 km en la apertura de la línea. Esta descripción se puede apreciar en la Figura 2-12 y Figura 2-13

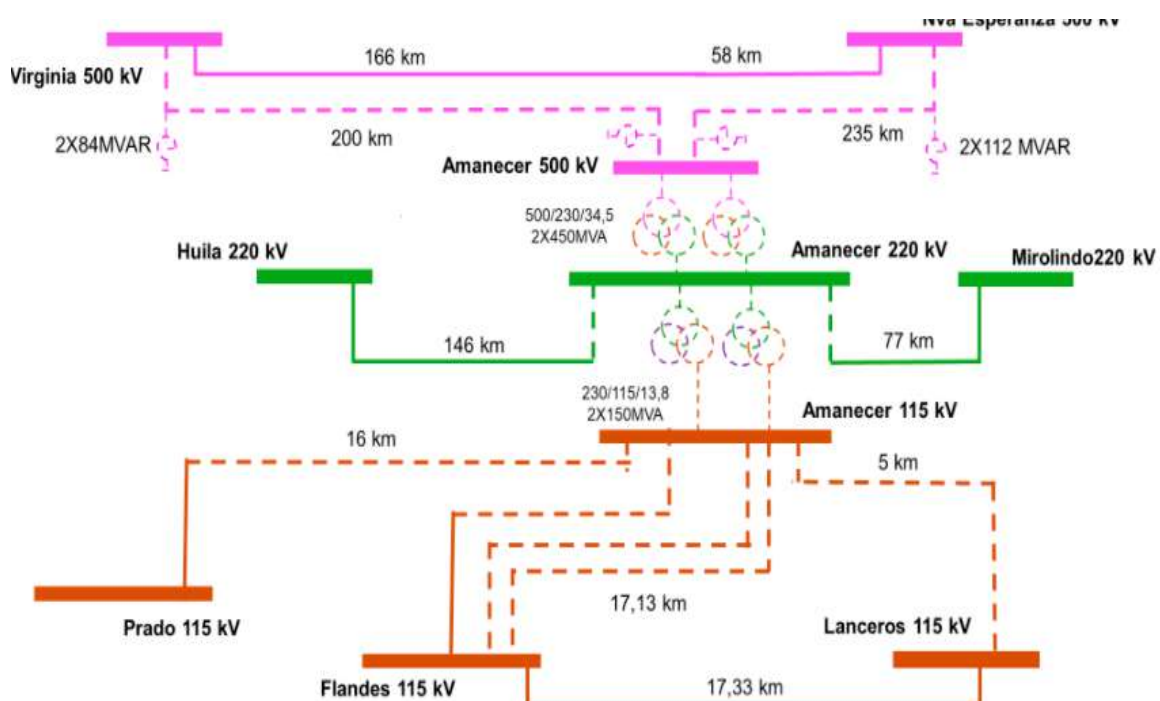


Figura 2-12. Propuesta final de la Subestación Amanecer 500/220/115 kV



Figura 2-13. Ubicación Subestación Amanecer

2.2.1.3 Análisis técnicos

2.2.1.3.1 Consideraciones y supuestos:

Se consideraron las obras asociadas al STN y STR mostradas en la **Tabla 2-6**, no obstante, no se contempló en el análisis la topología de los activos del SDL. Por esta razón, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

Tabla 2-6. Obras consideradas en la evaluación.

Nombre – Obras	FPO
Cemex Caracolito 23 MW	2023
Natagaima 5 MW	2023
Purificación 2 MW	2023
El Guamo 9 MW	2023
El Piojo I 9.9 MW	2023
El Piojo II 9.9 MW	2023
El Piojo III 9.9 MW	2023
Escobal 1 19.9 MW	2023
Escobal 2 19.9 MW	2023
Escobal 3 19.9 MW	2023
Escobal 4 19.9 MW	2023
Escobal 5 19.9 MW	2023
Numbana 9.9 MW	2023
Rovira 3.2 MW	2023
San Felipe 90 MW	2023
Campo Alegre 9.9 MW	2024
Chenche 9.9 MW	2024
Coyaima II 9.9 MW	2024

Nombre – Obras	FPO
El Piojo IV 9.9 MW	2024
Escobal 6 99MW	2024
Helios Guamo 19.9 MW	2024
Helios Lanceros 19.9 MW	2024
Pacande 50 MW	2024
Palermo 2 9.9 MW	2024
Primavera 57 MW	2024
Rokra 9.9 MW	2024
Sapuca 50 MW	2024
Shangrila 160 MW	2024
Suarez 8 MW	2024
Tolima Norte 50 MW	2024
Venados 15 MW	2024
Candileja 9.9 MW	2024
Palermo 9.9 MW	2024
Solar TR 11 45 MW	2025
Arreboles I 19.9 MW	2025
Coyaima IV 9.9 MW	2025
DSE Neiva 19.9 MW	2025
Heliconea 60 MW	2025
Gualanday 19.9 MW	2025
Flandes 9.9 MW	2026
La Achira 60 MW	2026
Mandarinos 9.9 MW	2026
Misak 80 MW	2026
DSE Neiva 9.9 MW	2026
Villavieja 200 MW	2026
SE Picalaña 115 kV	2024
SE El Salado 115 kV	2024
SE Huila 115 kV	2026
SE Huila 230 kV	2026
Repotenciación Bote – Natagaima 115 kV	2023
Repotenciación Papayo – Brisas 115 kV	2023
Repotenciación Brisas – Cajamarca 115 kV	2023

Fuente: Elaboración UPME

Para realizar la evaluación eléctrica se establecieron diferentes escenarios de simulación debido a la importación de energía desde Ecuador, la cual, como se mencionó anteriormente, intenta circular hacia la SE Guaca 220/115 kV. Los análisis se evaluaron bajo dos consideraciones: Considerando importación desde Ecuador y sin la importación desde Ecuador. Adicionalmente, se agregaron dos casos para obtener una importación y una exportación con energía máxima en la subárea Huila- Tolima. En cada uno de estos casos se consideró un caso base (sin el proyecto “SE Amanecer”) y un caso de estudio (con el proyecto “SE Amanecer”). El horizonte de tiempo analizado para la evaluación del proyecto es el año 2032. A continuación, se muestran los escenarios de simulación analizados.

Tabla 2-7. Escenarios de simulación considerados para la evaluación del proyecto.

	Descripción General
Escenario 1	● Demanda máxima en el área Suroccidental ● Baja generación en Tolima-Huila-Caquetá ● Alta generación en el área Oriental ● Sin importación de Ecuador
Escenario 2	● Demanda media en el área Suroccidental ● Alta generación en Tolima-Huila-Caquetá ● Baja Generación en el área Oriental ● Alta importación desde Ecuador

Fuente: Elaboración UPME

Los valores de generación disponible en la subárea Huila-Tolima se consideraron los proyectos con capacidad asignada y no se tuvieron en cuenta aquellos que han sido liberados. En cada año se encendieron las plantas necesarias para la convergencia del flujo bajo la contingencia más crítica para el sistema. El número de unidades encendidas se determinó bajo un escenario de demanda máxima y se muestran en la **Tabla 2-8**

Tabla 2-8. Unidades encendidas en los escenarios de generación.

	2032
Escenario 1	Sin unidades encendidas.
Escenario 2	Amoya 1, Amoya 2, Turgas, Betania 1, Betania 2, Betania 3, Cucuana 1, Cucuana 2, Menor Inza, Menor Iquira I, Menor Iquira II, Menor La Pita, Menor Miro lindo, Menor Pastales, Menor Río Recio, Menor T Piedras, Menor Ventana A, Menor Ventana B, PCH Coello, PCH Currucucues, Prado 1, Prado 2, Prado 3, Prado 4.

Fuente: Elaboración UPME

Para la evaluación se tuvo en cuenta tres escenarios de demanda (máxima, media y mínima), con el fin de analizar el impacto de la subestación Amanecer 500/220/115 kV y las líneas asociadas a nivel de tensión 115 kV en la subárea Huila- Tolima; por otro lado, es importante resaltar que, para los análisis realizados en el año 2032, los valores de demanda se tomaron de la proyección del documento del segundo semestre de 2022 del IPOELP de XM para el área Suroccidental.

Como criterio de evaluación se analizó únicamente el impacto del proyecto (subestación Amanecer 500/220/115 kV y sus líneas asociadas en 115 kV) sobre los activos del STN y STR.

2.2.1.3.2 Análisis de resultados

A continuación, se muestran los resultados de los análisis realizados de los diferentes escenarios mencionados en la **Tabla 2-7**. En el Escenario 1 se presentan subtensiones en la subestación Doncello 115 kV y Lanceros 115 kV, sin embargo, estas violaciones ya se presentaban desde el caso base.

Análisis de tensión condición normal de operación:

Para el Escenario 1, se presentan dos subestaciones en subtensión, las cuales son Doncello 115 kV y Lanceros 115 kV. Sin embargo, con la entrada en operación del proyecto Amanecer, no solo se elimina la violación de tensión en la subestación Lanceros, sino que también se elevan los perfiles de tensión en las demás subestaciones de la red, mejorando significativamente la estabilidad y la calidad del servicio, como se evidencia en la **Figura 2-14**.

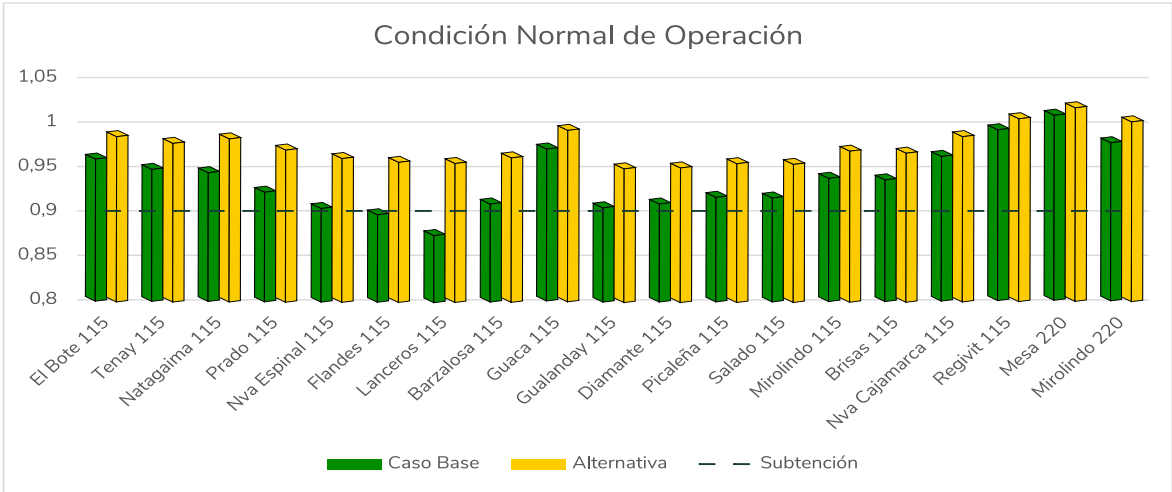


Figura 2-14. Tensiones en las subestaciones del Tolima para el Escenario 1.
Fuente: Elaboración UPME

En el Escenario 2, no se identifican violaciones por subtensión en la red. No obstante, con la entrada en operación del proyecto Amanecer, los perfiles de tensión se incrementan significativamente en las subestaciones aledañas, fortaleciendo la estabilidad del sistema eléctrico y mejorando la calidad del servicio en el área Huila – Tolima como se observa en la **Figura 2-15**.

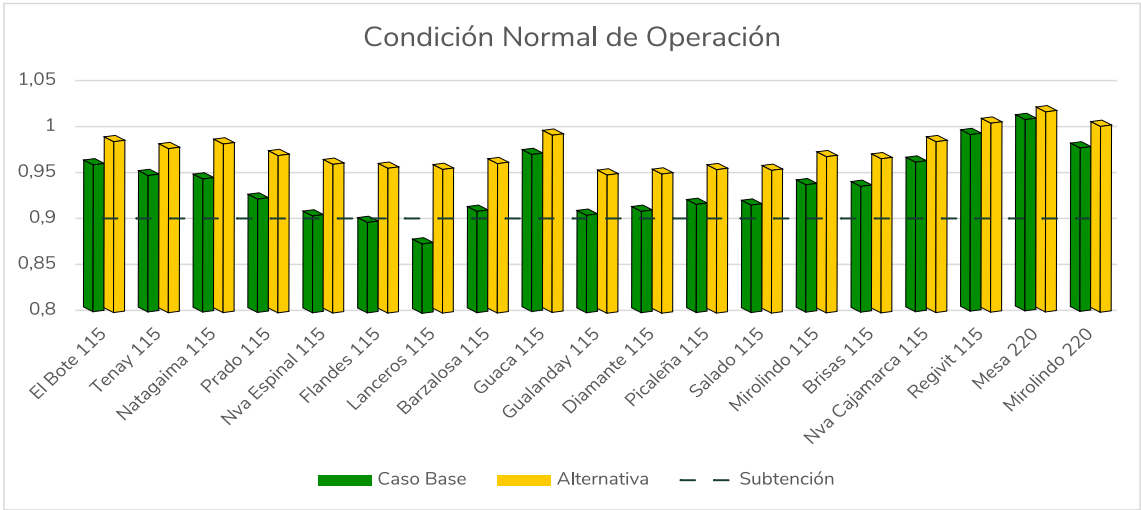


Figura 2-15. Tensiones en las subestaciones del Tolima para el Escenario 2.
Fuente: Elaboración UPME

Finalmente, en la **Figura 2-16** se presenta un resumen de las violaciones que el proyecto Amanecer mitiga, evidenciando su impacto positivo en la red eléctrica.

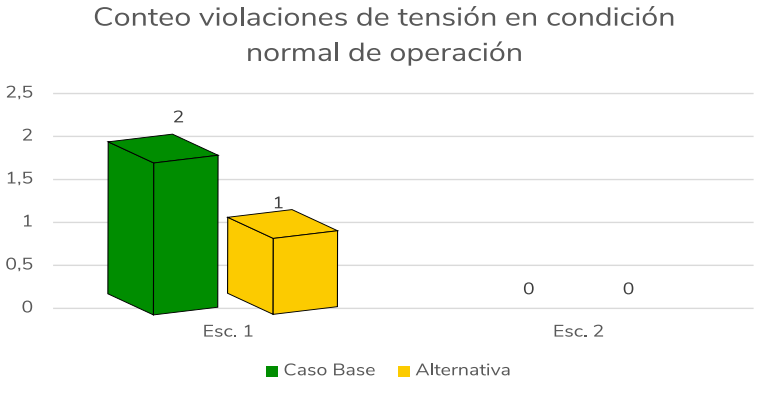


Figura 2-16. Resumen de Subtensiones
Fuente: Elaboración UPME

Análisis de tensión ante contingencia sencilla N-1

En el Escenario 1, la contingencia más crítica corresponde a la línea Mirolindo - Picaleña 115 kV, que provoca condiciones de subtensión en varias subestaciones, entre ellas: Doncello 115 kV, Prado 115 kV, Nueva Espinal 115 kV, Flandes 115 kV, Lanceros 115 kV, Barzalosa 115 kV, Gualanday 115 kV, Diamante 115 kV, Picaleña 115 kV y Salado 115 kV. Con la entrada en operación del proyecto Amanecer, la mayoría de estas violaciones de tensión son mitigadas. Aunque las subestaciones Gualanday 115 kV, Diamante 115 kV, Picaleña 115 kV y Salado 115 kV no alcanzan a ser completamente corregidas, experimentan una mejora significativa en sus perfiles de tensión como se muestra en la **Figura 2-17**.

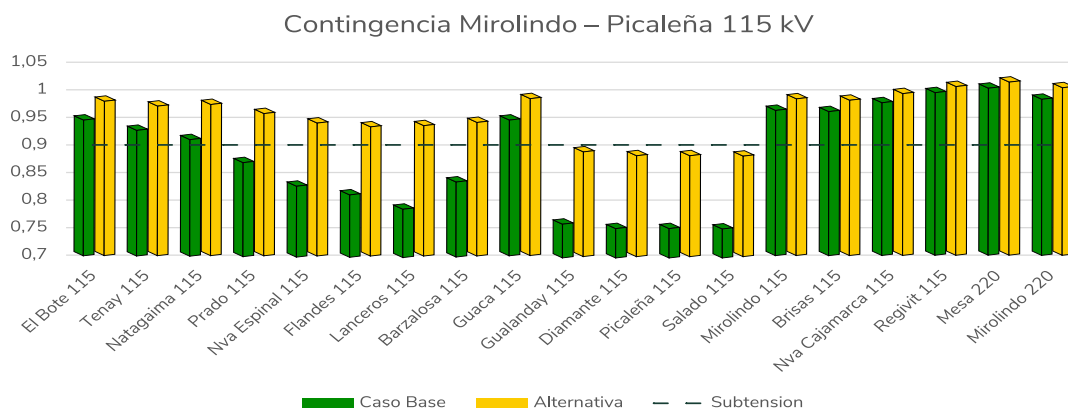


Figura 2-17. Tensiones en las subestaciones del Tolima ante contingencia N-1 Escenario 1.

Fuente: Elaboración UPME

En el Escenario 2, la contingencia más crítica corresponde a la línea La Mesa - Mirolindo 1 230 kV, que genera condiciones de subtensión en las subestaciones Flandes 115 kV, Lanceros 115 kV y Brisas 115 kV. Sin embargo, con la entrada en operación de la subestación Amanecer, estas restricciones son completamente mitigadas como se aprecia en la **Figura 2-18**

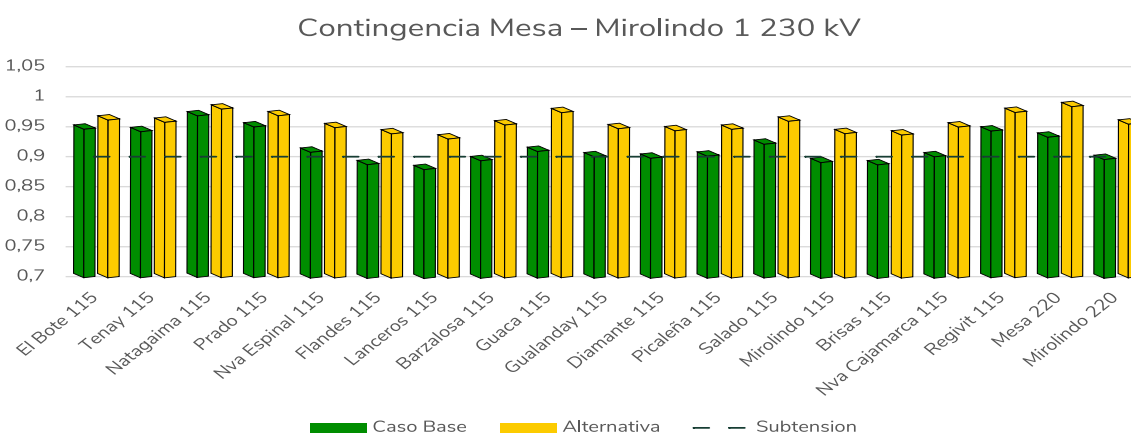


Figura 2-18. Tensiones en las subestaciones del Tolima ante contingencia N-1 Escenario 2.

Fuente: Elaboración UPME

Finalmente, se realiza el conteo de las violaciones frente a las diferentes contingencias en el área Hui-la-Tolima. Como se observa en la **Figura 2-19**, con la entrada en operación del proyecto Amanecer, en el Escenario 1 se logra una disminución superior al 67% de las violaciones de tensión. Por otro lado, en el Escenario 2, con la puesta en marcha del proyecto, todas las violaciones de tensión son completamente mitigadas.

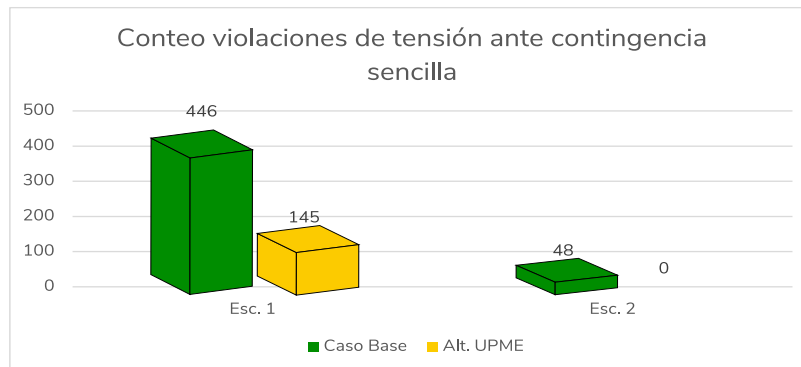


Figura 2-19. Resumen subtensiones ante contingencia N-1.

Fuente: Elaboración UPME

Análisis de cargabilidad condición normal de operación

De acuerdo con los resultados del Escenario 1 para la operación normal del sistema, no se presentan altas cargabilidades en los circuitos del área Huila-Tolima. Sin embargo, como se observa en la **Figura 2-20**, con la entrada en operación del proyecto Amanecer, se registra una reducción en las cargabilidades de algunos circuitos.

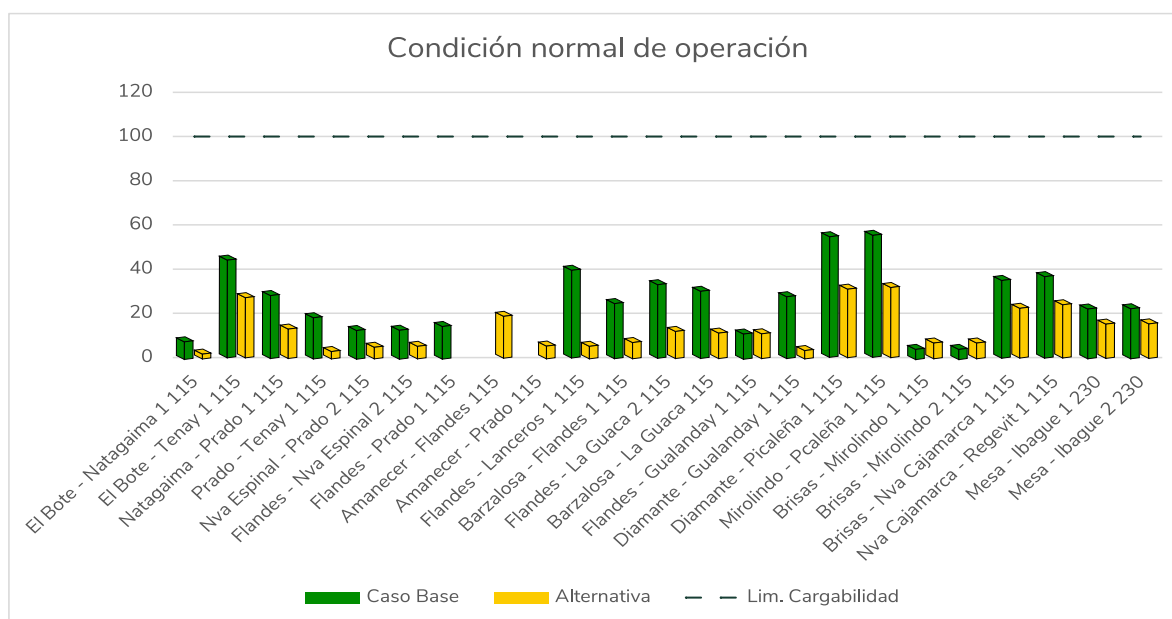


Figura 2-20. Cargabilidades en los circuitos del Tolima Escenario 1.

Fuente: Elaboración UPME

En el Escenario 2, se presentan altas cargabilidades en los circuitos Flandes - La Guaca 115 kV, Barzalosa - La Guaca 115 kV, Mirolindo - Picalaña 115 kV, Brisas - Nueva Cajamarca 115 kV, Nueva Cajamarca - Regivit 115 kV, Mesa - Ibagué 1 230 kV y Mesa - Ibagué 2 230 kV en condición normal de operación. Sin embargo, con la entrada en operación del proyecto Amanecer, estas cargabilidades se mitigan, mejorando la estabilidad y la eficiencia de la red como se observa en la **Figura 2-21**.

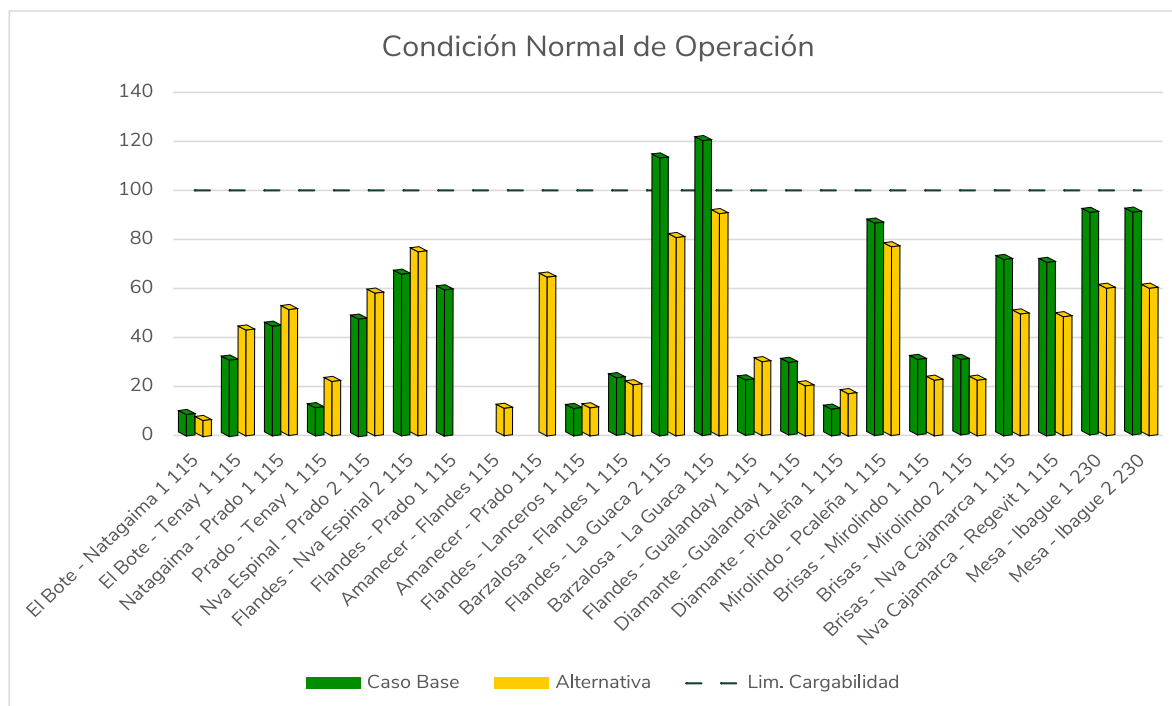


Figura 2-21. Cargabilidades en los circuitos del Tolima Escenario 2.

Fuente: Elaboración UPME

Como se muestra en la **Figura 2-22**, el conteo de cargabilidades se reduce con la entrada en operación del proyecto Amanecer.

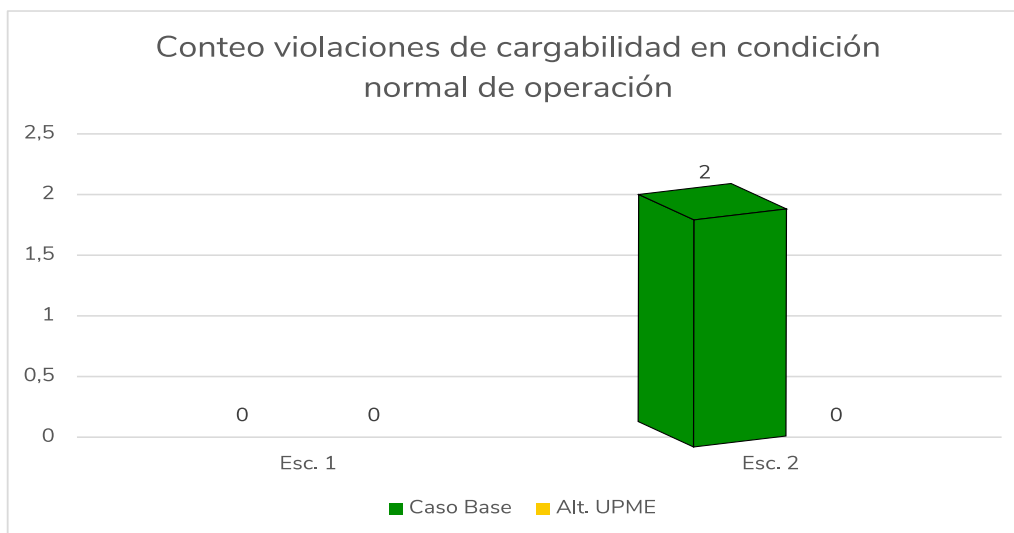


Figura 2-22. Cargabilidades condición normal de operación

Fuente: Elaboración UPME

Análisis de cargabilidad ante contingencia sencilla N-1

En el Escenario 1, se presentan dos altas cargabilidades que superan el límite de emergencia, las cuales ocurren en el área Oriental. A pesar de esto, con la entrada en operación del proyecto Amanecer, estas violaciones de cargabilidad persisten. En el Escenario 2, la contingencia más crítica en nuestra zona de interés es el circuito Barzalosa - La Guaca 115 kV, donde se observan altas cargabilidades en los circuitos Barzalosa - Flandes 115 kV, Flandes - La Guaca 115 kV, Mirolindo - Picalaña 115 kV, Brisas - Nueva Cajamarca 115 kV, Nueva Cajamarca - Regivit 115 kV, Mesa - Ibagué 1 230 kV y Mesa - Ibagué 2 230 kV. No obstante, con la entrada del proyecto Amanecer, estas cargabilidades se reducen considerablemente, incluso aquellas que superan el límite de emergencia, asegurando el cumplimiento del código de redes como se observa en la **Figura 2-23**.

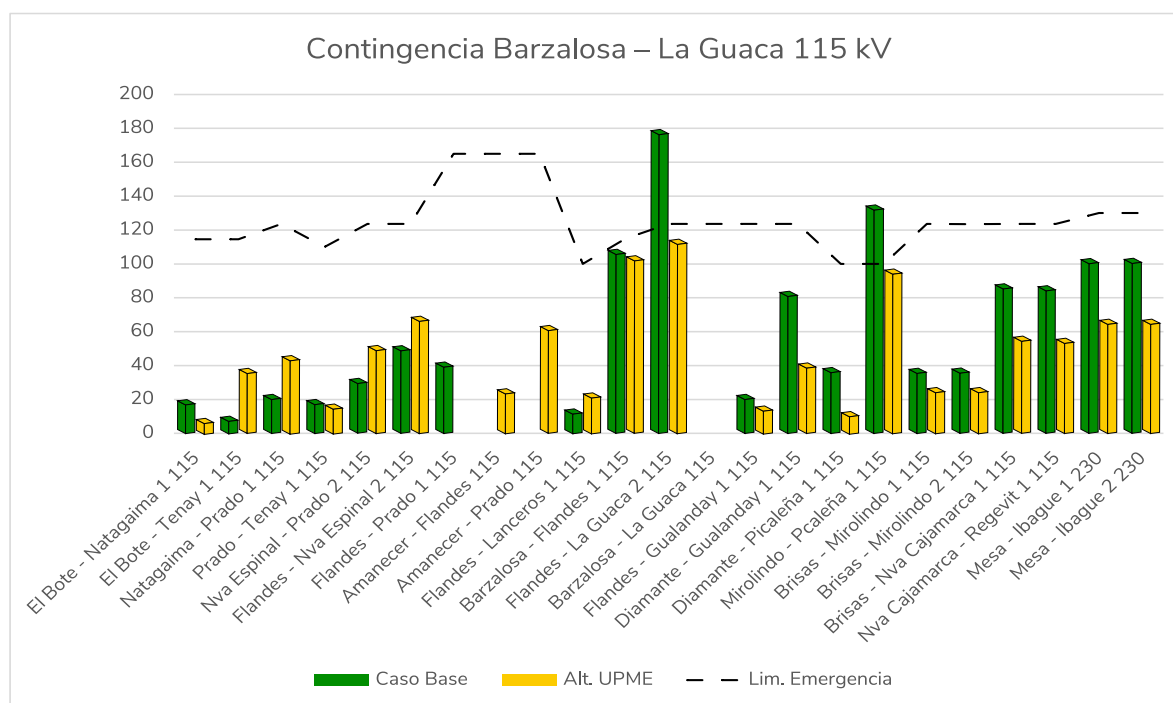


Figura 2-23. Cargabilidad en los circuitos del Tolima ante contingencia N-1 Escenario 2.
Fuente: Elaboración UPME

Al observar el resumen en la **Figura 2-24**, se puede deducir que en el Escenario 1, la entrada del proyecto Amanecer no afecta las cargabilidades, ya que estas se encuentran en una zona diferente. En cambio, en el Escenario 2, las cargabilidades experimentan una reducción significativa con la puesta en operación de Amanecer.

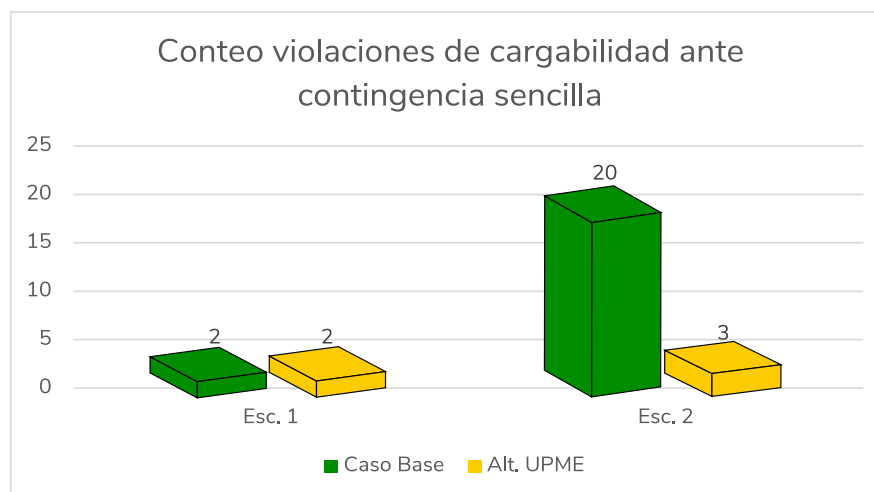


Figura 2-24. Cargabilidad ante contingencia N-1
Fuente: Elaboración UPME

2.2.1.3.3 Análisis de cortocircuito:

La incorporación de nuevas subestaciones conlleva como una de sus principales consecuencias el aumento de las corrientes de cortocircuito. Este fenómeno se origina debido a la reducción de la impedancia equivalente dada desde los puntos de falla y al incremento de los recorridos disponibles para las contribuciones de cortocircuito.

Para este caso del área Huila – Tolima, la entrada en operación de la subestación Amanecer 500/220/115 kV junto con sus líneas asociadas ocasiona un aumento en las corrientes máximas de cortocircuito tanto en fallas monofásicas como en fallas trifásicas. Por esta razón se realiza un análisis que contempla el mismo conjunto de escenarios detallados en la **Tabla 2-7**, como una medida de sensibilidad ante posibles retrasos en la puesta en marcha de la subestación Amanecer 500/220/115 kV.

A continuación, se presentan gráficos de barras los cuales ilustran las subestaciones cercanas al área de influencia de la subestación Amanecer 500/220/115 kV y las más relevantes de la zona, para los 2 escenarios evaluados. En la gráfica se destacan tres valores:

1. Corriente máxima de cortocircuito en caso base (sin la subestación Amanecer 500/220/115 kV (color azul)).
2. Corriente máxima de cortocircuito considerando la entrada de la subestación Amanecer 500/220/115 kV (color verde).
3. Capacidad máxima de interrupción de las subestaciones (línea punteada).

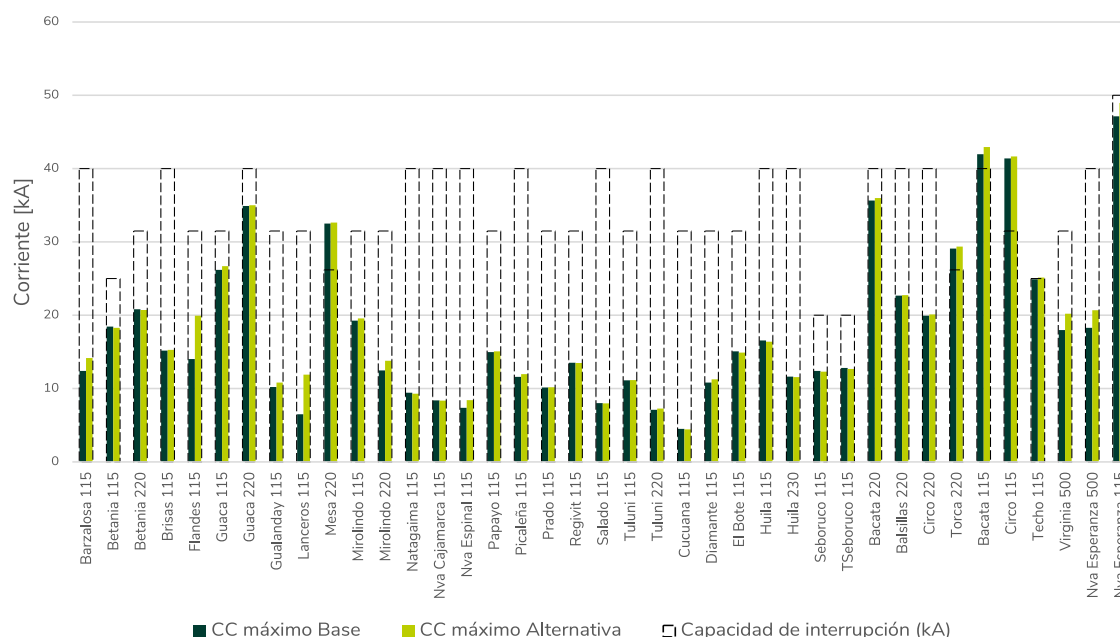


Figura 2-25. Corrientes de Cortocircuito

Fuente: Elaboración UPME

En la **Figura 2-25** se evidencia en los resultados el efecto directo de la implementación de la nueva subestación Amanecer 500/220/115 kV. Este efecto evidentemente es el incremento de las corrientes de cortocircuito en las diversas subestaciones del área, pero especialmente un incremento significativo en las subestaciones Barzalosa 115 kV, Flandes 115 kV, La Guaca 115 kV, Gualanday 115 kV, Lanceros 115 kV, Mirolindo 220 kV, Nueva Espinal 115 kV, Picalaña 115 kV, Diamante 115 kV, Bacatá 220 kV, Bacatá 115 kV, Virginia 500 kV, Nueva Esperanza 500 kV y Nueva Esperanza 115 kV; siendo subestaciones cercanas al área de influencia del proyecto.

Se puede evidenciar que la entrada en operación de la subestación Amanecer 500/220/115 kV causa un mayor impacto en las corrientes de cortocircuito del área, a causa de la disminución de la impedancia equivalente del sistema generada por la nueva subestación.

Estos resultados dejan una problemática ajena a la entrada en operación de la subestación Amanecer 500/220/115 kV, el cual, el agotamiento de las máximas capacidades de interrupción en las subestaciones La Mesa 220 kV, Bacatá 115 kV y Circo 115 kV del área Oriental es resultado de la nueva capacidad asignada en el área junto con los nuevos proyectos que derivan en una red más enmallada.

2.2.1.4 Análisis económicos

A continuación, se presenta el cálculo del beneficio costo para la subestación 500/220/115 kV como referencia para el proceso de evaluación.

2.2.1.4.1 Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 015 de 2017 y Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 2-9. Costo del proyecto en UC al 2024

Sistema	Costo en COP\$ - UC	Costo en USD - UC
STR	\$35.412.762.507,55	\$8.431.610,12
STN	\$463.763.460.326,73	\$110.419.871,51
Total	\$499.176.222.834,28	\$118.851.481,63

Fuente: Elaboración UPME

2.2.1.4.2 Beneficio

Los beneficios de la nueva Subestación Amanecer 500/220/115 kV se calcularon a partir del año 2032, que es la fecha estimada de puesta en operación (FPO) del proyecto. Estos beneficios se calcularon considerando el escenario más crítico del área, el cual incluye la importación de energía desde Ecuador y la alta generación en el área Huila – Tolima (Escenario 2).

En condiciones normales de operación del sistema, no se presentan beneficios por Demanda No Atendida (DNA), ya que la demanda evaluada no supera la capacidad de atención sin el proyecto; sin embargo, los beneficios se calcularon en función de las problemáticas que surgen en la red ante contingencias, siendo la más crítica la contingencia Flandes – Lanceros 115 kV, donde no se puede atender la demanda de la subestación Lanceros 115 kV.

2.2.1.4.3 Relación Beneficio/Costo

En la siguiente tabla se muestra la relación B/C del proyecto teniendo en cuenta el escenario crítico mencionado anteriormente junto con las consideraciones indicadas respectivamente.

Tabla 2-10. Relación B/C Subestación Amanecer 500/220/115

Características	B/C	VPN - Beneficios por DNA [USD]
Subestación Amanecer 500/220/115 Escenario 2	2,728	\$324.232.491,74

Fuente: Elaboración UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, el proyecto presenta una relación B/C mayor a 1, con lo cual la alternativa se considera viable económicamente bajos las condiciones y supuestos establecidos en este informe.

2.2.1.5 Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación del proyecto subestación Amanecer 500/220/115 kV se definió para el año 2032 en función de los tiempos establecidos con el operador de red CELSIA COLOMBIA.

2.2.1.6 Conclusiones

El proyecto “Subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas” cumple con el objetivo propuesto, solventando la demanda no atendida de las cargas conectadas a la subestación Lanceros 115 kV ante la contingencia Flandes – Lanceros 115 kV, eliminando la radialidad existente. Adicionalmente, con la entrada del proyecto se amplía la capacidad de transporte de los excedentes de generación fotovoltaica que se presentan en el área hacia la SE Nueva Esperanza; no obstante, aunque la entrada del proyecto no mitiga la capacidad de carga, si las disminuye considerablemente en la zona de influencia.

En el análisis de tensión en escenario normal de operación, el proyecto mitiga la subtenensión en la subestación Lanceros 115 kV y eleva los perfiles de tensión en las demás subestaciones.

En los análisis de tensión ante la contingencia Mirolindo – Picaleña 115 kV, el proyecto mitiga las subtenensiones en las subestaciones Prado 115 kV, Nva Espinal 115 kV, Flandes 115 kV, Lanceros 115 kV y Barzalosa 115 kV y eleva los perfiles de tensión en las demás subestaciones.

En el análisis de cargabilidad en escenario normal de operación, el proyecto disminuye considerablemente las altas cargabilidades presentadas en las líneas Flandes – La Guaca 115 kV, Barzalosa – La Guaca 115 kV, Mesa – Ibagué 1 230 kV Mesa – Ibagué 2 230 kV, Brisas – Nva Cajamarca 115 kV y Nva Cajamarca – Regivit 115 kV.

En la mayoría del análisis de cargabilidad ante contingencia sencilla N-1 de la subárea Huila – Tolima, el proyecto disminuye considerablemente las altas cargabilidades de las líneas Flandes – La Guaca 115 kV, Barzalosa – La Guaca 115 kV, Mesa – Ibagué 1 230 kV, Mesa – Ibagué 1 230 kV, Mirolindo – Picaleña 115 kV, Brisas – Nva Cajamarca 115 kV y Nva Cajamarca – Regivit 115 kV.

En el análisis de cortocircuito el proyecto tiene un gran impacto en las subestaciones de Flandes 115 kV, Lanceros 115 kV, Barzalosa 115 kV, Guaca 115 kV, Gualanday 115 kV, Mirolindo 230 kV, Nva Espinal 115 kV, Bacatá 115 kV, Virginia 500 kV, Nva Esperanza 500 kV y Nva Esperanza 115 kV.

2.2.1.7 Recomendaciones

Se aconseja atender las siguientes recomendaciones, las cuales viabilizan el proyecto evaluado.

Aunque el proyecto eleva los perfiles de tensión en la mayoría de los escenarios es recomendable construir un proyecto para elevar los perfiles de tensión de las subestaciones Gualanday 115 kV, Diamante 115 kV, Picaleña 115 kV y Salado 115 kV.

Aunque el proyecto disminuye notablemente las altas cargabilidades en las líneas Flandes – La Guaca 115 kV y Barzalosa – La Guaca 115 kV se recomienda definir obras de expansiones que permitan controlar el flujo de potencia de estos corredores.

Aunque el proyecto, por sí solo, no excede la capacidad de cortocircuito en la subestación Nva Esperanza 115 kV, se recomienda implementar una solución estructural en dicha subestación. Esto se debe a que la entrada de la subestación Corzo y las líneas asociadas podría contribuir a que se supere el nivel de cortocircuito permitido en dicha subestación.

2.2.2 Nueva Subestación Corzo 500/115 kV y Líneas asociadas

2.2.2.1 Antecedentes

En los últimos diez años, las problemáticas del sistema eléctrico en el occidente de Bogotá han sido un tema recurrente del área oriental, como se evidencia en los planes de expansión. La creciente demanda de energía en la región y la baja disponibilidad de las unidades de generación al interior del área han generado la necesidad de implementar proyectos estructurales que fortalezcan la capacidad del sistema y permitan atender eficientemente los requerimientos presentes y futuros.

El Plan de Expansión del 2013 destacó las limitaciones del área, especialmente en términos de enlaces de transmisión a nivel de 500 kV. En ese entonces, se propusieron diversas alternativas de solución para el horizonte de largo plazo, incluyendo la construcción de la subestación Bochica 500/230 kV. Esta obra contemplaba la reconfiguración de la línea Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV y del anillo existente entre las subestaciones Noroeste, Balsillas y La Mesa 230 kV. Sin embargo, estas alternativas no fueron incluidas como obras prioritarias del plan, al considerar que los beneficios derivados de la reducción de restricciones no eran suficientemente significativos.

En los planes de expansión de 2014 y 2015, se plantearon nuevas propuestas para beneficiar la región oriental. Entre estas destacó la interconexión de las áreas Oriental y Antioquia mediante un corredor de transmisión San Carlos – Porvenir II – Bochica 500 kV. Aunque esta propuesta buscaba mitigar las restricciones del sistema y mejorar la confiabilidad, no se ejecutó, reflejando que, aunque la idea de reforzar el occidente de Bogotá con una nueva subestación no era nueva, las condiciones técnicas y económicas de ese momento no justificaban su desarrollo.

En la actualidad, el panorama ha cambiado significativamente. El crecimiento sostenido de la demanda y el agotamiento de las capacidades de las fronteras del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en el área oriental han hecho evidente la necesidad de reforzar la red en esta región, para poder seguir operando en términos de calidad, confiabilidad y seguridad. Esto ha impulsado nuevamente la propuesta de una nueva subestación, esta vez bajo el nombre de Corzo, para responder a las crecientes exigencias del sistema y garantizar un suministro eléctrico confiable y eficiente. Es por esto que la nueva subestación Corzo 500/115 kV tendrá principalmente dos objetivos, el primero es descargar las fronteras del STN Bacatá y Nueva Esperanza, y el segundo será eliminar restricciones por bajas tensiones en el STR del occidente de Bogotá en condición de contingencia sencilla.

La **Figura 2-26** muestra la visión del sistema eléctrico en el occidente de Bogotá para el año 2029. Tal como se mencionó anteriormente, los puntos del STN que atienden la demanda de Bogotá en esta región son las subestaciones Balsillas 230 kV, Noroeste 230 kV, Nueva Esperanza 500 kV y Bacatá 500 kV, siendo los transformadores de estas dos últimas los que mayores valores de cargabilidad presentan. Adicionalmente, hay contingencias que generan bajas tensiones en algunas barras del sistema, como es el caso de la contingencia Mosquera - Balsillas 115 kV, donde la subestación Mosquera 115 kV queda en condición radial desde Tren Occidente 115 kV.

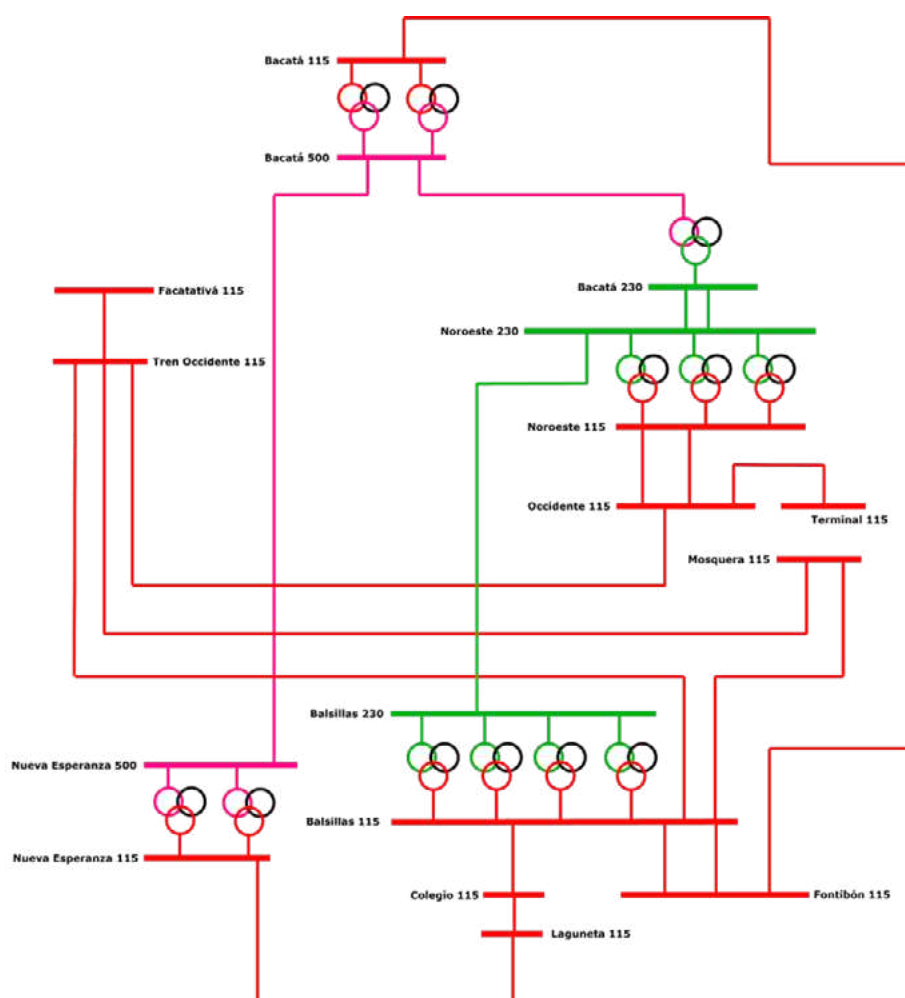


Figura 2-26. Sistema eléctrico en el occidente de Bogotá, visión 2029.

Fuente: Elaboración UPME

Esta condición de red, sumada al creciente número de solicitudes de conexión de nuevos clientes en esta región de Bogotá revive la necesidad que motivó la subestación Bochica 500/230 kV en los planes de expansión del 2013, 2014 y 2015. Asimismo, del crecimiento acelerado de la demanda surge la necesidad de un nuevo refuerzo en 500 kV para el área oriental.

2.2.2.2 Proyecto propuesto

De acuerdo con las características del problema y en concordancia con lo expuesto anteriormente, la solución debe brindar un nuevo punto de conexión al STN que mejore el perfil de tensión de las subestaciones del occidente de Bogotá y mitigue las altas cargabilidades de los transformadores 500/115 kV de las subestaciones Bacatá y Nueva Esperanza. Para conseguir esto, se proponen diferentes alternativas de solución tal y como se muestra a continuación:

Alternativa 1:

Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV y las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV.

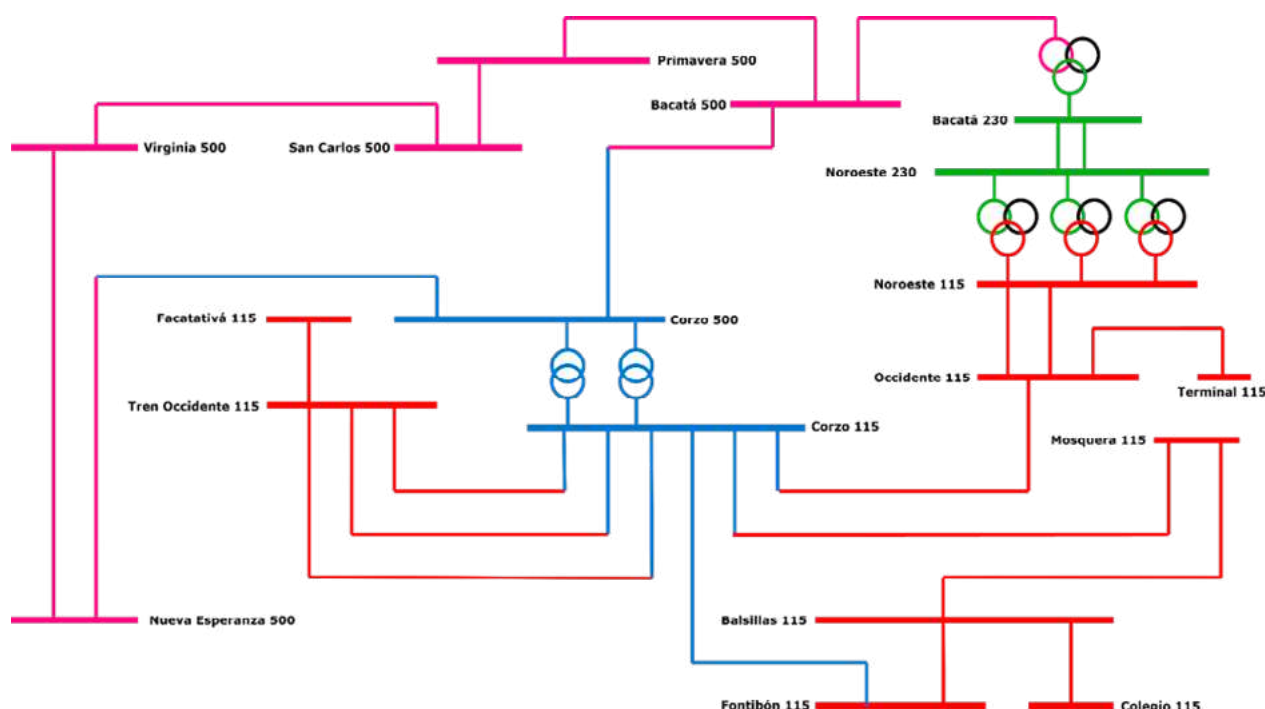


Figura 2-27. Topología de la alternativa 1.

Fuente: Elaboración UPME

Alternativa 2:

Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV, la nueva línea Corzo - Primavera 500 kV y la reconfiguración de las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV.

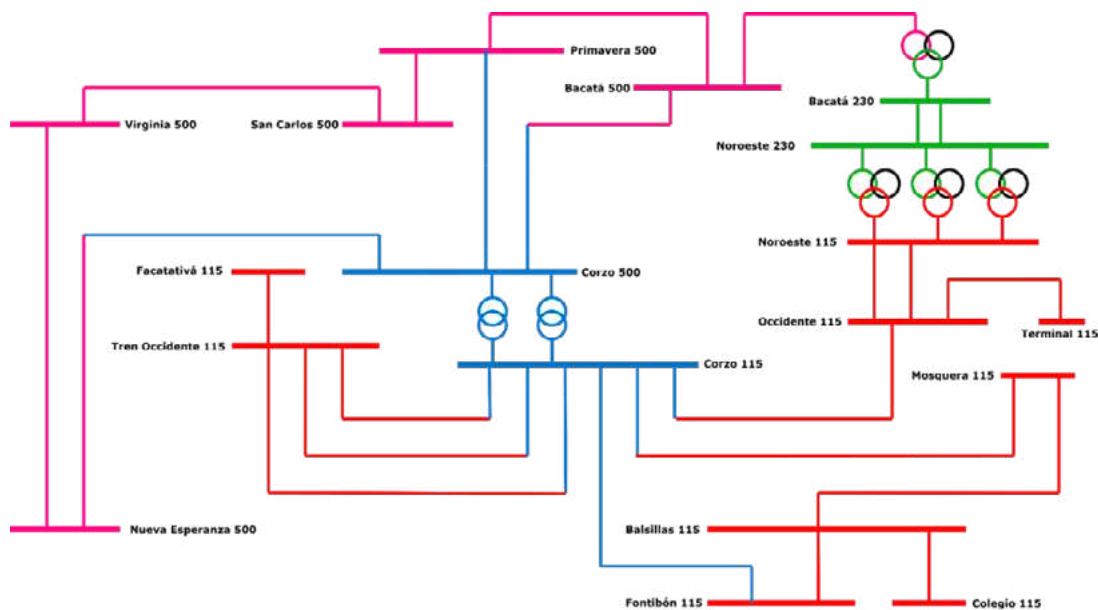


Figura 2-28. Topología de la alternativa 2.

Fuente: Elaboración UPME

Alternativa 3:

Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV, la nueva línea Corzo - San Carlos 500 kV y la reconfiguración de las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV.

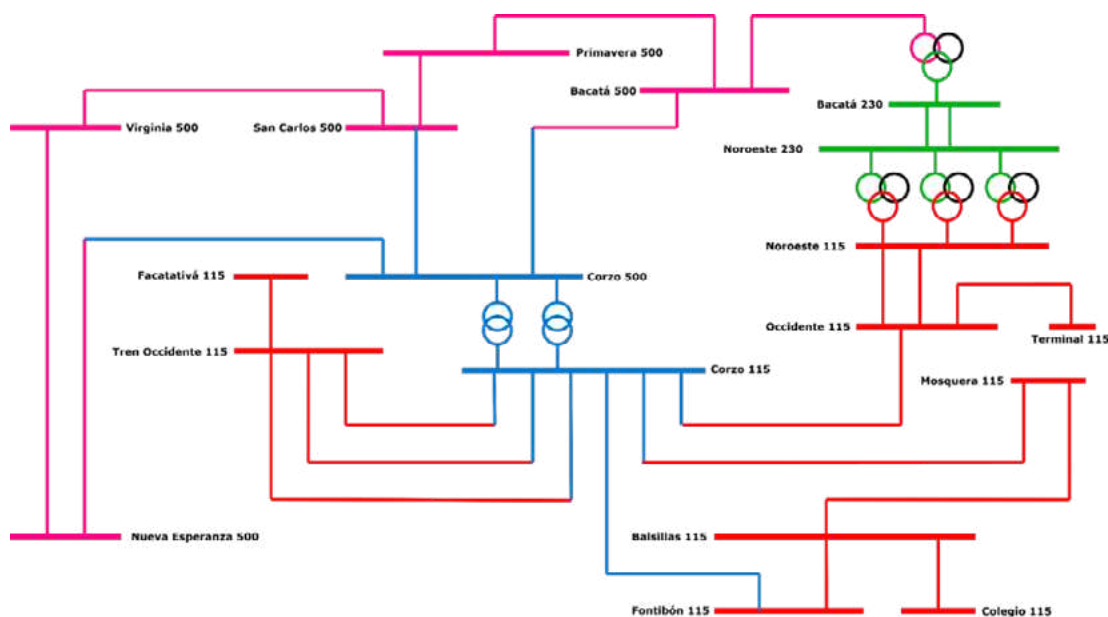


Figura 2-29. Topología de la alternativa 3.

Fuente: Elaboración UPME

En el resto del documento, la condición sin proyecto será mencionada como **Alternativa 0**. Esta obra pretende mitigar la problemática de bajas tensiones presentes en contingencia N-1 y reducir las altas cargabilidades en los puntos de transformación que atienden la demanda del occidente de Bogotá. De la misma manera, las alternativas 2 y 3 buscan ampliar el límite de importación del área oriental, sumando un nuevo refuerzo a nivel de 500 kV.

Para evaluar el impacto de la obra se tuvieron en cuenta los siguientes activos en todas las alternativas:

- LT Corzo – Bacatá 500 kV (21.2 km).
- LT Corzo – Nueva Esperanza 500 kV (25.9 km).
- LT Corzo - Occidente 115 kV (18 km).
- LT Corzo - Mosquera 115 kV (16 km).
- LT Corzo - Fontibón 115 kV (32 km).
- LT Corzo - Tren Occidente 1 115 kV (5.6 km).
- LT Corzo - Tren Occidente 2 115 kV (5.6 km).
- LT Corzo - Tren Occidente 3 115 kV (3.6 km).
- TRF Corzo 1 y 2 500/115 kV (450 MVA).

Adicionalmente, para las alternativa 2 y 3 se tuvieron en cuenta la LT Corzo - Primavera 500 kV (190 km) y la LT Corzo - San Carlos 500 kV (160 km), respectivamente. Por otra parte, debido a 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 2029.

2.2.2.3 Análisis técnicos

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 en cada una de sus alternativas (A1, A2 y A3).

2.2.2.3.1 Supuestos y Consideraciones

Las problemáticas enunciadas en la sección anterior se evidencian bajo ciertas condiciones de red, a continuación se detallan los supuestos y consideraciones tenidos en cuenta durante el análisis.

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 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

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 DIgSILENT. 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).

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). Asimismo, los traslados de carga por la entrada en operación de nuevas subestaciones se realizaron de acuerdo con lo reportado por el operador en su información de planeamiento estándar. Para este análisis, se tomaron las demandas correspondientes al área operativa Oriental.

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 2024 – 2038 – Revisión Julio 2024” de la UPME. Dichos valores se incorporaron al modelo para simular el comportamiento futuro de la red bajo diferentes condiciones operativas.

Escenarios de Generación de Energía

Tal como se mencionó anteriormente, las problemáticas identificadas son las bajas tensiones en condición de contingencia en el occidente de Bogotá y las altas cargabilidades de las fronteras 500/115 kV. Estas restricciones surgen en escenarios de baja generación interna, más puntualmente, en momentos de alta importación del área oriental sin la generación a 115 kV.

Durante el horizonte de análisis (2029-2037), se consideró el siguiente escenario de generación:

- Mínima generación interna del área oriental.

Este escenario está diseñado para maximizar el estrés en los activos que alimentan el STR del occidente de Bogotá, y así mismo generar bajas tensiones, evidenciando las sobrecargas en los transformadores de Bacatá y Nueva Esperanza.

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.

2.2.2.3.2 Análisis de resultados

Los resultados técnicos obtenidos dan evidencia de las problemáticas enunciadas y del positivo impacto que tiene la obra propuesta sobre estas en cualquiera de sus alternativas. El análisis de los resultados inicia con las problemáticas (tensiones y cargabilidades) del sistema en condición de red completa y estado estacionario, para luego continuar con el análisis en contingencias.

Tensiones - Red Completa

Los perfiles de tensión sobre las subestaciones del occidente de Bogotá en condición de red completa se encuentran dentro de los límites permitidos a lo largo del horizonte analizado, sin importar si el proyecto es implementado o no en alguna de sus alternativas. **Figura 2-30** muestra las tensiones de algunas barras del STR en el occidente, donde se puede evidenciar un comportamiento adecuado en todas las alternativas analizadas.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

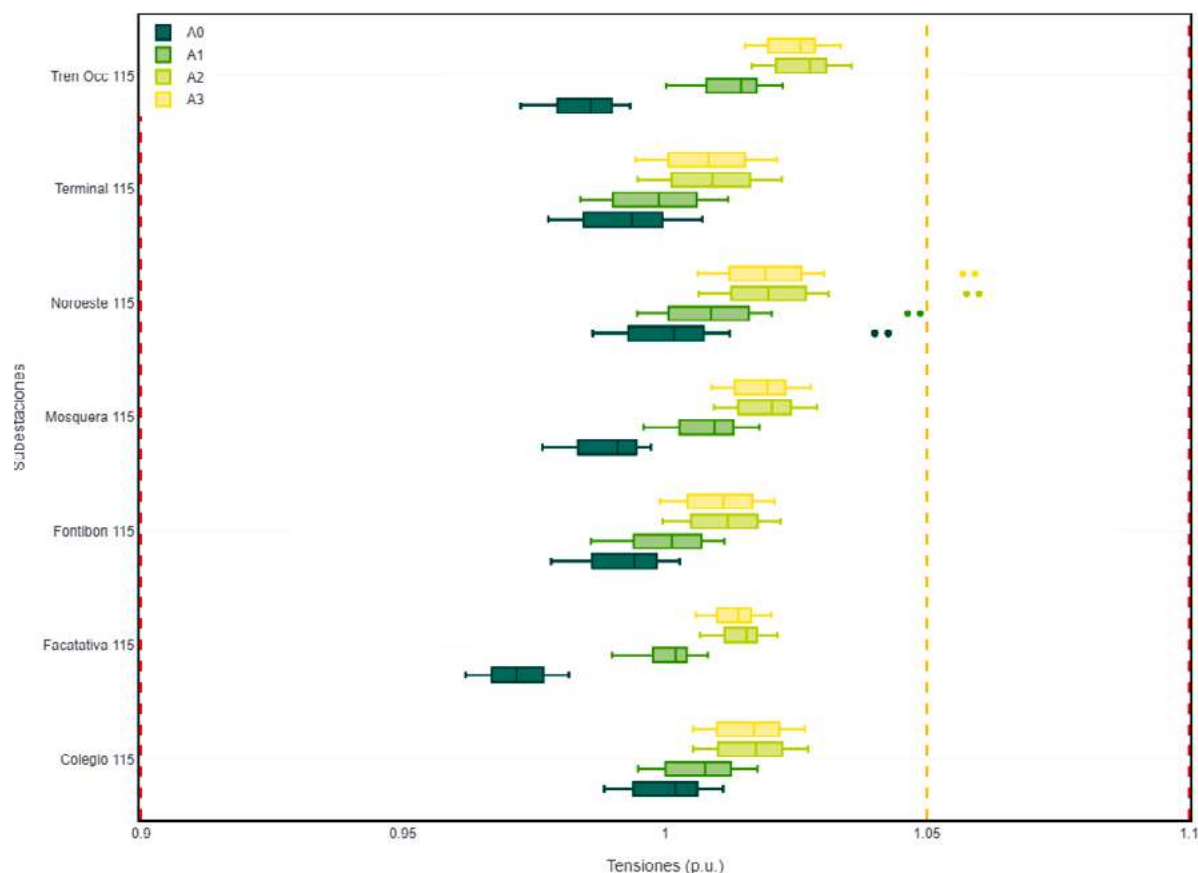


Figura 2-30. Tensiones del occidente de Bogotá en condición de red completa.

Fuente: Elaboración UPME

Aun cuando en condición de red completa y alternativa 0 las tensiones del occidente de Bogotá se encuentran dentro de los límites permitidos, se debe resaltar que la construcción del proyecto en cualquiera de sus alternativas tiene un impacto positivo para los perfiles de tensión del sistema en esta región.

Cargabilidades - Red Completa

Las cargabilidades de las fronteras con el STN son de las más impactadas con la entrada en operación del proyecto. Actualmente, las fronteras de Balsillas, Bacatá y Nueva Esperanza son las que mayores valores de cargabilidad presentan. La **Figura 2-31** muestra las cargabilidades de dichas fronteras en cada una de las alternativas analizadas.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

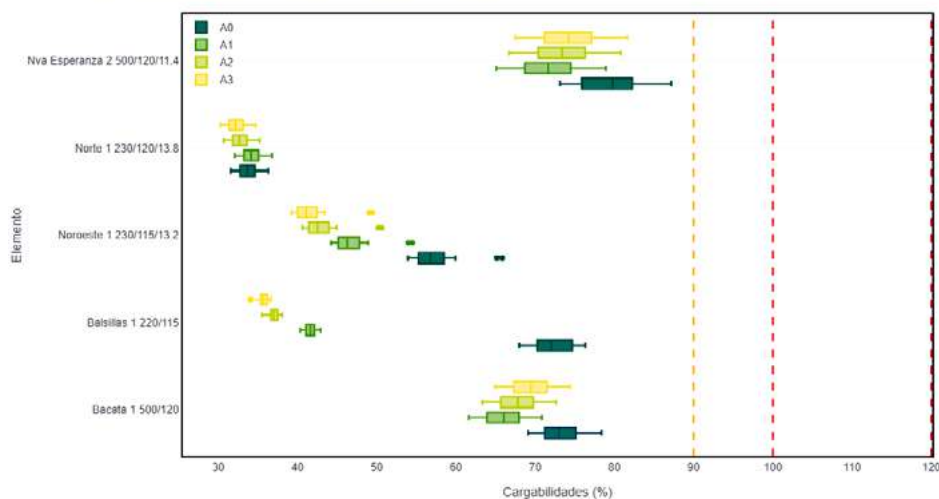


Figura 2-31. Cargabilidades de las fronteras con el STN en condición de red completa.

Fuente: Elaboración UPME

Tal y como se puede evidenciar, el mayor impacto de la obra está directamente en el occidente de Bogotá en la subestación Balsillas, cuyos valores de cargabilidad pasan de estar por encima del 70%, a estar por debajo del 45%. No obstante, la obra en cualquiera de sus alternativas tiene un impacto considerable en las fronteras de Bacatá y Nueva Esperanza.

Por otra parte, las cargabilidades sobre las líneas del STR del occidente de Bogotá muestran un comportamiento adecuado cuando el sistema se encuentra en condición de red completa, en caso base y caso de estudio (con proyecto). La **Figura 2-32** muestra los valores de cargabilidad para dichas líneas.

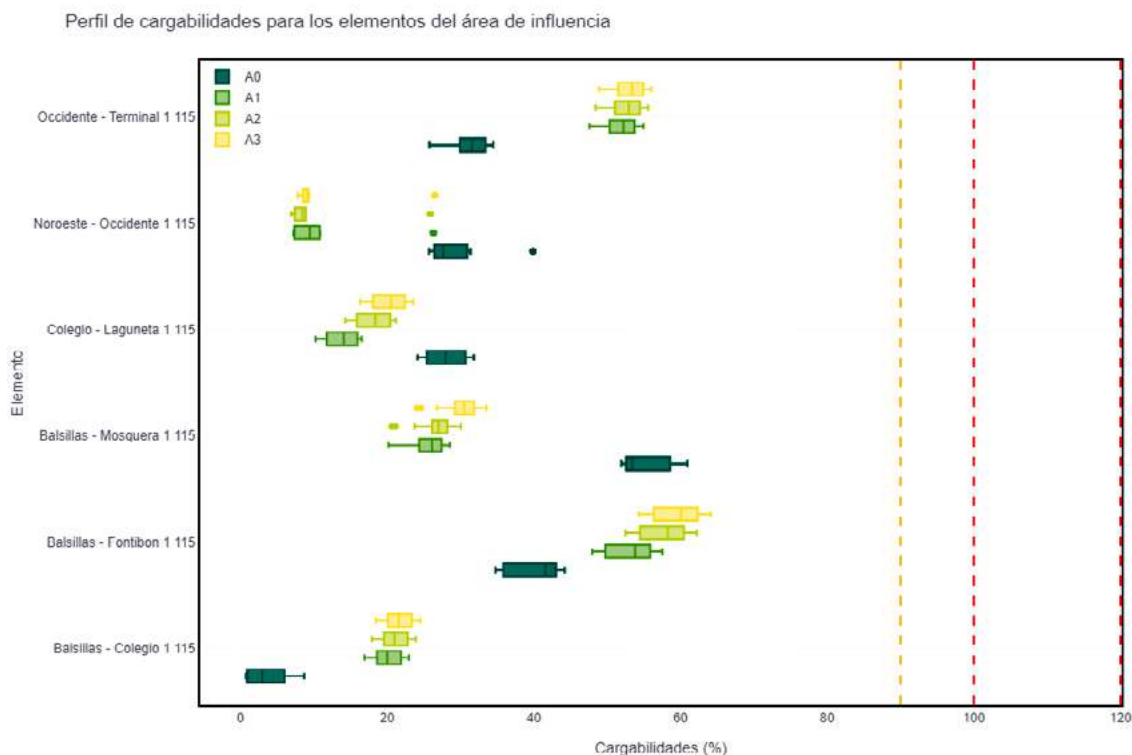


Figura 2-32. Cargabilidades de las líneas del STR en condición de red completa.

Fuente: Elaboración UPME

Es de resaltar que, si bien la entrada del proyecto en cualquiera de sus alternativas aumenta la cargabilidad de algunos corredores, estos permanecen por debajo del 70% en todos los escenarios evaluados.

Tensiones - Contingencia

En estado de contingencia, las tensiones del occidente de Bogotá tienen valores preocupantes derivados de la alta demanda que existe y la baja conectividad de estas barras. La Figura 8 muestra las tensiones de las barras dentro del área de influencia, y es posible apreciar la existencia de varios puntos de operación en los cuales se presentan subtensiones en varias subestaciones del occidente, como es el caso de Mosquera 115 kV, Fontibón 115 kV y Tren Occidente 115 kV. La mayoría de restricciones por tensión se deben a la contingencia Primavera - Bacatá 500 kV, y si bien la alternativa 1 mejora los perfiles de tensión de las barras en el occidente, son las alternativas 2 y 3 las que verdaderamente solucionan la problemática de raíz, al sumar un nuevo refuerzo de 500 kV al área Oriental.

Por otra parte, la subestación Facatativá 115 kV no sufre impactos significativos con la entrada en operación del proyecto en ninguna de sus alternativas. Esto se debe a la condición radial que tienen las subestaciones Villeta 115 kV y Facatativá 115 kV, que no se ve reconfigurada con ninguna de las alternativas.

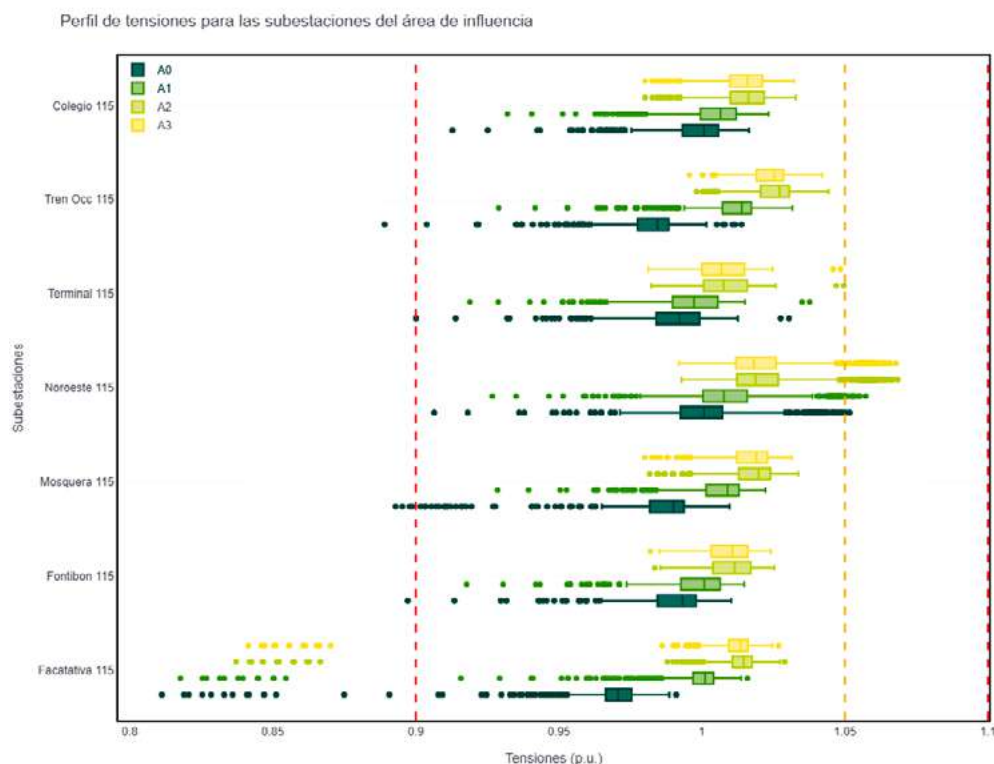


Figura 2-33. Tensiones del occidente de Bogotá en contingencia N-1.
Fuente: Elaboración UPME

La Figura 2-34 muestra la evolución de las restricciones a lo largo del horizonte analizado.

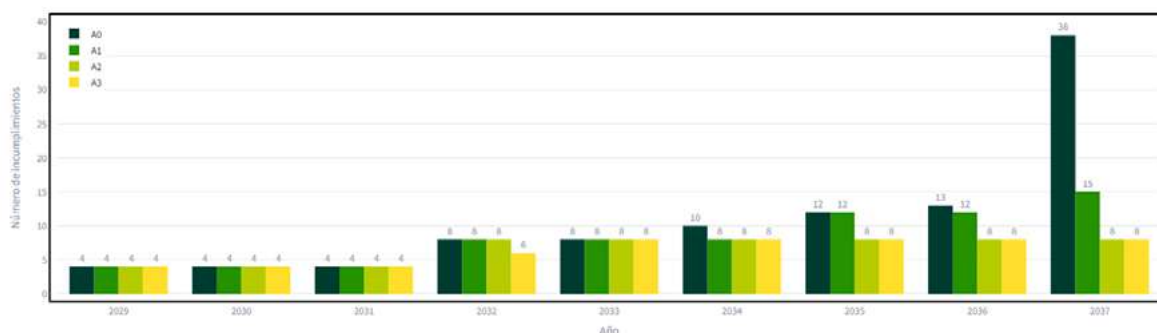


Figura 2-34. Evolución de las subtensiones en el horizonte analizado.
Fuente: Elaboración UPME

Tal como se mencionó anteriormente y es posible observar en la figura, el impacto de la obra es mayor al contar con alguno de los nuevos refuerzos en 500 kV. El remanente de restricciones que quedan por solucionar se deben a problemas locales como subestaciones que permanecen en condición radial o que quedan en dicha condición por alguna contingencia. Este fenómeno se puede apreciar al organizar las restricciones por contingencia tal y como se muestra en la Figura 2-35

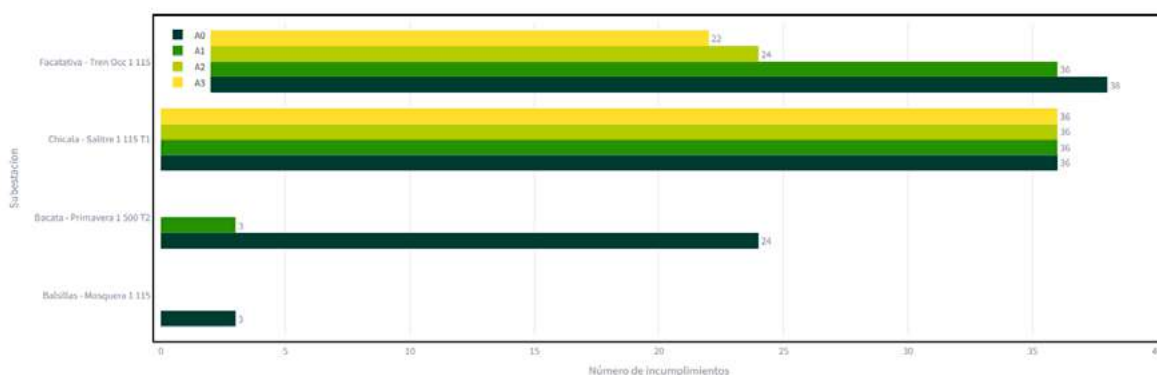


Figura 2-35. Restricciones por subtensión organizadas por contingencia.
Fuente: Elaboración UPME

Como muestra la **Figura 2-35**, la mayoría de restricciones se presentan ante la contingencia Facatativá - Tren Occidente 115 kV que, antes del 2032 dejaría sin servicio las subestaciones de Facatativá 115 kV y Villeta 115 kV. Después de la entrada del proyecto La Ceiba 115 kV en el 2032, ante la misma contingencia las subestaciones quedarían en condición radial desde La Dorada 115 kV. Por otra parte, la contingencia Chicalá - Salitre 115 kV agrupa un gran número de restricciones al dejar radial a la subestación Chicalá 115 kV, sumado a la carga Metro de Bogotá que se encuentra en la subestación Porvenir 115 kV. Por esta razón, el impacto de Corzo 500/115 kV en cualquiera de sus alternativas no es significativo en estos casos.

Cargabilidades – Contingencia

Las cargabilidades del área de influencia en condición de contingencia se ven fuertemente impactadas por la entrada del proyecto Corzo 500/115 kV. Por el lado de las fronteras del STR con el STN, los transformadores de las subestaciones Noroeste 230/115 kV y Balsillas 230/115 kV son los más beneficiados. No obstante, los transformadores de Nueva Esperanza 500/115 kV y Bacatá 500/115 kV también se ven impactados positivamente con la entrada del proyecto. La **Figura 2-36** muestra el comportamiento de las cargabilidades de dichas fronteras en todos los puntos de operación analizados.

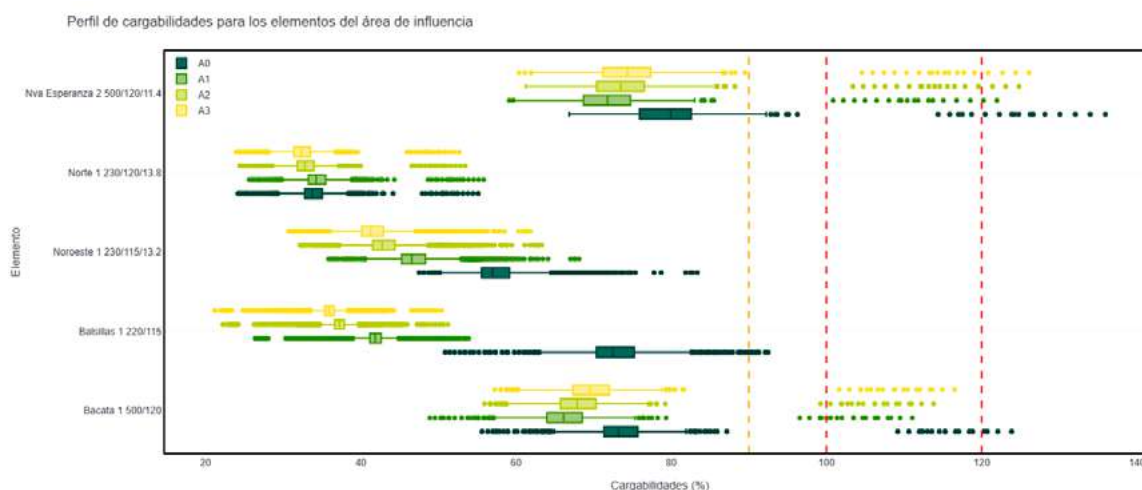


Figura 2-36. Restricciones por sobrecarga en contingencia.

Fuente: Elaboración UPME

Las sobrecargas relevantes ocurren en las fronteras 500/115 kV como Nueva Esperanza y Bacatá. El proyecto en sus tres alternativas permite una descarga parcial de estos activos, sin embargo, las alternativas 2 y 3 tienen un menor impacto al contar con un nuevo enlace a 500 kV que incentiva un mayor flujo por estos corredores. El área Oriental contará con otra frontera en 500 kV en la subestación Norte 500/230/115 kV, no obstante, la configuración de dicha subestación representa un camino de mayor impedancia por lo que no permite la descarga de los transformadores de Bacatá y Nueva Esperanza.

Por otra parte, si bien la alternativa 0 no presenta restricciones por sobrecarga ante contingencias, la entrada del proyecto en cualquiera de las alternativas descarga la mayoría de ellas. Esto ocurre, por ejemplo, con la línea Mosquera - Balsillas 115 kV, que pasa de tener resultados por encima del 90% de su capacidad a valores de menos del 60%.

Sensibilidad proyecto Corzo 500/230/115 kV

Durante el análisis de las alternativas de solución para las problemáticas del occidente de Bogotá, se tuvo en cuenta la posibilidad de contar con una subestación 500/230/115 kV, sumando una nueva frontera de este tipo tal como Bacatá, Nueva Esperanza y Norte. Para esta sensibilidad, reconfiguró la línea Purnio - Noroeste 1 230 kV en las nuevas líneas Purnio - Corzo 230 kV y Corzo - Noroeste 230 kV. Además, se consideró únicamente el año 2037 bajo dos configuraciones distintas en la subestación, como se muestra en la **Figura 2-37**.

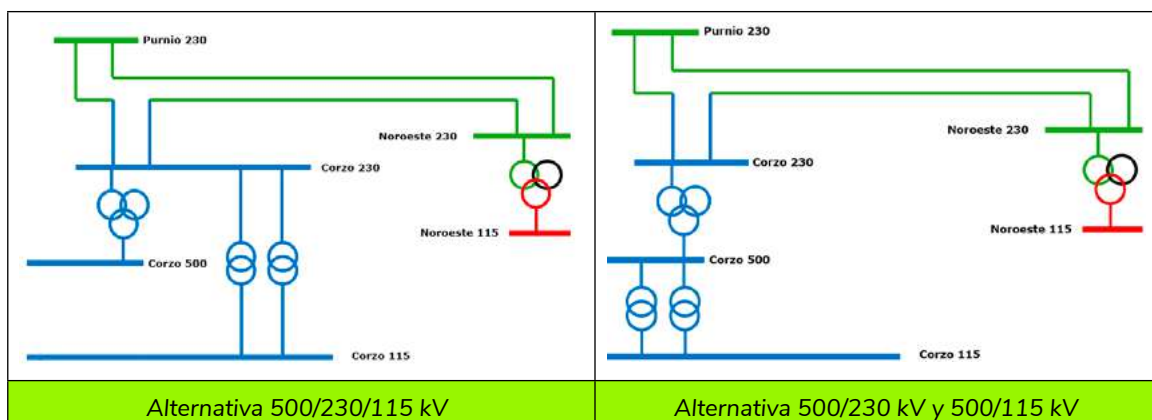


Figura 2-37. Alternativas consideradas en la sensibilidad de Corzo 500/230/115 kV.

Fuente: Elaboración UPME

La Figura 2-38 muestra la comparativa de tensiones entre la alternativa Sin Proyecto, el proyecto 500/115 kV con la LT Primavera - Corzo 500 kV y el proyecto con la alternativa 500/230/115 kV con la LT Primavera - Corzo 500 kV. Es posible evidenciar que el impacto sobre las tensiones del STN del área de influencia es menor en la alternativa con 230 kV.

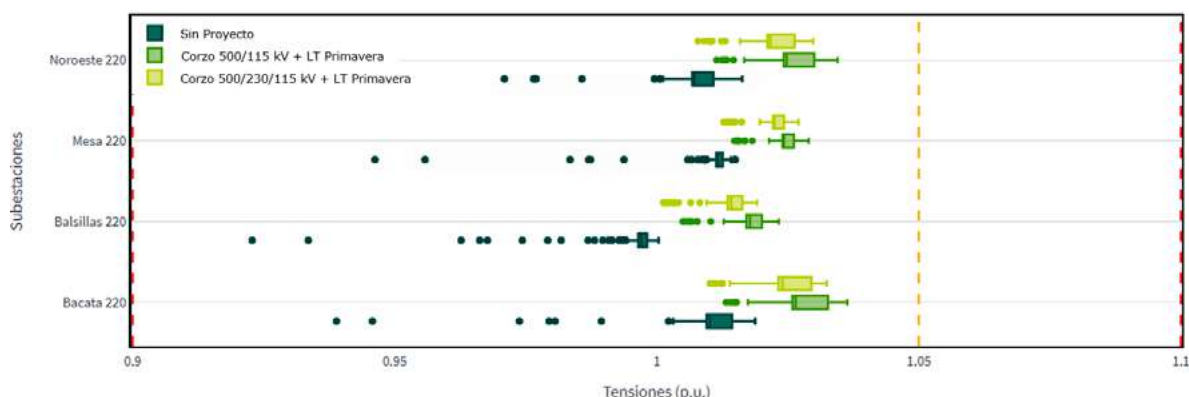


Figura 2-38. Tensiones del STN en la sensibilidad de Corzo 500/230/115 kV.

Fuente: Elaboración UPME

Por otra parte, la alternativa 500/230 kV y 500/115 kV muestra un desempeño similar a la alternativa 500/115 kV, como se muestra en la Figura 2-39. Permitiendo concluir que las nuevas fronteras tipo 500/230/115 kV (como la subestación Norte) no impactan significativamente en la cargabilidad de las fronteras existentes como Bacatá y Nueva Esperanza. Es por esto que, una nueva frontera con transformadores 500/115 kV parece ser la mejor alternativa de solución.

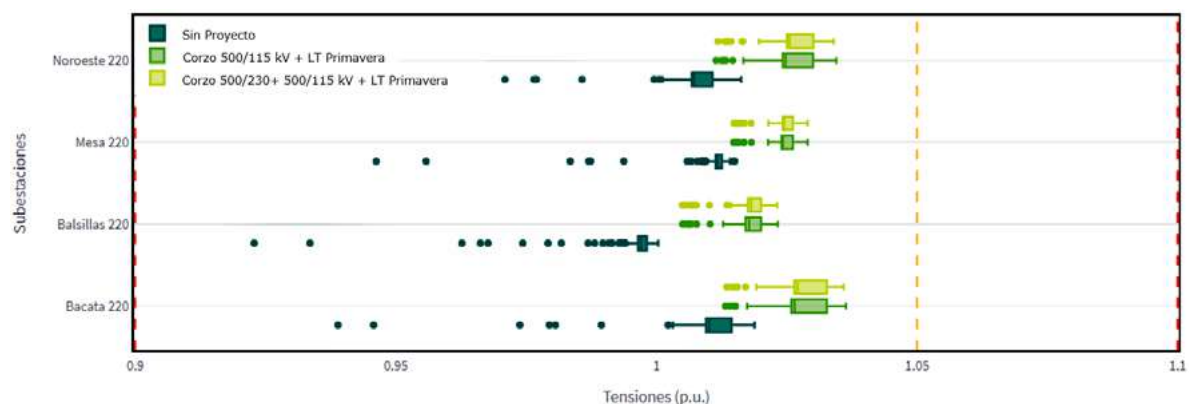


Figura 2-39. Tensiones del STN en la sensibilidad de Corzo 500/230 y 500/115 kV.

Fuente: Elaboración UPME

Las cargabilidades en las principales líneas del STN no se ven fuertemente afectadas y al igual que

ocurre con las fronteras entre el STN y STR, los mejores resultados se obtienen al sumar una nueva frontera con transformadores 500/115 kV.

Por otra parte, si bien el resultado de sumar una barra de 230 kV en la propuesta de Corzo no resta beneficios eléctricos al sistema, sí presenta un valor considerablemente mayor en los costos de inversión requeridos para su desarrollo. Por esta razón, no resulta pertinente la inclusión de una barra a 230 kV en la propuesta del proyecto.

2.2.2.3.3 Análisis de 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 eléctrico. En este análisis, se aplicó la metodología definida en la norma **IEC 60909** para calcular los valores de falla monofásica y trifásica. Estos resultados fueron comparados con la capacidad máxima de interrupción de cada subestación.

El análisis se enfocó en el año **2037**, considerando que no se tienen previstos proyectos de generación o transmisión con Fecha de Puesta en Operación (FPO) posterior a este año.

Los Informes Trimestrales de Restricciones (ITR) publicados por el Centro Nacional de Despacho (CND) identifican regularmente las subestaciones con agotamiento o superación de su capacidad de interrupción de cortocircuito. En el caso específico del STR y STN de Oriental, las subestaciones afectadas incluyen:

- 1 15 kV: Salitre, Veraguas, Circo, Tunal, Nueva Esperanza, Techo, Torca, Bacatá.
- 2 20 kV: Mesa, Torca, Guavio.

En línea con lo anterior, se realizaron simulaciones de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas para las siguientes alternativas:

- A0: Caso base.
- A1: Subestación Corzo 500/115 kV.
- A2: Subestación Corzo 500/115 kV y la LT Primavera.
- A3: Subestación Corzo 500/115 kV y la LT San Carlos.

Los resultados de las simulaciones se resumen en las **Figura 2-40** y **Figura 2-41**, que muestran las subestaciones con niveles de cortocircuito cercanos al límite de capacidad de interrupción, y en las **Figura 2-42** y **Figura 2-43**, que detallan las subestaciones que ya presentan agotamiento en su capacidad de interrupción. Los resultados obtenidos evidencian que el proyecto propuesto tiene un impacto directo sobre varias subestaciones. Sin embargo, el aporte adicional de corriente de cortocircuito no genera nuevas restricciones en las subestaciones evaluadas.

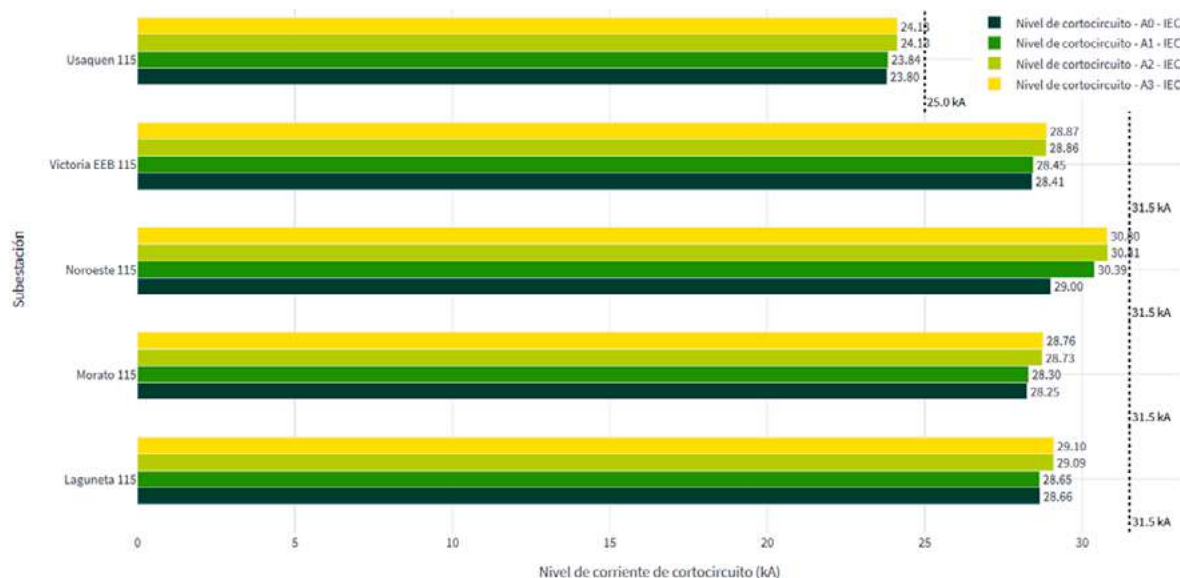


Figura 2-40. Subestaciones con agotamiento en su capacidad de interrupción.

Fuente: Elaboración UPME

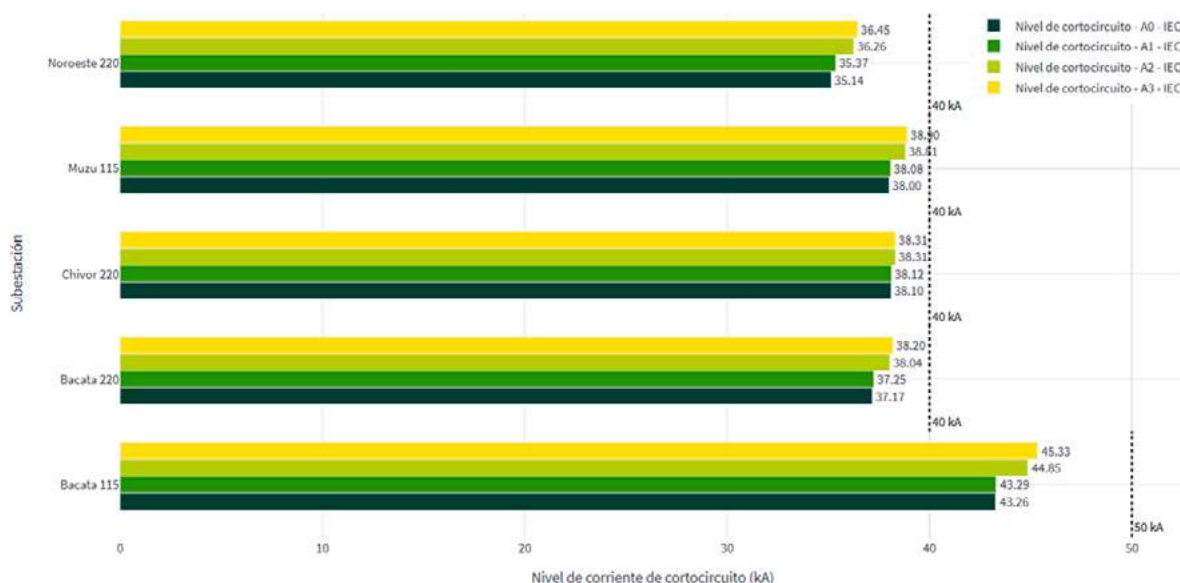


Figura 2-41. Subestaciones con agotamiento en su capacidad de interrupción.

Fuente: Elaboración UPME

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

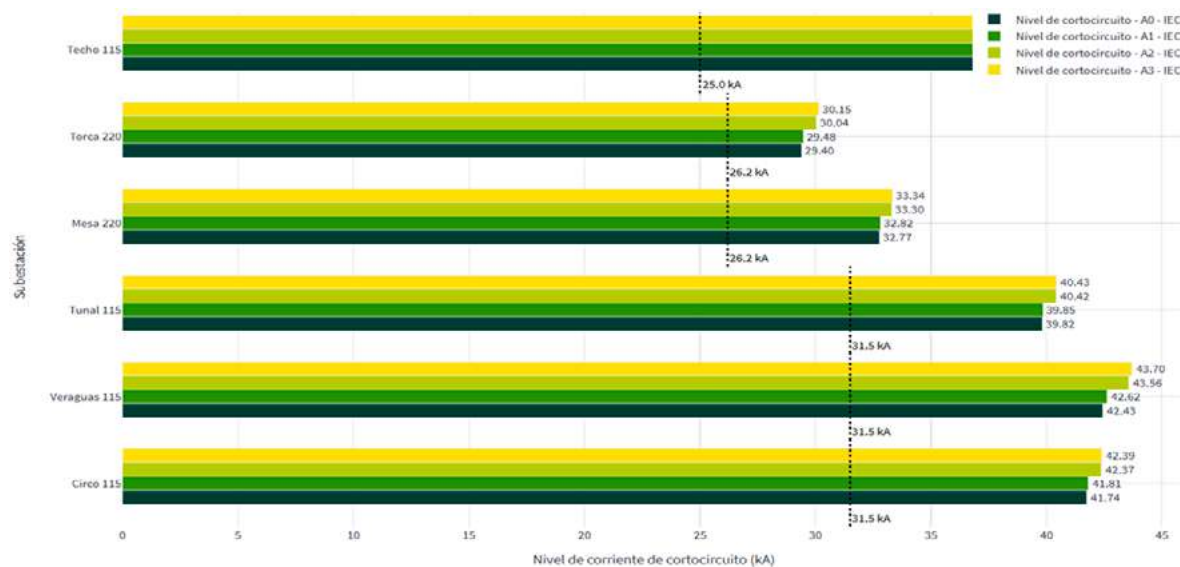


Figura 2-42. Subestaciones con su capacidad de interrupción superada.

Fuente: Elaboración UPME

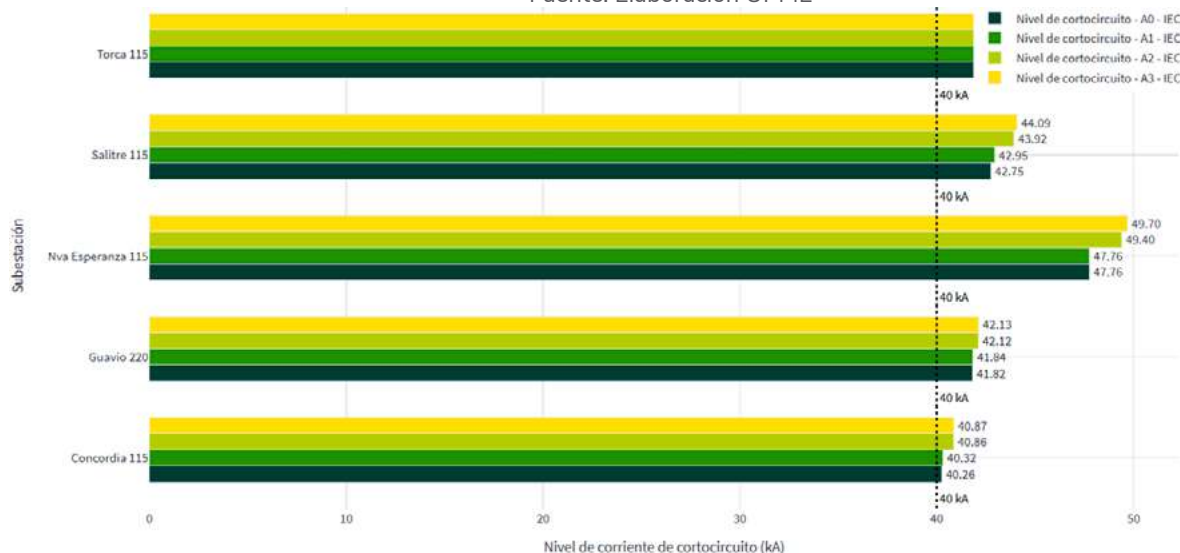


Figura 2-43. Subestaciones con su capacidad de interrupción superada.

Fuente: Elaboración UPME

Se resalta la subestación Nueva Esperanza 115 kV, que actualmente presenta una capacidad de interrupción de cortocircuito de 40 kA, limitado por un único interruptor con esta capacidad, el cual conecta la radialidad a la subestación Indumil 115 kV, que formó parte del plan de conversión de subestaciones de 57.5 kV a 115 kV. Teniendo en cuenta la información proporcionada por el Operador de Red (OR) ENEL Colombia SA ESP, se contempla reemplazar este interruptor por uno de 50 kA en el año 2025, aumentando la capacidad de cortocircuito de la subestación Nueva Esperanza a este nuevo valor.

En la **Figura 2-44** se presentan los valores calculados de corriente de cortocircuito para la subestación Corzo 500/115 kV. Según el análisis realizado, se proyecta que esta tenga una capacidad de interrupción de cortocircuito de 50 kA en el nivel de 500 kV y de 63 kA en el nivel de 115 kV. Esto considerando el crecimiento previsto en la zona, lo que genera una mayor interconexión del sistema, generando un mayor enmallamiento de la red eléctrica.



Figura 2-44. Capacidad de interrupción sugerida Subestación Corzo 500/115 kV
Fuente: Elaboración UPME

Según lo evidenciado, varias subestaciones dentro del área de influencia ya enfrentan restricciones debido a subestaciones que superan la capacidad de cortocircuito, y para una eventual entrada en operación del proyecto, no se evidencia que se introduzcan nuevas restricciones en las subestaciones con agotamiento.

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.

2.2.2.3.4 Sensibilidad con el proyecto Amanecer 500/230/115 kV

Es fundamental realizar un análisis de sensibilidad considerando la incorporación del proyecto Nueva Subestación Amanecer 500/230/115 kV y sus líneas de transmisión asociadas, proyecto que hace parte de la Subárea Huila-Tolima, lo anterior, con el propósito de determinar las variaciones del cortocircuito en las subestaciones del área Oriental.

El análisis se centró en el escenario donde la subestación Corzo 500 kV está conectada a la subestación San Carlos 500 kV, ya que esta configuración presentó el mayor incremento de corrientes de cortocircuito en el área Oriental. Para este escenario, se realizaron simulaciones de cortocircuito que contemplaron fallas monofásicas y trifásicas para las siguientes alternativas:

- **A0:** Subestación Corzo 500/115 kV y la LT San Carlos (Figura 2-45).
- **A1:** Corzo 500/115 kV, LT San Carlos y la LT Virginia - Amanecer 500 kV (Figura 2-46)
- **A2:** Corzo 500/115 kV, LT San Carlos y la LT Virginia - Amanecer - Nva Esperanza 500 kV (Figura 2-47)

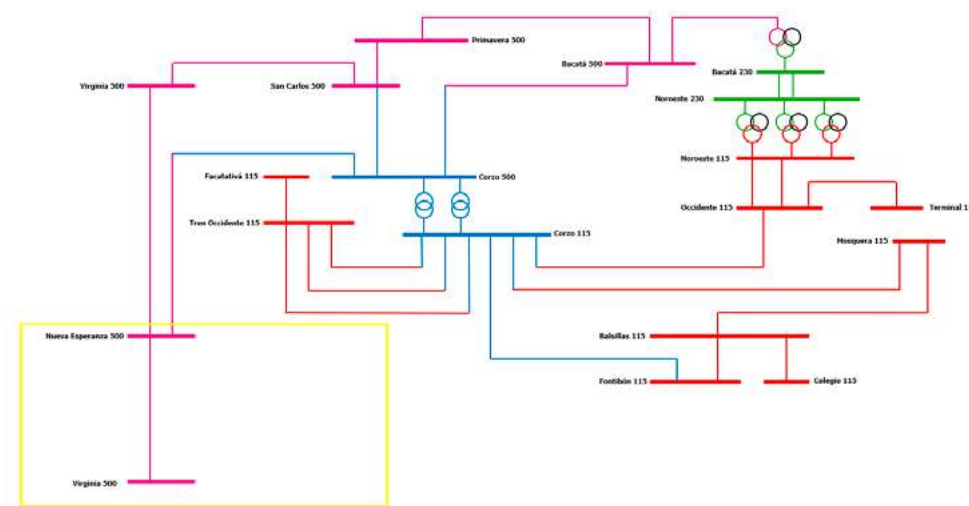


Figura 2-45. Topología caso Base - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.
Fuente: Elaboración UPME

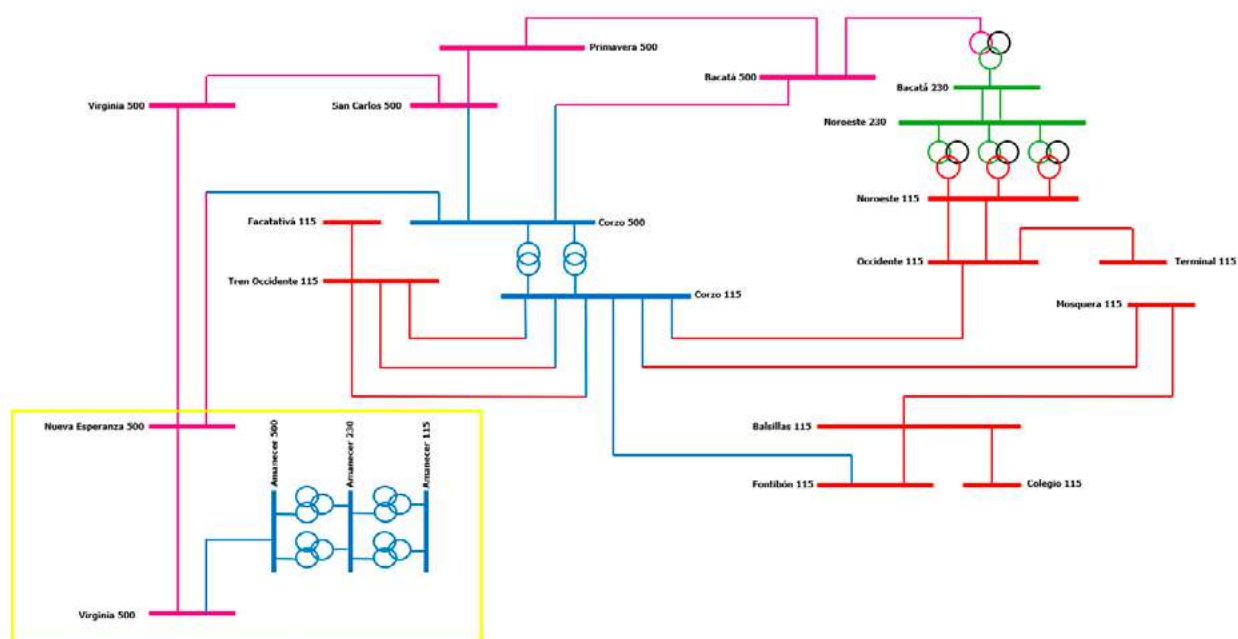


Figura 2-46. Topología Alternativa 1 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.
Fuente: Elaboración UPME

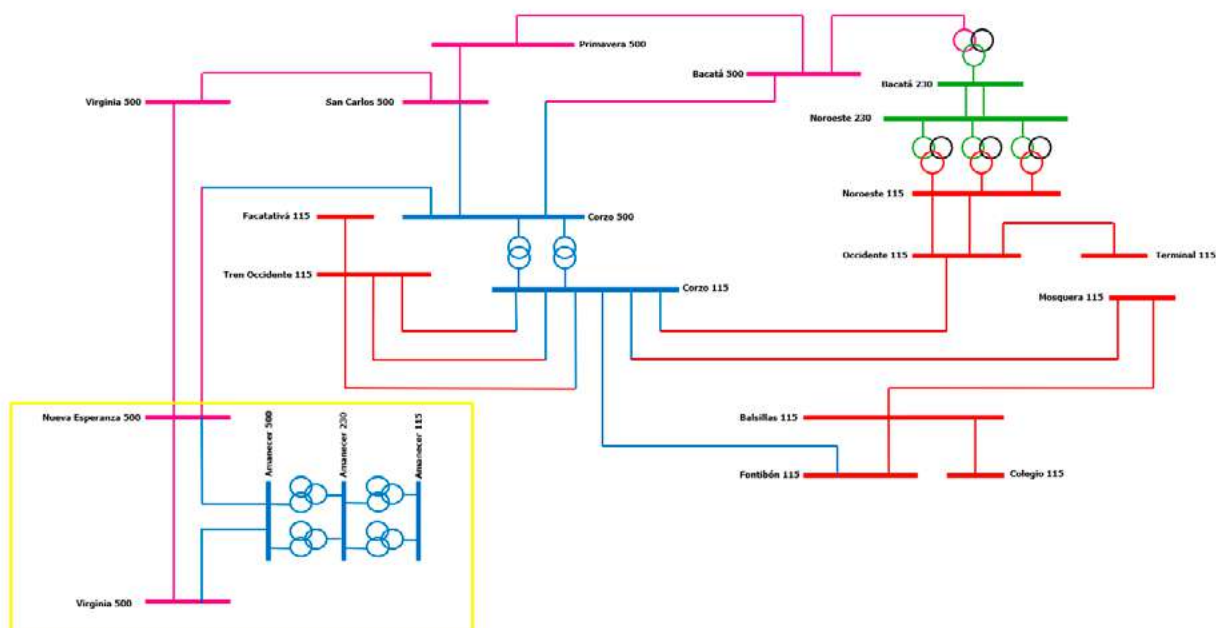


Figura 2-47. Topología Alternativa 3 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.
Fuente: Elaboración UPME

Con referencia a las topologías con las cuales se realiza la sensibilidad de cortocircuito, se obtienen los resultados que se muestran en las Figura 2-48 y Figura 2-49.

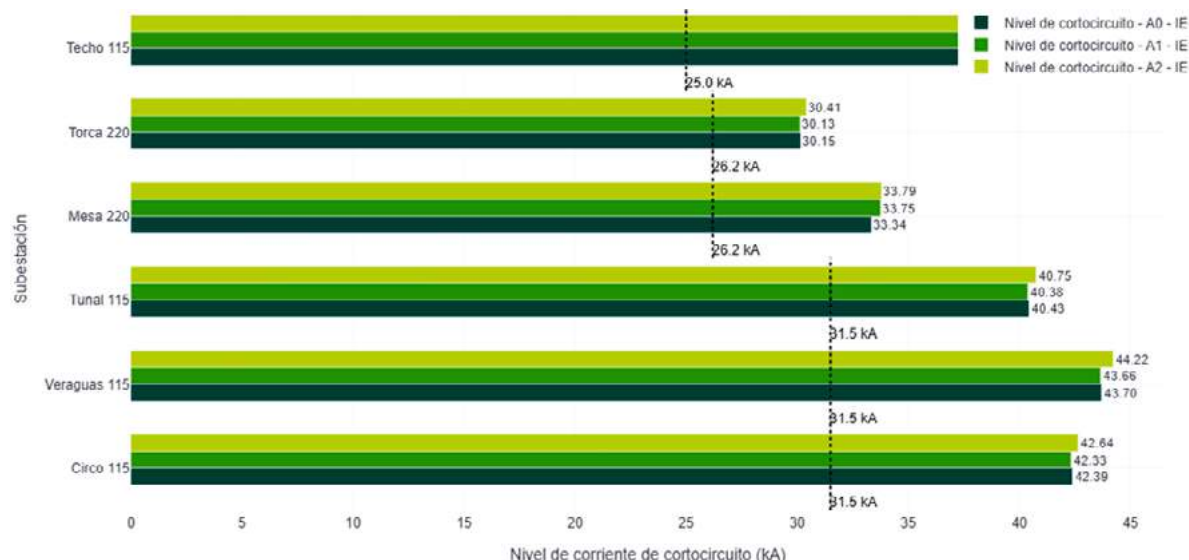


Figura 2-48. Subestaciones con cortocircuito agotado 1 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.

Fuente: Elaboración UPME

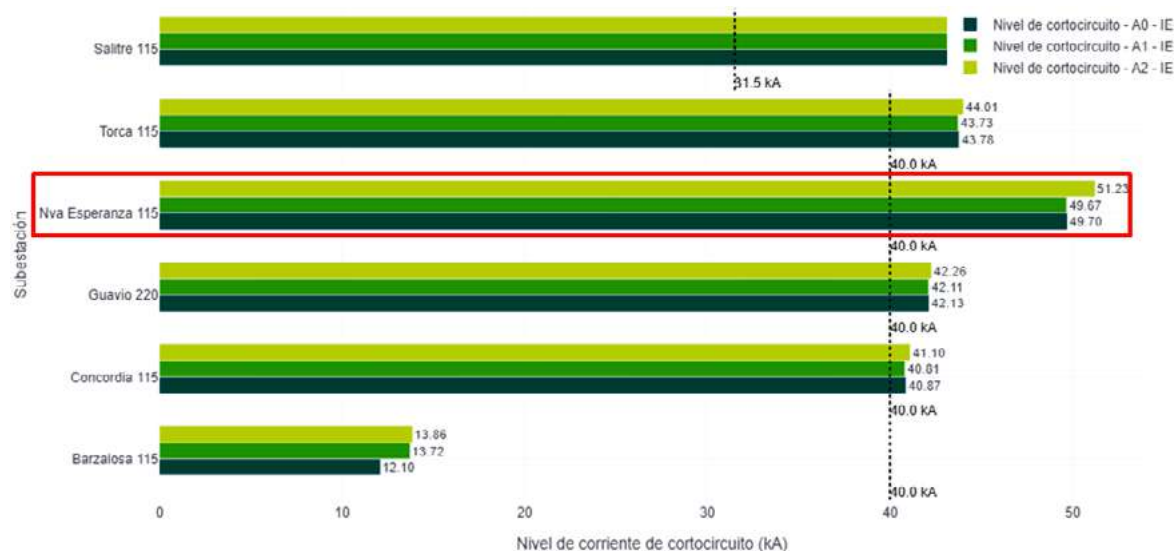


Figura 2-49. Subestaciones con cortocircuito agotado 2 - Sensibilidad Cortocircuito proyecto Amanecer.

Fuente: Elaboración UPME

En este contexto, se observa que la Alternativa 2 genera un mayor impacto en el aporte de corriente de cortocircuito en la subestación Nueva Esperanza 115 kV. Este efecto se atribuye al mayor enmallamiento del sistema, resultado de la conexión del proyecto Subestación Amanecer 500/230/115 kV con las subestaciones Virginia 500 kV y Nueva Esperanza 500 kV. Sin embargo, aunque esta configuración incrementa los niveles de cortocircuito, también mejora la confiabilidad operativa del sistema, al proporcionar mayor redundancia y flexibilidad de la nueva subestación Amanecer 500 kV, permitiendo una operación más robusta y adaptable.

2.2.2.4 Análisis económicos

2.2.2.4.1 Costos

Se valoran los costos en unidades constructivas para cada una de las alternativas, con base en las Resoluciones CREG 015 de 2017 y CREG 011 de 2009 para el proyecto. La TRM considerada durante el análisis fue de COP \$4.419,59 del 30 de noviembre de 2024. Las tablas a continuación presentan el VPN de los costos asociados para cada una de ellas:

Tabla 2-11. Costo del proyecto en UC

Descripción	Costo en USD - UC - A1	Costo en USD - UC - A2	Costo en USD - UC - A3
Costo en STR	\$4.976.537,98	\$4.976.537,98	\$4.976.537,98
Costo en STN	\$15.891.295,46	\$65.465.509,53)	\$63.598.808,15
Costo total	\$20.867.833,44	\$70.442.047,51	\$68.575.346,13

Fuente: UPME

2.2.2.4.2 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).

$$B-DNAM_t = dCRO_{d,t} DNA_SP_{d,t} - DNA_CP_{d,thd} \cdot 365$$

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

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
hd:	horas del periodo de demanda

2.2.2.4.3 Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a cada una de las siguientes alternativas:

- **Alternativa 1:** Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV y las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV.
- **Alternativa 2:** Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV, la nueva línea Corzo - Primavera 500 kV y la reconfiguración de las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV.
- **Alternativa 3:** Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV, la nueva línea Corzo - San Carlos 500 kV y la reconfiguración de las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 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 para cada una de las alternativas, como se observa en la **Tabla 2-12**.

Tabla 2-12. Relación B/C

VPN - USD	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Total Beneficios	\$262.761.023,54	\$743.507.445,92	\$756.169.340,58
Total Costos	\$20.867.833,44	\$70.442.047,51	\$68.575.346,13
Relación B/C	12.592	10.555	11.027

Fuente: UPME

Las alternativas propuestas presentan significativos beneficios al sistema eléctrico, mejorando su confiabilidad y capacidad de transmisión. En su viabilidad económica se observa que la relación beneficio-costeo de las diferentes alternativas es superior. Lo anterior asegura un retorno positivo sobre la inversión y un impacto favorable en el desarrollo y fortalecimiento del sistema de transmisión en la región.

2.2.2.5 Fecha de puesta en operación

Durante el desarrollo de este capítulo, se evaluó el desempeño técnico de las tres alternativas propuestas. Adicionalmente, se realizó el análisis en torno a la conexión de la red de 230 kV en distintas configuraciones con la subestación Corzo 500 kV para el año 2037 y se realizó una sensibilidad en el aporte de cortocircuito al conectar el proyecto Amanecer 500/230/115 kV.

Ahora bien, en referencia a los resultados técnicos de las tres alternativas, se puede identificar que, si bien la Alternativa 1 presenta una relación beneficio/costo (B/C) levemente superior a las otras dos alternativas, no contempla un nuevo refuerzo en 500 kV para el área Oriental. Por otra parte, el nuevo refuerzo que se propone en las alternativas 2 y 3 impacta positivamente en aumento del límite de importación del área y en la disminución del número de unidades equivalentes requeridas para una operación segura.

Se analizaron dos opciones para la conexión del enlace: la subestación Primavera 500 kV (A2) y la subestación San Carlos 500 kV (A3). Ambas alternativas ofrecen ventajas en la importación de energía hacia el área Oriental, además de mostrar un desempeño similar en términos de cargabilidad y perfiles de tensión. No obstante, la conexión a la subestación San Carlos 500 kV se considera más favorable, ya que reduce la criticidad de la subestación Primavera 500 kV. Esta última es fundamental debido a que conecta las áreas Caribe, Antioquia, Nordeste y Oriental. Con el enlace Corzo - Primavera 500 kV, la demanda del área Oriental sería atendida principalmente desde la subestación Primavera 500 kV, teniendo en cuenta que ya existe el enlace Bacatá - Primavera 500 kV, lo que resulta especialmente relevante en escenarios de mantenimiento o fallas.

La Alternativa 3 se destaca por presentar el mejor desempeño técnico y operativo, lo que la convierte en la opción más sobresaliente. Sin embargo, se observó que la subestación San Carlos 500 kV se encuentra inmersa dentro de la reserva forestal protectora regional Punchiná, la cual es de jurisdicción de CORNARE - Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Negro y Nare. En el plan de manejo de esta reserva, se encontró que la zona de preservación aumentó, pasando del 22% en 2015 al 68% en 2023, y el uso principal es la preservación de la estructura y funcionalidad de los ecosistemas, elevando la complejidad para la conexión del enlace a la subestación San Carlos 500 kV.

2.2.2.6 Recomendaciones

Con lo anterior, la Unidad recomienda la ejecución del proyecto en su alternativa 1, la cual contempla lo siguiente:

Nueva subestación Corzo 500/115 kV en configuración interruptor y medio, con dos bancos de autotransformadores monofásicos 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV y la reconfiguración de las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV, con FPO - fecha de puesta en operación: Diciembre del 2029.

2.2.3 Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño

2.2.3.1 Antecedentes

El Urabá Antioqueño, a nivel del Sistema de Transmisión Regional (STR), se alimenta principalmente desde dos subestaciones: Occidente 110 kV, en donde la energía proviene principalmente de la subárea de Antioquia; y Urabá 110 kV, en donde la energía proviene principalmente de la subárea de Córdoba - Sucre. Estas subestaciones constituyen los extremos del corredor que integra las subestaciones San Jerónimo 110 kV, Santa Fe de Antioquia 110 kV, Chorodó 110 kV, Caucheras 110 kV, Apartadó 110 kV y la nueva subestación Lagunas 110 kV, programada para entrar en operación en el año 2025.

Ahora bien, este corredor se compone de 255,21 km de líneas de transmisión y alimenta una demanda máxima aproximada de 146,98 MW, por lo que se evidencian bajas tensiones en condición normal de operación para determinadas condiciones de operación del sistema. Adicionalmente, ante una contingencia sencilla en uno de sus extremos, se provocaría una radialidad, que sumada a la considerable extensión del corredor y a la magnitud de la demanda en la zona de influencia, impacta negativamente en las tensiones de las subestaciones que conforman este corredor, y por lo tanto, bajo ciertos escenarios de generación, deriva en Demanda No Atendida (DNA) para esta zona. De igual manera, se evidencia que, ante contingencias específicas, la línea Occidente - San Jerónimo 110 kV presenta altas cargabilidades, lo que limita la capacidad de transporte del área.

Bajo esta situación, desde el año 2015, el Centro Nacional de Despacho (CND) en sus Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP), ha informado que el enlace Apartadó - Caucheras 110 kV debe operar normalmente abierto con el fin de que, bajo contingencias sencillas, se pueda evitar la salida en cascada de elementos de red y se disminuya la carga a desatender en el corredor descrito anteriormente. En este contexto, se presenta a continuación la configuración de la red proyectada para el año 2025, que contempla la entrada en operación de la nueva subestación Lagunas 110 kV:

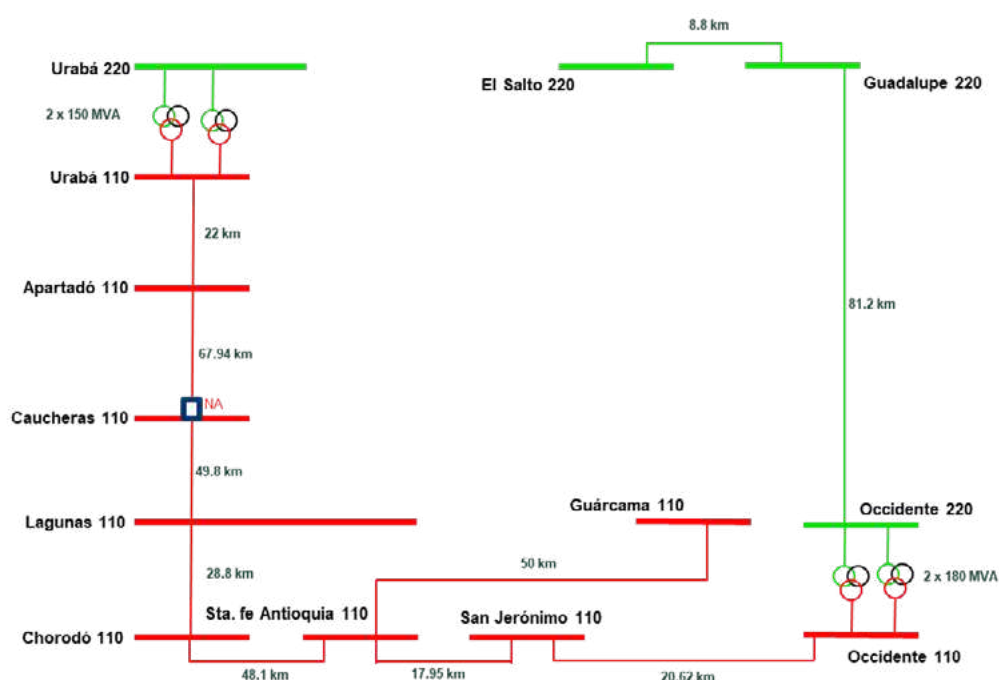


Figura 2-50. Urabá Antioqueño para el año 2025.

Fuente: Elaboración UPME

Sin embargo, a pesar de la medida adoptada de operar normalmente abierta la línea Apartadó - Caucheras 110 kV, se observa que, ante escenarios de baja generación en Antioquia y Córdoba - Sucre, y ante condiciones específicas de la demanda, se siguen presentando bajas tensiones en el corredor Occidente 110 kV - Urabá 110 kV. Por este motivo, el CND, a través de los IPOELP, ha recomendado a la UPME llevar a cabo las gestiones necesarias para implementar un proyecto que elimine las problemáticas evidenciadas en esta parte del sistema eléctrico colombiano.

2.2.3.2 Proyecto propuesto

De acuerdo con las características del problema y en concordancia con lo expuesto anteriormente, la solución debe contemplar un proyecto que elimine las bajas tensiones identificadas en el Urabá Antioqueño y aumente la confiabilidad a nivel del STR en esta región. Por tal motivo, la UPME ha evaluado el proyecto propuesto por EPM, titulado “Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño”, el cual se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 2-13. Alcance de la obra “Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño

Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño	Nueva subestación Lagunas 220 kV. Dos transformadores 220/110 kV de 180 MVA.
	Nueva subestación Guárcama 220 kV. Dos transformadores 220/110 kV de 180 MVA.
	Nuevas líneas de transmisión Lagunas – Guárcama 220 kV, Lagunas – Urabá 220 kV, Guárcama – Guadalupe 220 kV (Alternativa 1) y Guárcama – El Salto 220 kV (Alternativa 2).
	Nueva línea de transmisión Lagunas – Chorodó 110 kV para conformar un doble circuito entre estas subestaciones.

Fuente: Elaboración UPME

El proyecto propone conectar la nueva subestación Lagunas 220 kV con la subestación Urabá 220 kV existente, permitiendo enmallar parte del corredor Occidente 110 kV - Urabá 110 kV y por consiguiente, habilita el cierre de la línea Apartadó - Caucheras 110 kV, que actualmente opera normalmente abierta. Esto incrementa la confiabilidad a nivel del STR del Urabá Antioqueño, permite mejorar los perfiles de tensión del corredor mencionado tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias sencillas, al contar con un nuevo punto de conexión entre el STR y el STN en la zona; y permite contar con un nuevo enlace de intercambios de energía entre las subáreas de Antioquia y Córdoba - Sucre.

Así mismo, se propone una nueva subestación Guárcama 220 kV, la cual permitirá brindar redundancia al sistema eléctrico del Urabá Antioqueño al conectarse con la subestación Lagunas 220 kV. Esto también constituye un nuevo punto de conexión entre el STR y el STN en la subárea de Antioquia, eliminando las bajas tensiones identificadas.

Adicionalmente, se propone la construcción de una nueva línea Lagunas - Chorodó 110 kV, estableciendo un doble circuito entre estas subestaciones, lo cual permite eliminar las restricciones observadas ante contingencias sencillas en el corredor Occidente 110 kV - Urabá 110 kV.

Finalmente, este proyecto contempla dos alternativas, las cuales solo se diferencian en la línea a construir entre la subestación Guárcama 220 kV y la subestación Guadalupe 220 kV (**Alternativa 1 - A1**) o entre la subestación Guárcama 220 kV y la subestación El Salto 220 kV (**Alternativa 2 - A2**).

A continuación, se muestra la configuración de la red, al incluir el proyecto en cuestión:

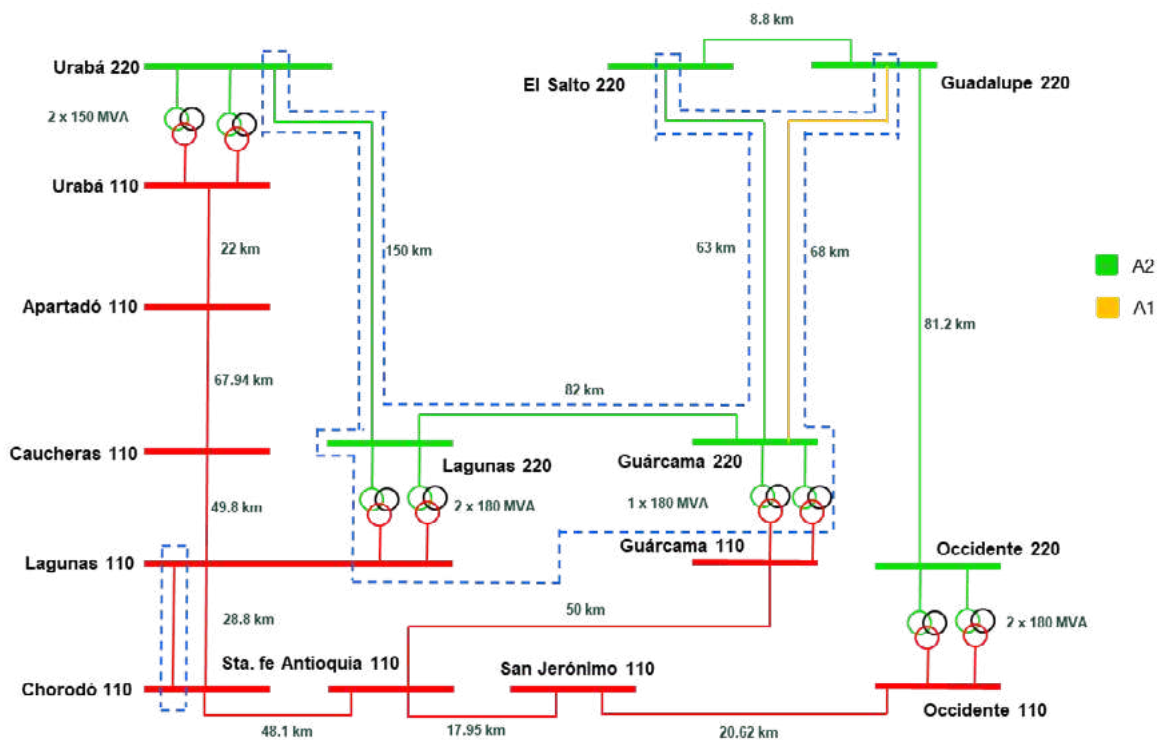


Figura 2-51. Propuesta Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño

Fuente: Elaboración UPME

Teniendo en cuenta la propuesta realizada y para la evaluación del impacto de la obra, a continuación, se presentan los activos considerados:

- SE Lagunas 220 kV.
- TRF Lagunas 1 220/110/46 kV (180 MVA).
- TRF Lagunas 2 220/110/46 kV (180 MVA).
- SE Guárcama 220 kV.
- TRF Guárcama 1 220/110/46 kV (180 MVA).
- TRF Guárcama 2 220/110/46 kV (180 MVA).
- LT Lagunas – Guárcama 220 kV (82 km).
- LT Lagunas – Urabá 220 kV (150 km).
- LT Guárcama – Guadalupe 220 kV (68 km) – A1.
- LT Guárcama – El Salto 220 kV (63 km) – A2.
- LT Lagunas – Chorodó 110 kV (28.8 km).

Por otra parte, de acuerdo con los tiempos que toma el desarrollo de una obra estructural para el STR y el STN, la FPO propuesta es el inicio del horizonte de análisis, esto es, diciembre del año 2030.

2.2.3.3 Análisis técnicos

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados en red completa y ante contingencias, se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0), como para las alternativas propuestas (A1 y A2).

2.2.3.3.1 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 durante los análisis.

Horizonte de análisis

Los análisis técnicos realizados por la UPME contemplan los años comprendidos desde el 2030, Fecha de Entrada en Operación (FPO) estimada del proyecto, hasta el año 2037.

Proyectos de Expansión

Los análisis realizados tienen en cuenta los proyectos de expansión del área Antioquia, así como los aprobados en la subárea Córdoba - Sucre que tienen un impacto en el análisis de la obra de expansión. A continuación, se enuncian los proyectos de transmisión más relevantes en el área de influencia que fueron tenidos en cuenta durante el análisis:

- UPME STR 01-2024 Compensador estático variable (SVC) 30 MVar Subestación Cértogui 115 kV
- UPME 01 - 2023 Segundo Transformador Primavera 500/230 kV
- UPME 03-2021 Subestación Carreles y líneas de transmisión asociadas 230 kV
- UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV y líneas de transmisión asociadas
- SEGUNDO PAQUETE OBRAS URGENTES - Proyecto Refuerzo Montería y Obras Asociadas STR
- Nueva subestación Lagunas 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Carreles 110 kV y obras asociadas
- Subestación Guárcama 110 kV y obras asociadas

Asimismo, los proyectos de generación y carga considerados en el análisis incluyen todos aquellos que ya están en operación, los que se encuentran en ejecución y aquellos que cuentan con 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 de análisis de sistemas de potencia Power Factory DlgSILENT. También se resalta que, el modelo de red utilizado contempla activos del STN, STR y SDL.

Condiciones operativas

Se considera el cierre del enlace Apartadó-Caucheras 110 kV, el cual se encuentra normalmente abierto en el extremo conectado a la subestación Caucheras 110 kV, para la conexión de ambas alternativas.

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 1-2024). Para este análisis, se tomaron las demandas correspondientes a las áreas operativas Caribe y Antioquia, 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.

Es de aclarar que, se utilizaron y proyectaron principalmente los escenarios de demanda máxima, media y mínima. Estos escenarios permiten observar las problemáticas asociadas con los perfiles de tensión en el Urabá antioqueño 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.

Escenarios de Generación de Energía

Como se mencionó previamente, el proyecto de expansión propuesto se encuentra localizado en el punto de interconexión entre las subáreas Antioquia y Córdoba -Sucre, por lo que se ven afectados los intercambios de potencia entre las dos subáreas. Por esta razón, los escenarios de generación utilizados buscan maximizar el estrés en los activos que conectan ambos sistemas.

Por lo anterior, durante el horizonte de análisis (2030-2037), se consideraron los siguientes escenarios de generación:

- G0: Alta generación en el área Antioquia – Baja generación en Córdoba - Sucre.
- G1: Baja generación en el área Antioquia – Alta generación en Córdoba - Sucre.
- G2: Baja generación en el área Antioquia – Baja generación en Córdoba - Sucre.
- G3: Alta generación en el área Antioquia – Alta generación en Córdoba - Sucre.

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.

2.2.3.3.2 Análisis de resultados

Tensiones - Red Completa

Con la entrada en operación de las alternativas propuestas, los perfiles de tensión en la red completa mejoran significativamente para las subestaciones de las subáreas Córdoba-Sucre y Antioquia, como se muestra en la **Figura 2-52**. En esta figura se aprecia que el número de restricciones relacionadas con los límites de tensión establecidos en el Código de Redes en ambas alternativas (A1 y A2) es igual a 0, lo cual no sucede en el caso sin proyecto (A0), en donde el número de restricciones es igual a 4 durante todo el horizonte de análisis.

En la Figura 4 se observa que, en ausencia de la obra, se presentan subtensiones en las subestaciones Lagunas 110 kV y Chorodó 110 kV, lo que representa una deficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica. 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 también asegura una mayor confiabilidad del sistema eléctrico del Urabá antioqueño, evitando posibles interrupciones y mejorando la capacidad de respuesta ante fluctuaciones en la demanda.

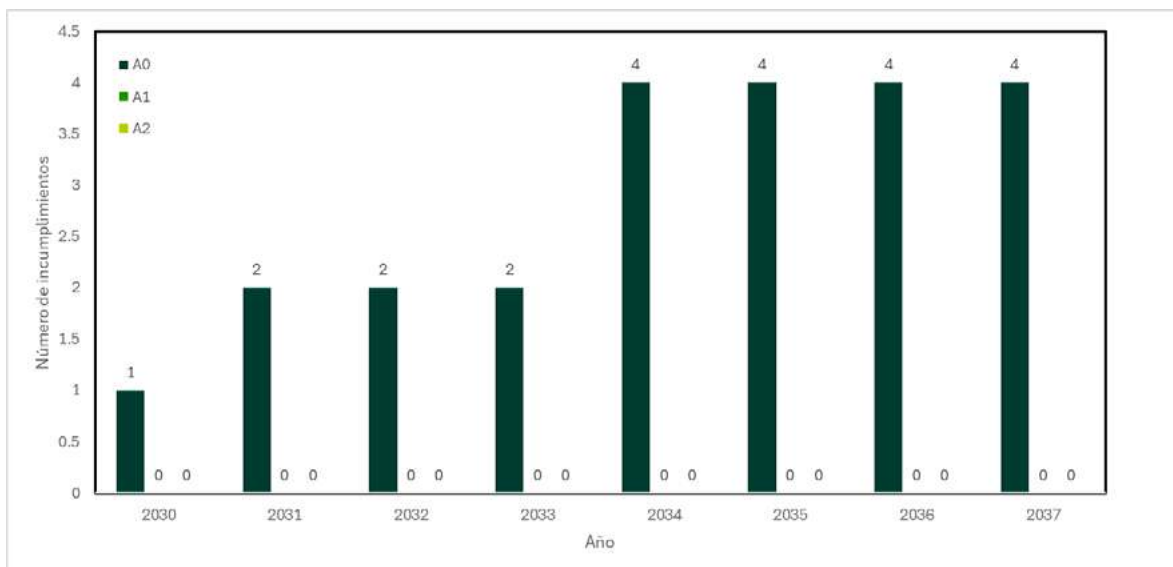


Figura 2-52. Número de restricciones de tensión - Red Completa - A0 - A1 - A2

Fuente: Elaboración UPME

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

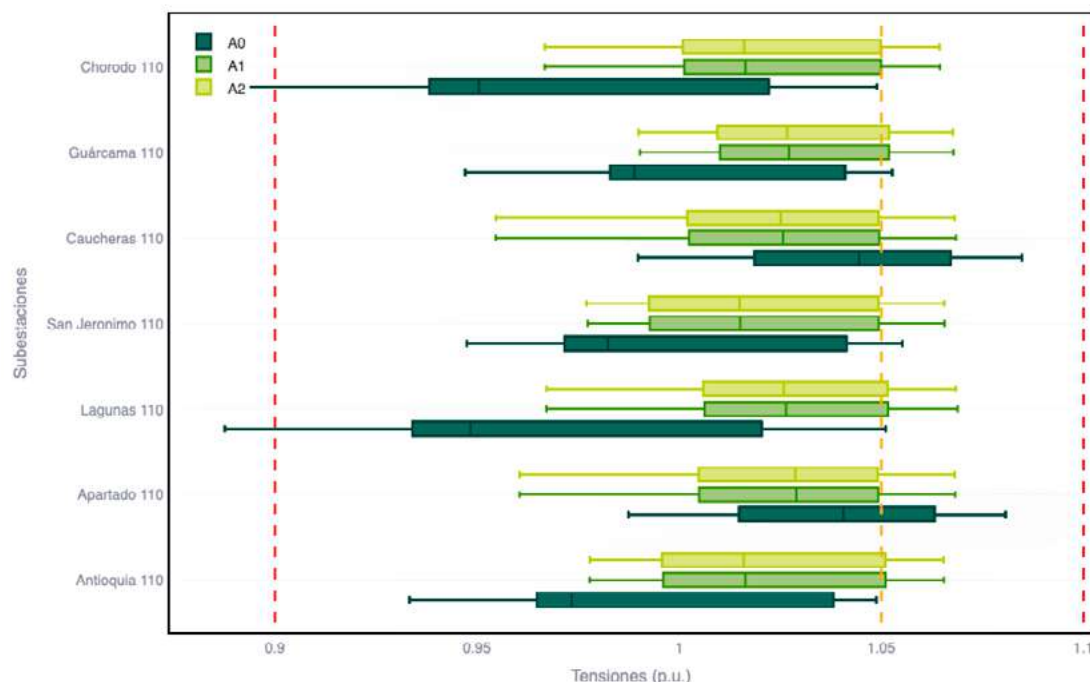


Figura 2-53. Perfil de tensión de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 - A1 - A2.
Fuente: Elaboración UPME

Cargabilidades - Red Completa

Como se puede observar en la **Figura 2-54**, durante el período de análisis se identifican niveles de cargabilidad que exceden los límites regulatorios en el escenario sin proyecto (A0). En contraste, con la implementación de las obras propuestas (A1 y A2), el número de sobrecargas en el sistema disminuye y las que aún persisten no se encuentran dentro del área de impacto del proyecto. Entre estas se encuentran las relacionadas con los transformadores de las subestaciones San Carlos 500/200 kV y los enlaces Barbosa - Girardota 110 kV, La Sierra - San Carlos 220 kV y Occidente - Heliconia 220 kV.

Adicionalmente, en la **Figura 2-55** se destacan casos puntuales donde la cargabilidad de algunos elementos disminuye significativamente tras la puesta en servicio del proyecto. Esto se debe al cierre del enlace Apartado - Caucheras 110 kV, lo cual permite la exportación de energía excedente del Urabá antioqueño hacia la subárea Córdoba - Sucre. Entre los elementos que experimentan una disminución significativa en su cargabilidad se encuentran las líneas de transmisión Occidente - San Jerónimo 110 kV, Occidente-Heliconia 220 kV, Nueva Santa Rosa-Riogrande 110 kV, Antioquia-San Jerónimo 110 kV y Antioquia - Chorodó 110 kV, así como los transformadores la subestación Heliconia 500/220 kV.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

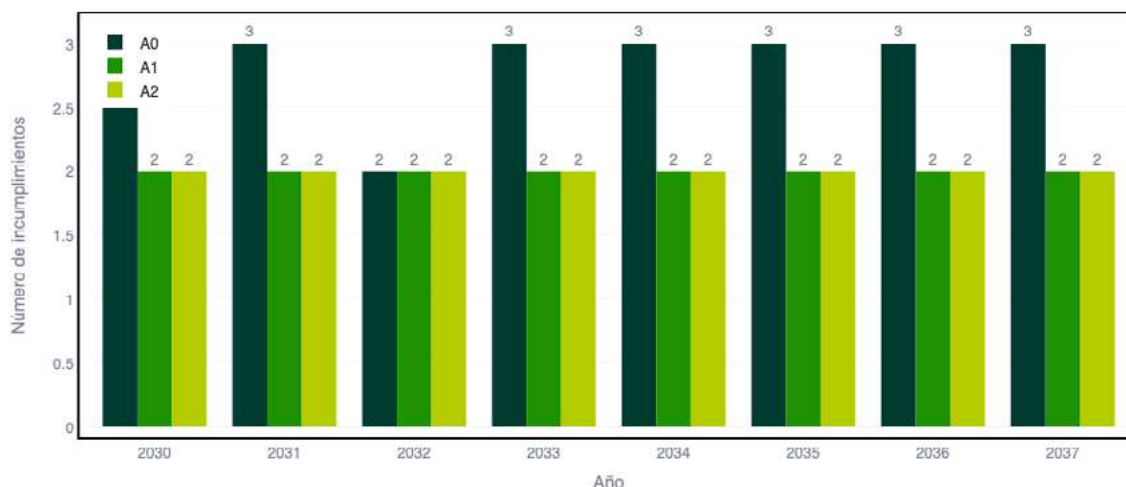


Figura 2-54. Número de restricciones por sobrecarga - Red Completa - A0 - A1 - A2.
Fuente: Elaboración UPME

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

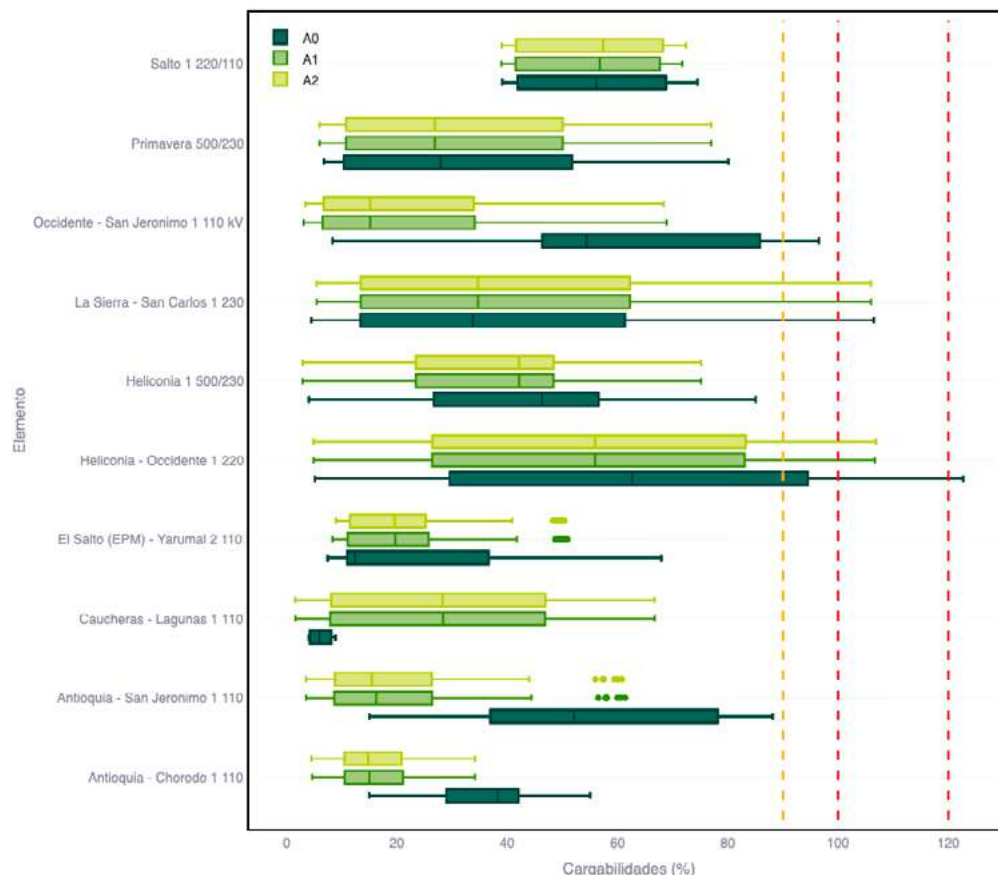


Figura 2-55. Cargabilidad del área de influencia - Red Completa - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Tensiones – Contingencia

En los escenarios de generación evaluados y con base en las consideraciones y supuestos establecidos, como se observa en la **Figura 2-56**, sin las alternativas de expansión propuestas (A0), los niveles de tensión en las subáreas Córdoba-Sucre y Antioquia se agravan ante contingencias sencillas (N-1). Se pasa de un máximo de 4 restricciones en red completa, donde los niveles de tensión no cumplen con lo establecido en el Código de Redes, a más de 300 posibles restricciones ante una contingencia N-1. Por el contrario, con la implementación de ambas alternativas (A1 y A2), no se presentan incumplimientos de tensión en ninguna de las subestaciones consideradas en los análisis realizados.

Cabe señalar que las altas tensiones presentadas en el caso sin proyecto (A0), mostradas en la **Figura 2-57** para las subestaciones Caucheras 110 kV y Lagunas 110 kV, representan resultados en los que estos nodos quedan aislados del SIN y se tiene una alta generación en Antioquia, ante contingencia sencilla (N-1), lo cual genera violaciones al Código de Redes.

El caso contrario se presenta cuando la generación en Antioquia es baja; en este escenario, debido a la falta de generación en estos nodos, las tensiones caen a cero.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

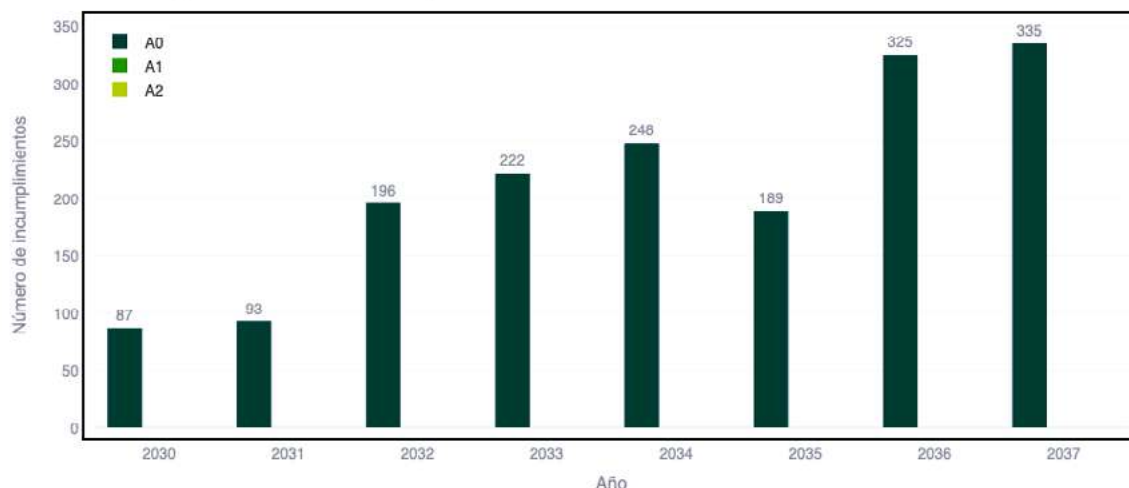


Figura 2-56. Número de restricciones de tensión - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

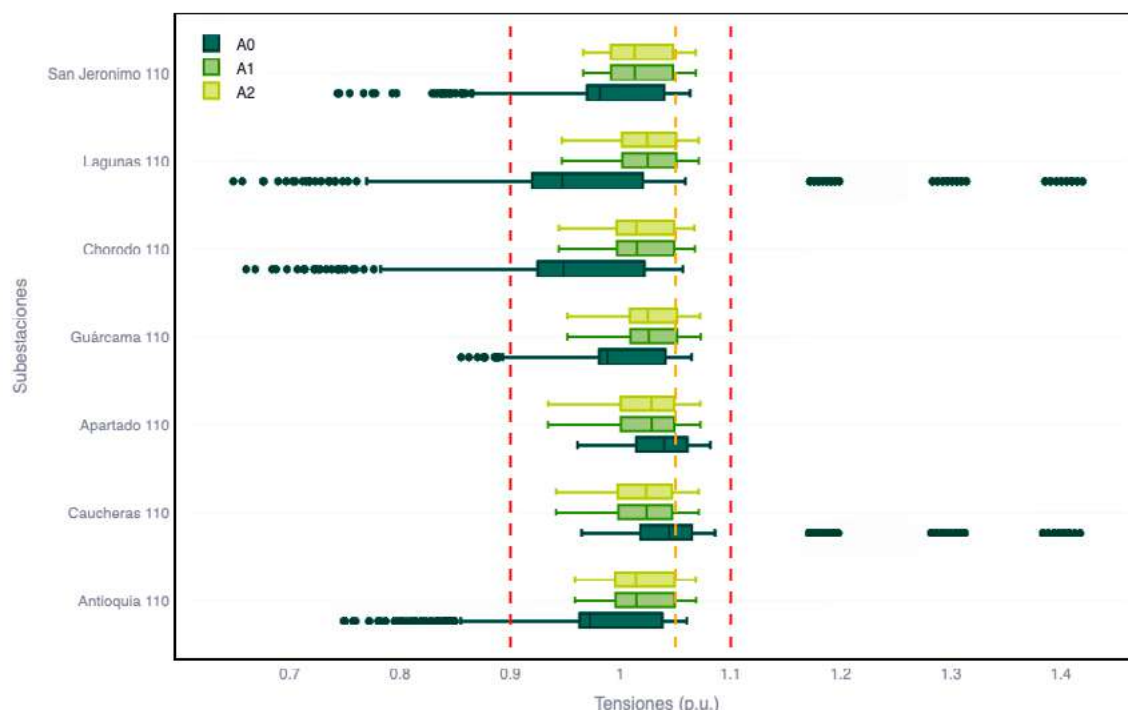


Figura 2-57. Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Cargabilidades – Contingencia

Como se puede observar en la **Figura 2-58**, durante el período de análisis se identifican niveles de cargabilidad que exceden los límites regulatorios sin la entrada en operación del proyecto. Se observa un promedio de 3 restricciones por año en el horizonte de análisis. En contraste, para los casos con proyecto (A1 y A2), se registran entre una y dos restricciones por cargabilidad hasta el 2037, año en el cual el número de restricciones aumenta a tres, debido a limitaciones que se encuentran fuera de la zona de impacto del proyecto. Estas restricciones están relacionadas con los transformadores de las subestaciones Primavera 500/220 kV y el circuito La Sierra - San Carlos 230 kV.

Adicionalmente, en la **Figura 2-58** se destaca que, con ambas alternativas (A1 y A2), disminuyen los niveles de cargabilidad de algunos elementos del sistema. Esto se debe al cierre del enlace Apartadó - Caucheras 110 kV, lo cual permite el flujo de energía entre las subáreas Antioquia y Córdoba-Sucre, eliminando la restricción del enlace Occidente-San Jerónimo 110 kV, el cual se sobrecarga sin proyecto (A0) ante una contingencia sencilla (N-1). Por otro lado, también se reducen las altas cargabilidades en el enlace Occidente-Heliconia 220 kV y en los transformadores de Heliconia 500/220 kV.

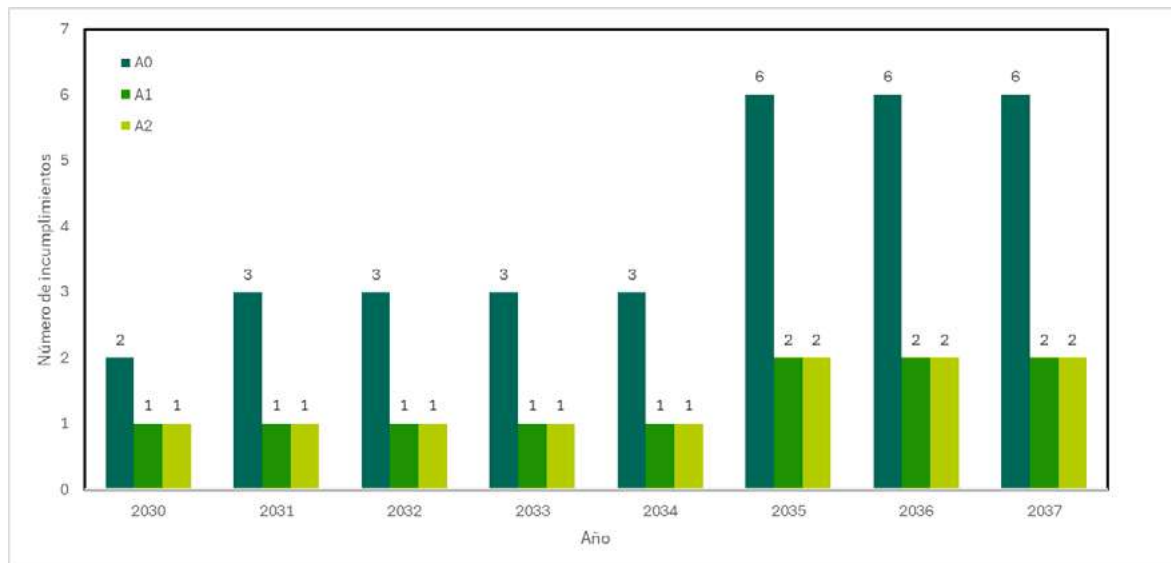


Figura 2-58. Número de restricciones por cargabilidad - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

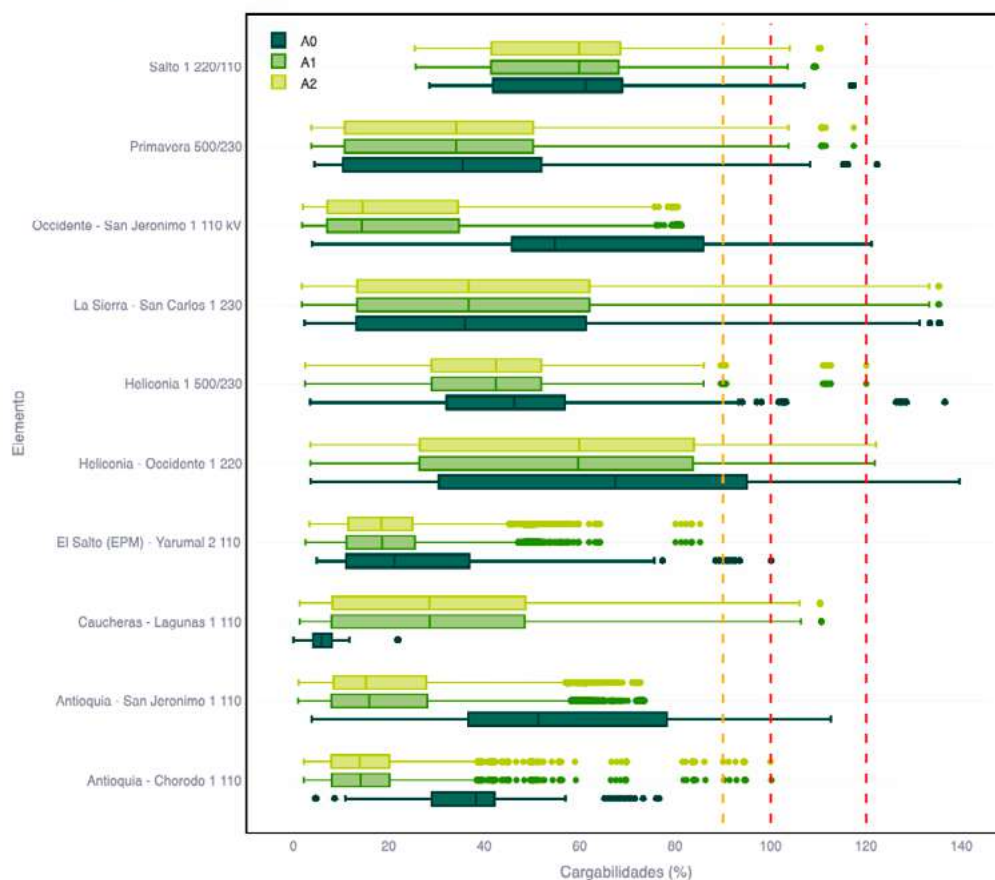


Figura 2-59. Cargabilidad de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1 - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

2.2.3.3.3 Análisis de 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, la evaluación de cortocircuito se realizó para todo el horizonte de análisis del proyecto, teniendo en cuenta el escenario de generación G3, el cual al considerar una alta generación tanto en la subárea de Antioquia como de Córdoba - Sucre, permite identificar los aportes máximos de cortocircuito en las subestaciones ubicadas en la zona de influencia del proyecto.

Por otra parte, 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. A continuación, se presentan las subestaciones afectadas en la zona de influencia del proyecto:

- San Diego 110 kV.
- Guayabal 110 kV.
- Central 110 kV.
- Ancón EPM 110 kV.
- Ancón EPM 220 kV.
- Guatapé 220 kV.
- Primavera 220 kV.

Frente a estas señales de alerta, se realizaron estudios de cortocircuito considerando fallas monofásicas y trifásicas. Los resultados de dichas simulaciones confirman que algunas subestaciones de la región presentan un agotamiento en su capacidad de interrupción, como se observa en la **Figura 2-61**. Además, se identificó que el proyecto propuesto genera un impacto leve en algunas de las subestaciones que ya presentan limitaciones en su capacidad de interrupción. No obstante, el incremento en los niveles de cortocircuito asociado al proyecto no introduce nuevas restricciones en las subestaciones del área de influencia, tal como se evidencia en la **Figura 2-60**.

Es importante señalar que en los ITR del CND se registraba una capacidad de interrupción de 31,5 kA para la subestación Ancón EPM 220 kV. No obstante, EPM reportó un valor actualizado de 40 kA en la información publicada en el repositorio de transportadores de la Ventanilla Única de la UPME, de conformidad con lo establecido en la Circular CREG 014 de 2022.

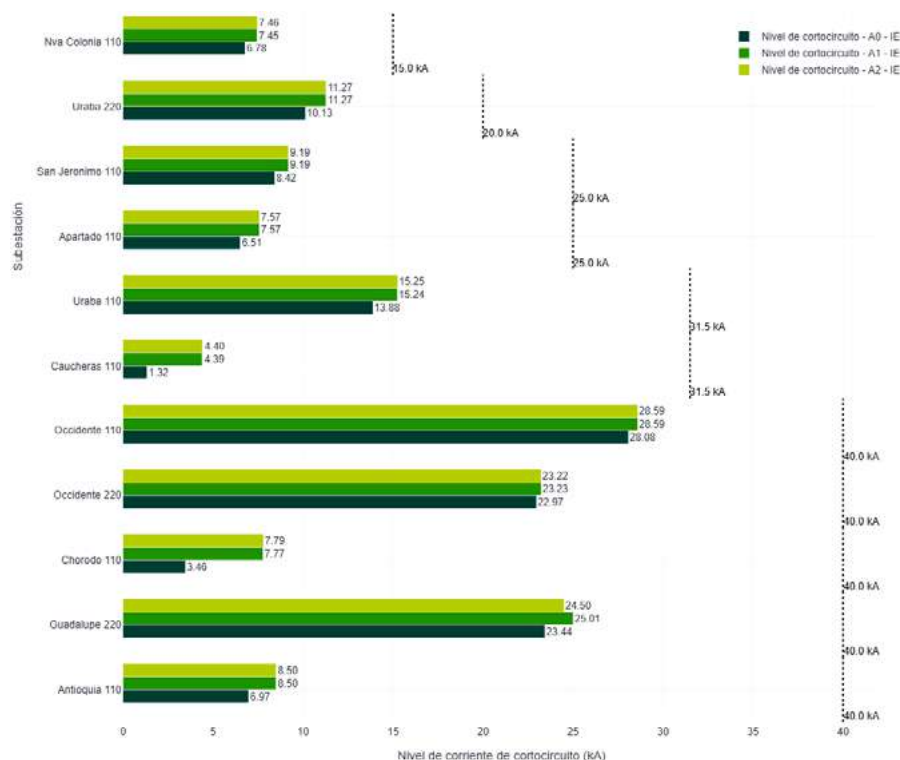


Figura 2-60. Niveles de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia del proyecto.

Fuente: Elaboración UPME

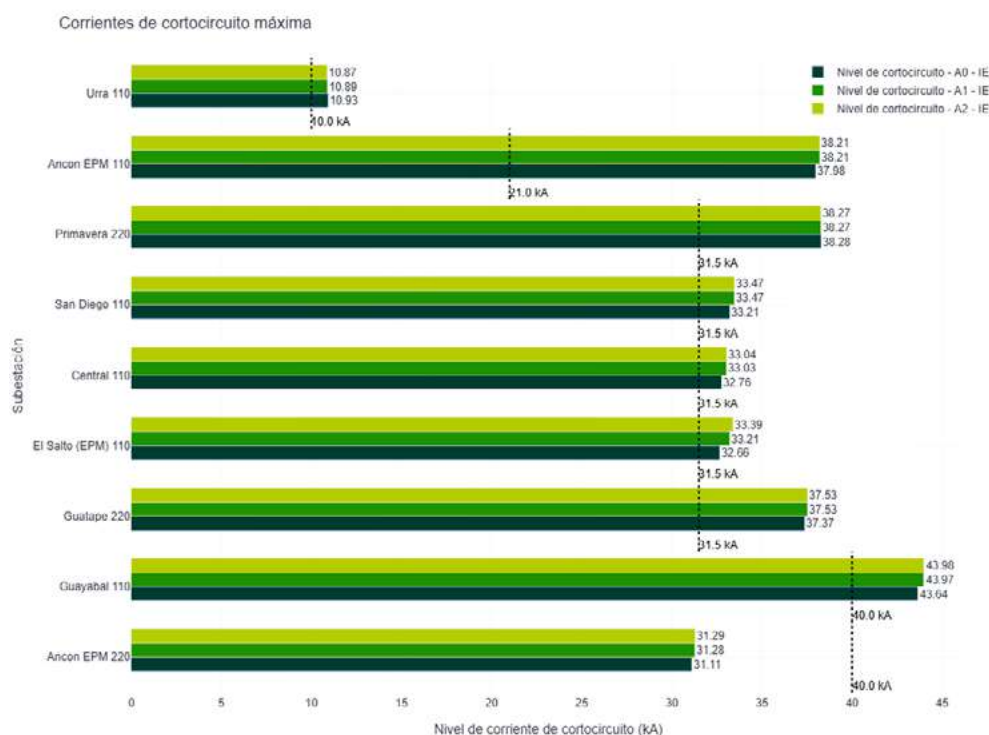


Figura 2-61 Subestaciones con su capacidad de interrupción superada o reportadas en los ITR del CND.

Fuente: Elaboración UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos, los niveles de cortocircuito de las subestaciones dentro del área de influencia se ven incrementados debido al enmallamiento que se presenta con la conexión del proyecto, el cual reduce las impedancias vistas en estas subestaciones y, por ende, aumenta los valores de cortocircuito. Sin embargo, los incrementos asociados al proyecto son marginales y no generan afectaciones significativas en las subestaciones analizadas.

No obstante, es importante resaltar que, aunque el proyecto contribuye de manera leve al aumento de las corrientes de cortocircuito en algunas subestaciones, el agotamiento de la capacidad de interrupción es un problema preexistente en varias instalaciones de la región. Por ello, resulta fundamental implementar medidas que permitan incrementar la capacidad de interrupción de dichas subestaciones en el corto y mediano plazo, a fin de garantizar la seguridad operativa y la estabilidad del sistema eléctrico.

2.2.3.3.4 Análisis de Sensibilidades

Los resultados obtenidos por la UPME para las alternativas propuestas incluyen un análisis de contingencias en red degradada (N-1-1), considerando fallas en la zona de impacto del proyecto cuando se presentan salidas programadas en uno de los transformadores de la subestación Urabá 220/110 kV o en el circuito Occidente-San Jerónimo 110 kV. Estas son las contingencias más críticas en el Urabá antioqueño, ya que, ante determinadas fallas, se generan radialidades en el sistema o algunas subestaciones quedan aisladas del SIN, lo que puede conllevar a Demanda No Atendida (DNA) en la zona, debido a bajas tensiones.

Los resultados mostrados a continuación no consideran el enlace Santa Fe de Antioquia - Guárcama 110 kV del proyecto de la subestación Guárcama 110 kV y sus obras asociadas. Esto se debe a que, de acuerdo con el estudio de conexión del proyecto remitido por el Operador de Red (OR) de la subárea Antioquia, Empresas Públicas de Medellín (EPM), las diferentes alternativas del proyecto de expansión propuesto eliminan la necesidad de construir dicho activo en el sistema. En ese sentido, los resultados están orientados a identificar la necesidad o no del mencionado enlace.

Tensiones - Contingencia (N-1-1)

En los escenarios de generación evaluados y con base en las consideraciones y supuestos establecidos, como se observa en la **Figura 2-62**, sin el proyecto de expansión propuesto (A0), los niveles de tensión en la subárea Antioquia se agravan ante contingencia sencilla (N-1) en condiciones de red degradada. Se identifican más de 170 restricciones cuando se realiza un análisis N-1-1, considerando salidas programadas en el enlace Occidente - San Jerónimo 110 kV o en el transformador Urabá 1 220/110 kV. Por el contrario, con la entrada en operación de las alternativas propuestas, el número de restricciones en el sistema se reduce a 12.

Cabe señalar que, como se indicó en el capítulo “condiciones operativas”, las altas y bajas tensiones mostradas en las **Figura 2-62**, **Figura 2-63**, **Figura 2-64** y **Figura 2-65** en las subestaciones Caucheras 110 kV, San Jerónimo 110 kV, Lagunas 110 kV, Chorodó 110 kV y Antioquia 110 kV se deben principalmente a que, ante determinadas contingencias, estas subestaciones quedan aisladas del sistema. Sin embargo, el software de análisis de sistemas de potencia utilizado por la UPME opera esta parte del sistema de forma aislada del SIN con solo la generación conectada a estas subestaciones, lo que provoca que se presenten sobretensiones y subtensiones en estos nodos, incumpliendo los criterios establecidos en el Código de Redes.

Es importante mencionar que, aunque no se evidencia en los resultados mostrados, cuando se programa una salida del enlace Occidente - San Jerónimo 110 kV y se presenta una contingencia sencilla (N-1) en alguna de las líneas del corredor Lagunas - San Jerónimo 110 kV, las subestaciones Lagunas 110 kV, Chorodó 110 kV, Santa Fe de Antioquia 110 kV y San Jerónimo 110 kV pueden quedar operando en isla. Esta situación no se presenta en igual medida cuando se considera el enlace Santa Fe de Antioquia - Guárcama 110 kV, puesto que, solo se presenta para subestación San Jerónimo 110 kV.

Finalmente, cabe señalar que, ante una contingencia sencilla del primer transformador Urabá 220/110 kV y una salida programada del segundo, se produce un colapso en las tensiones de la zona bajo todos los escenarios, supuestos y alternativas consideradas. Esto se debe a que toda la demanda de las subestaciones Urabá 110 kV, Apartadó 110 kV, Nueva Colonia 110 kV y Caucheras 110 kV queda alimentada de forma radial desde la subestación Lagunas 110 kV.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

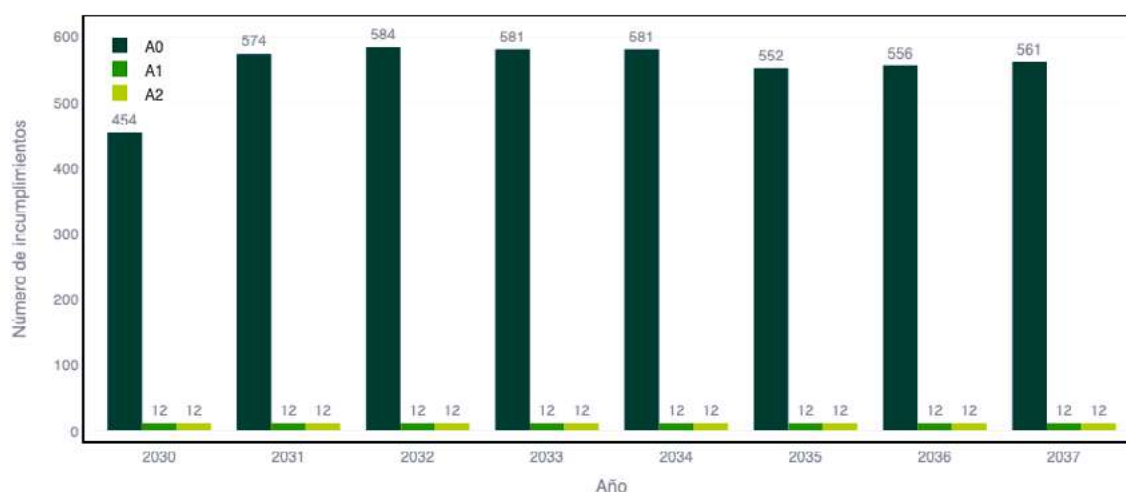


Figura 2-62 Número de restricciones de tensión - Contingencia N-1-1(Occidente - San Jerónimo 110 kV) - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año

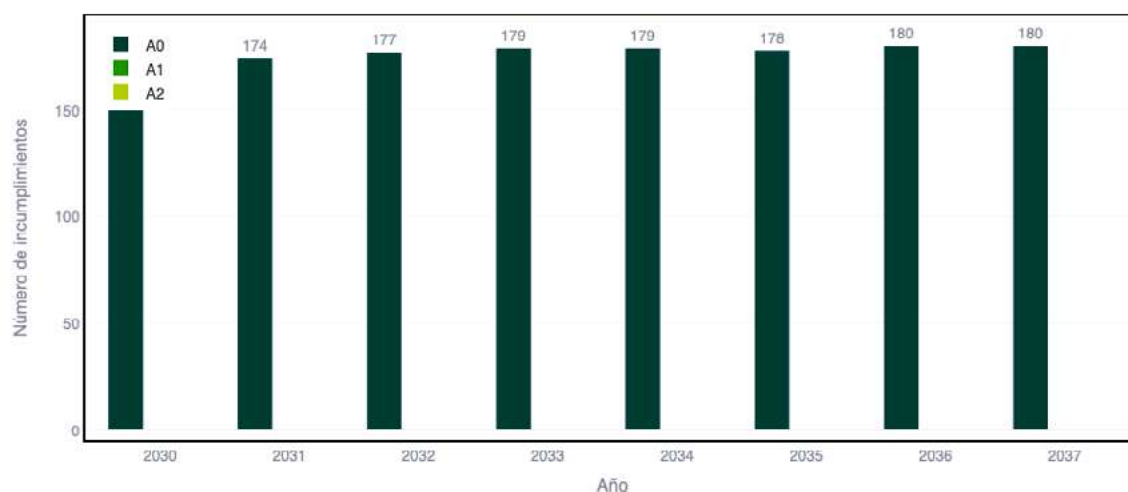


Figura 2-63 Número de restricciones de tensión - Contingencia N-1-1 (Uraba 1 220/110 kV) - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

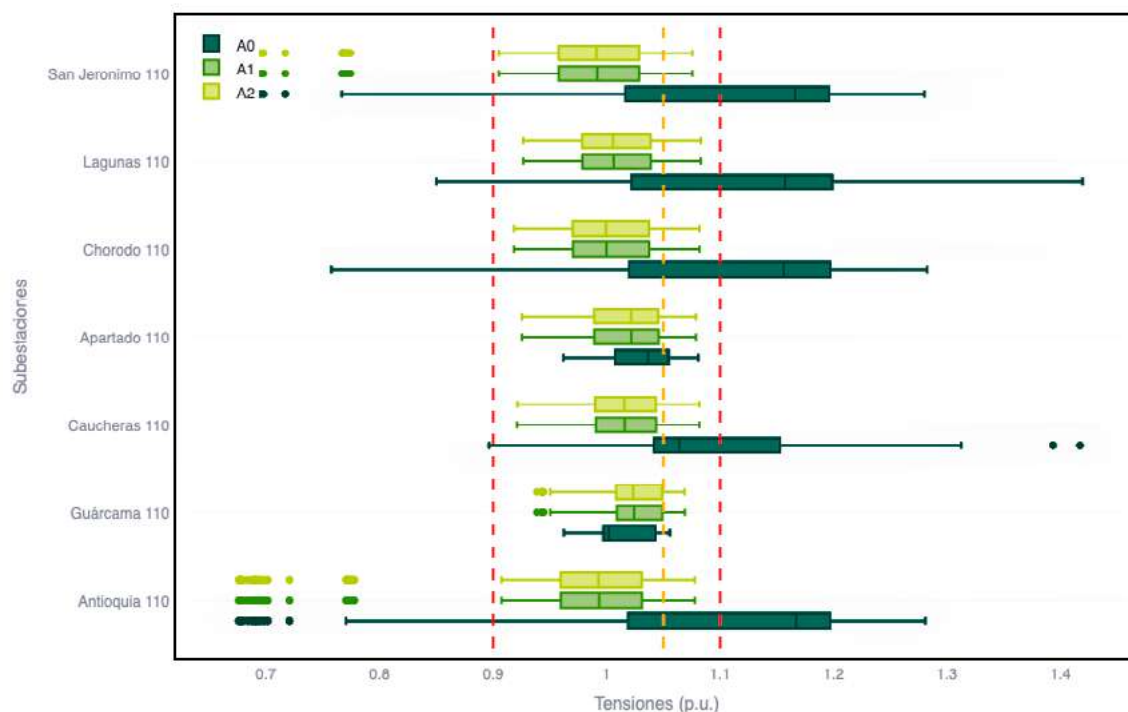


Figura 2-64 Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1-1 (Occidente - San Jerónimo 110 kV) - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

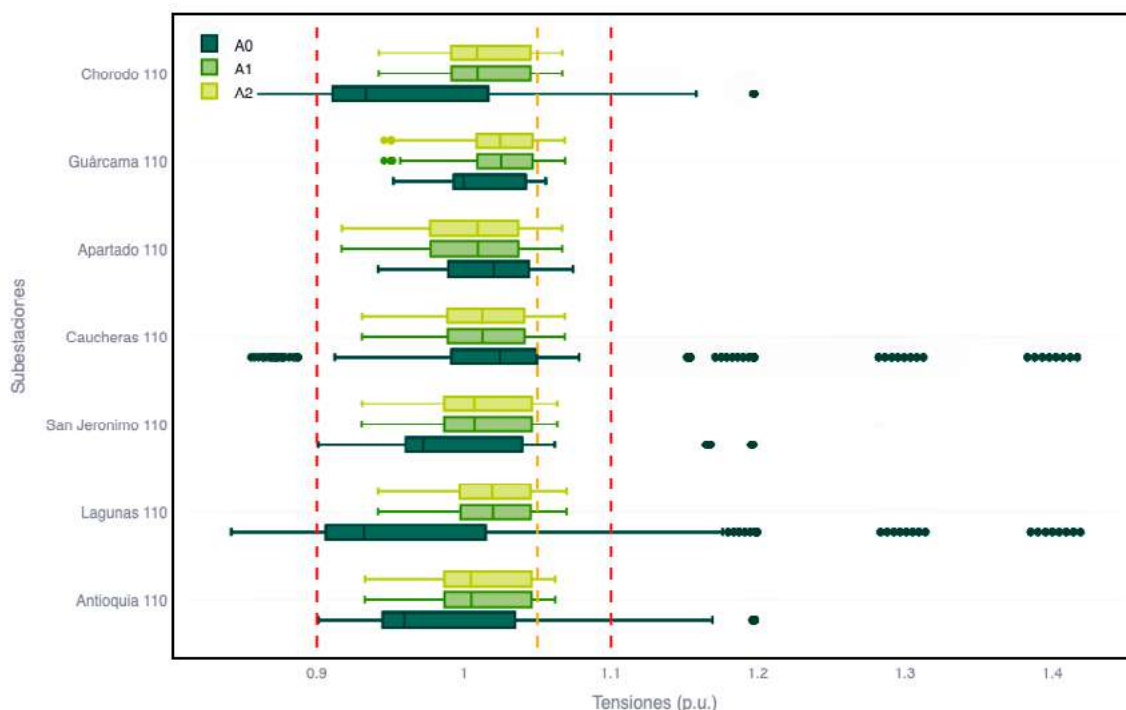


Figura 2-65 Tensiones de las subestaciones del área de influencia - Contingencia N-1-1(Uraba 1 220/110 kV) - A0 - A1 - A2.

Fuente: Elaboración UPME

2.2.3.4 Análisis económicos

2.2.3.4.1 Costos

Se valoran los costos en unidades constructivas según Resoluciones CREG 015 de 2017 y CREG 011 de 2009 para el proyecto, el cual está compuesto por las siguientes obras en el Sistema Interconectado Nacional - SIN.

● Nuevos barrajes a nivel de tensión 220 kV en las futuras subestaciones Lagunas 110 kV y Guarcama 110 kV mediante la instalación de dos nuevos transformadores de 180 MVA cada uno, en cada una de las subestaciones, las cuales se interconectarán a través de un circuito sencillo de 82 km a 220 kV. Además, contempla la instalación de un circuito sencillo de 150 km entre las barras de 220 kV de las subestaciones Lagunas y Urabá, así como la construcción de un refuerzo a nivel de tensión 110 entre las subestaciones Lagunas y Chorodó. Finalmente, se contempla la interconexión de la subestación Guárcama, mediante un circuito a 220 kV, el cual puede conectarse a la subestación Guadalupe o El Salto con circuitos de 68 km y 63 km respectivamente.

La TRM considerada durante el análisis fue de COP \$4.324. Las tablas a continuación presentan el VPN de los principales costos asociados al proyecto:

Tabla 2-14. Costo del proyecto en UC - A1.

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
Costo en STR	\$44.283.707.916,71	\$10.240.925,56
Costo en STN	\$152.064.330.289,50	\$35.165.968,72
Costo total	\$196.348.038.206,20	\$45.406.894,29

Fuente: UPME

Tabla 2-15. Costo del proyecto en UC – A2.

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
Costo en STR	\$44.283.707.916,71	\$10.240.925,56
Costo en STN	\$150.151.187.843,84	\$34.723.540,79
Costo total	\$194.434.895.760,55	\$44.964.466,35

Fuente: UPME

2.2.3.4.2 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).

$$B-DNAMt = dCRO_{d,t} DNA_SP_{d,t} - DNA_CP_{d,thd} \cdot 365$$

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

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
hd:	Horas del periodo de demanda

2.2.3.4.3 Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presentan las relaciones beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de cada una de las alternativas propuestas, que son calculados utilizando 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 en cada alternativa como se observa en la **Tabla 2-16**.

Tabla 2-16. Costo del proyecto en UC

VPN - USD		
	<u>Alternativa 1 (A1)</u>	<u>Alternativa 2 (A2)</u>
Total Beneficios	\$248.597.723	\$248.597.723
Total Costos	\$45.406.894	\$44.964.466
Relación B/C	5,47	5,52

Fuente: UPME

Los proyectos propuestos aportan 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.

2.2.3.5 Fecha de puesta en operación

Para los análisis realizados sobre el proyecto “Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño”, se contempló una Fecha de Puesta en Operación (FPO) para Diciembre de 2030.

2.2.3.6 Conclusiones

- Se tiene una relación B/C superior a 1 para ambas alternativas de conexión.
- Ambas alternativas mejoran significativamente los niveles de tensión en la zona de impacto del proyecto, mitigando así la Demanda No Atendida (DNA) que se presenta ante contingencia sencilla (N-1) de elementos del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
Las obras de expansión propuestas tienen un impacto positivo en el Urabá Antioqueño al establecer un nuevo punto de atención en la zona y permitir el cierre del enlace que actualmente opera normalmente abierto, Apartado - Caucheras 110 kV. Esto permite eliminar la radialidad existente en el corredor Occidente - San Jerónimo - Santa Fe de Antioquia - Chorodó - Lagunas - Caucheras - Apartado 110 kV.
- Con las obras propuestas, no se presentan subtensiones en los escenarios y supuestos analizados, manteniendo los niveles de tensión dentro del margen normativo. Es importante destacar que subestaciones críticas presentadas en las subestaciones San Jerónimo 110 kV, Santa Fe de Antioquia 110, Chorodó 110, Lagunas 110 kV, Caucheras 110 kV, que se presentan en el caos si proyecto (A0), son mitigadas con la obra, alcanzando niveles dentro de los límites regulados.

2.2.3.7 Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de la Alternativa 1 (A1) del proyecto Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño, con conexión a la subestación Guadalupe 220/110 kV. Esta recomendación se basa en que:

- La relación beneficio-costos de ambas alternativas es muy similar y mayor a uno (1).
- En el estudio de conexión presentado por EPM, se identificó que la subestación El Salto 220 kV enfrenta mayores dificultades constructivas para su conexión.

2.2.4 Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas

2.2.4.1 Introducción

Las bajas tensiones en la Zona Norte y Noroccidente del área Caldas-Quindío-Risaralda (CQR) provocadas principalmente por la configuración radial de la infraestructura actual, originan la necesidad de un análisis para proponer soluciones a los problemas detectados en la red. Estas dificultades se observan en el STR, donde es evidente la dependencia de la única fuente de alimentación desde la subestación Esmeralda 115 kV a través de la línea Esmeralda – Irra 115 kV.

A lo largo del tiempo, la demanda en las subestaciones de esta zona ha operado a través de una configuración radial. Esta configuración no es ideal debido a la probabilidad de desatención en las subestaciones Salamina, Irra y Riosucio (por contingencias críticas como la de las líneas de subtransmisión Esmeralda – Irra 115 kV, Irra – Salamina 115 kV e Irra – Riosucio 115 kV). Es por ello que se planea implementar un proyecto que optimice las condiciones actuales en la zona, además de preparar el sistema para las solicitudes de conexión de generación y cargas, como el proyecto minero Lower Mine (Carga 40 MW) la cual será conectada desde la subestación Irra 115 kV.

Es importante señalar que este proyecto representa una reestructuración de la antigua obra “Nueva Subestación Salamina 230 kV con transformador de 150 MVA”, la cual fue adoptada en el PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2016 – 2030.

2.2.4.2 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 CQR (Caldas-Quindío-Risaralda) se presentó por parte del operador de red Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. - CHEC para evaluación de la Unidad el proyecto de construcción de NUEVA SUBESTACIÓN MACANA 230/115 kV Y OBRAS ASOCIADAS, el cual corresponde a una solución estructural en procura de eliminar la radialidad presente en el STR, donde es evidente la dependencia de la única fuente de alimentación desde la subestación Esmeralda 115 kV a través de la línea Esmeralda – Irra 115 kV. Adicionalmente proporciona seguridad y confiabilidad al sistema, ante los nuevos requerimientos de demanda y generación que enfrenta la red en la actualidad.

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

● En el plan de expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 - 2030 se incluyó una expansión relacionada con una nueva conexión al SIN llamada Nueva subestación Salamina 230 kV, la cual fue motivada por la conexión de las plantas de generación hidráulicas Encimadas – Cañaveral (184 MW), las cuales no se ajustaron a lo establecido en el periodo de transición de la resolución CREG 075 de 2021. Como resultado, la UPME suspendió el proyecto de expansión.

● En junio de 2022, el operador de red CHEC propone la nueva subestación Macana 220 kV en sustitución de la subestación Nueva Salamina 230 kV la cual atenderá las necesidades propias de la zona norte noroccidente operada por OR CHEC y las necesidades identificadas en el estudio que ratificaba la necesidad de una subestación de 230 KV en el municipio de Salamina.

● En junio de 2024, el OR - CHEC solicita a la UPME considerar el caso del “Estudio de planeamiento zonas norte y noroccidente a nivel del SDL, STR y Conexiones STN”, el cual fue radicado en junio de 2022.

2.2.4.3 Proyecto propuesto

Como alternativa 1 se propone el ingreso de la nueva subestación Macana 230 kV, intersectando la línea San Carlos – Esmeralda 230 kV, creando los tramos reconfigurados Esmeralda – Macana 230 kV de 61 km y Macana - San Carlos 230 kV de 165,1 km, manteniendo la capacidad actual de 976 A e incorporando un transformador Macana 230/115 kV de 150 MVA.

Además, el traslado del patio 115 kV de la actual subestación Salamina con su transformación 115/33 kV de 40 MVA a la nueva Subestación Macana 230 kV.

Finalmente el ingreso de una nueva línea entre las subestaciones Riosucio y Macana 115 kV de aproximadamente 26.02 km con capacidad de 530 A, incluyendo la normalización de la subestación Riosucio a nivel de 115 kV en barra principal más transferencia.

A continuación, en la Figura 2-66 se presenta el diagrama unifilar de la **alternativa 1**:

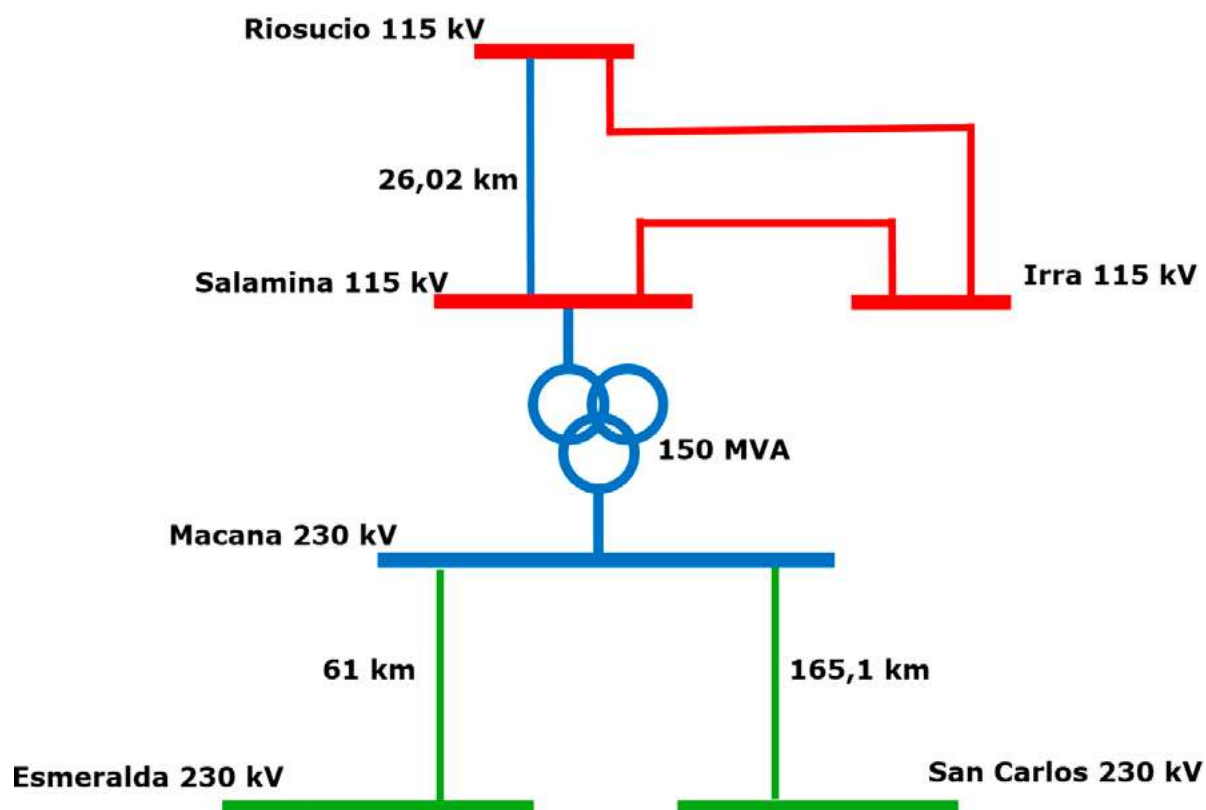


Figura 2-66 Diagrama unifilar Alternativa 1 proyecto Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas

Fuente: Elaboración UPME

Como **alternativa 2** se plantea el ingreso de la nueva subestación Macana 230 kV, intersectando la línea San Carlos – Esmeralda 230 kV, creando los tramos reconfigurados Esmeralda – Macana 230 kV de 61 km y Macana - San Carlos 230 kV de 165,1 km, manteniendo la capacidad actual de 976 A e incorporando un transformador Macana 230/115 kV de 150 MVA.

Adicionalmente, el ingreso de una nueva subestación La Merced 115/33 kV, conectada a través de las líneas La Merced - Riosucio 115 kV de 18,46 km y La Merced - Macana 115 kV de 7,57 km con capacidad de 530 A y una transformación 115/33 kV de 40 MVA, incluyendo la normalización de la subestación Riosucio a nivel de 115 kV en barra principal más transferencia.

A continuación, en la Figura 2-67 se presenta el diagrama unifilar de la alternativa 2:

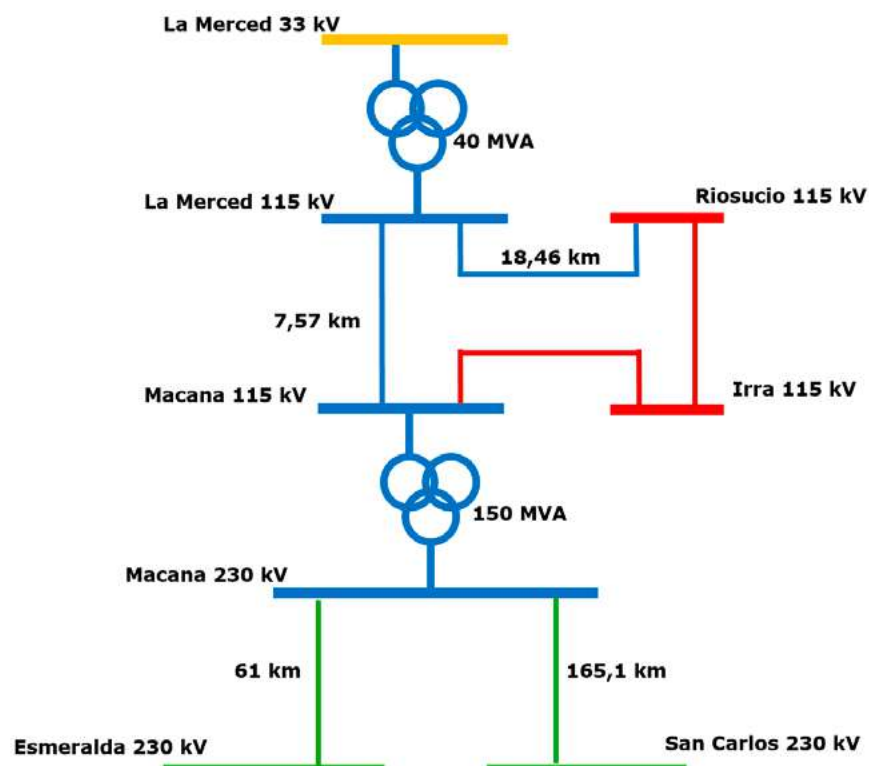


Figura 2-67 Diagrama unifilar Alternativa 2 proyecto Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas

Fuente: Elaboración UPME

A continuación, se muestra la ubicación geográfica del proyecto planteado:

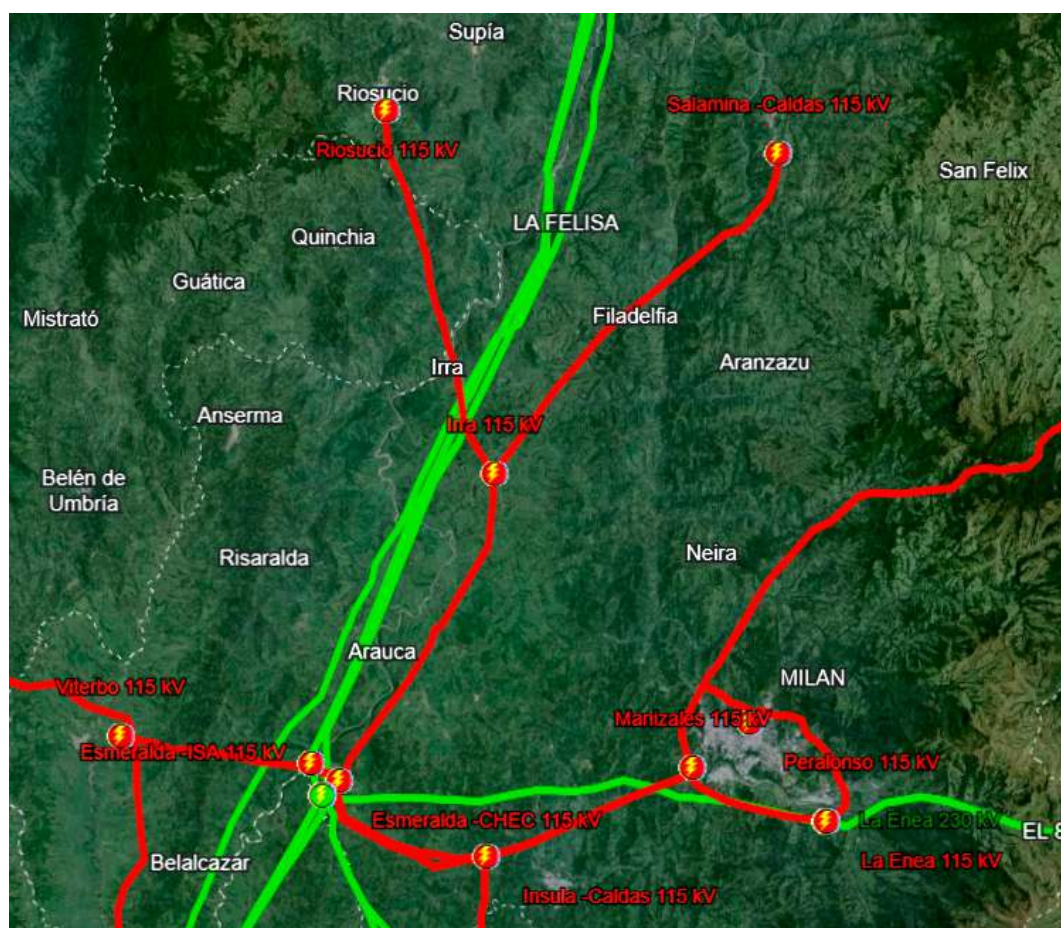


Figura 2-68 Disposición geográfica de los activos del proyecto Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.

Fuente: Elaboración UPME

2.2.4.4 Análisis técnicos

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

2.2.4.4.1 Consideraciones y supuestos

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 2-17. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.

Proyecto	FPO
Autogenerador Parque Solar Paloblanco 1 - 9,9 MW	2026
Autogenerador SOLAR GUACHAL 1 19,9 MW	2026
Autogenerador Solar Levapan 7.7 MW (E2)	2026
Autogenerador Solar Palmira 1 de 19,9 MW (entrega 0 de excedentes)	2023
Caribe	2025
Celsia Solar Guachal 2 9.9 MW	2026
Celsia Solar Guachal 3 9.9 MW	2025
CEMENTOS SAN MARCOS	2024
CHINCHINÁ 19.9 MW	2024
COG.001.2022 AZAHAR I 4.99 MW	2024
COG.002.2022 ORQUÍDEA 4.95 MW	2024
COG.003.2022 TORREALBA 4.99 MW	2024
COG.005.2022 GUANACASTE	2024
COG.006.2022 CATLEYA	2024
Cogeneración INCAUCA 60 MW	2023
Generación fotovoltaica Portón del Sol 102 MW	2027
Parque Solar El Lago 1 9,9 MW	2025
Parque Solar El Lago 2 9.9 MW	2025
Parque Solar EMCALI 1 19,9 MW	2023
Parque Solar EMCALI II 50 MW (Antigua Granja Solar Mulaló 70 MW)	2025
Parque Solar Fotovoltaico La Virginia I	2027
Parque Solar La Ponderosa	2025
Parque Solar La Virginia	2025
PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO - 300 MW	2025
PCH La Florida 3,2 MW.	2024
PCH QUINCHIA	2024
PCH Río Hondo 19,9 MW	2026
PCH Salamina	2026
PGF LA PALOMA 40 MW	2025
PLANTA FV DOÑA JUANA 4.3 MW	2025
PLANTA FV SAN FRANCISCO 4.9 MW	2024
Proyecto Solar La Victoria 2 de 19.9MW	En operación
Proyecto de generación Parque Solar Buenavista de 80 MW	2025

Proyecto	FPO
Proyecto Solar La Victoria 1 de 19.9MW	En operación
Proyecto minero Lower Mine carga de 40 MW	2024
Solar Bugalagrande 1 9,9 MW	2023
Solar El Carmelo 4 19.9	2025
Solar Paloblanco 2 - 9,9 MW	2026
Solar Paloblanco 3 - 9,9 MW	2026
CENTRAL CASTILLA 1	En operación
COGENERADOR MANUELITA 2	En operación
INGENIO PICHICHI 1	En operación
INGENIO PROVIDENCIA 2	En operación
INGENIO RIOPAILA 1	En operación
INGENIO RISARALDA 1	En operación
INGENIO SAN CARLOS 1	En operación
MAYAGUEZ 1	En operación
PAPELES NACIONALES	En operación
ESMERALDA	En operación
SAN FRANCISCO	En operación
ALBAN	En operación
CALIMA	En operación
MIEL I	En operación
BAYONA	En operación
EL COCUYO	En operación
GUACAICA	En operación
INTERMEDIA	En operación
LA FRISOLERA	En operación
SAN JOSÉ	En operación
UNIÓN	En operación
ALTO TULUÁ	En operación
AMAIME	En operación
BAJO TULUÁ	En operación
BELMONTE	En operación
CAMPESTRE (CALARCA)	En operación
CAUYA	En operación
EL BOSQUE	En operación
EL EDEN	En operación
INSULA	En operación
MORRO AZUL	En operación
MUNICIPAL	En operación
NIMA	En operación
NUEVO LIBARE	En operación
RIO CALI	En operación
RÍO FRÍO I	En operación
RÍO FRÍO II	En operación
RUMOR	En operación
SAN CANCIO	En operación
AUTOG BUGA I GRASAS	En operación

Proyecto	FPO
AUTOG BUGA I SOLLA	En operación
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	En operación
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	En operación
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	En operación
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3 ZONA FRANCA	En operación
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	En operación
CELSIA SOLAR CARMELO	En operación
CELSIA SOLAR LA PAILA	En operación
GRANJA SOLAR BELMONTE	En operación
GRANJA SOLAR EL SALADO	En operación
TERMOEMCALI CC	En operación
TERMOVALLE CC	En operación
TERMODORADA 1	En operación
AUTOG ARGOS YUMBO	En operación
AUTOG INGENIO CARMELITA	En operación
AUTOG INGENIO MARIA LUISA	En operación

Fuente: UPME

Tabla 2-18. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.

Proyecto de transmisión	FPO
Nueva Subestación Molinos 115 /33 /13,2 kV	2025
SEGUNDO TRANSFORMADOR PURNIO 230/115 kV	2024
Nueva Subestación Dorada Norte 115/33 kV	2025

Fuente: UPME

Escenarios de generación y demanda evaluados:

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

Tabla 2-19. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G0	Alta generación en el área suroccidental con máxima importación desde Ecuador
G1	Mínima generación en el área suroccidental con máxima exportación hacia Ecuador

Fuente: UPME

Tabla 2-20. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en la subárea Caldas, Quindío, Risaralda.
Dmed	Demanda media en la subárea Caldas, Quindío, Risaralda.
Dmin	Demanda mínima en la subárea Caldas, Quindío, Risaralda.

Fuente: UPME

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.

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.

Horizontes de simulación:

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2030 – 2035 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037”.

2.3.4.4.2 Análisis de resultados

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en Dig-Silent – Power Factory para el proyecto, indicando para cada parámetro observado los aspectos más relevantes.

Tensiones del sistema en red completa

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2) y escenarios de demanda (3), se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de las 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 de la zona de influencia del proyecto en evaluación para el caso base y el comportamiento de la tensión con el proyecto implementado para las dos alternativas planteadas.

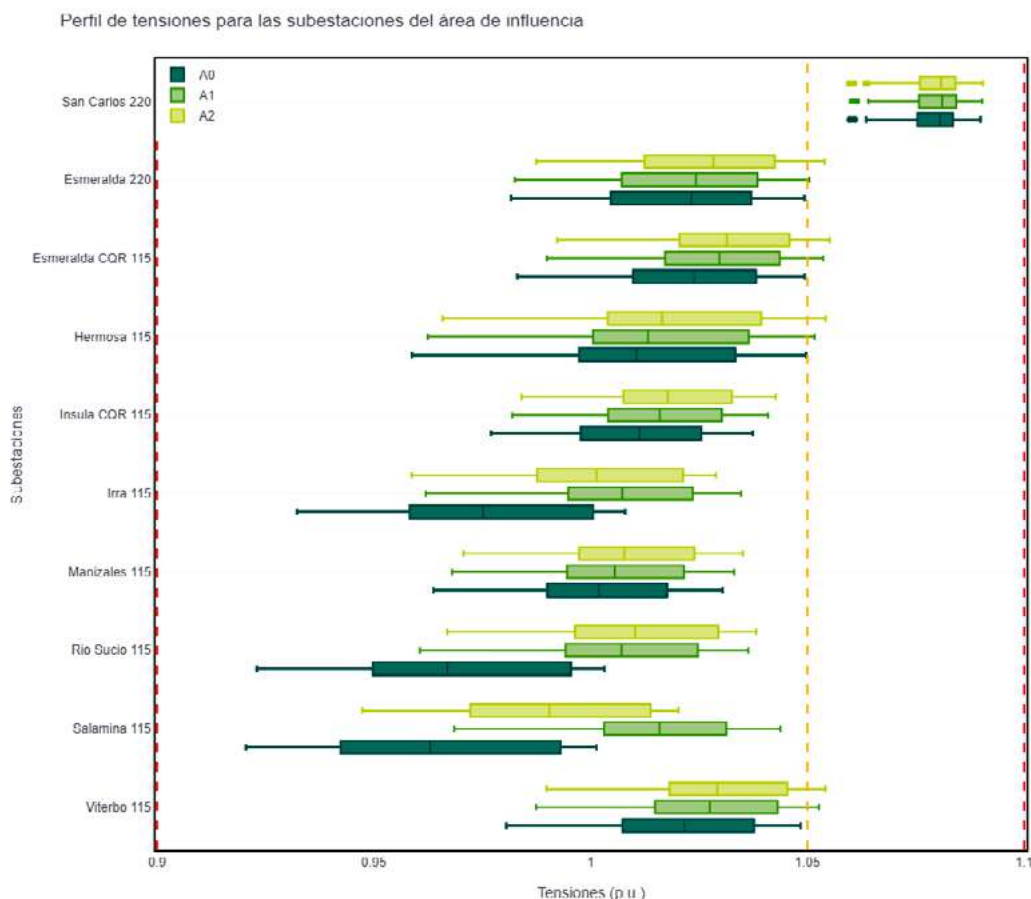


Figura 2-69 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia red completa.

Fuente: Elaboración UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos se evidencia que no se superan los límites regulatorios establecidos tanto para caso base como para cada una de las alternativas planteadas. Por otro lado, se observa que se mejoran los perfiles de tensión en las subestaciones de Salamina, Riosucio e Irra 115 kV.

Tensiones del sistema en contingencia

A continuación se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en el perfil de tensión 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 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.

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y contingencias, se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de las subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la siguiente figura se presenta una comparación del comportamiento de la tensión ante contingencia N-1 de dichas subestaciones en el caso base y el comportamiento de la tensión con el proyecto implementado con cada una de las alternativas.

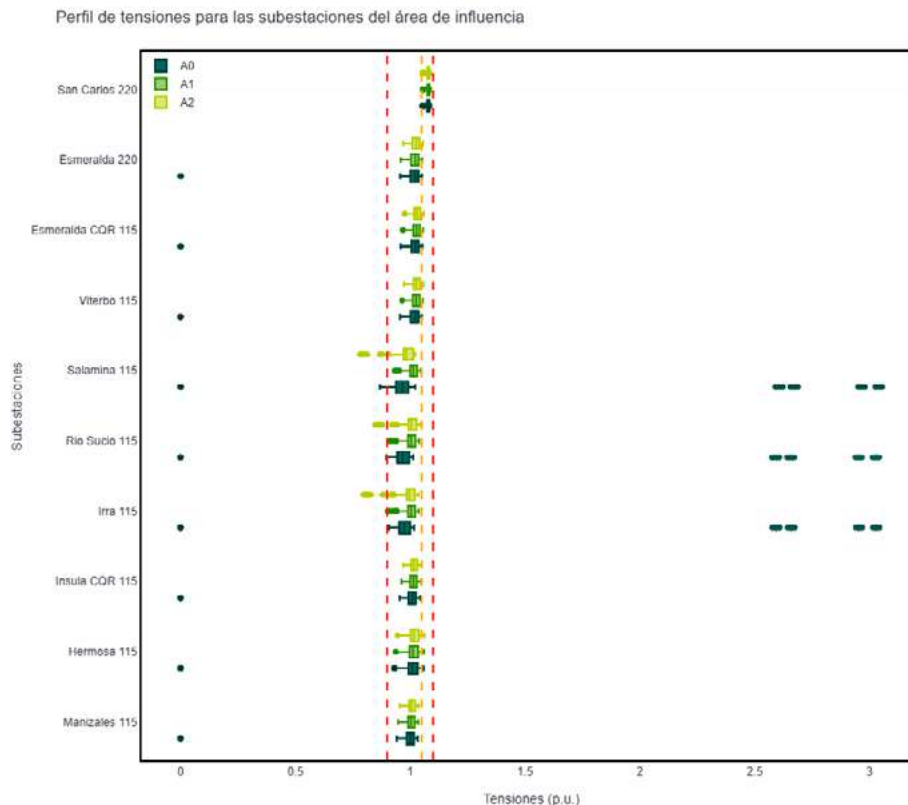


Figura 2-70 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia en contingencia N-1.

Fuente: Elaboración UPME

Como se observa en la figura anterior, se puede evidenciar que el perfil de tensión presenta una mejora significativa con la alternativa 1, por el contrario con la alternativa 2, se evidencian subtensiones en la subestaciones Irra, Riosucio y Salamina 115 kV.

Cargabilidades del sistema en red completa

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

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

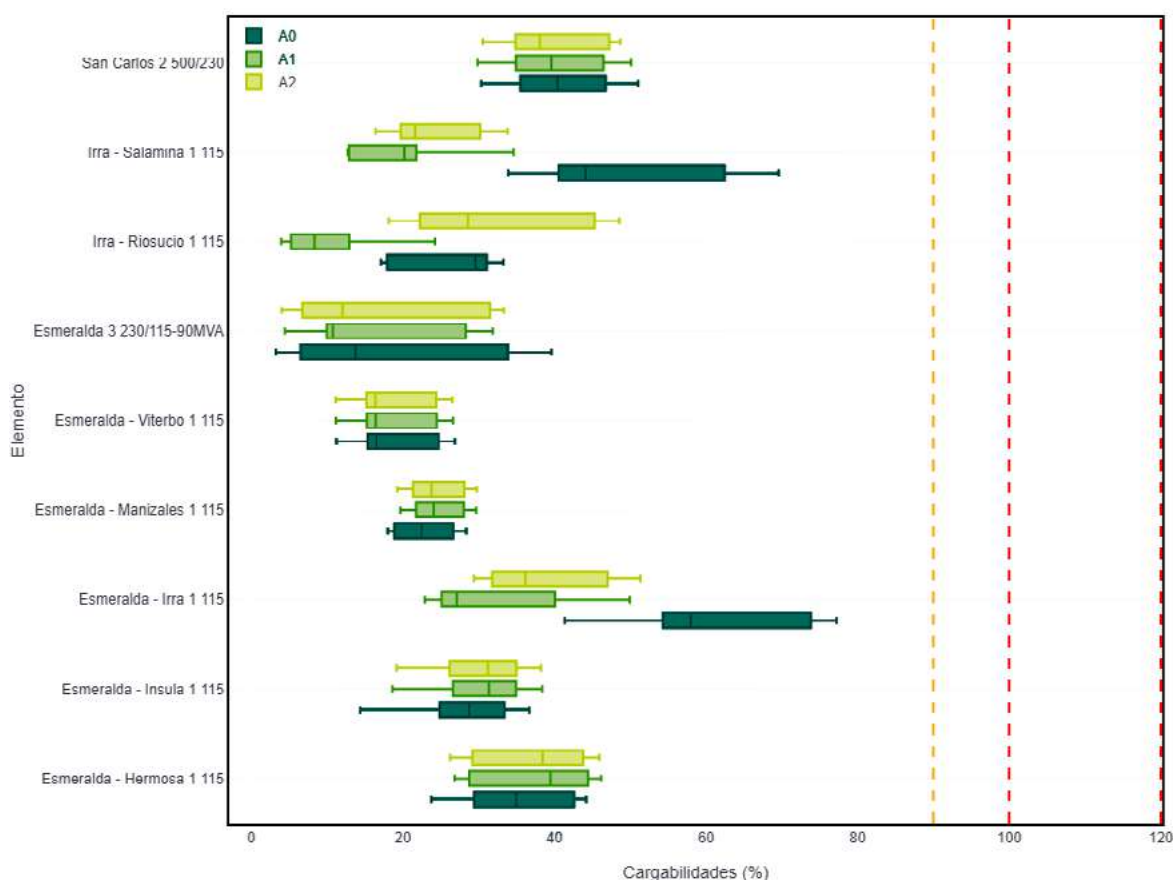


Figura 2-71 Perfiles de cargabilidad en el área de influencia red completa.

Fuente: Elaboración UPME

Como se puede apreciar en la figura anterior, no se supera la cargabilidad de ninguno de los elementos en condición normal de operación. Sin embargo, se observa una mejora significativa en la cargabilidad de las líneas Esmeralda - Irra 115 kV e Irra-Salamina 115 kV para ambas alternativas. Por otro lado, la cargabilidad de la línea Irra-Riosucio 115 kV solo se mejora con la alternativa 1.

Cargabilidades del sistema en contingencia

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de las 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:

❶ La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y contingencias, se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de los elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la siguiente figura se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad ante contingencia n-1 de dichos elementos en el caso base y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado.

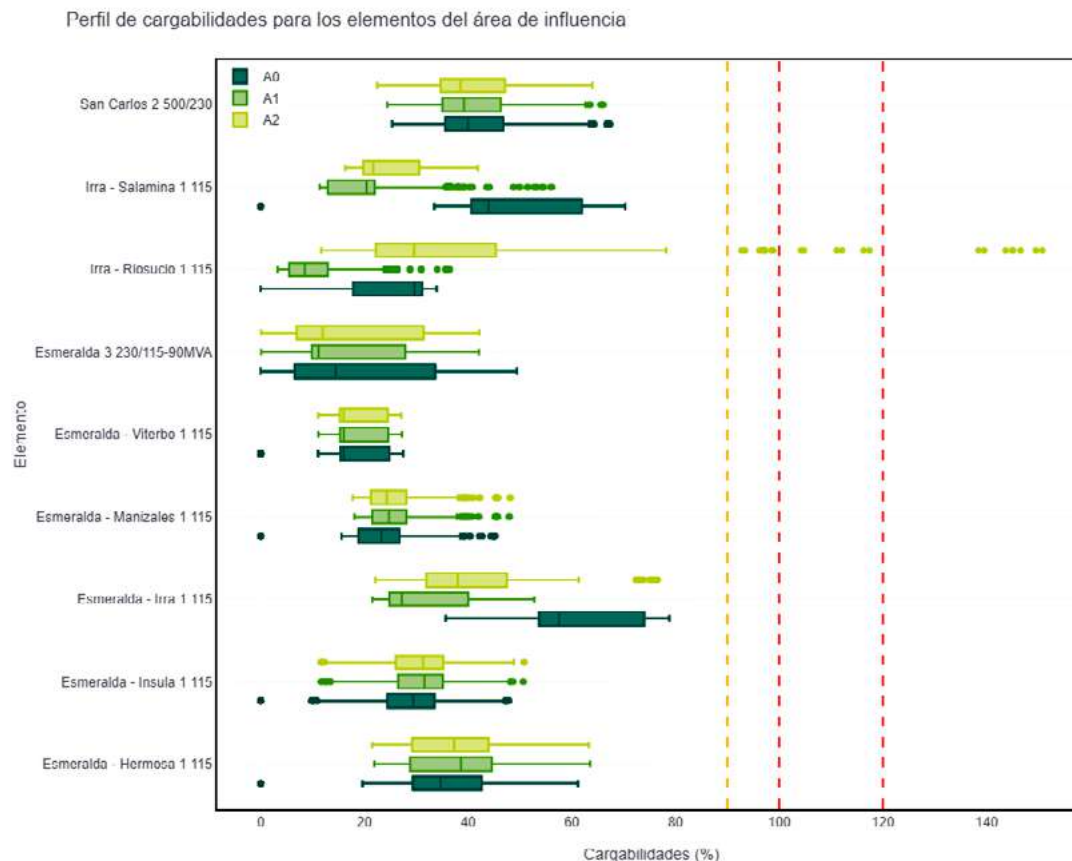


Figura 2-72 Perfiles de cargabilidad en el área de influencia ante contingencia N-1.

Fuente: Elaboración UPME

Teniendo en cuenta la figura anterior se puede observar que para el elemento Irra-Riosucio 115 kV la alternativa 2 supera los límites regulatorios establecidos, mientras que la alternativa 1, mejora la cargabilidad en las líneas Esmeralda - Irra e Irra - Salamina 115 kV.

2.2.4.4.3 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, a continuación, se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 48 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia del mismo.

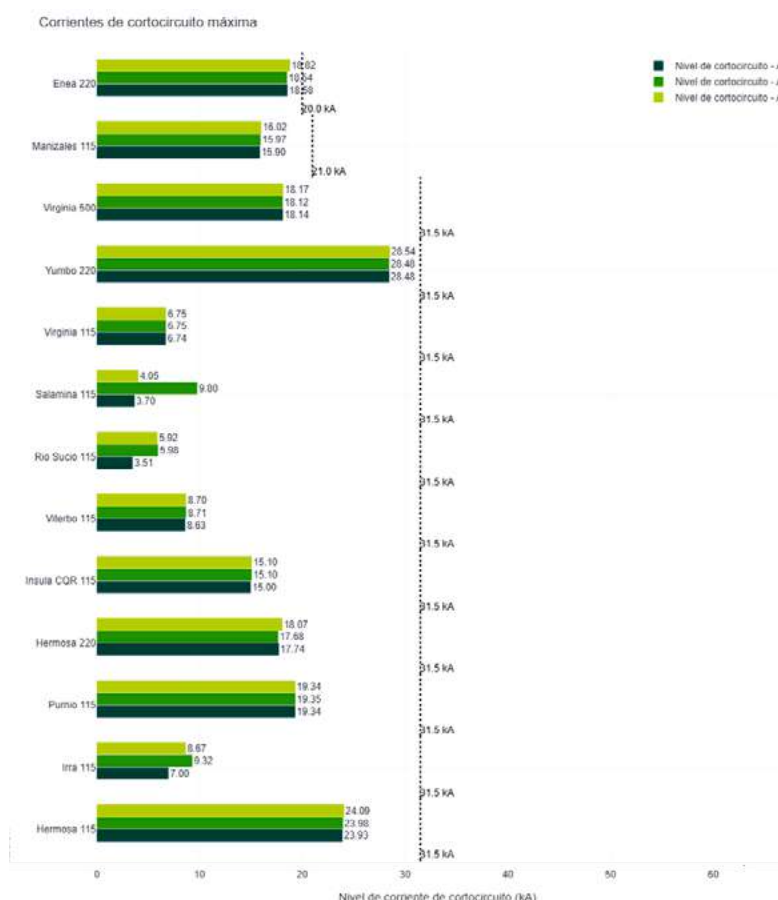


Figura 2-73 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.

Fuente: Elaboración UPME

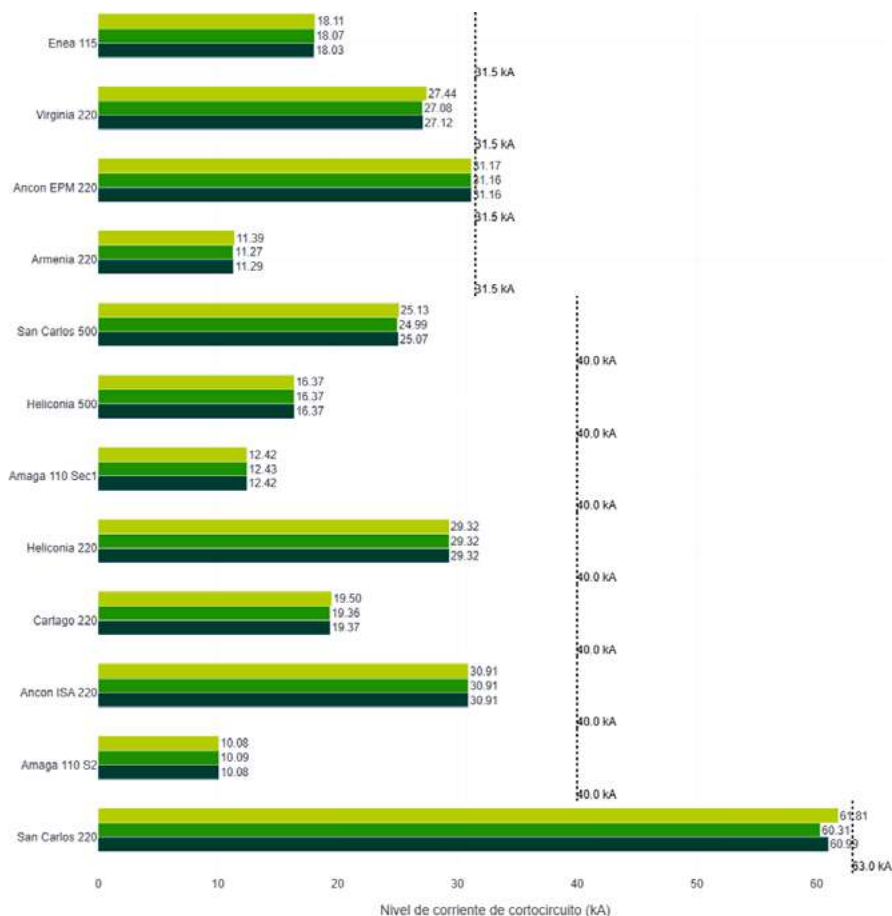


Figura 2-74 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.

Fuente: Elaboración UPME

Como se puede evidenciar en las **Figura 2-73** y **Figura 2-74** no se superan los límites de cortocircuito para las subestaciones del área de influencia, excepto para la subestación Esmeralda 115 kV, ya que como se muestra en la **Figura 2-75** los límites de capacidad de interrupción de la subestación de 31.5 kA son superados desde caso base y para cada una de las alternativas, es por esto que en el Plan de Inversión Regulatorio 2025-2029 presentado por CHEC a la CREG, en agosto del presente año, se incluye la reposición de los equipos con niveles de soportabilidad de 40 kA para la subestación Esmeralda 115 kV, los cuales actualmente limitan la capacidad de interrupción de corto circuito de la subestación. La fecha de puesta en operación de estas obras es el año 2026.

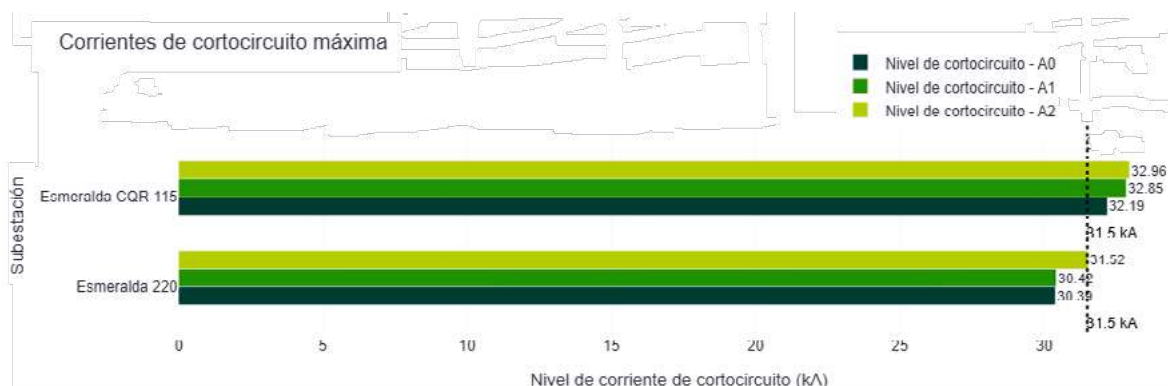


Figura 2-75 Corrientes de cortocircuito máxima subestación Esmeralda 115 y 230 kV.

Fuente: Elaboración UPME

2.2.4.5 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.

2.2.4.5.1 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.

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 2-21. Costo de la obra en UC alternativa 1.

Descripción	Costo en USD
Costo del STN (VPN)	\$ 10.594.903,94
Costo del STR (VPN)	\$ 10.059.912,81
Total (VPN)	\$ 20.654.817

Fuente: UPME

Tabla 2-22. Costo de la obra en UC alternativa 12.

Descripción	Costo en USD
Costo del STN (VPN)	\$ 10.594.903,94
Costo del STR (VPN)	\$ 15.327.172,88
Total (VPN)	\$ 25.922.077

Fuente: UPME

2.2.4.5.2 Beneficios

Teniendo en cuenta una proyección a 25 años, los beneficios de la obra se estiman con relación a la demanda no atendida debido a condiciones de baja tensión y sobrecargas en red completa, así como a contingencia N-1:

- Beneficios (VPN) en USD = \$346.654.454

2.2.4.5.3 Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la obra. 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 para cada una de las alternativas.

Tabla 2-23. Relación beneficio /costo de la obra para la Alternativa 1.

Descripción	Costo en USD
Costo Total (VPN)	\$ 20.654.817
Beneficios (VPN)	\$ 346.654.454
Relación B / C	16,78

Fuente: UPME

Tabla 2-24. Relación beneficio /costo de la obra para la Alternativa 2.

Descripción	Costo en USD
Costo Total (VPN)	\$ 25.922.077
Beneficios (VPN)	\$ 346.654.454
Relación B / C	13,75

Fuente: UPME

2.2.4.6 Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación de la obra Nueva Subestación Macana 230/115 kV y Obras asociadas se definió para el año 2030 en función de los tiempos establecidos por la UPME.

2.2.4.7 Conclusiones

En el análisis tanto de tensión como en cargabilidades para red normal, se observa que ninguna sobrepasa el límite regulatorio.

En los resultados obtenidos del perfil de tensiones, se evidencian subtensiones y sobretensiones desde caso base ante las contingencias de la líneas Esmeralda - Irra, Irra - Río Sucio, Esmeralda - Viterbo 115 kV, superando los límites regulatorios. Estas violaciones de tensión se mitigan totalmente con la Alternativa 1, pero con la Alternativa 2 algunas de ellas persisten.

Ante contingencia N-1, la cargabilidad de la línea Esmeralda - Irra 115 kV, mejora para ambas alternativas, también se observa que la cargabilidad de la línea Irra - Río Sucio 115 kV supera los límites regulatorios para la alternativa 2. Adicionalmente, la cargabilidad de la línea Irra - Salamina 115 kV supera los límites regulatorios para la alternativa 1.

En el análisis de cortocircuito, se concluye que para la subestación Esmeralda 115 kV se supera la capacidad de interrupción máxima de 31,5 kA para ambas alternativas. Sin embargo, en el Plan de Inversión Regulatorio 2025-2029 presentado por CHEC a la CREG, el 30 de agosto del presente año, incluye la reposición de los equipos con niveles de soportabilidad de 40 kA para la subestación Esmeralda 115 kV.

Al considerar la relación Beneficio/Costo, calculada a partir de la estimación de DNA en condiciones de “red completa” y contingencia sencilla en un horizonte de tiempo de 25 años, se obtiene un índice mayor a 1 para cada una de las alternativas analizadas, concluyendo la viabilidad técnico-económica de la obra evaluada. Sin embargo se puede concluir que la Alternativa 1 tiene un margen de beneficio superior.

2.2.4.8 Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de las obras descritas en la **Alternativa 1**, ya que cumple con los criterios técnicos y económicos establecidos en la regulación.

Esta alternativa contempla la construcción de la nueva subestación Macana 230/115 kV en configuración de interruptor y medio, equipada con un banco de autotransformadores monofásicos de 230/115 kV, con una capacidad de 3x50 MVA. Además, incluye la reconfiguración del enlace Esmeralda-San Carlos 230 kV en dos tramos: Esmeralda-Macana 230 kV (61 km) y Macana-San Carlos 230 kV (165.1 km). También se considera el traslado del patio 115 kV de la actual subestación Salamina, junto con su transformación de 115/33 kV de 40 MVA, a la nueva subestación Macana 230 kV. Adicionalmente, se proyecta la construcción de una nueva línea de transmisión entre las subestaciones Riosucio y Macana 115 kV, con una extensión de 26.02 km, y la normalización de la subestación Riosucio al nivel de 115 kV, adoptando una configuración de barra principal con transferencia.

2.2.5 Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas

2.2.5.1 Introducción

Este documento presenta los resultados del estudio de conexión del proyecto denominado “Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV”, el cual fue recomendado por el Operador de Red CEDENAR. El objetivo de este proyecto es mejorar la alta cargabilidad en los elementos de la zona de influencia y aumentar la confiabilidad del sistema. Esto con el fin de mejorar integralmente las condiciones calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía en la zona suroccidental del área de cobertura atendida por CEDENAR.

Los resultados de flujo de carga demostraron que la alternativa de conexión de la nueva subestación Carlosama 230 kV mejora el desempeño del sistema ante contingencias en los elementos de transmisión de las zonas sur y pacífico de la subárea Cauca-Nariño.

De manera general los análisis técnicos desarrollados en el estudio permiten identificar que es una solución integral que satisface los requerimientos técnicos en el STN y STR, mejorando las condiciones de cargabilidad y el perfil de tensión en el sistema, tanto en operación normal como ante contingencias, además de fortalecer las condiciones de interconexión de los sistemas eléctricos del operador de red.

2.2.5.2 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 del Operador de Red CEDENAR para evaluación de la Unidad, el proyecto de construcción de Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA, el cual corresponde a una solución estructural en procura de evitar racionamientos en la red principalmente en las zonas Pacífico y Sur. 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 Operador de Red y las recomendaciones realizadas por XM en los informes de planeamiento operativo e ITR.

En junio de 2018 el OR CEDENAR envió el documento “INFORME CON EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL OPERADOR DE RED CEDENAR HORIZONTE 2018-2023”, en la cual indica que debido a las condiciones de posibilidad de mejorar la confiabilidad del sistema ante contingencias se propone la construcción de una nueva subestación de nivel de tensión 230/115 kV denominada Carlosama (Alternativa 1) para el año 2023 con el fin de cubrir adecuada y correctamente la demanda futura para una correcta prestación del servicio y evitar posibles racionamientos de energía.

En junio de 2019 el OR CEDENAR envía Plan Expansión CEDENAR 2019 en la cual indica que debido a las condiciones de mejorar la confiabilidad del sistema ante contingencias se propone la construcción de una nueva subestación de nivel de tensión 230/115 kV denominada Carlosama (Alternativa 5) para el año 2025 con el fin de cubrir adecuada y correctamente la demanda futura para una correcta prestación del servicio y evitar posibles racionamientos de energía en las zonas pacífico y sur.

En marzo de 2020 el OR CEDENAR envía “SOLICITUD DE VIABILIDAD DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE CEDENAR SA ESP HORIZONTE 2019-2025”. en donde indica que Debido a las condiciones de mejorar la confiabilidad del sistema ante contingencias se propone la construcción de una nueva subestación de nivel de tensión 230/115 kV denominada Carlosama (Alternativa 5) para el año 2025 con el fin de cubrir adecuada y correctamente la demanda futura para una correcta prestación del servicio y evitar posibles racionamientos de energía en las zonas pacífico y sur.

En octubre de 2022 el OR CEDENAR envía Solicitud de respuesta PE CEDENAR S.A. E.S.P. 2019 -2025 en la que nuevamente proponen la obra Nueva subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA para el año 2026.

En marzo de 2024 el OR CEDENAR envía Respuesta CEDENAR S.A. E.S.P. Solicitud información Proyectos STR, Acuerdo CNO 696 de 2014, información que contiene las repotenciaciones para incluir dentro de la base de datos para el análisis.

En junio de 2024 el OR CEDENAR envía PE CEDENAR SA ESP 2024-2028 propone nuevamente la Nueva subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA con cambio de FPO para el año 2027. - Mediante correo electrónico, envían modificación de la FPO para el año 2029.

2.2.5.3 Proyecto propuesto

Como **alternativa 1** se propone el seccionamiento de las líneas 3 y 4 Jamondino– Pomasqui (Ecuador) 230 kV en el kilómetro 71 (medido desde Jamondino), y construir cuatro bahías de línea a la que será la nueva subestación Carlosama, con una configuración del tipo interruptor y medio con un banco de autotransformadores de potencia monofásicos 230/115/13.8 kV de capacidad 3 x 50 MVA cada uno, los cuales presentan las mismas características que los autotransformadores ATR1 y ATR2 ubicados en la subestación Jamondino 230/115 kV.

En el nivel 115 kV se contemplan tres enlaces hacia las subestaciones Panamericana, Jardinera y Junín implementado conductor ACSR 397,5 kcmil y de longitudes de 14 km, 26,5 km y 72 km respectivamente.

A continuación, en la **Figura 2-76** se presenta el diagrama unifilar de la alternativa 1:

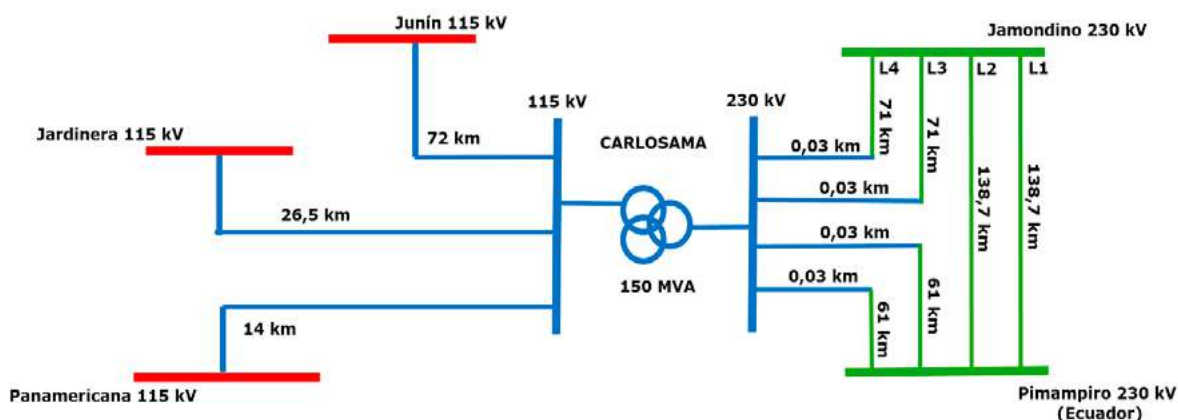


Figura 2-76 Diagrama unifilar del proyecto Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA.

Fuente: Elaboración UPME

A continuación se muestra la ubicación geográfica del proyecto planteado:



Figura 2-77 Ubicación Geográfica Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA.

Fuente: Estudio CEDENAR.

2.2.5.4 Análisis técnicos

A continuación, es presentado 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.

2.2.5.4.1 Consideraciones y supuestos

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 2-25. Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.

Proyecto	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
INZA	En operación
MONDOMO	En operación

Proyecto	FPO
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

Fuente: UPME

Tabla 2-26. Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.

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

Fuente: UPME

Escenarios de generación y demanda evaluados:

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

Tabla 2-27. Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G0	Alta generación en el área suroccidental con máxima importación desde Ecuador
G1	Mínima generación en el área suroccidental con máxima exportación hacia Ecuador

Fuente: UPME

Tabla 2-28. Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en el área suroccidental.
Dmed	Demanda media en el área suroccidental.
Dmin	Demanda mínima en el área suroccidental.

Fuente: UPME

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.

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.

Horizontes de simulación:

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2029 – 2034 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037”.

2.2.5.4.2 Análisis de resultados

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en Dig-Silent – Power Factory para el proyecto, indicando para cada parámetro observado los aspectos más relevantes.

Tensiones del sistema en red completa

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2) y escenarios de demanda (3), se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de las 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 de la zona de influencia del proyecto en evaluación para el caso base y el comportamiento de la tensión con el proyecto implementado para las dos alternativas planteadas.

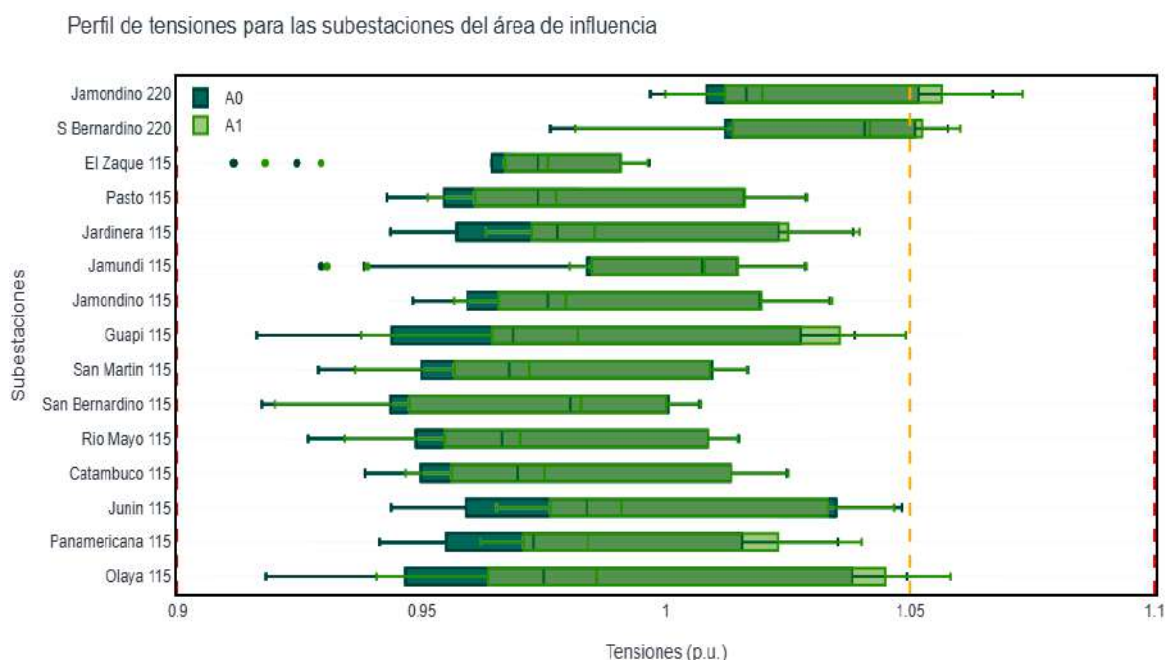


Figura 2-78 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia red completa.

Fuente: UPME

De acuerdo con los resultados obtenidos se evidencia que no se superan los límites regulatorios establecidos tanto para caso base como para cada una de las alternativas planteadas.

Cargabilidades del sistema en red completa

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

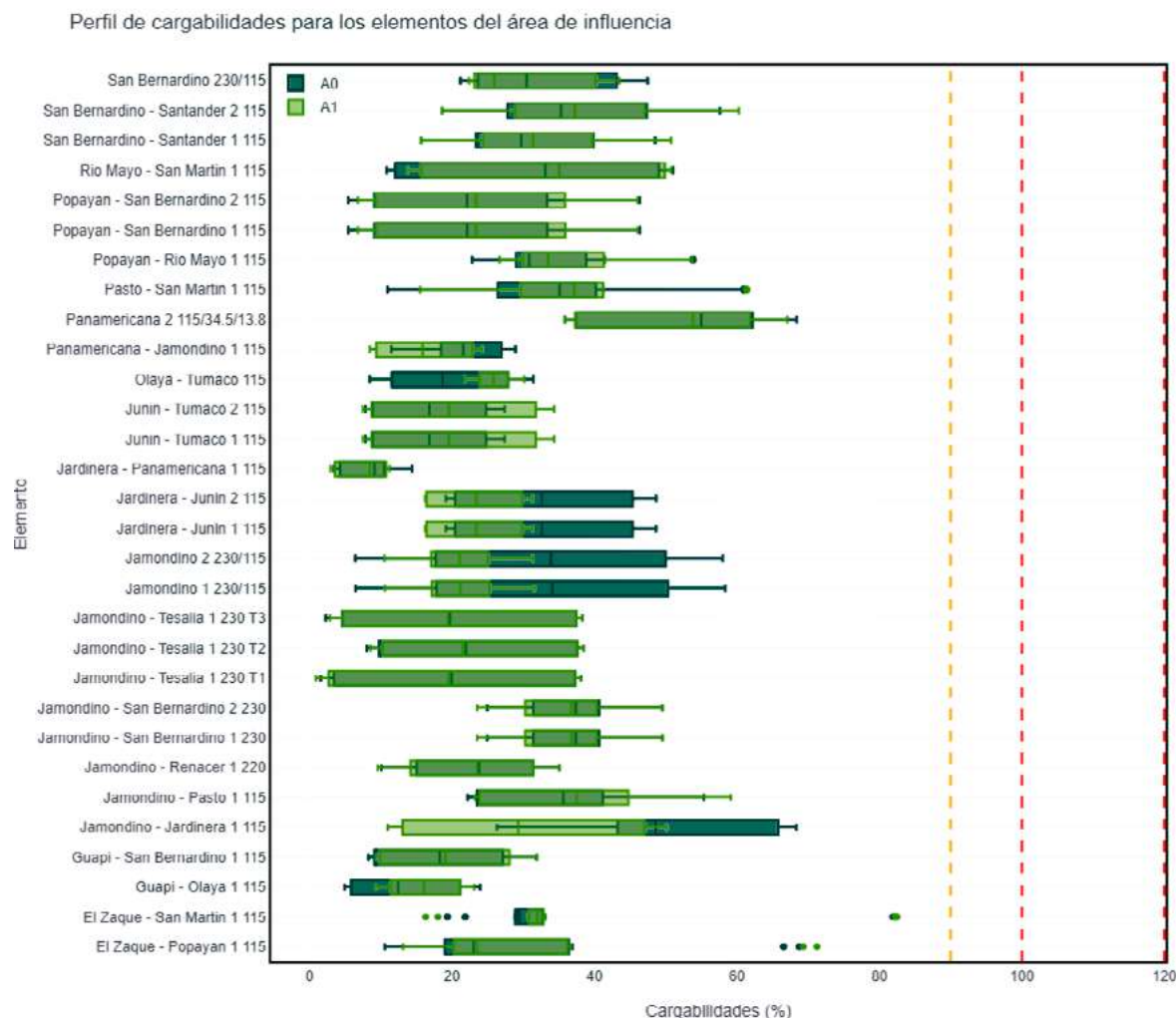


Figura 2-79 Perfiles de Cargabilidad en el área de influencia red completa

Fuente: UPME

Como se puede apreciar en la figura anterior, no se supera la cargabilidad de ninguno de los elementos en red normal. Sin embargo, se observa una mejora significativa en la cargabilidad de los transformadores Jamondino 1 y 2 230/115 kV y las líneas Jardinera - Junín 1 y 2 115 kV y la línea Jamondino - Jardinera 115 kV.

Tensiones del sistema en contingencia

A continuación se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en el perfil de tensión 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 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.

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y contingencias, se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de las subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la siguiente figura se presenta una comparación del comportamiento de la tensión ante contingencia n-1 de dichas subestaciones en el caso base y el comportamiento de la tensión con el proyecto implementado con cada una de las alternativas.

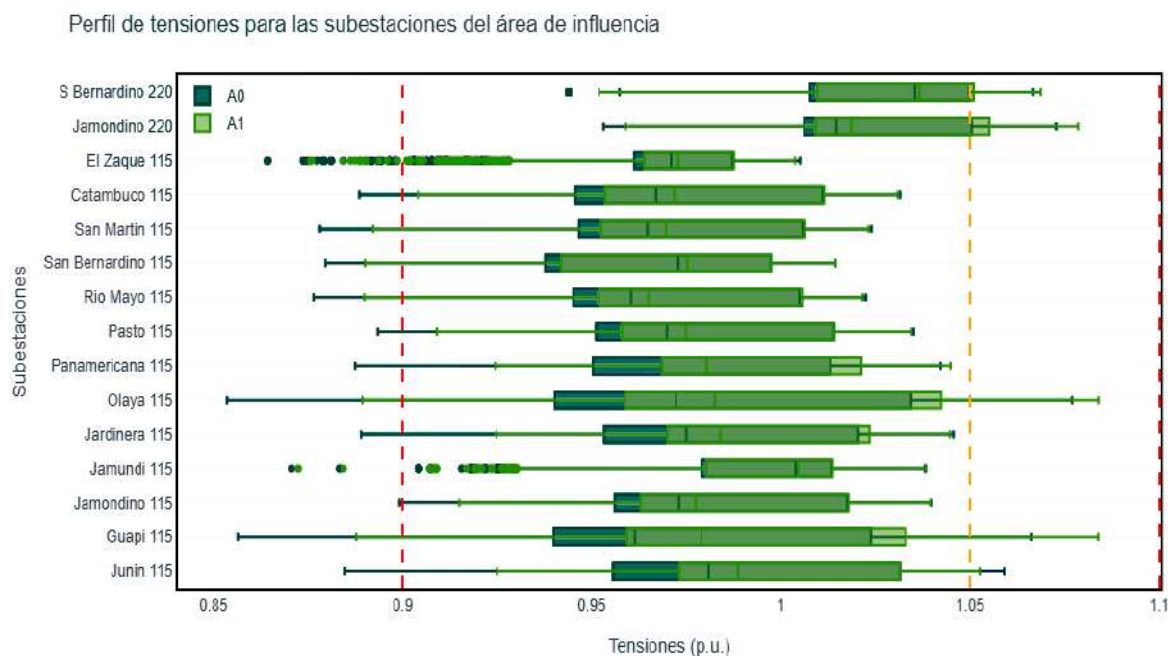


Figura 2-80 Perfiles de tensión subestaciones del área de influencia en contingencia N-1.

Fuente: UPME

Como se observa en la figura anterior se puede evidenciar una mejora en los perfiles de tensión de cada una de las subestaciones de la zona de influencia ante contingencia N-1.

Cargabilidades del sistema en contingencia

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de las 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:

La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y contingencias, se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de los elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la siguiente figura se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad ante contingencia n-1 de dichos elementos en el caso base y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado.

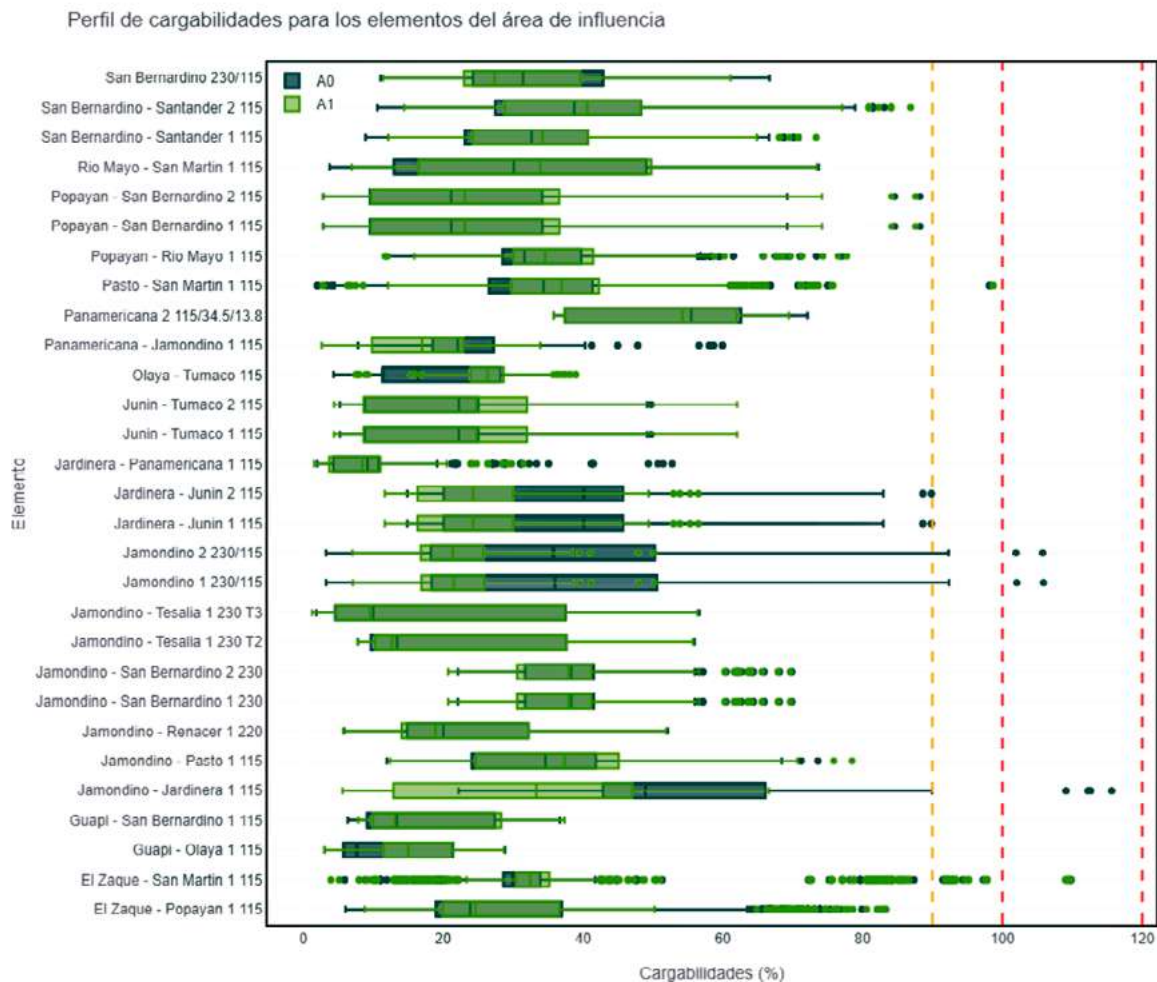


Figura 2-81 Perfiles de cargabilidad en el área de influencia ante contingencia N-1.

Fuente: UPME

Como se puede apreciar en la figura anterior, se supera la cargabilidad máxima admisible en caso base de los transformadores Jamondino 1 y 2 230/115 kV y la línea Jamondino-Jardinera 115 kV ante contingencia N-1. Esta situación se mejora significativamente con la implementación de la alternativa propuesta. Aunque las líneas Jardinera - Junín 1 y 2 115 kV no superan el límite de cargabilidad máxima admisible, la alternativa mejora su cargabilidad de manera considerable.

2.2.5.4.3 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, a continuación, se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 48 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia del mismo.

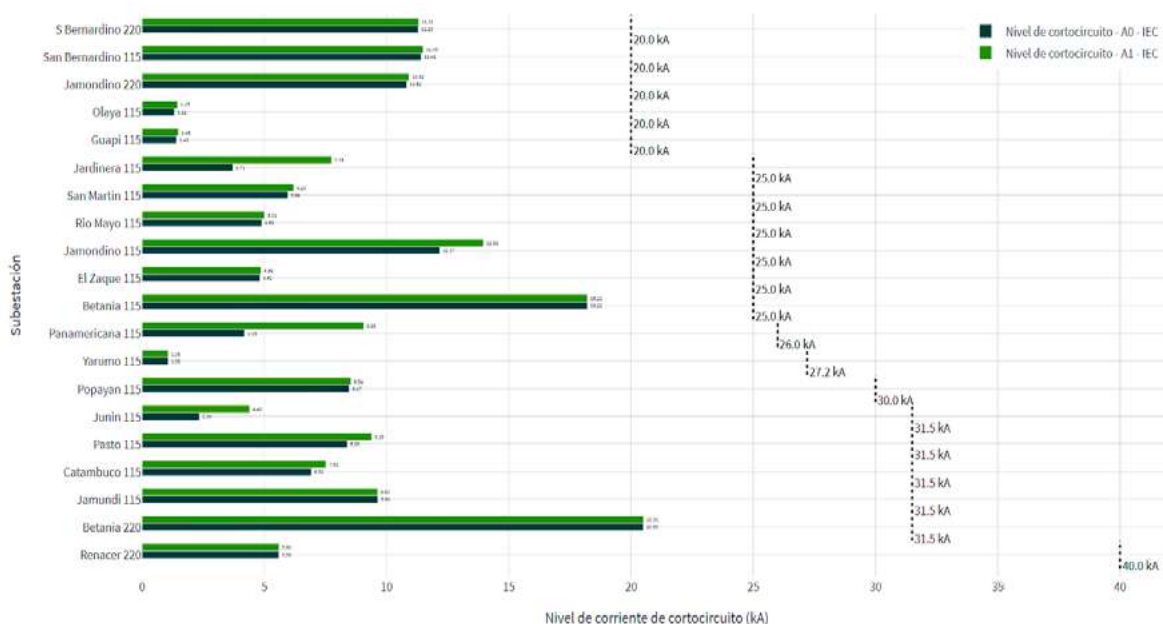


Figura 2-82 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.

Fuente: UPME

Como se observa en la figura anterior no se superan los límites de cortocircuito para las subestaciones del área de influencia.

* Con el objetivo de fortalecer la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se recomienda que la alternativa propuesta incluya un banco de transformación adicional con características idénticas a las del planteado inicialmente en el proyecto (denominado en adelante como alternativa 2).

Como se muestra en la siguiente figura:

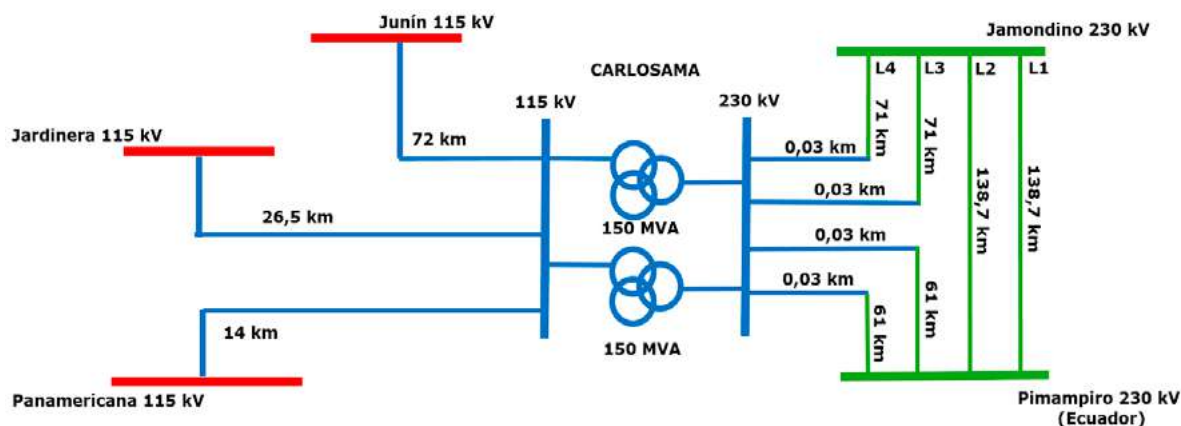


Figura 2-83 Diagrama unifilar del proyecto Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV - 150 MVA - Alternativa 2.

Fuente: UPME

2.2.5.5 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.

2.2.5.5.1 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.

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 2-29. Costo de la obra en UC Alternativa 1.

Descripción	Costo en USD
Costo del STN (VPN)	\$ 12'889.448
Costo del STR (VPN)	\$ 9'855.072
Total (VPN)	\$ 22'744.520

Fuente: UPME

Tabla 2-30. Costo de la obra en UC Alternativa 2.*

Descripción	Costo en USD
Costo del STN (VPN)	\$ 19'471.263
Costo del STR (VPN)	\$ 15'253.777
Total (VPN)	\$ 34'725.040

Fuente: UPME

2.2.5.5.2 Beneficios

Teniendo en cuenta una proyección a 25 años, los beneficios de la obra se estiman con relación a la demanda no atendida debido a condiciones de baja tensión y sobrecargas en red completa, así como a contingencia N-1:

-Beneficios (VPN) en USD = \$299.948.083

2.2.5.5.3 Relación Beneficio-Costo

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

Tabla 2-31. Relación beneficio /costo de la obra para la alternativa 1.

Descripción	Costo en USD
Costo Total (VPN)	\$ 22.744.520
Beneficios (VPN)	\$ 299.948.083
Relación B / C	13,18

Fuente: UPME

Tabla 2-32. Relación beneficio /costo de la obra para la alternativa 2.

Descripción	Costo en USD
Costo Total (VPN)	\$ 34.725.040
Beneficios (VPN)	\$ 299.948.083
Relación B / C	8,63

Fuente: UPME

2.2.5.6 Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación de la obra Nueva Subestación CARLOSAMA 230/115 kV y Obras asociadas se definió para el año 2029 en función de los tiempos establecidos por la UPME.

2.2.5.7 Conclusiones

Con la implementación del proyecto que incluye dos transformadores en la subestación Carlosama 230/115, se logra una reducción en la cargabilidad de los transformadores Jamondino 1 y 2 230/115 aproximadamente del 50%.

La cargabilidad de las líneas Jardinera - Junín 1 y 2 115 kV, así como la línea Jamondino - Jardinera 115 kV, en condiciones de red completa y ante contingencia N-1, se reduce un 30% aproximadamente.

Los resultados eléctricos de cortocircuito indican que la nueva subestación Carlosama 230/115 kV, no tiene un impacto negativo en ninguna de las subestaciones de la zona de influencia. Además, se confirma que todas ellas se encuentran dentro de los parámetros regulatorios establecidos.

Al evaluar la relación Beneficio/Costo, calculada a partir de la estimación de DNA en condiciones de “red completa” y en contingencia sencilla durante un horizonte de 25 años, se obtiene un índice superior a 1 para cada una de las alternativas analizadas, esto concluye la viabilidad técnico-económica de la obra evaluada.

2.2.5.8 Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de las obras descritas en la Alternativa 2*, ya que cumple con los criterios técnicos y económicos establecidos en la regulación y proporciona un mayor margen de confiabilidad.

Esta alternativa contempla la construcción de la nueva subestación Carlosama 230/115 kV, mediante el seccionamiento de las líneas 3 y 4 Jamondino–Pomasqui (Ecuador) 230 kV en el kilómetro 71 (medido desde Jamondino). Se incluye la construcción de cuatro bahías de línea hacia la nueva subestación Carlosama, configuradas en tipo interruptor y medio, con dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115/13.8 kV, cada uno con una capacidad de 3x50 MVA, que presentan las mismas características que los autotransformadores ATR1 y ATR2 ubicados en la subestación Jamondino 230/115 kV. En el nivel de 115 kV, se contemplan tres enlaces hacia las subestaciones Panamericana, Jardinera y Junín, con longitudes respectivas de 14 km, 26.5 km y 72 km.

Además, el proyecto debe incluir todos los elementos necesarios para implementar el esquema de separación de áreas entre Colombia y Ecuador. Es fundamental prestar especial atención a los aspectos eléctricos y de telecomunicaciones, considerando la reconfiguración de los circuitos 3 y 4 Jamondino-Pimampiro, los cuales serán intervenidos como parte de este proyecto.

3. RECOMENDACIONES

Se recomienda la ejecución de las siguientes obras del Sistema de Transmisión Nacional, para lo cual se deben seguir los procedimientos normativos y regulatorios a efectos de su ejecución:

- Construcción en la subestación Sahagún de dos (2) bahías para transformación a 500 kV necesarias para la conexión de las obras del proyecto Nueva Subestación Sahagún 500/110/34,5 kV. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2027.

- Construcción de la nueva subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas tal como se detalla a continuación:

A nivel de 500 kV, utilizar el brazo disponible entre el circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV para la conexión de la nueva subestación Amanecer, con un enlace hacia la Subestación Virginia 500 kV (200 km) y un enlace a la subestación Nueva Esperanza 500 kV (235 km). Adicionalmente, se propone la instalación de 2 reactores de 84 MVAR en los extremos de la línea Virginia - Amanecer 500 kV y 2 reactores de 112 MVAR en los extremos de la línea Amanecer - Nueva Esperanza 500 kV

A nivel de 220 kV, instalación de dos transformadores 500/230/34.5 kV de 450 MVA cada uno. La conexión de la subestación Amanecer se realizará reconfigurando el circuito Huila – Mirolindo 220 kV, creando los nuevos circuitos Huila – Amanecer 220 kV (146 km) y Amanecer – Mirolindo 220 kV (77 km).

Finalmente en 115 kV, instalación de dos transformadores 230/115/13.8 kV de 150 MVA y la conexión se realizará con un nuevo doble circuito hacia la subestación Flandes 115 kV de 17.13 km, un nuevo circuito hacia Lanceros de 5 km y seccionando el circuito Prado – Flandes 115 kV con una distancia de 16 km en la apertura de la línea.

Fecha de entrada en operación: diciembre de 2032.

- Nueva subestación Corzo 500/115 kV en configuración interruptor y medio, con dos bancos de autotransformadores monofásicos 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV y la reconfiguración de las líneas Tren Occidente - Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV,

Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2029.

- Construcción de las nuevas subestaciones Lagunas 220 kV y Guárcama 220 kV en configuración interruptor y medio, equipadas con dos transformadores 220/110 kV de 180 MVA cada uno, las cuales se interconectan entre sí mediante un circuito a 220 kV de 82 km. Además, se incluye la conexión de la nueva subestación Lagunas 220 kV a la subestación existente Urabá 220 kV mediante un circuito de 150 km, así como la conexión de la nueva subestación Guárcama 220 kV a la subestación Guadalupe 220 kV mediante una línea de 68 km. Finalmente, se contempla un refuerzo en el Sistema de Transmisión Regional (STR)

mediante un circuito a 110 kV entre las subestaciones Lagunas 110 kV y Chorodó 110 kV, con una longitud de 28.8 km.

Fecha de puesta en operación: Diciembre de 2030.

● Construcción de la nueva subestación Macana 230/115 kV en configuración de interruptor y medio, equipada con un banco de autotransformadores monofásicos de 230/115 kV, con una capacidad de 3x50 MVA. Además, incluye la reconfiguración del enlace Esmeralda - San Carlos 230 kV en dos tramos: Esmeralda - Macana 230 kV (61 km) y Macana - San Carlos 230 kV (165.1 km). También se considera el traslado del patio 115 kV de la actual subestación Salamina, junto con su transformación de 115/33 kV de 40 MVA, a la nueva subestación Macana 230 kV. Adicionalmente, se proyecta la construcción de una nueva línea de transmisión entre las subestaciones Riosucio y Macana 115 kV, con una extensión de 26.02 km, y la normalización de la subestación Riosucio al nivel de 115 kV, adoptando una configuración de barra principal con transferencia.

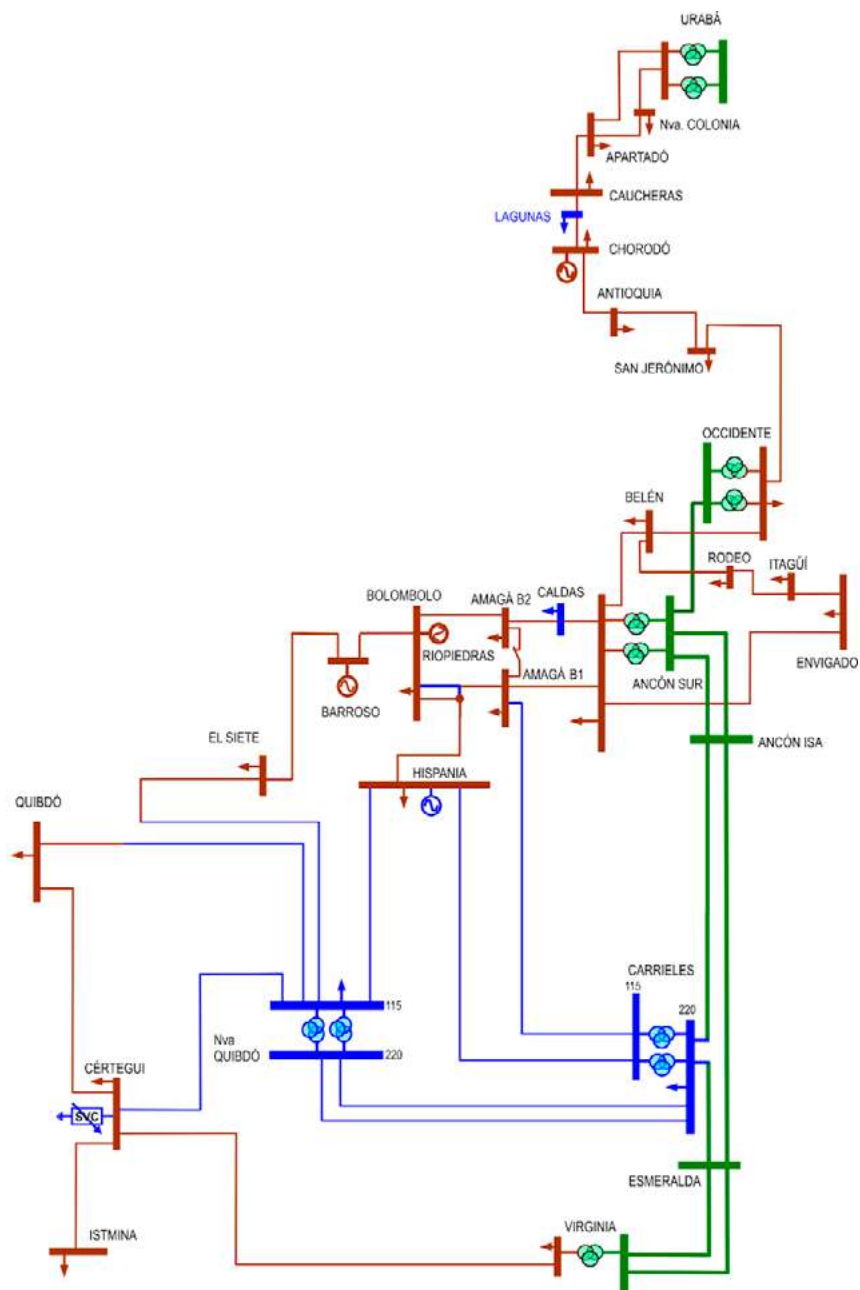
Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2030.

● Construcción de la nueva subestación Carlosama 230/115 kV, mediante el seccionamiento de las líneas 3 y 4 Jamondino–Pomasqui (Ecuador) 230 kV en el kilómetro 71 (medido desde Jamondino). Se incluye la construcción de cuatro bahías de línea hacia la nueva subestación Carlosama, configuradas en tipo interruptor y medio, con dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115/13.8 kV, cada uno con una capacidad de 3x50 MVA, que presentan las mismas características que los autotransformadores ATR1 y ATR2 ubicados en la subestación Jamondino 230/115 kV. En el nivel de 115 kV, se contemplan tres enlaces hacia las subestaciones Panamericana, Jardinera y Junín, con longitudes respectivas de 14 km, 26.5 km y 72 km.

El proyecto debe contemplar todos los elementos necesarios para implementar el esquema de separación de áreas (ESA) en la interconexión Colombia - Ecuador 230 kV, teniendo en cuenta que es fundamental una coordinación entre el Centro Nacional de Despacho (CND), el Consejo Nacional de Operación (CNO), el Operador de Red (OR) y los Agentes de ambos países involucrados en la interconexión Colombia – Ecuador 230 kV. Se debe prestar especial atención en la modificación del ESA en aspectos tales como: la selección de los relés de protección, su ubicación física, la lógica de operación y el esquema de comunicaciones que se requiera; considerando la reconfiguración de los circuitos 3 y 4 Jamondino-Pimampiro 230 kV los cuales serán intervenidos como parte de este proyecto formando un anillo entre las subestaciones Jamondino, Pimampiro y Carlosama 230 kV.

Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2029.

4. ANEXOS

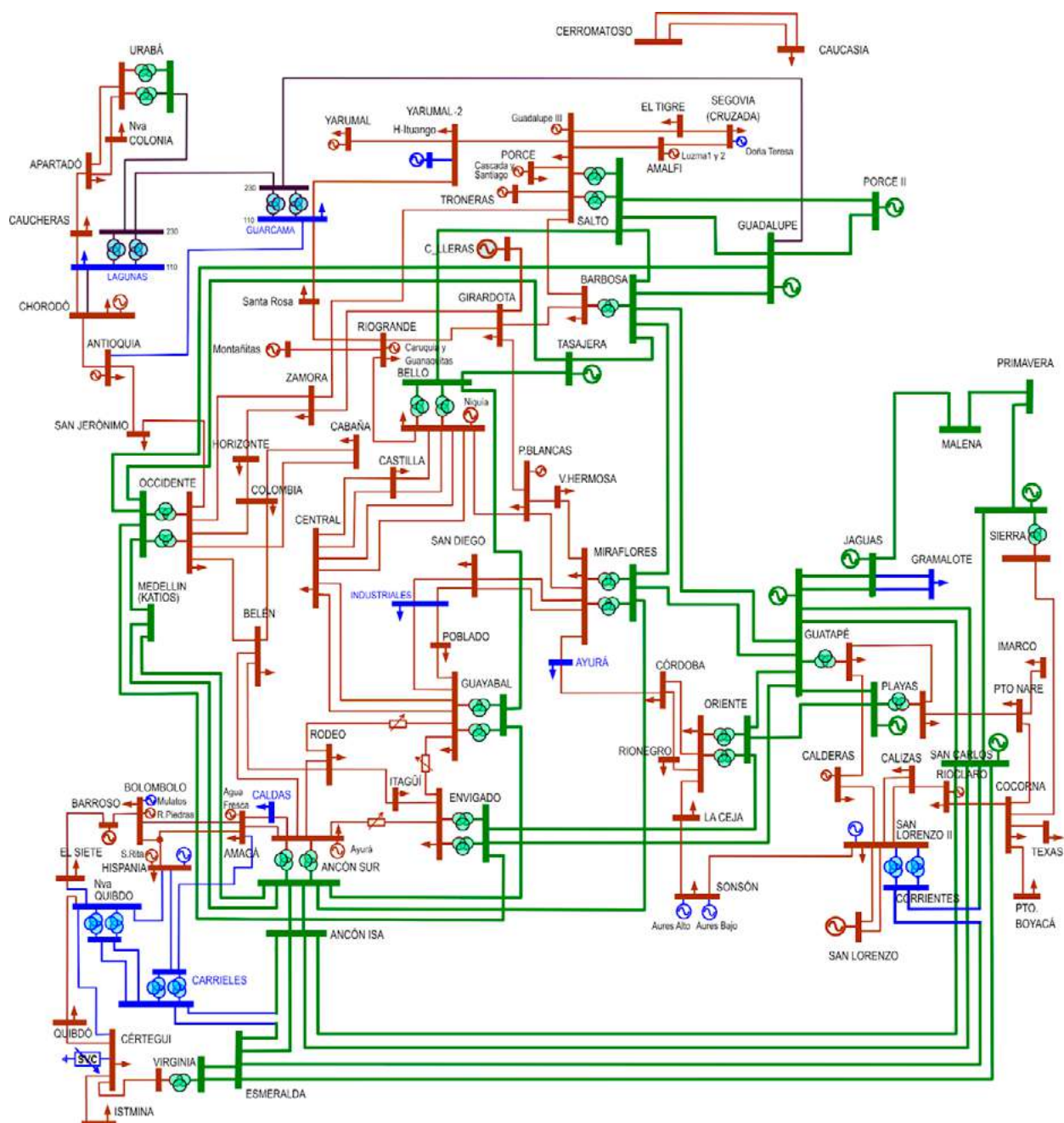


ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ Proyectos de Expansión

Figura 4-1 Diagrama unifilar Área Antioquia - Chocó.

Fuente: UPME

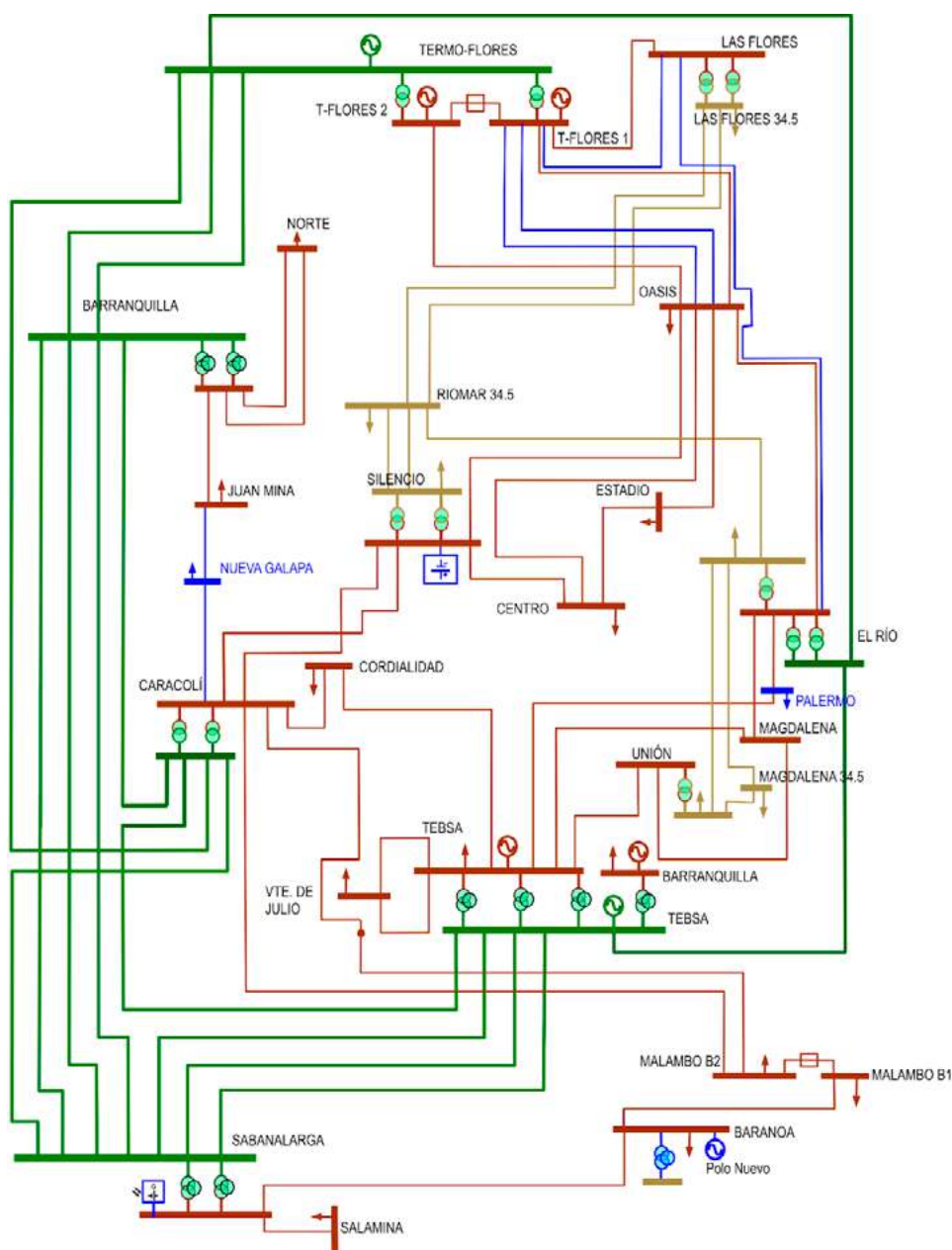


ÁREA ANTIOQUIA

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

Figura 4-2 Diagrama unifilar Área Antioquia

Fuente: UPME

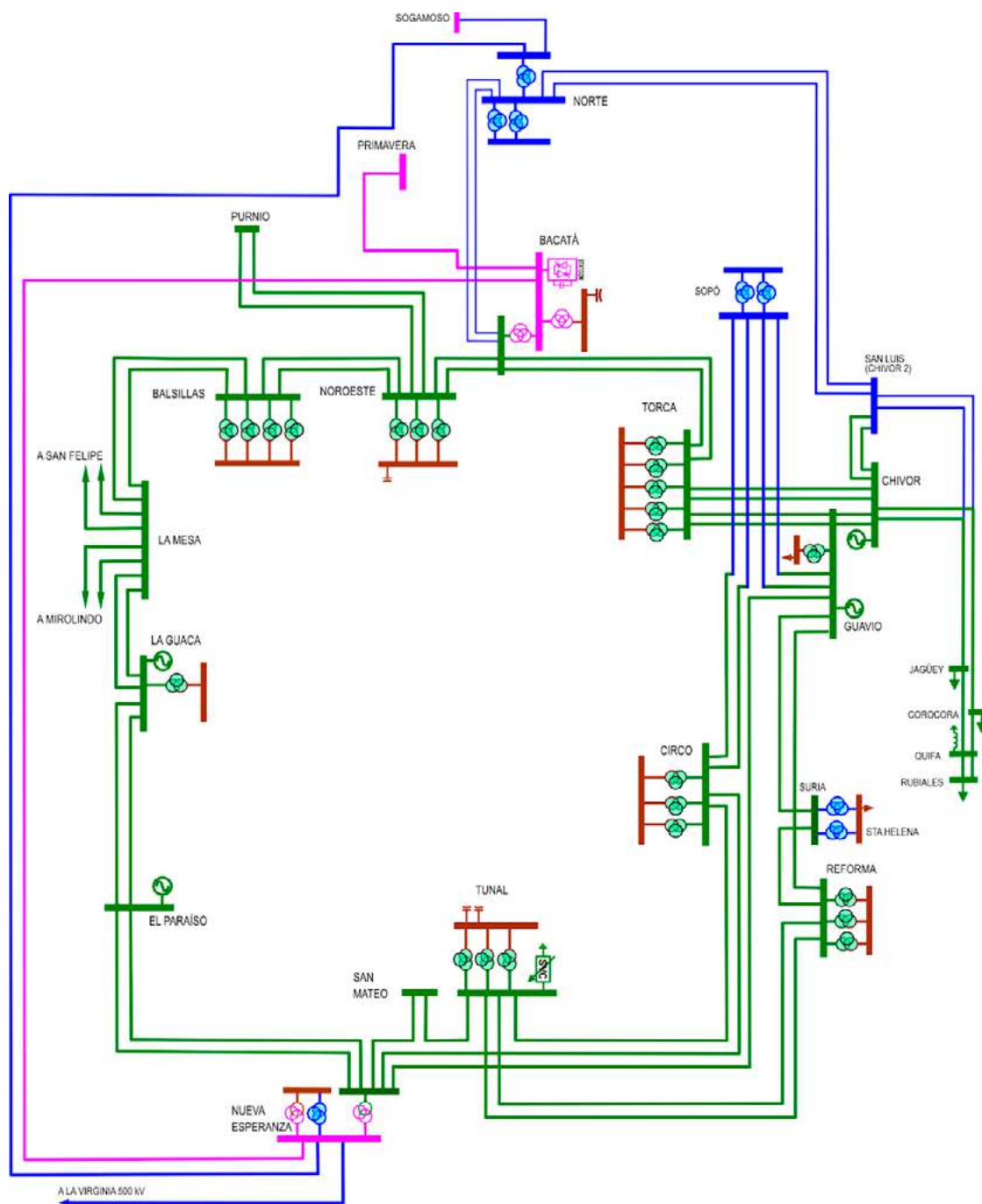


ÁREA ATLÁNTICO

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34,5 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión
⚡ Almacenamiento con Batería - SAEB

Figura 4-3 Diagrama unifilar Área Atlántico

Fuente: UPME



ÁREA BOGOTÁ STN Y TRANSFORMACIÓN

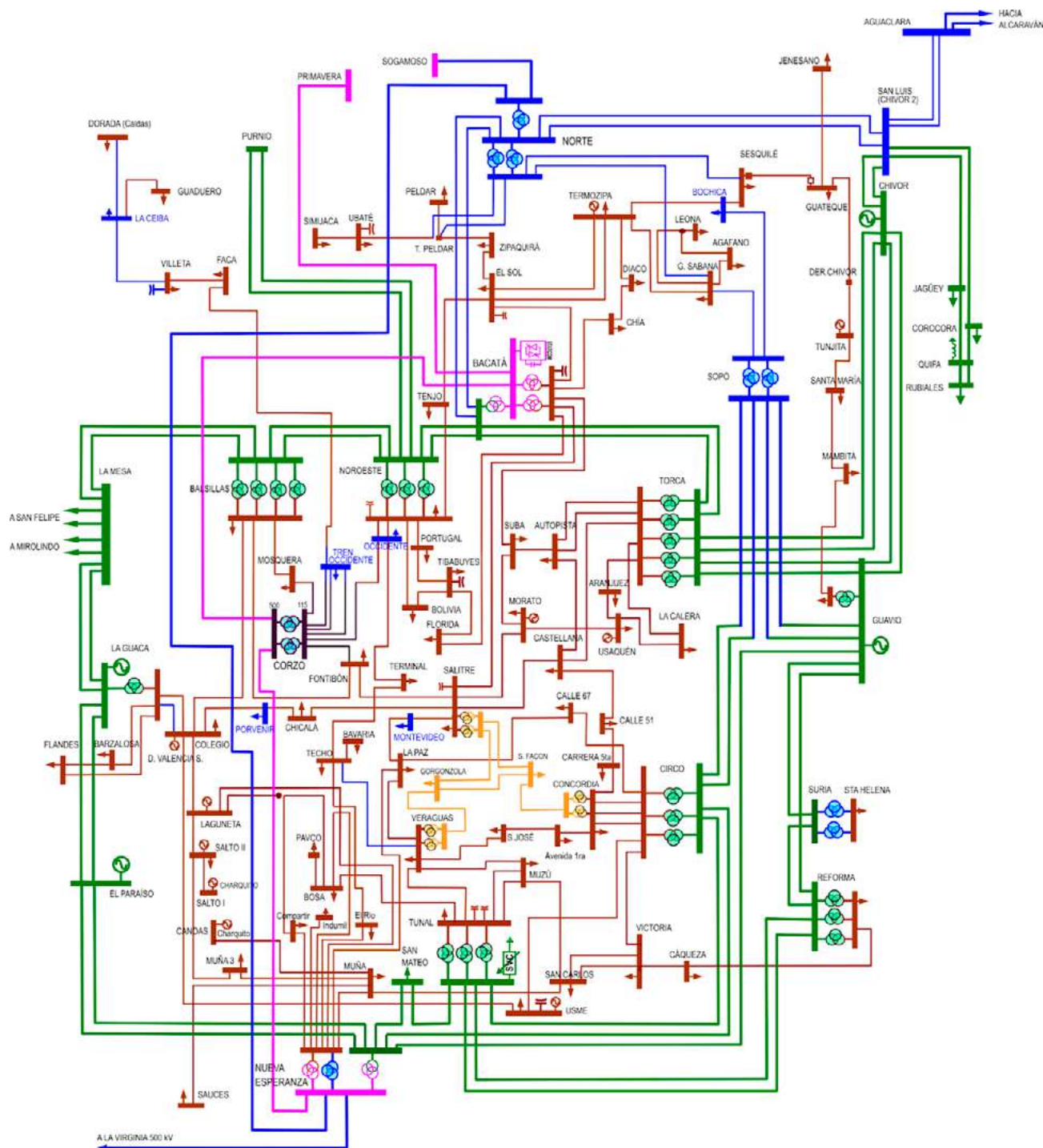
500 kV 230 kV 115 kV Proyectos de Expansión

Figura 4-4 Diagrama unifilar Área Bogotá STN y Transformación

Fuente: UPME



WWW1.UPME.GOV.CO

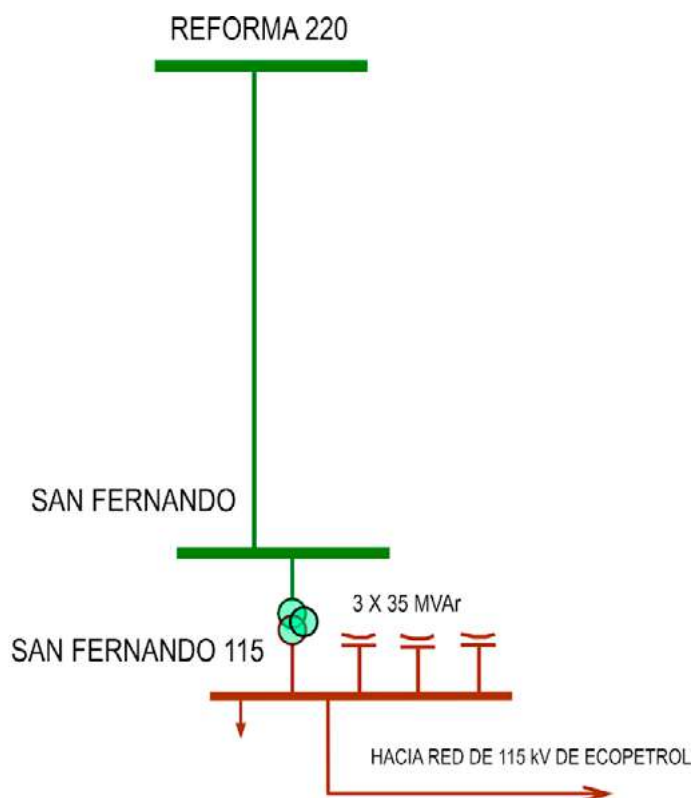


ÁREA BOGOTÁ CON EXPANSIÓN

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

Figura 4-6 Diagrama unifilar Área Bogotá con expansión

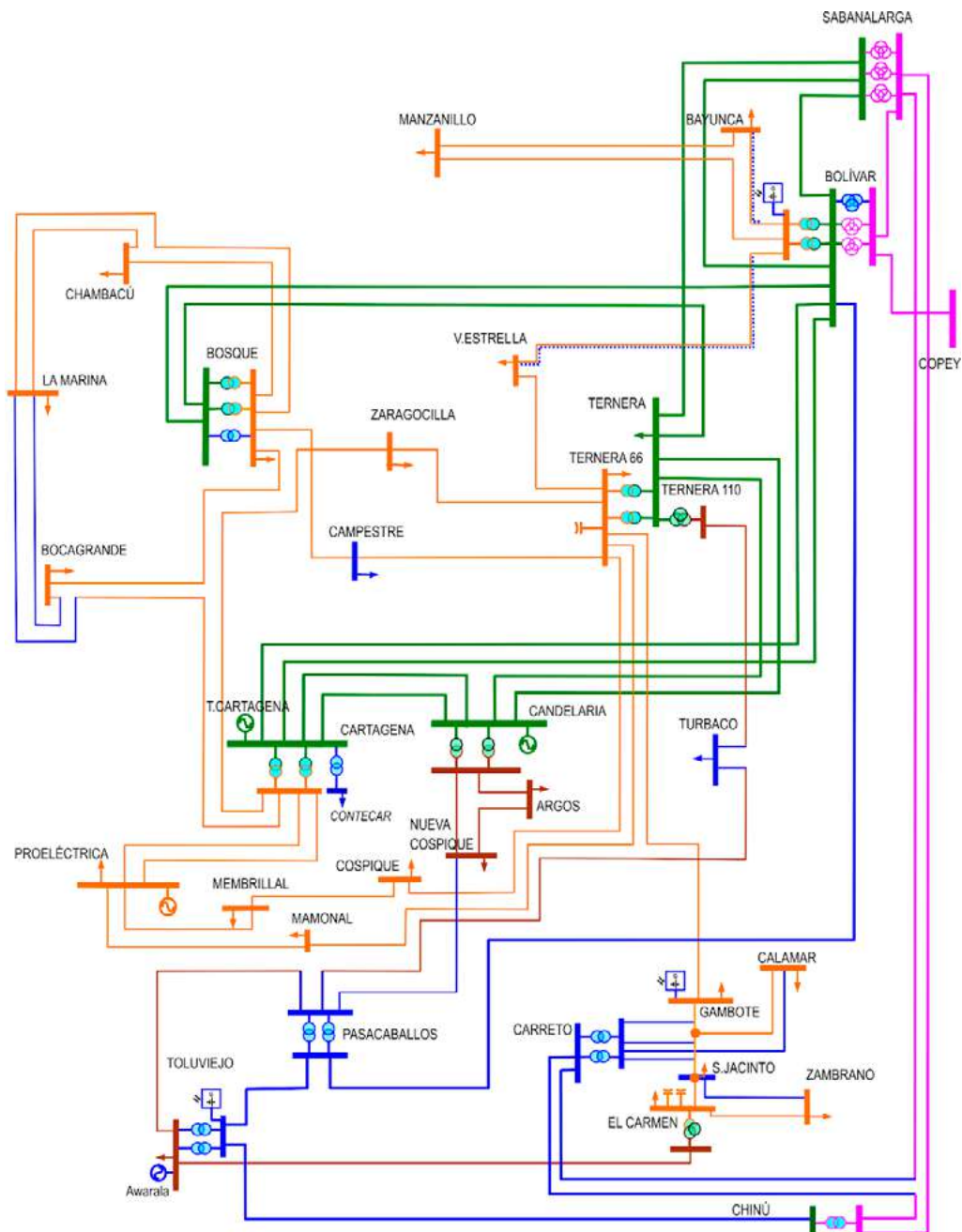
Fuente: UPME



ÁREA META - SISTEMA ECOPETROL

500 kV 230 kV 115 kV 57.5 kV

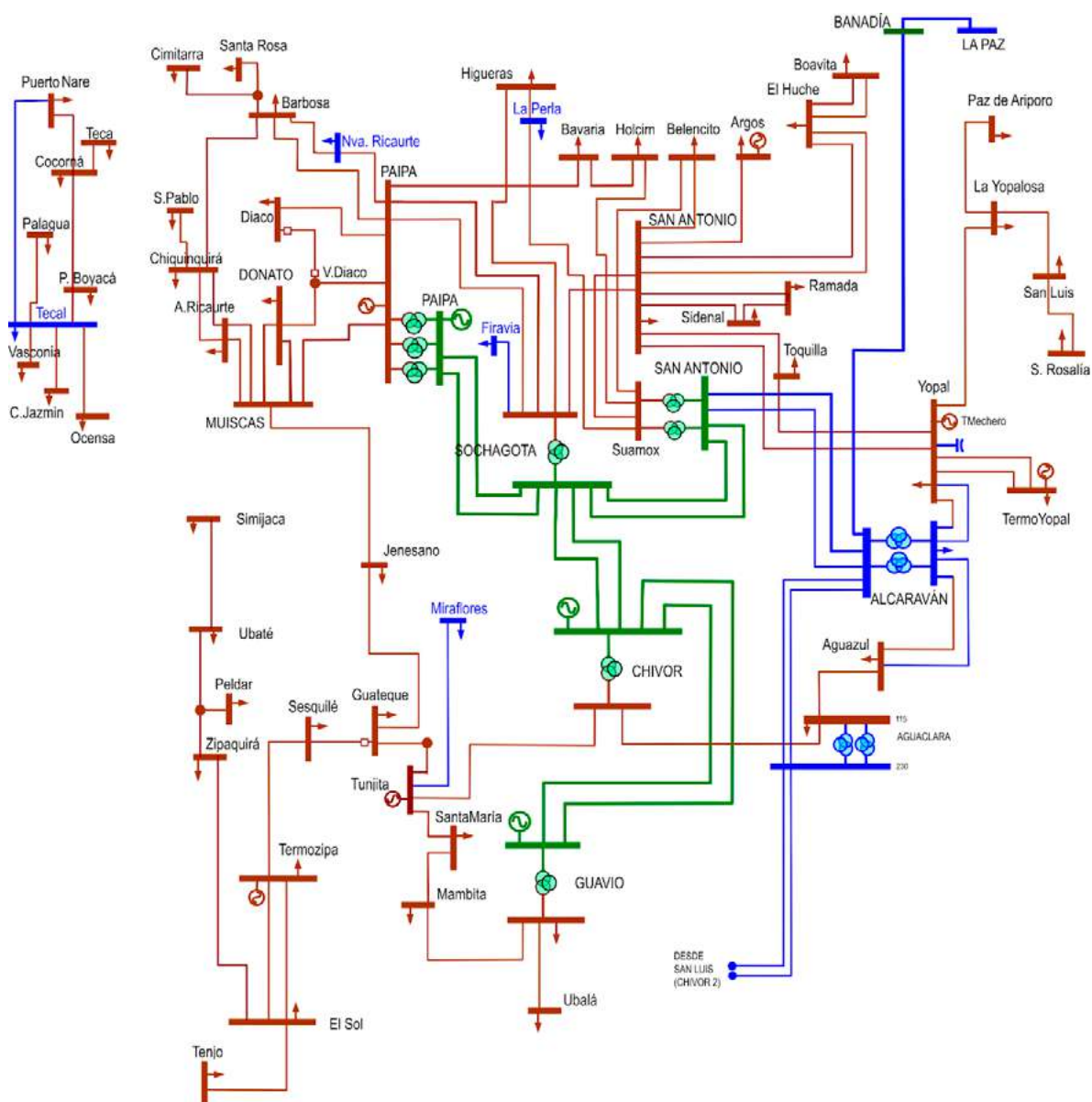
Figura 4-7 Diagrama unifilar Área Meta – Sistema Ecopetrol
Fuente: UPME



ÁREA BOLÍVAR

— 500 kV
 — 220 kV
 — 110 kV
 — 66 kV
 — Expansión Bajo Análisis
 — Proyectos de Expansión
 - - - - - Repotenciación

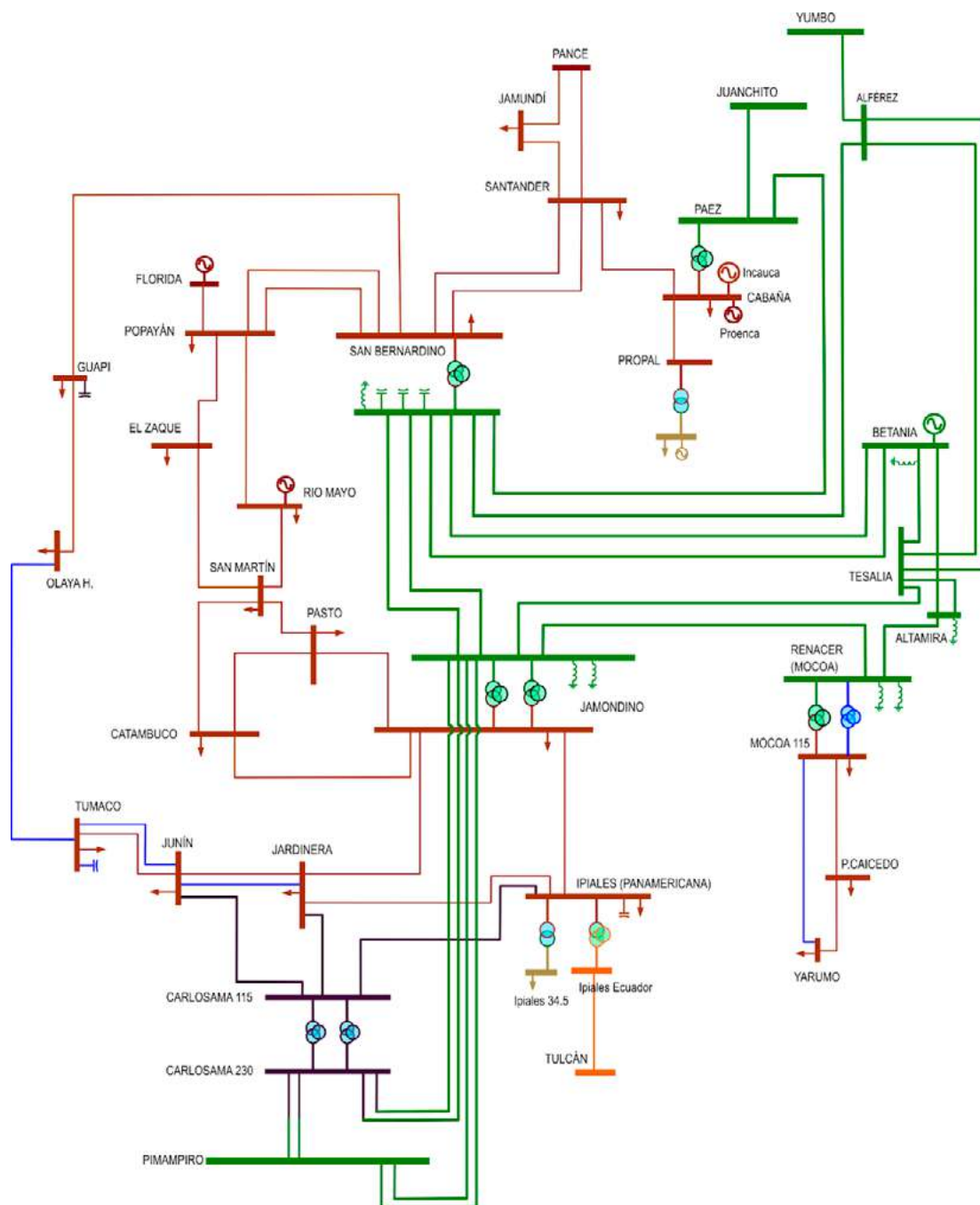
Figura 4-8 Diagrama unifilar Área Bolívar
Fuente: UPME



ÁREA BOYACÁ - CASANARE

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

Figura 4-9 Diagrama unifilar Área Boyacá - Casanare
 Fuente: UPME

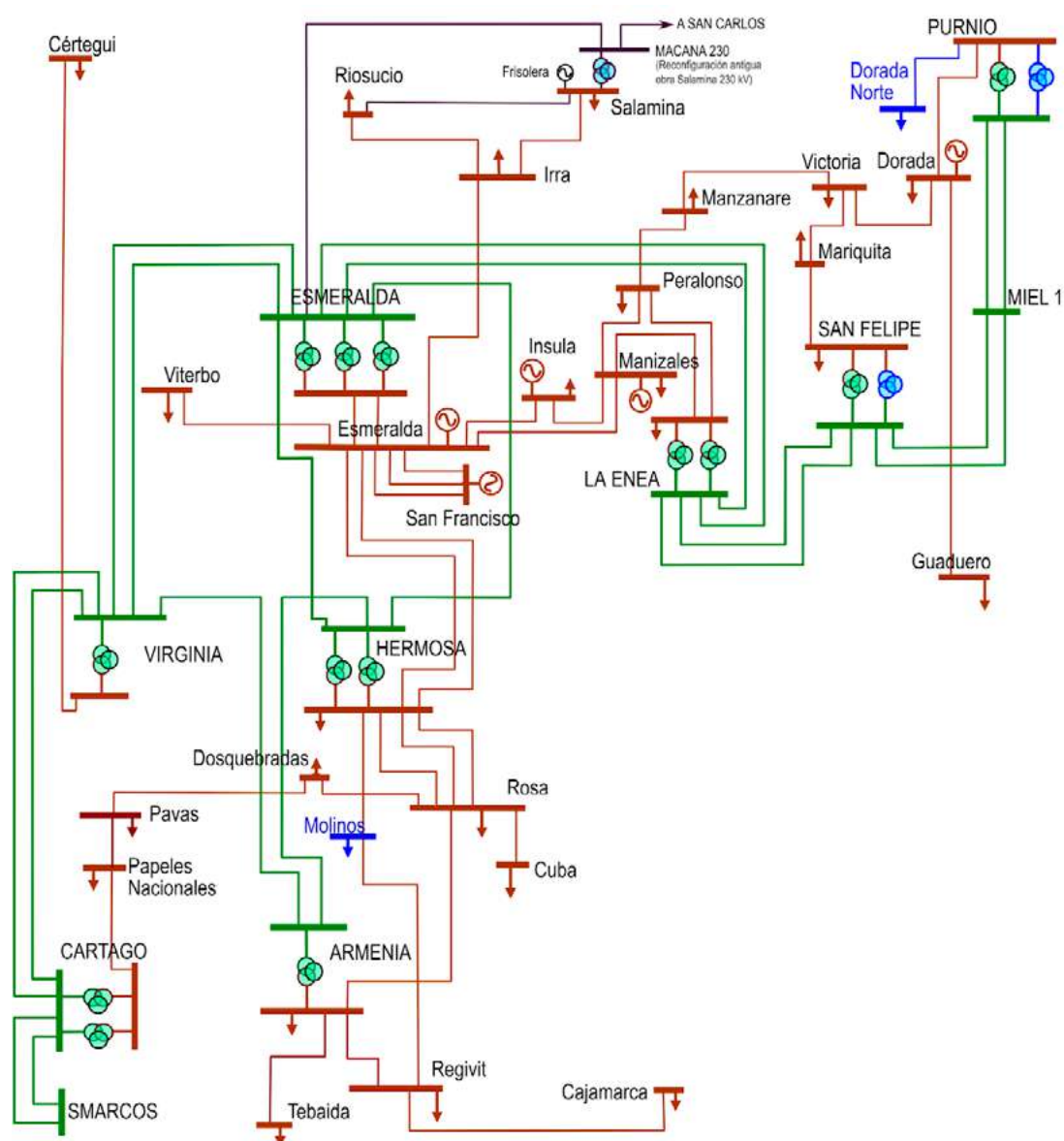


ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV ■ 138 kV ■ Expansión bajo análisis ■ Proyectos de Expansión

Figura 4-10 Diagrama unifilar Área Cauca - Nariño

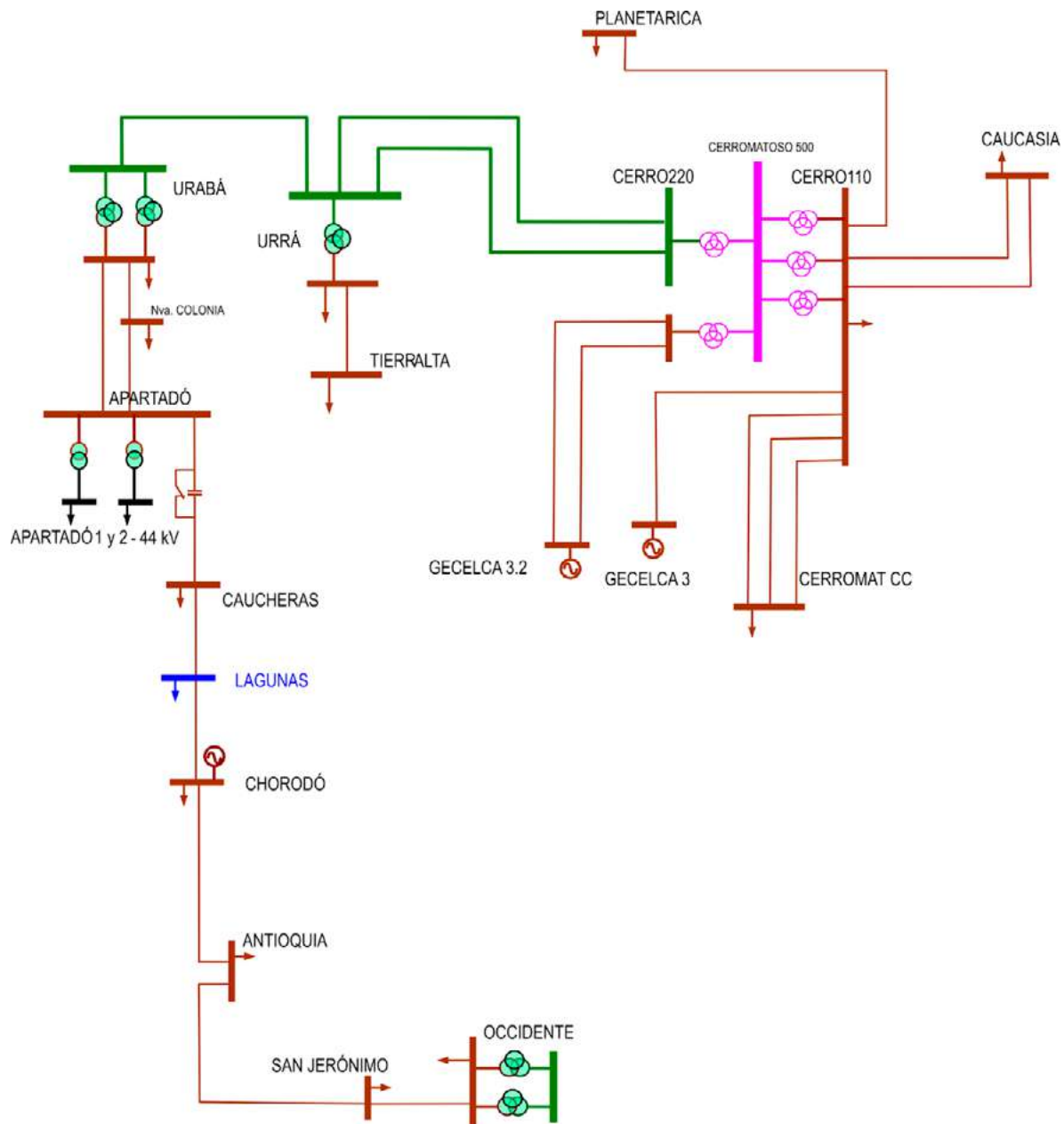
Fuente: UPME



ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Expansión bajo análisis ■ Proyectos de Expansión

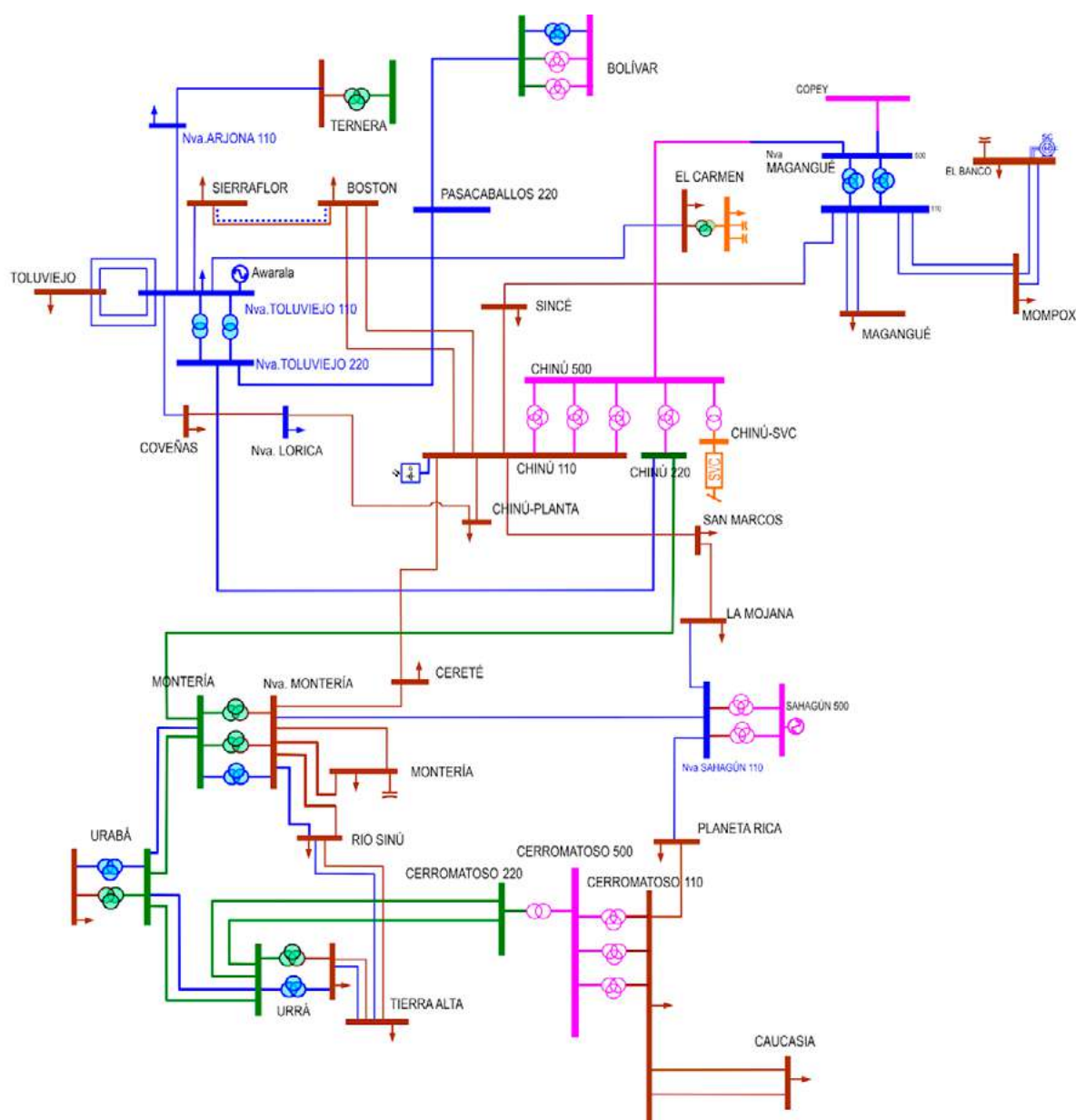
Figura 4-11 Diagrama unifilar Área Caldas – Quindío - Risaralda
Fuente: UPME



ÁREA CERROMATOSO

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

Figura 4-12 Diagrama unifilar Área Cerromatoso
Fuente: UPME

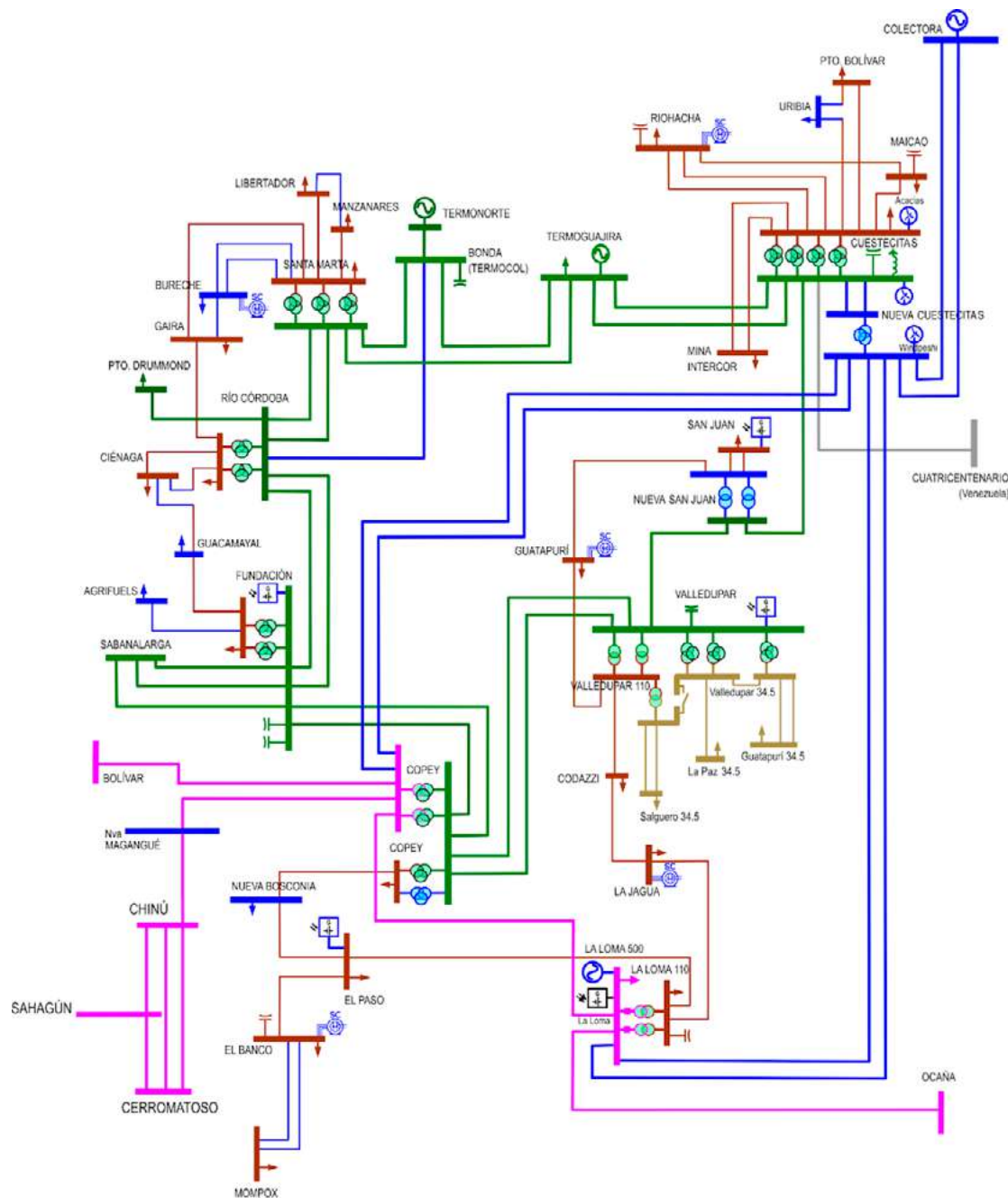


ÁREA CÓRDOBA - SUCRE

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión
 Repotenciación

Figura 4-13 Diagrama unifilar Área Córdoba - Sucre

Fuente: UPME

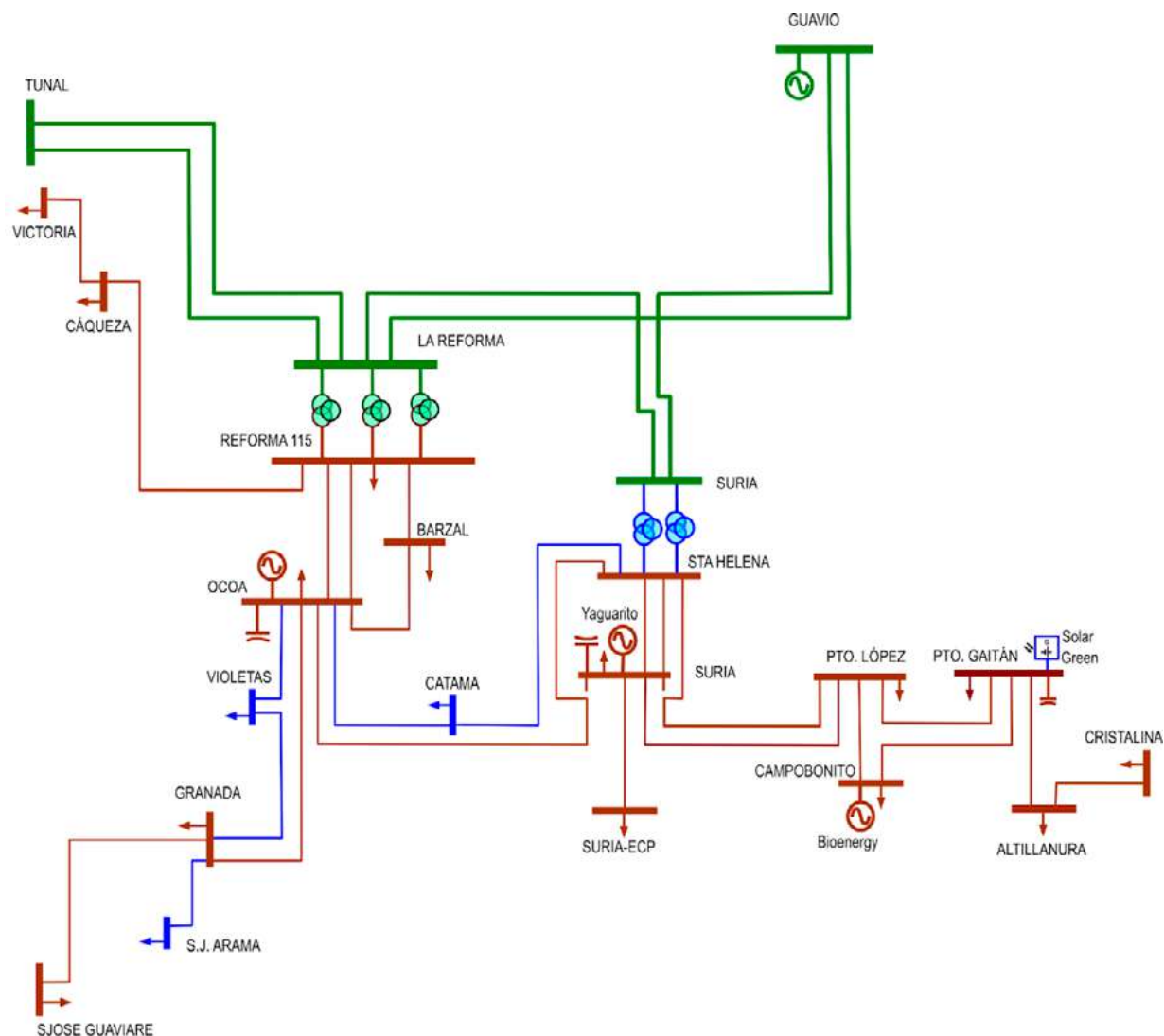


ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 66 kV
 ■ Expansión Bajo Análisis
 ■ Proyectos de Expansión
 ■ Fuera de servicio
⊗ Compensador Síncrono

Figura 4-14 Diagrama unifilar Área Guajira – Cesar – Magdalena

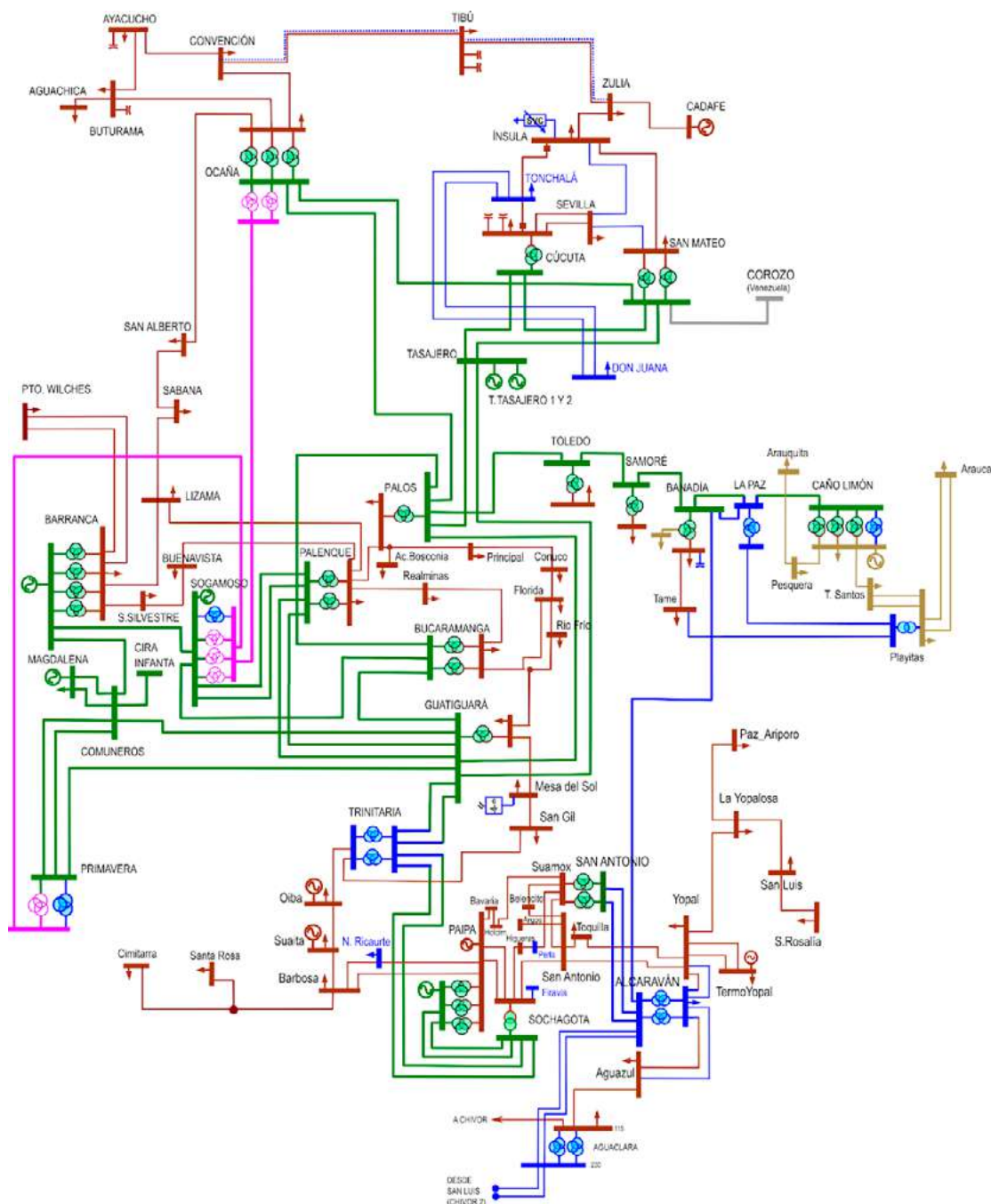
Fuente: UPME



ÁREA META - GUAVIARE

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

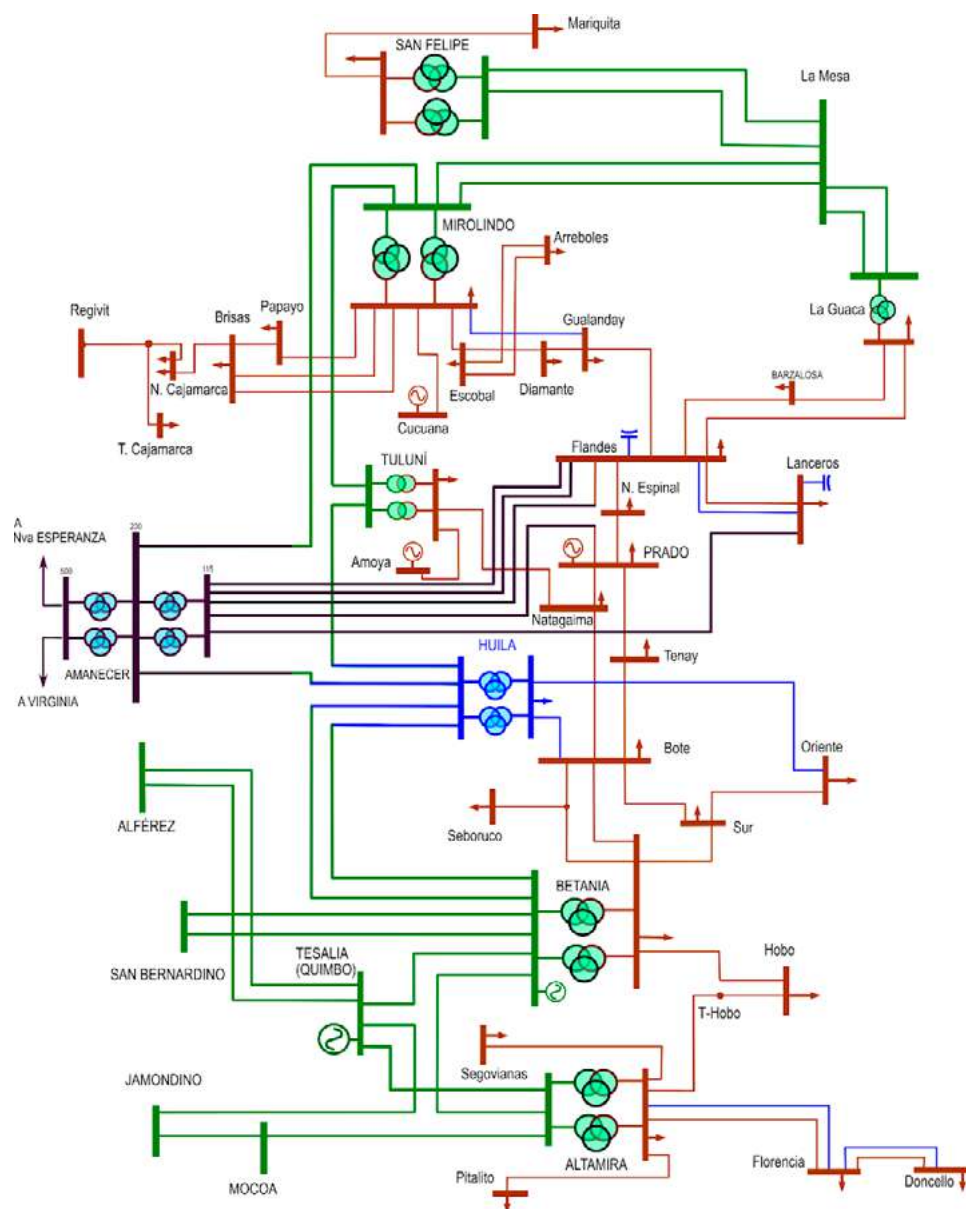
Figura 4-15 Diagrama unifilar Área Meta - Guaviare
Fuente: UPME



ÁREA NORDESTE

500 kV 230 kV 115 kV 34,5 kV Proyectos de Expansión Fuera de servicio
----- Repotenciación

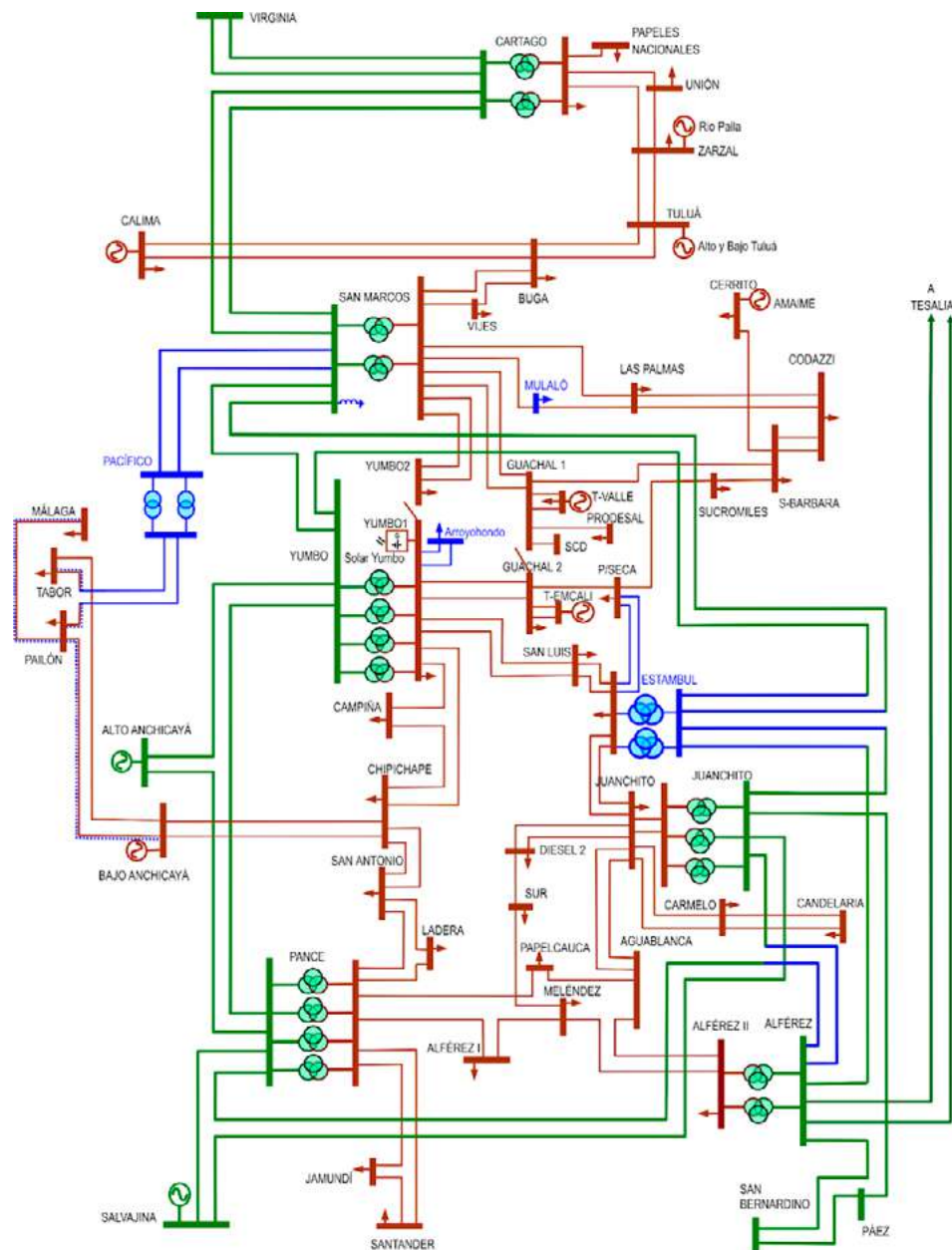
Figura 4-16 Diagrama unifilar Área Nordeste
Fuente: UPME



ÁREA TOLIMA - HUILA - CAQUETÁ

■ 500 kV
 ■ 230 kV
 ■ 115 kV
 ■ Expansión Bajo Análisis
 ■ Proyectos de Expansión

Figura 4-17 Diagrama unifilar Área Tolima – Huila - Caquetá
Fuente: UPME



ÁREA VALLE

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión
----- Repotenciación

Figura 4-18 Diagrama unifilar Área Valle
Fuente: UPME

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

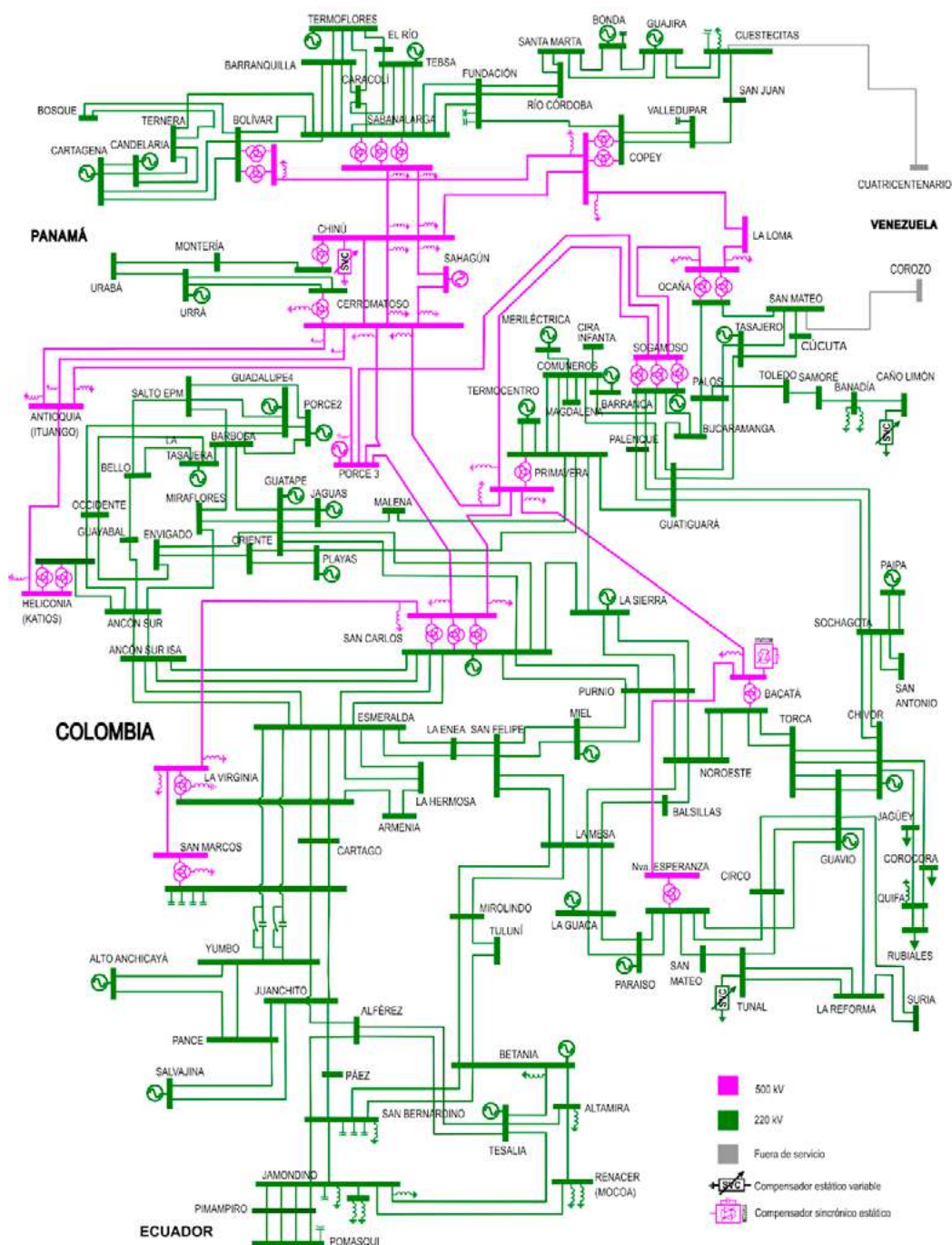


Figura 4-19 Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional - SIN
Fuente: UPME

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

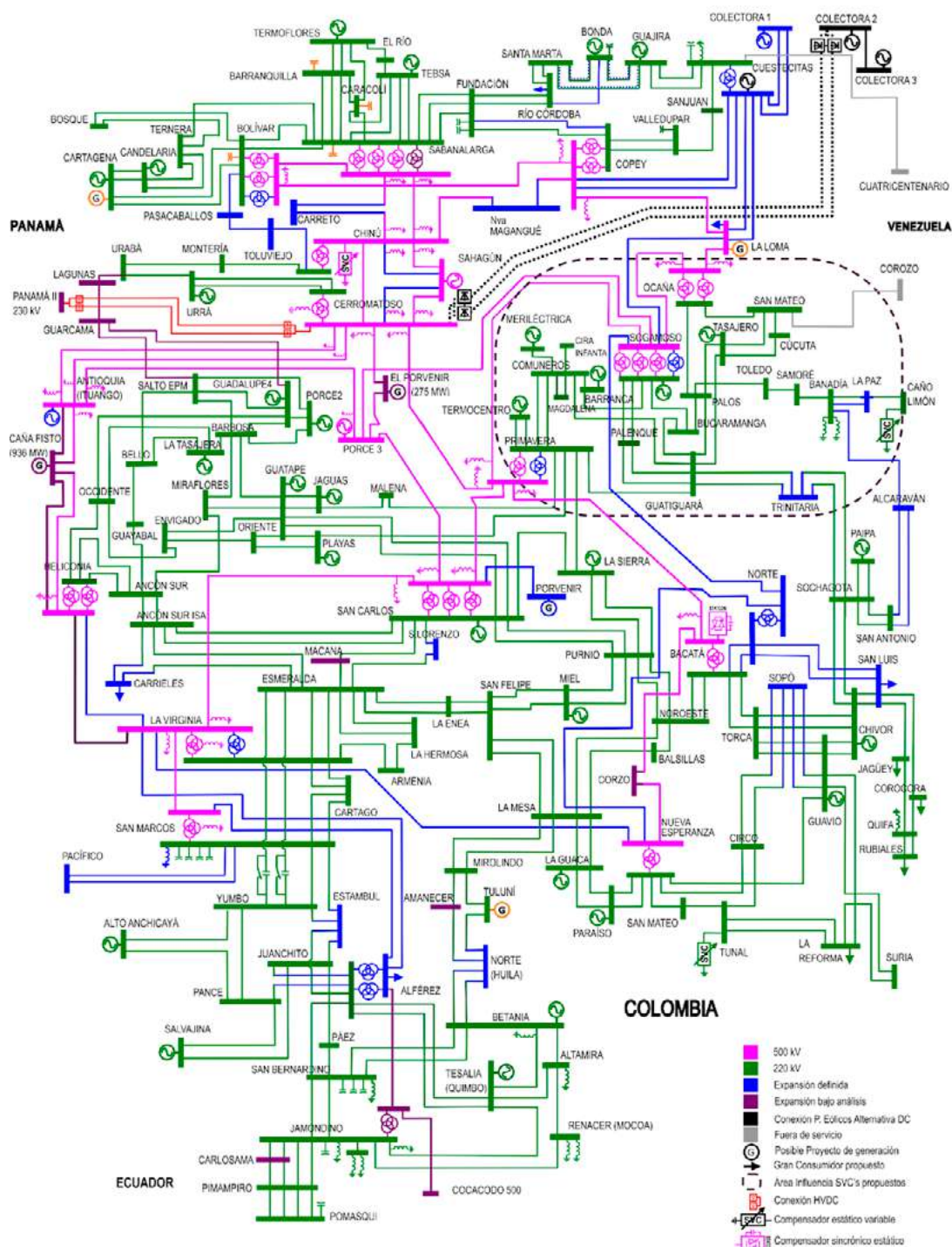


Figura 4-20 Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional (SIN) expansión definida y visión de largo plazo
Fuente: UPME

5. PROYECTOS APROBADOS A LOS 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	SUBESTACIÓN NUEVA ARJONA	SUBESTACIÓN NUEVA ARJONA 110/66/13.8 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - TOLUVIEJO 110 kV EN TERNERA - NUEVA ARJONA 110 kV Y NUEVA ARJONA - TOLUVIEJO 110 kV Y LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - GAMBOTE 66 kV EN TERNERA - NUEVA ARJONA 66 kV Y NUEVA ARJONA - GAMBOTE 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 110/13,8 kV.	2024*
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	SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 110 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 kV EN PASACABALLOS - NUEVA TOLUVIEJO - TOLUVIEJO 110 kV DOS TRANSFORMADORES DE 220/115 kV DE 150 MVA CADA UNO RECONFIGURACIÓN DE SIERRA FLOR - TOLUVIEJO 110 kV EN SIERRA FLOR - NUEVA TOLUVIEJO - TOLUVIEJO 110 kV. RECONFIGURACIÓN DE EL CARMEN - TOLUVIEJO 110 kV EN EL CARMEN - NUEVA TOLUVIEJO - TOLUVIEJO 110 kV. RECONFIGURACIÓN DE COVEÑAS - TOLUVIEJO 110 kV EN COVEÑAS - NUEVA TOLUVIEJO - TOLUVIEJO 110 kV	2025
AFINIA	NUEVA SAHAGÚN	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	2027*
AFINIA	NUEVA LORICA	SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 kV, NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - CHINU PLANTA 110 kV Y NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - COVEÑAS 110 kV	2027*

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AFINIA	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34,5 kV	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34,5 kV	2023*
AFINIA	SUBESTACIÓN NUEVA BOSCONIA 110 kV	SUBESTACIÓN NUEVA BOSCONIA 110/34,5/13,8 kV. CONEXIÓN MEDIANTE LA INTERCEPCIÓN DE LA LÍNEA EXISTENTE COPEY - EL PASO 110 kV PARA LA CREACIÓN DE LAS LÍNEAS COPEY - NUEVA BOSCONIA 110 kV Y NUEVA BOSCONIA - EL PASO 110 kV. CONSTRUCCIÓN DE DOS LÍNEAS DESDE LA SE NUEVA BOSCONIA 34,5 kV HASTA LA SUBESTACIÓN EL DIFÍCIL 34,5 kV, Y LA INSTALACIÓN DE DOS TRANSFORMADORES CON RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN 110/34,5 kV Y 110/13,8 kV	2028
AIR-E	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SALIDA TEBSA	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.	2019**
AIR-E	NUEVA GALAPA	NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA GALAPA 110/13,8 kV 30 MVA. 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	2025
AIR-E	PALERMO	NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 kV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA EL RÍO - TEBSA 110 kV	2026
AIR-E	URIBIA	INSTALACIÓN DE 2 TRANSFORMADORES 110/34,5 kV DE 30 MVA PARA CONECTAR CON LA RED EXISTENTE DE URIBIA 34,5 kV. 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.	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 (PICALÉÑA 115 kV)	NUEVA SUBESTACIÓN ESCOBAL 115 kV (PICALÉÑA 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	SVC DE 80 MVA _r EN LA SUBESTACIÓN ÍNSULA 115 kV	INSTALACIÓN DE UN SVC DE 80 MVA _r EN LA SUBESTACIÓN ÍNSULA 115 kV	2028
CENS	TONCHALÁ 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 kV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA BELÉN - LA ÍNSULA 115 kV	2026

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
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
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**
EBSA	NORMALIZACIÓN DE USUARIOS INDUSTRIALES	NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SIDENAL 115 kV.	EN OPERACIÓN
		NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN HOLCIM 115 kV	EN OPERACIÓN
		NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN BAVARIA 115 kV	EN OPERACIÓN
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.	EN OPERACIÓN
		NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 kV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA MIRAFLORES - CORDOVA 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

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
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 -BOLOM-BOLO - AMAGÁ 110 kV) CONFIGURÁNDOSE EN: ENLACE BOLOMBOLO - 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
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 44/13,2 kV.	2026
		LÍNEA GUARCAMA - ANTIOQUIA 110 kV	2026
EPM	CORRIENTE 230 kV	NUEVO PUNTO DE CONEXIÓN EN CORRIENTES 230 kV, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS ENLACES SAN CARLOS - ESMERALDA 230 kV EN SAN CARLOS - CORRIENTES Y CORRIENTES - ESMERALDA 230 kV.	2028
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	EI 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.	EN OPERACIÓN
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 DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 150 MVA C/U)	2026
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN NORTE 115 kV	SUBESTACIÓN NORTE MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA ZI-PAQUIRÁ-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	2025**
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

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
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.	En Operación
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE - MOSQUERA 115 KV EN LAS LÍNEAS TREN OCCIDENTE - MOSQUERA Y TREN OCCIDENTE - NOROESTE 115 KV Y EL CAMBIO 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	EN OPERACIÓN
		TERCERA ETAPA: REPOTENCIACIÓN A 1.200 A BACATÁ – CHÍA 115 KV	EN OPERACIÓN
ENEL-COLOMBIA	SUBESTACIÓN BOCHICA (LA AURORA) 115 KV Y LÍNEAS 115 KV ASOCIADAS.	NUEVA SUBESTACIÓN BOCHICA (LA AURORA) 115 KV, BARRA SENCILLA, DOS BAHÍAS DE LÍNEA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIONES. ADICIONALMENTE, SE INTERCEPTA LA LÍNEA TERMOZI-PA – SESQUILÉ. PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS NUEVAS LÍNEAS: TERMOZI-PA – AURORA 115 KV (14,12 KM) Y AURORA – SESQUILÉ 115 KV (7,6 KM).	2024*
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 INTEXZONA 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; 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.	2029
EMSA	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS, OCOA- CATAMA 115 KV Y CATAMA-SANTA HELENA 115 KV	2024*
EMSA	SUBESTACIÓN VIOLETAS (GUAMAL) Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN VIOLETAS (GUAMAL) 30 MVA 115/34,5 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS OCOA-VIOLETAS Y VIOLETAS - GRANADA 115 KV	2024*
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

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
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 - GUATAPURÍ - 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 - PALMASECA 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
ENER PUTUMAYO	SUBESTACIÓN RENACER 230/115/34,5 kV	SE DIVIDE EN DOS ETAPAS: 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. ETAPA 2: SE INICIA DESCONEXIÓN DEL ATR1 DE LA SUBESTACIÓN JUNÍN 115 kV Y TRASLADO A NUEVA SUBESTACIÓN RENACER 115 kV.	2026
AIR-E	SUBESTACIÓN BURECHE 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, ALIMENTADA A NIVEL DE 110 kV POR MEDIO DEL SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA SANTA MARTA - GAIRA 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	

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AIR-E	SUBESTACIÓN GUACAMAYAL 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS	INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA FUNDACIÓN – RÍO CÓRDOBA 110 kV, PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN FUNDACIÓN – GUACAMAYAL 110 kV Y GUACAMAYAL – RÍO CÓRDOBA 110 kV. 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. LÍNEA GUACAMAYAL 34,5 kV Y ZAWADY 34,5 kV 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 SEGUNDO TRANSFORMADOR 34,5/13,8 kV EN LA SUBESTACIÓN GUACAMAYAL. 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.	2026
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
TRANSELCA	RECONFIGURACIÓN SUBESTACIÓN SABANALARGA 220 KV	SEGMENTACIÓN DE LOS BARRAJES 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.	2027

*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 (...)"



Unidad de Planeación
Minero Energética



2024

